

JACEK KLUCZNIK

OBLICZANIE WARTOŚCI PRĄDÓW
W PRZEWODACH ODGROMOWYCH
LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH

POLITECHNIKA GDAŃSKA

monografie

162

PRZEWODNICZĄCY KOMITETU REDAKCYJNEGO
WYDAWNICTWA POLITECHNIKI GDAŃSKIEJ

Janusz T. Cieśliński

REDAKTOR PUBLIKACJI NAUKOWYCH

Michał Szydłowski

REDAKTOR SERII

Zbigniew Krzemiński

RECENZENCI

Zbigniew Lubośny

Marian Sobierajski

REDAKCJA JĘZYKOWA

Agnieszka Frankiewicz

PROJEKT OKŁADKI

Jolanta Cieślawska

Wydano za zgodą

Rektora Politechniki Gdańskiej

Oferta wydawnicza Politechniki Gdańskiej jest dostępna pod adresem

www.pg.edu.pl/wydawnictwo/katalog

zamówienia prosimy kierować na adres wydaw@pg.gda.pl

Utwór nie może być powielany i rozpowszechniany, w jakiegokolwiek formie
i w jakikolwiek sposób, bez pisemnej zgody wydawcy

© Copyright by Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej,
Gdańsk 2017

ISBN 978-83-7348-701-7

SPIS TREŚCI

WYKAZ WAŻNIEJSZYCH OZNACZEŃ	5
1. WSTĘP	7
2. MODELE MATEMATYCZNE NAPOWIETRZNYCH LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH WN	9
2.1. Wstęp	9
2.2. Równania Carsona dla linii elektroenergetycznych	10
2.3. Współczynniki Maxwella dla linii elektroenergetycznych	14
2.4. Wpływ zwisu i zmiennego układu przewodów na parametry linii	14
2.5. Model jednorodnej linii elektroenergetycznej z przewodem odgromowym ...	22
2.6. Model jednorodnej linii elektroenergetycznej z dwoma przewodami odgromowymi	24
2.7. Model dwutorowej linii elektroenergetycznej z dwoma przewodami odgromowymi	27
3. OBLICZANIE ROZPŁYWU PRĄDÓW W PRZEWODACH ODGROMOWYCH	32
3.1. Cel i metody obliczania rozptywu prądów w przewodach odgromowych	32
3.2. Schematy zastępcze dla obliczeń rozptywu prądów zwarciovych	35
3.3. Nowa metoda obliczania rozptywu prądów w przewodach odgromowych	45
3.4. Analiza rozptywu prądów w linii jednorodnej z pojedynczym przewodem odgromowym	52
3.5. Analiza rozptywu prądów w linii jednorodnej z podwójnym przewodem odgromowym	59
3.6. Analiza rozptywu prądów w linii dwutorowej z podwójnym przewodem odgromowym	62
3.7. Analiza rozptywu prądów w rozbudowanych układach	65
4. DOKŁADNOŚĆ OBLICZANIA ROZPŁYWU PRĄDÓW METODĄ TABLEAU	76
4.1. Wstęp	76
4.2. Wykorzystanie modelu jednofazowego	76
4.3. Wykorzystanie programu PowerFactory	78
4.4. Ocena dokładności metody	82
4.5. Uwzględnienie susceptancji i konduktancji linii	87
5. DOBÓR PRZEWODÓW ODGROMOWYCH	90
5.1. Wytrzymałość cieplna przewodów	90
5.2. Ochrona przeciwporażeniowa	94

6. USZKODZENIA CIĄGŁOŚCI W SYSTEMIE OCHRONY ODGROMOWEJ	97
6.1. Wstęp	97
6.2. Rozpływ prądów zwarciovych przy uszkodzeniach	97
6.3. Ochrona przeciwporażeniowa przy uszkodzeniach	99
6.4. Skuteczność działania zabezpieczeń	100
7. PODSUMOWANIE	117
BIBLIOGRAFIA	119
Streszczenie w języku polskim	123
Streszczenie w języku angielskim	125

WYKAZ WAŻNIEJSZYCH OZNACZEŃ I SKRÓTÓW

a	– operator obrotu
A, B, C	– oznaczenia faz
A_1	– macierz incydencji
B	– macierz susceptancji
E, E_1, E_2	– oznaczenia przewodów odgromowych
D_{ij}	– odległość przewodu i od przewodu j
f	– zwis przewodu
h	– wysokość przewodu nad powierzchnią ziemi
H	– naprężenie przewodu w najniższym punkcie przewodu
I_{thr}	– dopuszczalny prąd cieplny (krótkotrwały) przewodu odgromowego
I	– wektor prądów
I_{Ei}	– prąd w przewodzie odgromowym w i -tym przęśle
I_{ti}	– prąd uziomowy i -tego słupa
j_{thn}	– dopuszczalna n -sekundowa gęstość prądu przy zwarciu
k_1	– przekładnia przekładników prądowych
k_k	– współczynnik kompensacji prądowej
K	– współczynnik Maxwella
K_U	– macierz współczynników napięciowych
L	– długość przęsła
P, Q	– funkcje całkowite równań Carsona
r	– współczynnik redukcyjny
r_i	– promień przewodu
r_{ei}	– promień zastępczy przewodu
r_{zi}	– promień zastępczy przewodów wiązkowych
R_{int}	– rezystancja wewnętrzna przewodu
R_1	– rezystancja zastępcza dla składowej zgodnej
R_2	– rezystancja zastępcza dla składowej przeciwnej
R_0	– rezystancja zastępcza dla składowej zerowej
R_c	– rezystancja połączenia przewodu odgromowego i słupa
R_l	– rezystancja łuku
R_{ti}	– rezystancja uziemienia i -tego słupa
R_u	– rezystancja uziemienia stacji
s	– przekrój obliczeniowy przewodu
S_{ii}	– odległość przewodu i od swojego lustrzanego odbicia względem ziemi
S_{ij}	– odległość przewodu i od lustrzanego odbicia przewodu j względem ziemi
S''_K	– moc zwarciowa
t_k	– czas trwania zwarcia

U	– wektor napięcie
U_t	– napięcie uziomowe
U_D	– dopuszczalne napięcie dotykowe
w	– ciężar własny przewodu
X_1	– reaktancja zastępcza dla składowej zgodnej
X_2	– reaktancja zastępcza dla składowej przeciwnej
X_0	– reaktancja zastępcza dla składowej zerowej
X_{int}	– reaktancja wewnętrzna przewodu
Y	– macierz admitancji
Z_{ij}	– impedancja wzajemna przewodów
Z_{ii}	– impedancja własna przewodu
Z	– macierz impedancji
σ	– rezystywność elektryczna gruntu
γ	– przewodność właściwa przewodu
μ_0	– przenikalność magnetyczna próżni
ε_0	– przenikalność elektryczna próżni
ω	– pulsacja

Rozdział 1

WSTĘP

Linie elektroenergetyczne wysokiego napięcia należą do najważniejszych elementów współczesnych systemów elektroenergetycznych. Linie stanowią kręgosłup systemu elektroenergetycznego, spajając jego strukturę, łącząc węzły wytwórcze i węzły odbiorcze. Pozwalają na przesyłanie energii elektrycznej wytworzonej w elektrowniach do odbiorców znajdujących się często w dużej odległości od źródeł energii. Linie elektroenergetyczne łączą także systemy elektroenergetyczne różnych krajów, podnosząc ich niezawodność pracy oraz umożliwiając obrót energią elektryczną.

O tym, jak istotne jest zapewnienie bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego i zagwarantowanie nieprzerwanych dostaw energii elektrycznej do odbiorców, świadczą wielkie awarie systemowe, jakie miały miejsce w przeszłości. Zdarzenia takie, określane mianem blackoutów, bardzo często powodowane są zakłóceniami i awariami w pracy linii elektroenergetycznych. Można tu wspomnieć awarię, jaka objęła swoim zasięgiem część wschodniego wybrzeża USA i Kanady w roku 2003, dotykając bezpośrednio około 55 mln osób. Również w roku 2003 doszło w Europie do pozbawienia zasilania na znacznym obszarze Włoch. Kolejna awaria w systemie europejskim, jaka wystąpiła w roku 2006, doprowadziła do podzielenia systemu na trzy pracujące asynchronicznie podsystemy i pozbawienia na kilka godzin zasilania części odbiorców w zachodniej części kontynentu. W Polsce w roku 2008 miała miejsce awaria obejmująca część województwa zachodniopomorskiego, w tym miasto Szczecin. Zasilania zostało pozbawionych około 630 tys. mieszkańców tego terenu.

Przyczyną wszystkich powyższych awarii były uszkodzenia i wyłączenia linii elektroenergetycznych, co spowodowało chaos wśród mieszkańców i znaczne straty finansowe. Skala obserwowanych strat i rozmiary obszaru objętego awariami systemowymi uświadomiamy, jak ważne dla bezpieczeństwa energetycznego kraju czy regionu są linie elektroenergetyczne, ich prawidłowe projektowanie, wybudowanie i eksploatacja.

Problematyka prezentowana w niniejszej monografii dotyczy jednego z aspektów projektowania, eksploatacji i modernizacji linii elektroenergetycznych, jakim jest dobór przewodów odgromowych. Przewody odgromowe stanowią obok konstrukcji wsporczych (słupów) i przewodów fazowych ważną część linii elektroenergetycznej. Podstawowym celem ich instalowania jest zapewnienie ochrony przewodów fazowych przed bezpośrednimi wyładowaniami atmosferycznymi. Jednak ich wpływ na linię nie ogranicza się jedynie do zapewnienia ochrony odgromowej. Przewody odgromowe uczestniczą także w przepływie prądów zwarciovych w czasie zwarcia doziemnych, mają wpływ na wartości prądów zwarciovych, jak również wpływają na system ochrony przeciwporażeniowej linii. Przewody odgromowe we współczesnych liniach elektroenergetycznych zawierają często w swoim rdzeniu włókna światłowodowe wykorzystywane do komunikacji i sterowania. Wszystkie powyższe czynniki powodują, że właściwy dobór przewodów odgromowych ma znaczący wpływ na bez-

pieczeństwo pracy linii elektroenergetycznej, a tym samym na bezpieczeństwo pracy całego systemu elektroenergetycznego.

W monografii zaproponowano nową metodę obliczania wartości prądów płynących w przewodach odgromowych w czasie zwarć, pozwalającą na dobór przewodów odgromowych pod względem wytrzymałości cieplnej. Proponowana metoda charakteryzuje się większą dokładnością i większą uniwersalnością niż powszechnie stosowane techniki, pozwalając tym samym na dobór przewodów odgromowych z mniejszym ryzykiem niepewności.

Opisana w pracy metoda obliczeniowa umożliwia również ocenę ochrony przeciwporażeniowej linii poprzez wyznaczenie wartości prądów płynących w uziomach słupów oraz potencjałów słupów w czasie zwarć doziemnych.

Rozdział 2

MODELE MATEMATYCZNE NAPOWIETRZNYCH LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH WN

2.1. Wstęp

Analiza zjawisk zachodzących w liniach elektroenergetycznych wymaga sformułowania opisu matematycznego dla zjawisk fizycznych, jakie zachodzą w liniach. Dzięki temu możliwe jest przygotowanie modelu matematycznego, który może być wykorzystywany w celu prowadzenia analiz. Jednak każdy model matematyczny jest tylko próbą odzwierciedlenia rzeczywistości. Każdy model zawiera zatem pewne uproszczenia zjawisk fizycznych zachodzących w rzeczywistych obiektach [68]. Z tego względu tworząc model matematyczny, należy zdecydować, do jakiego typu analiz będzie on wykorzystywany. Z kolei określenie celu tworzenia modelu pozwala na dokonanie wyboru zjawisk fizycznych, które powinny być uwzględnione w jego opisie matematycznym, a które można, bez szkody dla uzyskiwanych wyników, pominąć.

Podział modeli linii elektroenergetycznych może być dokonany na kilku płaszczyznach. Najważniejsze z nich to:

- modele o stałych skupionych i modele o stałych rozłożonych;
- modele trójfazowe (lub wielofazowe) i modele jednofazowe (wykorzystujące składowe symetryczne);
- modele do analizy stanów szybkozmiennych, modele do analiz stanów wolnozmiennych, modele do analiz stanów quasi-ustalonych i ustalonych.

Istnieje wiele publikacji krajowych i zagranicznych poruszających tematykę modelowania linii elektroenergetycznych. Do najważniejszych z nich można zaliczyć [2, 18, 26, 30, 56, 68]. Dlatego też w niniejszej pracy nie będą opisywane wszystkie rodzaje stosowanych w elektrotechnice modeli matematycznych linii elektroenergetycznych. Zostaną natomiast szczegółowo zaprezentowane modele wykorzystywane w analizach prezentowanych w dalszych rozdziałach niniejszej monografii.

Tematyka monografii dotyczy stanów ustalonych i stanów nieustalonych wolnozmiennych linii elektroenergetycznych. Analizowane w pracy stany nieustalone ograniczają się jedynie do zwarć, przy których spektrum częstotliwości, w jakich zachodzą te zjawiska, nie odbiega istotnie od częstotliwości sieciowej. Umożliwia to stosowanie wielu uproszczeń w modelu linii (np. parametry modelu linii pozostają stałe, będąc niezależnymi od częstotliwości, ograniczone jest zjawisko naskórkowości prądu).

Długości analizowanych w monografii linii elektroenergetycznych nie przekraczają 200 km, co jest typowe dla linii pracujących w Polskim Systemie Elektroenergetycznym i w znakomitej większości krajów europejskich. Powoduje to, że w analizach wykorzysty-

wane są tylko modele o stałych skupionych i tym samym pomija się zjawiska falowe zachodzące w liniach długich.

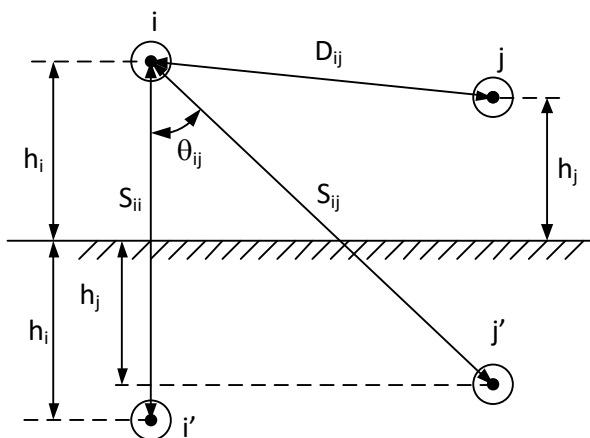
Jednak najważniejszym uproszczeniem, jakie pojawia się w pracy, jest przyjęcie liniowości modeli, co pozwala na ich analizę z wykorzystaniem elementów algebry liniowej.

Stosowane w monografii uproszczenia mają bardzo ważny aspekt praktyczny. Jest nim ograniczenie ilości danych niezbędnych do przygotowania modelu do analiz. Dzięki temu opisywane w pracy metody analizy pracy linii elektroenergetycznych w czasie zwarć doziemnych mogą być realizowane w oparciu o podstawowe informacje na temat budowy linii elektroenergetycznej, takie jak typ przewodów fazowych i odgromowych, ich rozmieszczenie geometryczne na słupach, rezystywność gruntu, rezystancje uzmiennień słupów i stacji elektroenergetycznych.

2.2. Równania Carsona dla linii elektroenergetycznych

Podstawą do wyznaczenia parametrów podłużnych linii elektroenergetycznych, tj. rezystancji i reaktancji, są równania sformułowane w 1926 roku przez J. Carsona [4]. Pozwalają one na wyznaczenie impedancji własnej i wzajemnej dowolnego układu przewodów umieszczonych nad ziemią. Równania uwzględniają grunt jako przewodnik elektryczny, zakładając jego jednorodną przewodność elektryczną. Jest to uproszczenie często stosowane w praktyce ze względu na łatwiejsze możliwości pozyskania danych dotyczących rezystywności gruntu. W rzeczywistości grunt rzadko jest jednorodny, a warstwa wierzchnia charakteryzuje się inną rezystywnością niż warstwy położone głębiej [9, 43].

Na rysunku 2.1 przedstawiono układ dwóch równoległych przewodów i oraz j nad powierzchnią ziemi, z zaznaczeniem podstawowych wymiarów geometrycznych niezbędnych do wyznaczenia parametrów linii. Poniżej powierzchni ziemi są umieszczone przewody fikcyjne i' oraz j' , stanowiące lustrzane odbicie przewodów właściwych względem powierzchni ziemi.



Rys. 2.1. Układ dwóch równoległych przewodów nad ziemią, z określeniem podstawowych wymiarów geometrycznych

Impedancja własna przewodu i o długości 1 km jest wyznaczana z zależności:

$$\underline{Z}_{ii} = R_{\text{int}} + jX_{\text{int}} + \frac{\omega\mu_0 10^3}{\pi} \left(P + j \left(\frac{1}{2} \ln \frac{S_{ii}}{r_i} + Q \right) \right) \quad (2.1)$$

natomiast impedancja wzajemna, pomiędzy przewodem i oraz j , jest wyznaczana z zależności:

$$\underline{Z}_{ij} = \frac{\omega\mu_0 10^3}{\pi} \left(P + j \left(\frac{1}{2} \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} + Q \right) \right) \quad (2.2)$$

gdzie: R_{int} – rezystancja wewnętrzna przewodu,
 X_{int} – reaktancja wewnętrzna przewodu,
 S_{ii} – odległość przewodu i od swojego lustrzanego odbicia względem ziemi,
 S_{ij} – odległość przewodu i od lustrzanego odbicia przewodu j względem ziemi,
 D_{ij} – odległość przewodu i od przewodu j ,
 r_i – promień przewodu i ,
 ω – pulsacja,
 μ_0 – przenikalność magnetyczna próżni,
 P, Q – funkcje całkowite uwzględniające skończoną wartość przewodności gruntu.

Występujące w równaniach (2.1) i (2.2) funkcje całkowite P oraz Q są związane z wyznaczaniem potencjału wektorowego przewodu nieskończenie długiego. Są bezwymiarowe i mają ogólną postać [36, 37]:

$$P(p, q) = \int_0^{\infty} e^{-pu} \left(\sqrt{u^2 + j} - u \right) \frac{\sin(qu)}{u} du \quad (2.3)$$

$$Q(p, q) = \int_0^{\infty} e^{-pu} \left(\sqrt{u^2 + j} - u \right) \cos(qu) du \quad (2.4)$$

Postać taka jest trudna do praktycznego zastosowania, dlatego wartość funkcji P i Q oblicza się przez rozwinięcie w szereg. Rozwinięcie w szereg realizuje się, dokonując transformacji współrzędnych:

$$r = \sqrt{p^2 + q^2} \quad \text{oraz} \quad \theta = \arctg \frac{q}{p} \quad (2.5)$$

Graficzna ilustracja kąta θ została przedstawiona na rysunku 2.1. Wartość kąta θ można wyznaczyć z zależności:

$$\theta = \arccos \frac{h_i + h_j}{S_{ij}} \quad (2.6)$$

a bezwymiarowa zmienna r jest związana z przewodnością elektryczną gruntu:

$$r = S_{ij} \sqrt{\frac{\omega\mu_0}{\rho}} \quad (2.7)$$

gdzie: h_i – wysokość przewodu i nad powierzchnią ziemi,
 h_j – wysokość przewodu j nad powierzchnią ziemi,

- S_{ij} – odległość przewodu i od lustrzanego odbicia przewodu j względem ziemi (w przypadku obliczania impedancji wzajemnej) lub odległość przewodu i od swojego lustrzanego odbicia względem ziemi (w przypadku obliczania impedancji własnej),
 ω – pulsacja,
 ρ – rezystywność elektryczna gruntu.

Stosując zależności (2.3)–(2.7) do analizy linii elektroenergetycznych, nieskończone rozwinięcia szeregów można uprościć do sumy trzech składników w przypadku obliczania wartości Q :

$$Q = -0,0386 + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{2}{r}\right) + \frac{1}{3\sqrt{2}} r \cos \theta \quad (2.8)$$

oraz do czterech składników w przypadku obliczania wartości P :

$$P = \frac{\pi}{8} - \frac{1}{3\sqrt{2}} r \cos \theta + \frac{r^2}{16} \cos(2\theta) \left(0,6728 + \ln\frac{2}{r}\right) + \frac{r^2}{16} \sin(2\theta) \quad (2.9)$$

Przybliżenie takie jest powszechnie stosowane [22, 30, 37] i nie wnosi znaczących błędów do obliczeń.

Analizując wzór na impedancję własną (2.1), można zauważyć występowanie we wzorze rezystancji wewnętrznej przewodu R_{int} i reaktancji wewnętrznej przewodu X_{int} . Pierwsza z nich wynika wprost z przewodności materiału, z jakiego został wykonany przewód, oraz jego przekroju. Rezystancja wewnętrzna może też uwzględniać zjawisko naskórkowości prądu, choć w analizach dotyczących pracy systemu elektroenergetycznego w typowych warunkach w stanach nieustalonych wolnozmiennych udział tego zjawiska jest niewielki i w niniejszej pracy nie będzie on uwzględniany. Rezystancję wewnętrzną przewodu o długości 1 km można obliczyć z zależności:

$$R_{\text{int}} = \frac{10^3}{\gamma s} \quad (2.10)$$

gdzie: γ – przewodność właściwa materiału, z jakiego wykonano przewód,
 s – przekrój obliczeniowy przewodu.

Obliczanie wartości indukcyjności wewnętrznej przewodu jest nieco bardziej złożone, ponieważ zależy od budowy przewodu. Dla przewodu pełnego, o przekroju kołowym, wykonanego z miedzi lub aluminium, wartość indukcyjności wewnętrznej nie zależy od średnicy przewodu. Reaktancja wewnętrzna przypadająca na jeden kilometr jest określona jako:

$$X_{\text{int}} = \frac{\omega \mu_0 10^3}{8\pi} \quad (2.11)$$

Dla przewodów wielodrutowych, w tym zawierających rdzeń stalowy (przewody typu AFL), reaktancję wewnętrzną przewodu wyznacza się na podstawie tzw. promienia zastępczego przewodu, w literaturze angielskiej oznaczanego jako GMR (*geometrical mean radius*). Wówczas we wzorze (2.1) znika składnik związany z reaktancją wewnętrzną X_{int} , natomiast jej wpływ jest uwzględniony poprzez zastąpienie promienia przewodu r_i promie-

niem zastępczym r_{ei} . Ponieważ promień zastępczy jest zawsze mniejszy od promienia rzeczywistego przewodu, stosując powyższy zabieg, uzyskuje się zwiększenie reaktancji przewodu o pominiętą reaktancję wewnętrzną. Promień zastępczy przewodu jest analitycznie trudny do wyznaczenia, wymaga m.in. stosowania funkcji Bessela, dlatego w obliczeniach praktycznych bazuje się na wartościach promienia zastępczego podawanego przez producentów przewodów lub przyjmuje się wartości szacunkowe, dokonując korekty promienia rzeczywistego przez współczynnik k :

$$r_{ei} = kr_i \quad (2.12)$$

Przykładowe wartości współczynnika k wynoszą [26, 58]:

– drut	0,78
– linka wielodrutowa AL	0,72–0,77
– linka wielodrutowa AFL6, AFL8	0,8–0,82
– linka wielodrutowa AFL1.7	0,30–0,70

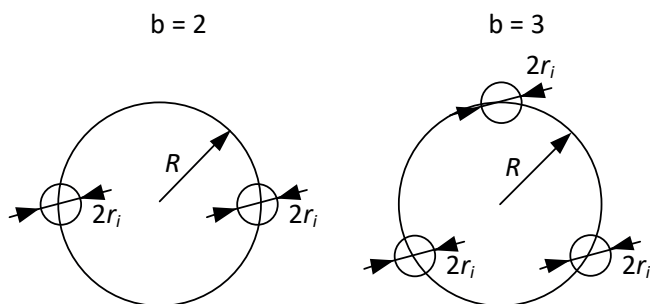
W liniach najwyższych napięć powszechnie stosuje się przewody wiązkowe [26, 30], gdzie na jeden przewód fazowy przypadają dwa lub więcej przewodów umieszczone w dość niewielkiej odległości od siebie. W kraju stosowane są powszechnie przewody wiązkowe złożone z dwóch przewodów ($2 \times 525 \text{ mm}^2$). W ostatnich latach w nowo budowanych liniach 400 kV stosowane są również przewody wiązkowe składające się z trzech przewodów ($3 \times 350 \text{ mm}^2$). Stosowanie przewodów wiązkowych zmienia parametry elektryczne linii elektroenergetycznych ze względu na zmianę rozkładu pola magnetycznego i elektrycznego wokół wiązki przewodów. Fakt występowania w linii przewodów wiązkowych uwzględnia się poprzez wyznaczenie ich promienia zastępczego, który następnie jest wykorzystywany w obliczeniach reaktancji oraz susceptancji linii. Zastępczy promień przewodów wiązkowych jest określony jako:

$$r_{zi} = \sqrt[b]{br_i R^{b-1}} \quad (2.13)$$

gdzie: b – liczba przewodów w wiązce,

r_i – promień przewodu,

R – średnica okręgu, na którego obwodzie rozłożone są przewody (zgodnie z rys. 2.2).



Rys. 2.2. Wymiary geometryczne układu przewodów wiązkowych o dwóch przewodach ($b = 2$) oraz trzech przewodach ($b = 3$)

Jeżeli w obliczeniach wartości reaktancji przewodów pomija się reaktancję wewnętrzną przewodów X_{int} , uwzględniając jej wpływ przez stosowanie zastępczego promienia przewodu r_{ei} (2.12), to w obliczeniach zastępczego przekroju przewodów wiązkowych (2.13) też należy stosować zastępczy promień przewodu r_{ei} , a nie rzeczywisty promień przewodu r_i .

2.3. Współczynniki Maxwella dla linii elektroenergetycznych

Podobnie jak równania Carsona są powszechnie wykorzystywane do obliczania parametrów podłużnych modelu linii elektroenergetycznej uwzględniających przewodność gruntu, tak do obliczenia pojemności linii używa się współczynników Maxwella [2, 18, 26]. Współczynniki Maxwella są obliczane dla dwóch układów: pomiędzy dwoma dowolnymi przewodami linii (2.14) oraz pomiędzy przewodem a ziemią (2.15).

$$K_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} \quad (2.14)$$

$$K_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{S_{ii}}{r_i} \quad (2.15)$$

Występująca we wzorach stała ϵ_0 oznacza przenikalność elektryczną próżni, wynoszącą w przybliżeniu $8,85 \cdot 10^{-12}$ F/m. Pozostałe oznaczenia są zgodne z rysunkiem 2.1. Jeżeli w linii stosowane są przewody wiązkowe, to w miejsce promienia przewodu r_i we wzorze (2.15) należy podstawić zastępczy promień przewodu wiązkowego, wyznaczony zgodnie z zależnością (2.13).

W zależności od liczby przewodów występujących w linii tworzona jest następnie macierz \mathbf{K} , której rozmiar odpowiada liczbie przewodów w linii (tj. liczbie przewodów fazowych i przewodów odgromowych). Na przekątnej macierzy umieszczane są współczynniki Maxwella odpowiadające układowi przewód–ziemia K_{ii} , (2.14), natomiast poza przekątną – współczynniki odpowiadające układowi przewód–przewód K_{ij} (2.15). Po odwróceniu tak skonstruowanej macierzy współczynników Maxwella uzyskuje się macierz pojemności \mathbf{C} (3.16), gdzie elementy na przekątnej C_{ii} odpowiadają pojemnościom własnym (doziemnym) przewodów, natomiast elementy poza przekątną C_{ij} – pojemnościom wzajemnym (międzyprzewodowym).

$$\mathbf{C} = \mathbf{K}^{-1} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & \dots & C_{1n} \\ C_{21} & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ C_{n1} & \dots & \dots & C_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_{11} & K_{12} & \dots & K_{1n} \\ K_{21} & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ K_{n1} & \dots & \dots & K_{nn} \end{bmatrix}^{-1} \quad (2.16)$$

2.4. Wpływ zwisu i zmiennego układu przewodów na parametry linii

Z rozważań przedstawionych w rozdziałach 2.2 i 2.3 wynika, że impedancje własne i wzajemne oraz pojemności własne i wzajemne są uzależnione od rozłożenia przewodów

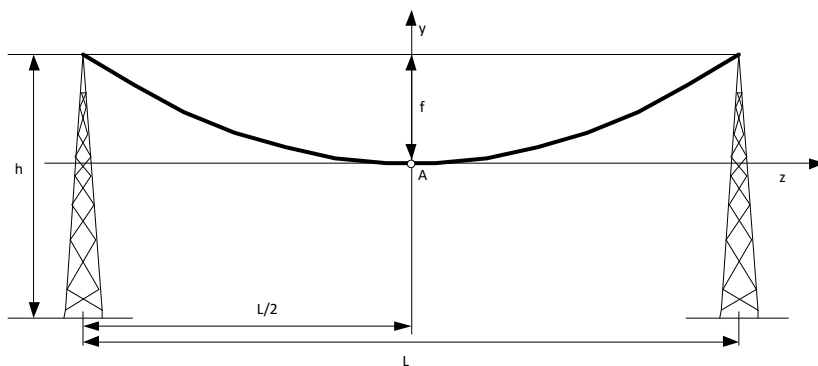
w przestrzeni. Linie elektroenergetyczne budowane są jednak w taki sposób, że wysokość zawieszenia przewodów nad ziemią ulega zmianie. Przewód zwisający swobodnie pomiędzy dwoma słupami pod wpływem siły grawitacji przyjmuje kształt tzw. krzywej łańcuchowej [35, 45]. Powoduje to, że różnica wysokości pomiędzy punktem zawieszenia przewodu na słupie a punktem charakteryzującym się najniższą wysokością nad powierzchnią ziemi może sięgać nawet 20 m. Podobnie, zmianie mogą ulegać odstępów pomiędzy przewodami linii, co jest związane z faktem, że w jednej linii stosowane są zazwyczaj różne rodzaje słupów. Przykładowo, dla słupów linii dwutorowej serii E33 przejście ze słupów przelotowych normalnych E33 P na słupy przelotowe leśne E33 PL zmienia odstępów przewodów fazowych względem linii symetrii słupa o około 2,5 m. Z kolei przejście ze słupa przelotowego normalnego E33 P na słup nadleśny E33 PLN zmienia układ przewodów fazowych z pionowego (trzy przewody fazowe zawieszane jeden nad drugim) na układ trójkątny.

Powyższe zmiany wzajemnych odstępów przewodów, a także zmiany wysokości przewodów względem ziemi nie pozostają bez wpływu na parametry elektryczne linii, dlatego w pracy podjęto próbę oceny oddziaływania niniejszych czynników na wartości impedancji linii.

Przewód rozwieszony pomiędzy dwoma słupami linii elektroenergetycznej przyjmuje kształt krzywej łańcuchowej opisaną równaniem:

$$y = \frac{H}{w} \left(\cosh \frac{wz}{H} - 1 \right) \quad (2.17)$$

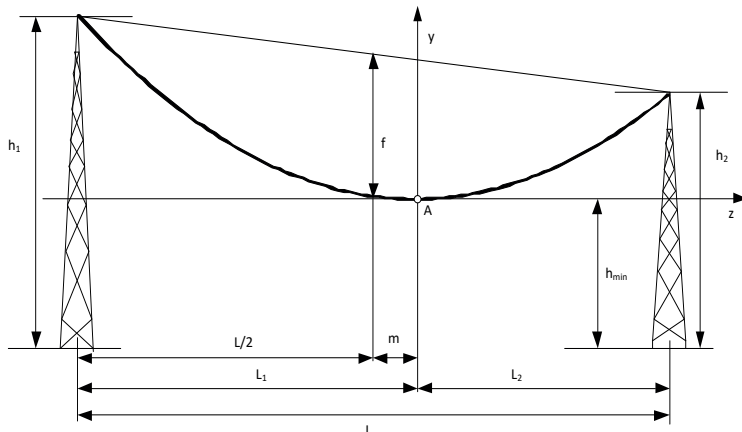
gdzie: H – napięcie przewodu w najniższym punkcie przewodu,
 w – ciężar własny przewodu,
 z, y – współrzędne przewodu.



Rys. 2.3. Przesło linii elektroenergetycznej zawieszona na jednakowej wysokości (przesło płaskie)

Za środek układu współrzędnych (z - y), względem którego opisane jest równanie linii (2.17), przyjmuje się punkt A (rys. 2.3). Jest to punkt odpowiadający najmniejszej wysokości przewodu nad ziemią. Dla przesła symetrycznego (płaskiego) przedstawionego na rysunku 2.3, tj. zawieszona na obu słupach na jednakowej wysokości nad ziemią h , punkt

A, odpowiadający najniższej wysokości przęsła, znajduje się w połowie długości przęsła $L/2$. Dla połowy długości przęsła definiowany jest także zwis przewodu f , określany jako odległość od przewodu (w punkcie A) do prostej łączącej punkty zawieszenia przewodu [35, 45].



Rys. 2.4. Przęsło linii elektroenergetycznej zawieszone na różnych wysokościach (przęsło pochyłe)

W przypadku, gdy przewód jest zawieszony na różnej wysokości na każdym ze słupów (h_1, h_2), przęsło określa się mianem pochyłego. Charakterystyczne dla przęsła pochyłego parametry przedstawiono na rysunku 2.4. W przęśle pochyłym punkt A, odpowiadający najniższej wysokości przewodu nad ziemią (h_{\min}), jest przesunięty względem środka przęsła o odległość m , nazywaną mimośrodem. Jednocześnie przesunięciu ulega początek układu współrzędnych z-y, względem którego opisywana jest krzywa łańcuchowa (2.17) definiująca położenie przewodu.

Z punktu widzenia obliczania parametrów linii wieloprzewodowej – impedancji i susceptancji – konieczne jest określenie wpływu ułożenia przewodu względem ziemi i pozostałych przewodów. W tym celu można się posłużyć opisem równania krzywej łańcuchowej względem nowego układu współrzędnych z-y, którego początek jest przesunięty do podstawy lewego słupa przęsła. Wówczas równanie (2.17) przyjmie postać:

$$y = \frac{H}{w} \left(\cosh \frac{w(z - L_1)}{H} - 1 \right) + h_{\min} \quad (2.18)$$

W ten sposób otrzymuje się zależność określającą wysokość przewodu nad ziemią w funkcji odległości od słupa, która może być wprost wykorzystana do określenia odstępów pomiędzy przewodami linii, zgodnie z rysunkiem 2.1, a następnie do obliczania parametrów modelu linii.

Jednak przy takim podejściu obliczenia impedancji i susceptancji musiałyby być wykonywane wzdłuż przęsła o długości L , przy uwzględnieniu zmieniającej się wysokości

przewodu nad ziemią y , przez całkowanie względem odległości z . Przykładowo, wzór (2.1) przybrałby postać:

$$Z_{ii} = R_{\text{int}} + jX_{\text{int}} + \int_0^L \frac{\omega\mu_0 10^3}{\pi} \left(P(z) + j \left(\frac{1}{2} \ln \frac{S_{ii}(z)}{r_i} + Q(z) \right) \right) dz \quad (2.19)$$

Widać tu wyraźnie, że odległość pomiędzy przewodem a jego lustrzanym odbiciem S_{ii} , a także współczynniki P i Q równań Carsona zmieniają się wraz z przesuwaniami się wzdłuż przęsła, co utrudnia obliczenia impedancji przewodów. Dlatego celowe jest uproszczenie obliczania wartości impedancji przy jednoczesnym uwzględnieniu zmiennej odległości pomiędzy przewodami oraz między przewodami a ziemią. Uproszczenie jest możliwe przy następujących założeniach:

- przyjmuje się, że kształt krzywej łańcuchowej jest zbliżony do paraboli, co jest słuszne, gdy rozpiętość przęsła jest znacznie większa od zwisu, tj. $L \gg f$;
- funkcję logarymiczną aproksymuje się funkcją liniową, przy założeniu, że zmienność jej argumentu jest ograniczona, a jednocześnie argument funkcji logarymicznej przyjmuje wartości większe od podstawy logarytmu naturalnego.

Powyższe warunki są spełnione dla większości typowych przęseł w liniach wysokiego napięcia.

Uproszczenie bazuje tu na uśrednieniu wysokości zawieszenia przewodu nad ziemią, tj. na wyznaczeniu wartości określonej dla przęsła prostego jako:

$$y_{\text{av}} = \frac{\int_0^L \frac{H}{w} \left(\cosh \frac{wz}{H} - 1 \right) dz}{L} \quad (2.20)$$

Stosując aproksymację krzywej łańcuchowej przy pomocy paraboli oraz wyrażając równanie paraboli w funkcji zwisu i wysokości zawieszenia przewodu na słupie, można wykazać, że średnia wysokość zawieszenia przewodu nad ziemią wyniesie dla przęsła płaskiego:

$$y_{\text{av}} = h - \frac{2}{3} f \quad (2.21)$$

a dla przęsła pochyłego:

$$y_{\text{av}} = \frac{h_1 + h_2}{2} - \frac{2}{3} f \quad (2.22)$$

Sposób określenia wysokości zawieszenia przewodu na słupie (h , h_1 , h_2) wynika z rodzaju stosowanego słupa i związanego z nim sposobu podwieszenia izolatorów oraz mocowania przewodów do izolatorów. Analizując stosowane sposoby, można zauważyć, że dla słupów przelotowych izolator zwisa najczęściej pionowo, zgodnie z kierunkiem siły grawitacji, podtrzymując przewód (izolator nie przenosi siły naciągu przewodu). Oznacza to, że wysokość zawieszenia przewodu jest wysokością poprzeczki słupa pomniejszoną o długość izolatora. Z kolei dla słupów mocnych izolator, przenosząc siłę naciągu przewodu, układa się wzdłuż podtrzymywanego przewodu, a za wysokość zawieszenia można uznać w przybliżeniu wysokość poprzeczki słupa względem poziomu ziemi.

W tabeli 2.1 przedstawiono porównanie wartości reaktancji własnej i wzajemnej układu dwóch równoległych przewodów AFL8-525, zawieszonych na równej wysokości i oddalonych od siebie o odległość 7,6 m, w zależności od zwisu, długości przęsła oraz wysokości zawieszenia przewodu na słupie. W tabeli 2.1 zestawiono wartości reaktancji uzyskane w sposób dokładny, tj. przy zastosowaniu równania krzywej łańcuchowej i przy wykorzystaniu średniej wartości wysokości przewodu nad ziemią. Przedstawiono również wartości względnego błędu obliczenia reaktancji, jaki popełnia się, stosując metodę uproszczoną.

Tabela 2.1

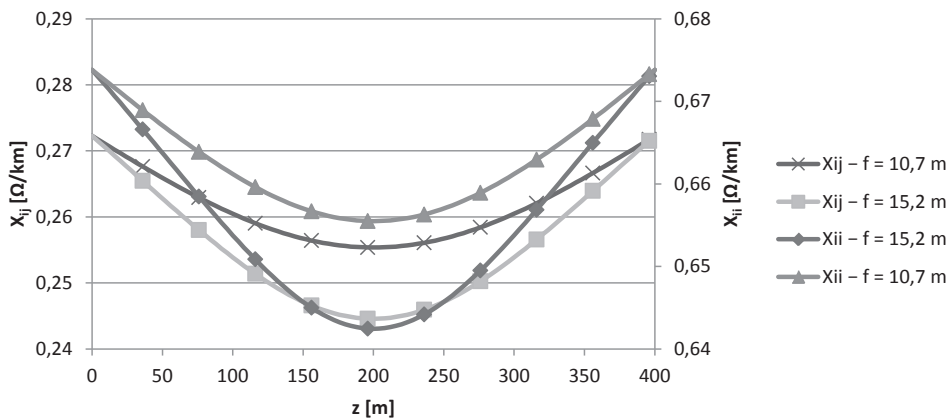
Porównanie wartości reaktancji własnej i wzajemnej obliczonych metodą dokładną i uproszczoną przy zmieniającej się wysokości przewodów nad ziemią

Lp.	L	h	f	y_{av}	Metoda dokładna		Metoda uproszczona		δX_{ii}	δX_{ij}
					X_{ii}	X_{ij}	X_{ii}	X_{ij}		
	[m]	[m]	[m]	[m]	[Ω/km]	[Ω/km]	[Ω/km]	[Ω/km]	[%]	[%]
1	300	25	10,7	17,9	0,6624	0,2616	0,6629	0,2620	0,08	0,16
2	300	25	15,2	14,9	0,6551	0,2554	0,6568	0,2565	0,25	0,45
3	400	25	10,7	17,9	0,6623	0,2616	0,6629	0,2620	0,08	0,16
4	400	25	15,2	14,9	0,6551	0,2554	0,6568	0,2565	0,25	0,45
5	500	25	15,2	14,9	0,6551	0,2553	0,6568	0,2565	0,25	0,45
6	500	35	15,2	24,9	0,6731	0,2716	0,6736	0,2721	0,08	0,17

Przedstawione w tabeli wartości reaktancji własnej i wzajemnej, obliczane metodą dokładną i uproszczoną, są zbliżone. Błąd metody uproszczonej nie przekracza dla prezentowanych przykładów 0,5%. Przy mniejszych wartościach średniej wysokości przewodu nad ziemią widać tendencję do wzrostu błędu. Widać również, że błędy obliczania reaktancji wzajemnej są większe niż błędy obliczania reaktancji własnej. Jest to spowodowane mniejszą wartością argumentu funkcji logarytmicznej w zależności (2.2) niż w zależności (2.1), a tym samym większym błędem aproksymacji funkcji logarytmicznej przez funkcję liniową.

Jako uzupełnienie rozważań na temat wpływu zwisu przewodów na parametry elektryczne linii na rysunku 2.5 zaprezentowano, jak zmieniają się reaktancja własna i wzajemna rozważanego wcześniej układu dwóch przewodów pomiędzy dwoma słupami tworzącymi przęsło, w zależności od zwisu przewodów. Rozważano przęsło o długości 400 m, w którym przewody są napięte z różną siłą, w efekcie czego powstają różne zwisy: 10,7 m oraz 15,2 m (przypadki 3 i 4 z tab. 2.1). Na rysunku można zauważyć istotną różnicę pomiędzy wartościami reaktancji obliczonej dla maksymalnej wysokości przewodu nad ziemią na początku i na końcu przęsła (odległość z wynosząca 0 m i 400 m) oraz w połowie przęsła (odległość z wynosząca 200 m), w punkcie charakteryzującym się najmniejszą wysokością nad ziemią. Obserwowane różnice w wartościach reaktancji własnej i wzajemnej obliczonych w różnej

odległości od początku przęsła potwierdzają konieczność uwzględnienia zwisu przewodu w obliczeniach parametrów linii.



Rys. 2.5. Przykładowa zmienność wartości reaktancji własnej i wzajemnej wzdłuż przęsła

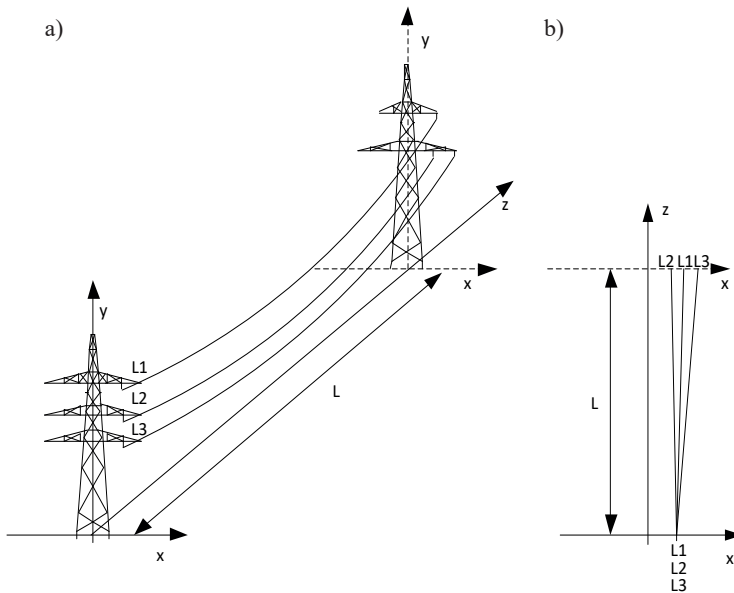
W przewodach linii napowietrznej rozpiętych pomiędzy dwoma słupami zmianie może ulegać również wzajemna odległość pomiędzy przewodami, co jest spowodowane np. innymi rodzajami słupa na początku i na końcu przęsła czy innym sposobem podwieszenia przewodów. Ten fakt powinien być również uwzględniony w obliczeniach parametrów elektrycznych linii.

Na rysunku 2.6 przedstawiono przykładowy szkic przejścia przewodów ze słupa linii dwutorowej w układzie pionowym na układ trójkątny. W celu zwiększenia czytelności rysunku pominięto przewody drugiego toru oraz przewody odgromowe. W lewej części rysunku przedstawiono układ przewodów, rozbudowując stosowany do tej pory w opisie linii układ współrzędnych dwuwymiarowy z-y do układu trójwymiarowego x-y-z. Nowa współrzędna x określa położenie przewodów względem osi symetrii słupa. W prawej części rysunku pokazano umiejscowienie przewodów na płaszczyźnie x-z, tj. widziane z góry. Widać wyraźnie, że odległości pomiędzy przewodami ulegają zmianie wraz z przesuwaniem się wzdłuż osi z (względem przęsła). Zmiany odległości są liniowe, co wynika z działającej na przewody pionowo w dół siły grawitacji. Można zatem dokonać prostego uśrednienia odległości przewodów, znając odległość przewodu określonej fazy od osi symetrii słupa na początku przęsła x_1 (przy $z = 0$) i na końcu rozważanego przęsła x_2 (przy $z = L$).

$$x_{av} = \frac{x_1 + x_2}{2} \quad (2.23)$$

Mimo że zmiana odstępów przewodu od osi symetrii słupa jest liniowa i stosowanie wartości uśrednionej x_{av} wydaje się uzasadnione, należy pamiętać, że funkcje służące do obliczania impedancji własnej i wzajemnej (2.1) i (2.2) pozostają nieliniowe. Dlatego stosowanie wartości uśrednionej odstępów x_{av} będzie też skutkowało powstawaniem błędów obliczania im-

pedancji względem wartości impedancji liczonej dokładnie, tj. poprzez całkowanie wykonywane wzdłuż przęsła względem współrzędnej z .



Rys. 2.6. Zmiana układu przewodów linii z pionowego na trójkątny:
a) widok w układzie trójwymiarowym x - y - z ; b) widok w układzie płaskim x - z

W tabeli 2.2 przedstawiono przykładowe wartości reaktancji własnej i wzajemnej układu dwóch przewodów, których wzajemna odległość zmienia się od wartości x_1 (na początku przęsła) do wartości x_2 (na końcu przęsła). W tabeli 2.2 rozważono przęsło o długości 400 m, przy zwisie wynoszącym 10,7 m lub 15,2 m, analogiczne jak w tabeli 2.1, w wariantach 3 i 4.

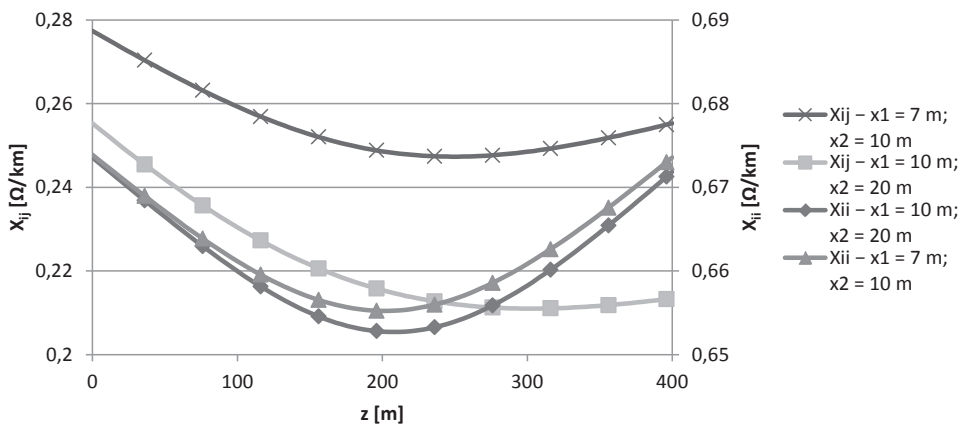
Prezentowane, przykładowe wartości reaktancji obliczanych metodą dokładną (przez całkowanie reaktancji względem długości przęsła) i metodą przybliżoną wykorzystującą obliczenie średniej wysokości przewodów nad ziemią i średniego odstępu przewodów wskazuje, że błędy metody przybliżonej nie przekraczają 0,5%.

Jako uzupełnienie rozważań na rysunku 2.7 przedstawiono zmienność wartości reaktancji własnej i wzajemnej dwóch przewodów pomiędzy dwoma słupami tworzącymi przęsło (od początku przęsła $z = 0$ m do końca przęsła $z = 400$ m). Przyjęto, że zwis jest w obu rozważanych przypadkach taki sam, a zmianie ulega odległość pomiędzy przewodami z 7 m do 10 m oraz z 10 m do 20 m (przypadek 1 i przypadek 2 z tabeli 2.2). Zgodnie ze wzorami (2.1) i (2.2) większy jest wpływ odległości między przewodami na reaktancję wzajemną (X_{ij}) niż na impedancję własną, co uwidacznia się na wykresie w istotnej różnicy wartości reaktancji wzajemnej na początku i na końcu przęsła. Wpływ odległości przewodów na reaktancję własną jest znacznie mniejszy – zmiana odległości przewodów wpływa jedynie na wartość funkcji całkowitej Q .

Tabela 2.2

Porównanie wartości reaktancji własnej i wzajemnej obliczanych metodą dokładną i uproszczoną przy zmieniającym się odstępie przewodów i zmieniającej się wysokości przewodów nad ziemią

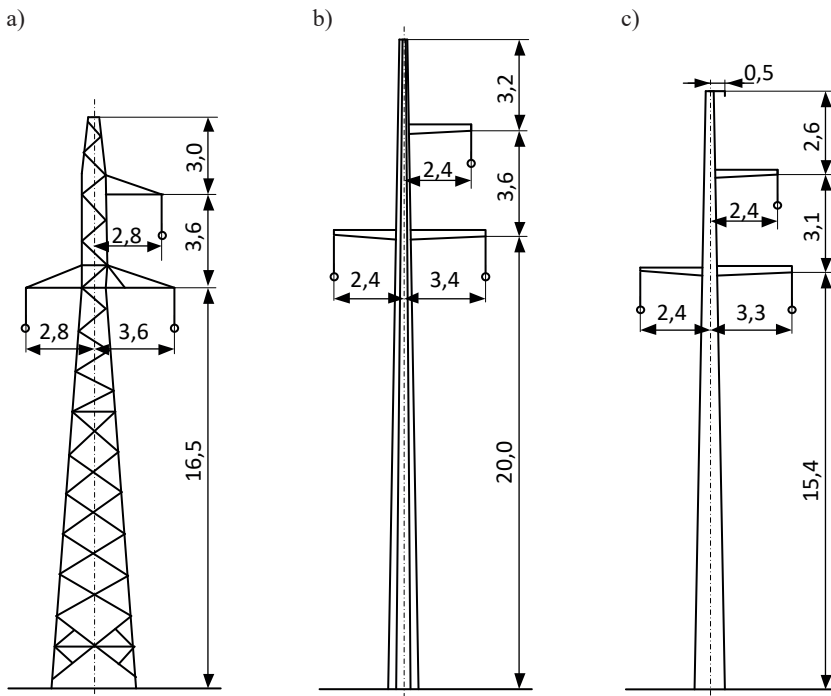
Lp.	x_1	x_2	h	f	Metoda dokładna		Metoda uproszczona		δX_{ii}	δX_{ij}
					X_{ii}	X_{ij}	X_{ii}	X_{ij}		
	[m]	[m]	[m]	[m]	[Ω/km]	[Ω/km]	[Ω/km]	[Ω/km]	[%]	[%]
1	7	10	25	10,7	0,6622	0,2551	0,6627	0,2551	0,08	0,03
2	10	20	25	10,7	0,6603	0,2221	0,6610	0,2211	0,11	-0,44
3	6	12	25	10,7	0,6620	0,2525	0,6626	0,2517	0,09	-0,33
4	16	22	25	10,7	0,6589	0,2077	0,6597	0,2077	0,11	-0,03
5	7	10	25	15,2	0,6548	0,2490	0,6565	0,2497	0,26	0,30
6	10	20	25	15,2	0,6520	0,2170	0,6542	0,2163	0,34	-0,28
7	6	12	25	15,2	0,6546	0,2464	0,6564	0,2463	0,27	-0,07
8	16	22	25	15,2	0,6500	0,2032	0,6524	0,2033	0,37	0,07%



Rys. 2.7. Przykładowy rozkład wartości reaktancji własnej i wzajemnej wzdłuż przęsła przy zmieniającej się odległości przewodów względem osi symetrii słupa i zmieniającej się wysokości przewodów nad ziemią

2.5. Model jednotorowej linii elektroenergetycznej z przewodem odgromowym

W warunkach polskich jednotorowe linie z pojedynczym przewodem odgromowym są powszechnie stosowane w sieci 110 kV. Najczęściej spotykanym rodzajem słupa dla jednotorowych linii 110 kV są słupy kratownicowe typu B2. Rysunek 2.8a przedstawia sylwetkę takiego słupa wraz z podstawowymi wymiarami wyrażonymi w metrach. Poza słupami kratownicowymi w elektroenergetyce wykorzystuje się słupy rurowe oraz strunobetonowe. Przykłady takich słupów pokazano na rysunkach 2.8b i 2.8c. Z punktu widzenia modelowania słupa budowa słupa nie ma bezpośredniego przełożenia na sposób modelowania linii, tym bardziej że wymiary geometryczne decydujące o ułożeniu przewodów na słupie są zbliżone, co można zauważyć na rysunku 2.8.



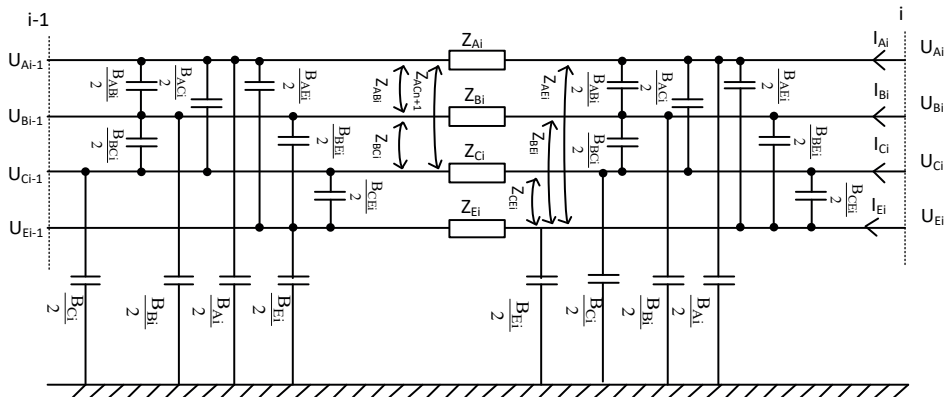
Rys. 2.8. Przykładowe słupy jednotorowe stosowane w liniach 110 kV:

a) słup kratownicowy serii B2; b) słup rurowy serii ESJ; c) słup strunobetonowy typu P1 [3, 29, 55]

Model jednotorowej linii z przewodem odgromowym zawiera łącznie cztery przewody: trzy fazowe i jeden odgromowy. W związku z tym w modelu matematycznym takiej linii wykorzystana jest kwadratowa macierz impedancji o rozmiarze 4×4 oraz macierz susceptancji o takim samym rozmiarze. Konduktancja linii, związana z poprzecznymi stratami mocy czynnej (straty na izolatorach i straty ulotowe), jest w monografii pomijana.

Wartości impedancji i susceptancji własnych oraz wzajemnych zawartych w macierzach zilustrowano na schemacie zastępczym linii przedstawionym na rysunku 2.9. Schemat ten

pokazuje pojedyncze przęsło linii (od słupa $i-1$ do słupa i) zawierające trzy przewody fazowe (A, B, C) i jeden przewód odgromowy (E). Impedancje własne przewodów oznaczono jako \underline{Z}_{Ai} , \underline{Z}_{Bi} , \underline{Z}_{Ci} , \underline{Z}_{Ei} ; impedancje wzajemne między przewodami fazowymi – jako \underline{Z}_{ABi} , \underline{Z}_{BCi} , \underline{Z}_{ACi} , natomiast impedancje wzajemne pomiędzy przewodami fazowymi a przewodem odgromowym – jako \underline{Z}_{AEi} , \underline{Z}_{BEi} , \underline{Z}_{CEi} . W podobnej konwencji oznaczono susceptancje pomiędzy przewodami, przyjmując, że połowa susceptancji przypada na początek przęsła, a połowa na koniec przęsła. Na rysunku, w celu zwiększenia przejrzystości, pominięto notyfikację liczb zespolonych przy impedancjach.



Rys. 2.9. Schemat jednego przęsła linii jednotorowej z pojedynczym przewodem odgromowym

Macierz impedancji dla takiego przęsła przyjmuje postać:

$$\underline{\mathbf{Z}}_i = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{Ai} & \underline{Z}_{ABi} & \underline{Z}_{ACi} & \underline{Z}_{AEi} \\ \underline{Z}_{ABi} & \underline{Z}_{Bi} & \underline{Z}_{BCi} & \underline{Z}_{BEi} \\ \underline{Z}_{ACi} & \underline{Z}_{BCi} & \underline{Z}_{Ci} & \underline{Z}_{CEi} \\ \underline{Z}_{AEi} & \underline{Z}_{BEi} & \underline{Z}_{CEi} & \underline{Z}_{Ei} \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Z kolei macierz susceptancji ma postać:

$$\underline{\mathbf{B}}_i = j \begin{bmatrix} B_{Ai} & B_{ABi} & B_{ACi} & B_{AEi} \\ B_{ABi} & B_{Bi} & B_{BCi} & B_{BEi} \\ B_{ACi} & B_{BCi} & B_{Ci} & B_{CEi} \\ B_{AEi} & B_{BEi} & B_{CEi} & B_{Ei} \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Jeżeli linia elektroenergetyczna jest analizowana jako całość i nie są poszukiwane wartości prądów w poszczególnych przęsłach, to macierz impedancji oraz susceptancji całej linii można uzyskać w wyniku sumowania macierzy impedancji i susceptancji poszczególnych przęsł.

Macierze $\underline{\mathbf{Z}}_i$ i $\underline{\mathbf{B}}_i$ pozwalają na określenie związku pomiędzy prądami i napięciami na początku i końcu przęsła:

$$\underline{\mathbf{U}}_{i-1} = \underline{\mathbf{U}}_i + \underline{\mathbf{Z}}_i \left(\underline{\mathbf{I}}_i + \frac{1}{2} \underline{\mathbf{B}}_i \underline{\mathbf{U}}_i \right) \quad (2.26)$$

$$\underline{\mathbf{I}}_{i-1} = \underline{\mathbf{I}}_i + \frac{1}{2} \underline{\mathbf{B}}_i \underline{\mathbf{U}}_i + \frac{1}{2} \underline{\mathbf{B}}_i \underline{\mathbf{U}}_{i-1} \quad (2.27)$$

W zależności od rodzaju modelowanej linii, tj. od liczby przewodów fazowych i odgromowych w danym prześle, zmienia się rozmiar wektorów napięć i prądów. Dla rozważanej linii jednotorowej z pojedynczym przewodem odgromowym rozmiar ten wynosi 4 i przy założonej strukturze macierzy impedancji i susceptancji kolejność napięć i prądów jest następująca:

$$\underline{\mathbf{U}}_i = \begin{bmatrix} \underline{U}_{Ai} \\ \underline{U}_{Bi} \\ \underline{U}_{Ci} \\ \underline{U}_{Ei} \end{bmatrix}, \quad \underline{\mathbf{I}}_i = \begin{bmatrix} \underline{I}_{Ai} \\ \underline{I}_{Bi} \\ \underline{I}_{Ci} \\ \underline{I}_{Ei} \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

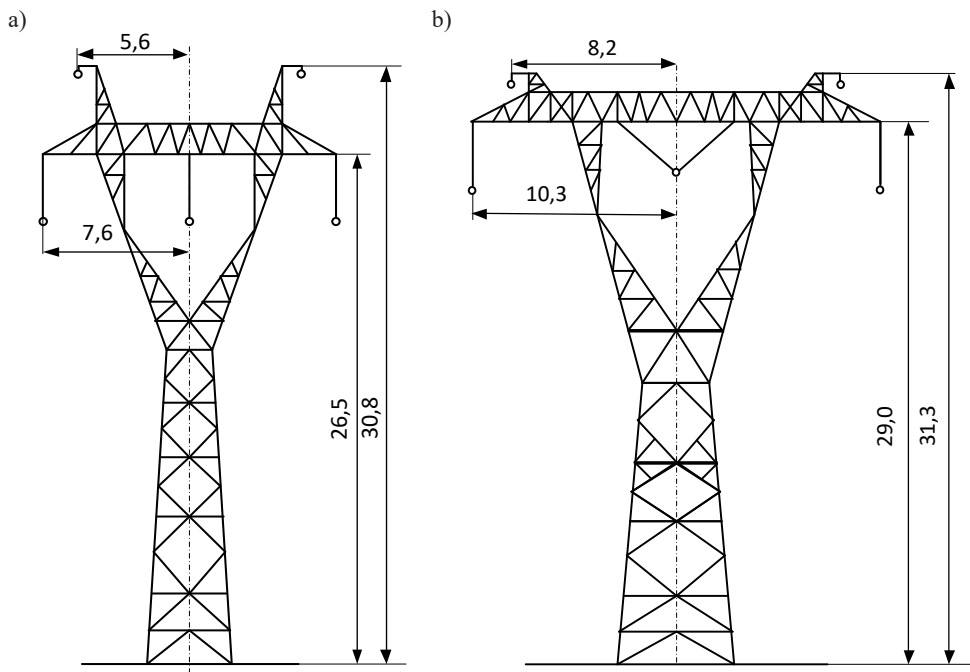
W praktyce inżynierskiej korzysta się nie ze złożonych macierzy impedancyjnych (2.24), a z wyznaczonych na ich podstawie tzw. wartości składowych symetrycznych – 0, 1, 2 – składowej zerowej, zgodnej i przeciwnej. Droga do przekształcenia macierzy impedancyjnych fazowych w składowe symetryczne jest dwuetapowa. Najpierw dokonuje się redukcji rozmiaru macierzy, stosując redukcję Krona przy założeniu uziemienia przewodu (lub przewodów) odgromowego na obu końcach linii. Następnie wykonuje się przekształcenie liniowe od układu współrzędnych fazowych (A, B, C) do układu składowych symetrycznych (0, 1, 2), nazywane od nazwiska twórcy przekształceniem Fortescue’a. W taki sam sposób można dokonać przekształcenia macierzy susceptancji (2.25), wyznaczając wartość susceptancji linii dla składowej zgodnej, przeciwnej i zerowej. Opisy tej transformacji są szeroko prezentowane w literaturze – np. [18, 26]. Mimo to, dla kompletności rozważań, w niniejszej monografii opis transformacji zawarto w rozdziale 3.2.

W 2018 roku minie sto lat od wynalezienia przekształcenia Fortescue’a [15], które bardzo ułatwia analizę systemów elektroenergetycznych. Trzeba jednak zauważyć, że przy stosowaniu obecnych technik obliczeniowych nie ma najmniejszych problemów, aby w niektórych rodzajach analiz wykorzystywać modele fazowe zawierające sprzężenia. Niesymetryczne stany pracy sieci elektroenergetycznej, np. związane ze zwarciami doziemnymi, mogą być analizowane znacznie łatwiej przy zastosowaniu wprost modeli fazowych zamiast podwójnego przekształcenia od wielkości fazowych do składowych symetrycznych i ponownie od składowych symetrycznych do wielkości fazowych.

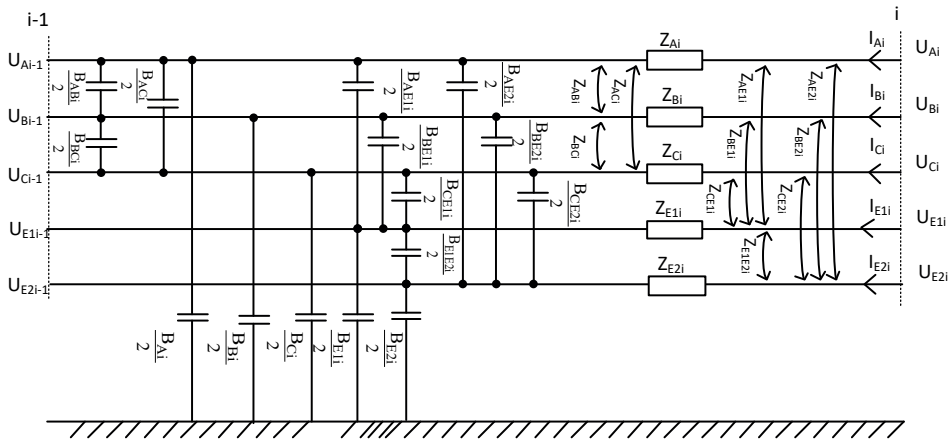
2.6. Model jednotorowej linii elektroenergetycznej z dwoma przewodami odgromowymi

Jednotorowe linie o napięciu znamionowym 220 kV i 400 kV są w Polsce wyposażane w dwa przewody odgromowe. Słupy takich linii budowane są jako konstrukcje stalowe – kratownicowe. Przykładowe sylwetki słupów takich linii przedstawiono na rysunku 2.10.

Wartości impedancji i susceptancji własnych oraz wzajemnych stanowiących opis matematycznego modelu linii przedstawiono na schemacie zastępczym linii zaprezentowanym na rysunku 2.11. Schemat ten ilustruje pojedyncze przęsło linii (od słupa $i-1$ do słupa i) zawierające trzy przewody fazowe (A, B, C) i dwa przewody odgromowe (E1, E2). Impedancje własne przewodów fazowych oznaczono jako Z_{Ai} , Z_{Bi} , Z_{Ci} ; impedancje własne przewodów odgromowych – jako Z_{E1i} i Z_{E2i} ; impedancje wzajemne między przewodami fazowymi – jako Z_{ABi} , Z_{BCi} , Z_{ACi} , natomiast impedancje wzajemne pomiędzy przewodami fazowymi a przewodami odgromowym – jako Z_{AE1i} , Z_{BE1i} , Z_{CE1i} , Z_{AE2i} , Z_{BE2i} , Z_{CE2i} . W układzie występuje także impedancja wzajemna pomiędzy przewodami odgromowymi Z_{E1E2i} . Na rysunku, w celu zwiększenia przejrzystości, pominięto notyfikację liczb zespolonych przy impedancjach. Pominięto również susceptancje przypadające na prawą stronę schematu. Analogicznie jak na rysunku 2.9, układ susceptancji po prawej stronie schematu jest identyczny z układem po lewej stronie schematu. W schemacie występuje 15 wartości susceptancji: 5 susceptancji własnych – przewodów fazowych B_{Ai} , B_{Bi} , B_{Ci} i przewodów odgromowych B_{E1i} , B_{E2i} – oraz 10 susceptancji wzajemnych B_{ABi} , B_{BCi} , B_{ACi} , B_{AE1i} , B_{BE1i} , B_{CE1i} , B_{AE2i} , B_{BE2i} , B_{CE2i} , B_{E1E2i} .



Rys. 2.10. Przykładowe słupy jednotorowe z dwoma przewodami odgromowymi:
a) słup H52 stosowany w liniach 220 kV; b) słup Y52 stosowany w liniach 400 kV [26, 55]



Rys. 2.11. Schemat jednego przęsła linii jednotorowej z podwójnym przewodem odgromowym

Występowanie drugiego przewodu odgromowego zwiększa rozmiar macierzy opisujących model linii. Macierz impedancji dla takiego przęsła ma postać:

$$\underline{\mathbf{Z}}_i = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{Ai} & \underline{Z}_{ABi} & \underline{Z}_{ACi} & \underline{Z}_{AE1i} & \underline{Z}_{AE2i} \\ \underline{Z}_{ABi} & \underline{Z}_{Bi} & \underline{Z}_{BCi} & \underline{Z}_{BE1i} & \underline{Z}_{BE2i} \\ \underline{Z}_{ACi} & \underline{Z}_{BCi} & \underline{Z}_{Ci} & \underline{Z}_{CE1i} & \underline{Z}_{CE2i} \\ \underline{Z}_{AE1i} & \underline{Z}_{BE1i} & \underline{Z}_{CE1i} & \underline{Z}_{E1i} & \underline{Z}_{E1E2i} \\ \underline{Z}_{AE2i} & \underline{Z}_{BE2i} & \underline{Z}_{CE2i} & \underline{Z}_{E1E2i} & \underline{Z}_{E2i} \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

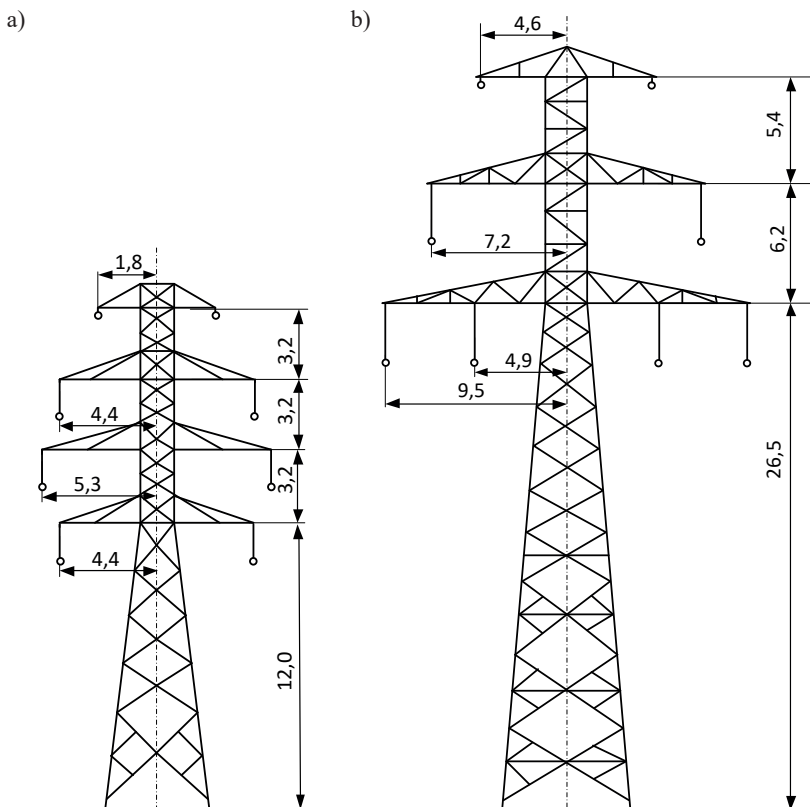
Macierz susceptancji ma analogiczną postać:

$$\underline{\mathbf{B}}_i = j \begin{bmatrix} B_{Ai} & B_{ABi} & B_{ACi} & B_{AE1i} & B_{AE2i} \\ B_{ABi} & B_{Bi} & B_{BCi} & B_{BE1i} & B_{BE2i} \\ B_{ACi} & B_{BCi} & B_{Ci} & B_{CE1i} & B_{CE2i} \\ B_{AE1i} & B_{BE1i} & B_{CE1i} & B_{E1i} & B_{E1E2i} \\ B_{AE2i} & B_{BE2i} & B_{CE2i} & B_{E1E2i} & B_{E2i} \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Związek pomiędzy napięciami i prądami po obu stronach przęsła jest identyczny jak postać ogólna określona wzorami (2.26), (2.27). Ze względu na zwiększenie rozmiaru macierzy zwiększeniu ulegają również rozmiary wektorów napięć i prądów po obu stronach przęsła (2.28), przy czym kolejność elementów w wektorach jest zgodna z rysunkiem 2.11 i macierzą (2.29), tj. najpierw występują wielkości związane z przewodami fazowymi ABC, a następnie z przewodami odgromowymi E1 i E2.

2.7. Model dwutorowej linii elektroenergetycznej z dwoma przewodami odgromowymi

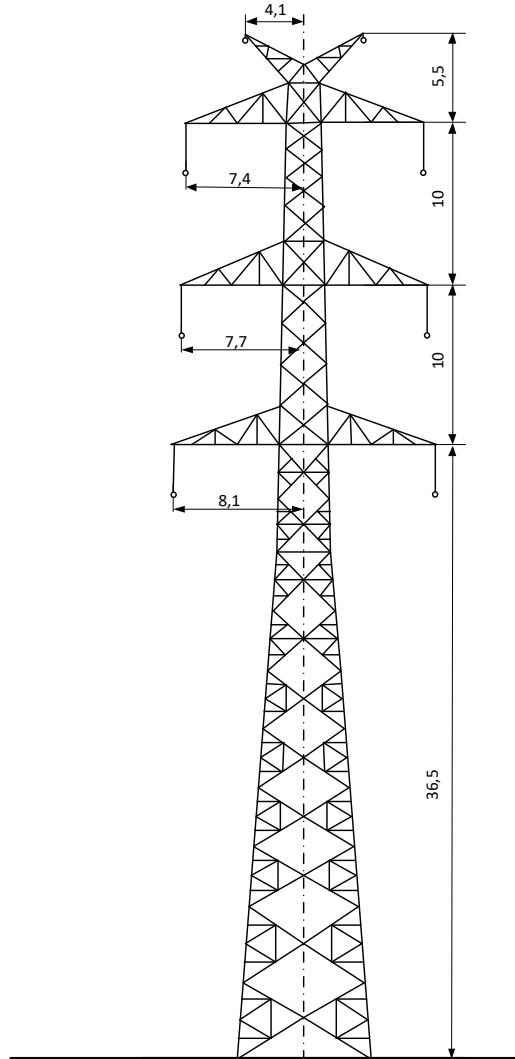
Wszystkie dwutorowe linie elektroenergetyczne o napięciu znamionowym 110 kV, 220 kV i 400 kV stosowane w Polsce wyposażane są w dwa przewody odgromowe. Przykładowe sylwetki słupów takich linii przedstawiono na rysunkach 2.12 i 2.13.



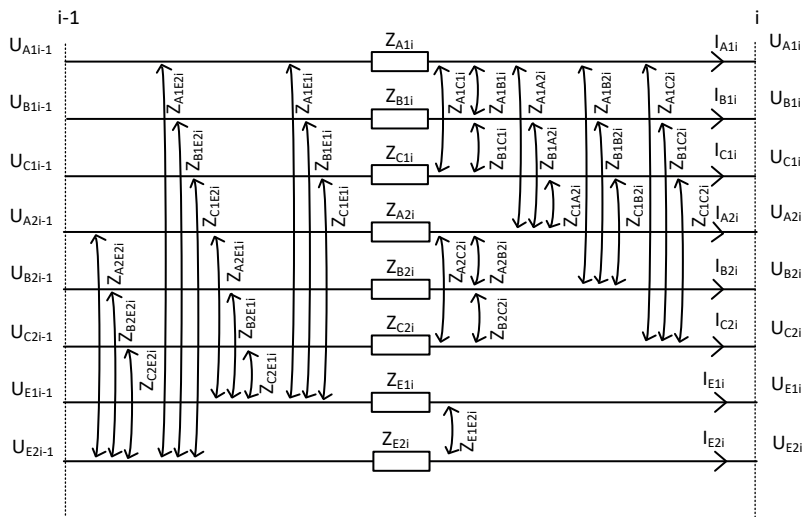
Rys. 2.12. Przykładowe słupy dwutorowe z dwoma przewodami odgromowymi: a) słup OS24 stosowany w liniach 110 kV; b) słup M52 stosowany w liniach 220 kV [26, 55]

Model linii dwutorowej jest na tyle złożony, że przedstawiając jego schemat, podzielono go na dwie części. Na rysunku 2.14 zilustrowano impedancje własne i wzajemne występujące w modelu. Można tu wyróżnić cztery grupy parametrów: impedancje własne przewodów fazowych Z_{A1i} , Z_{B1i} , Z_{C1i} , Z_{A2i} , Z_{B2i} , Z_{C2i} i przewodów odgromowych Z_{E1i} , Z_{E2i} , impedancje wzajemne w obrębie danego toru Z_{A1B1i} , Z_{B1C1i} , Z_{A1C1i} , Z_{A2B2i} , Z_{B2C2i} , Z_{A2C2i} impedancje wzajemne pomiędzy torami Z_{A1A2i} , Z_{B1B2i} , Z_{C1C2i} , Z_{A1B2i} , Z_{A1C2i} , Z_{B1A2i} , Z_{B1C2i} , Z_{C1A2i} , Z_{BC1B2i} oraz impedancje wzajemne pomiędzy przewodami fazowymi a przewodami odgromowymi Z_{A1E1i} , Z_{B1E1i} , Z_{C1E1i}

Z_{A2E1i} , Z_{B2E1i} , Z_{C2E1i} , Z_{A1E2i} , Z_{B1E2i} , Z_{C1E2i} , Z_{A2E2i} , Z_{B2E2i} , Z_{C2E2i} . Ostatnią wartością uzupełniającą model stanowi impedancja wzajemna pomiędzy przewodami odgromowymi Z_{E1E2i} . Na rysunku, w celu zwiększenia przejrzystości, pominięto notyfikację liczb zespolonych przy impedancjach.



Rys. 2.13. Słup dwutorowy z dwoma przewodami odgromowymi typu E33 stosowany w liniach 400 kV [27]

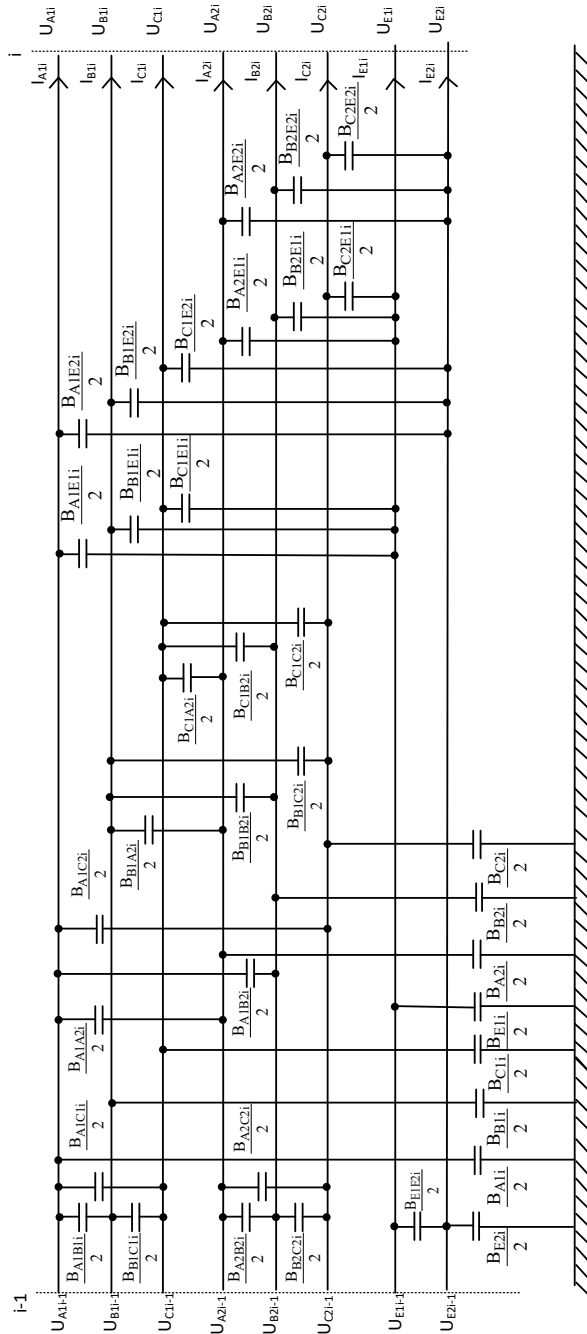


Rys. 2.14. Impedancje własne i wzajemne dla jednego przęsła linii dwutorowej z podwójnym przewodem odgromowym

Występowanie drugiego toru i dwóch przewodów odgromowych zwiększa rozmiar macierzy opisujących model linii do macierzy 8×8 . Macierz impedancji dla takiego przęsła przyjmie postać:

$$\underline{Z}_i = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{A1i} & \underline{Z}_{A1B1i} & \underline{Z}_{A1C1i} & \underline{Z}_{A1A2i} & \underline{Z}_{A1B2i} & \underline{Z}_{A1C2i} & \underline{Z}_{A1E1i} & \underline{Z}_{A1E2i} \\ \underline{Z}_{A1B1i} & \underline{Z}_{B1i} & \underline{Z}_{B1C1i} & \underline{Z}_{B1A2i} & \underline{Z}_{B1B2i} & \underline{Z}_{B1C2i} & \underline{Z}_{B1E1i} & \underline{Z}_{B1E2i} \\ \underline{Z}_{A1C1i} & \underline{Z}_{B1C1i} & \underline{Z}_{C1i} & \underline{Z}_{C1A2i} & \underline{Z}_{C1B2i} & \underline{Z}_{C1C2i} & \underline{Z}_{C1E1i} & \underline{Z}_{C1E2i} \\ \underline{Z}_{A1A2i} & \underline{Z}_{B1A2i} & \underline{Z}_{C1A2i} & \underline{Z}_{A2i} & \underline{Z}_{A2B2i} & \underline{Z}_{A2C2i} & \underline{Z}_{A2E1i} & \underline{Z}_{A2E2i} \\ \underline{Z}_{A1B2i} & \underline{Z}_{B1B2i} & \underline{Z}_{C1B2i} & \underline{Z}_{A2B2i} & \underline{Z}_{B2i} & \underline{Z}_{B2C2i} & \underline{Z}_{B2E1i} & \underline{Z}_{B2E2i} \\ \underline{Z}_{A1C2i} & \underline{Z}_{B1C2i} & \underline{Z}_{C1C2i} & \underline{Z}_{A2C2i} & \underline{Z}_{B2C2i} & \underline{Z}_{C2i} & \underline{Z}_{C2E1i} & \underline{Z}_{C2E2i} \\ \underline{Z}_{A1E1i} & \underline{Z}_{B1E1i} & \underline{Z}_{C1E1i} & \underline{Z}_{A2E1i} & \underline{Z}_{B2E1i} & \underline{Z}_{C2E1i} & \underline{Z}_{E1i} & \underline{Z}_{E1E2i} \\ \underline{Z}_{A1E2i} & \underline{Z}_{B1E2i} & \underline{Z}_{C1E2i} & \underline{Z}_{A2E2i} & \underline{Z}_{B2E2i} & \underline{Z}_{C2E2i} & \underline{Z}_{E1E2i} & \underline{Z}_{E2i} \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

Schemat układu susceptancji dla linii dwutorowej przedstawiono na rysunku 2.15. Zgodnie z przyjętą wcześniej konwencją, tutaj również pokazano tylko układ susceptancji odpowiadający lewej stronie schematu przęsła, stąd przy wszystkich wartościach susceptancji pojawia się dzielenie przez dwa. Układ susceptancji po stronie prawej przęsła jest dokładnie taki sam. Na schemacie można wyróżnić susceptancje własne przewodów, susceptancje wzajemne pomiędzy przewodami fazowymi danego toru, susceptancje wzajemne pomiędzy przewodami fazowymi dwóch torów oraz susceptancje wzajemne pomiędzy przewodami fazowymi a przewodami odgromowymi.



Rys. 2.15. Susceptancje własne i wzajemne dla jednego przęsła linii dwutorowej z podwójnym przewodem odgromowym

Macierz susceptancji dla linii dwutorowej buduje się dokładnie w taki sam sposób jak macierz impedancji (2.31):

$$\mathbf{B}_i = \mathbf{j} \begin{bmatrix} B_{A1i} & B_{A1B1i} & B_{A1C1i} & B_{A1A2i} & B_{A1B2i} & B_{A1C2i} & B_{A1E1i} & B_{A1E2i} \\ B_{A1B1i} & B_{B1i} & B_{B1C1i} & B_{B1A2i} & B_{B1B2i} & B_{B1C2i} & B_{B1E1i} & B_{B1E2i} \\ B_{A1C1i} & B_{B1C1i} & B_{C1i} & B_{C1A2i} & B_{C1B2i} & B_{C1C2i} & B_{C1E1i} & B_{C1E2i} \\ B_{A1A2i} & B_{B1A2i} & B_{C1A2i} & B_{A2i} & B_{A2B2i} & B_{A2C2i} & B_{A2E1i} & B_{A2E2i} \\ B_{A1B2i} & B_{B1B2i} & B_{C1B2i} & B_{A2B2i} & B_{B2i} & B_{B2C2i} & B_{B2E1i} & B_{B2E2i} \\ B_{A1C2i} & B_{B1C2i} & B_{C1C2i} & B_{A2C2i} & B_{B2C2i} & B_{C2i} & B_{C2E1i} & B_{C2E2i} \\ B_{A1E1i} & B_{B1E1i} & B_{C1E1i} & B_{A2E1i} & B_{B2E1i} & B_{C2E1i} & B_{E1i} & B_{E1E2i} \\ B_{A1E2i} & B_{B1E2i} & B_{C1E2i} & B_{A2E2i} & B_{B2E2i} & B_{C2E2i} & B_{E1E2i} & B_{E2i} \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

Ze względu na zwiększenie rozmiaru macierzy zwiększeniu ulega również rozmiar wektorów napięć i prądów po obu stronach przęsła, przy czym kolejność elementów w wektorach jest zgodna z rysunkiem 2.14 i macierzami (2.31) i (2.32), tj. najpierw występują wielkości związane z przewodami fazowymi ABC toru pierwszego linii, następnie z przewodami fazowymi ABC toru drugiego linii, a na końcu napięcia i prądy związane z przewodami odgromowymi E1 i E2.

Rozdział 3

OBLICZANIE ROZPŁYWU PRĄDÓW W PRZEWODACH ODGROMOWYCH

3.1 Cel i metody obliczania rozptywu prądów w przewodach odgromowych

W celu ochrony linii wysokiego napięcia przed skutkami wyładowań atmosferycznych powszechnie stosuje się przewody odgromowe umieszczane na słupie powyżej przewodów fazowych. W Polsce w liniach o napięciach 110 kV, 220 kV, 400 kV przewody odgromowe połączone są bezpośrednio ze stalową konstrukcją słupa. Z kolei każdy ze słupów jest uziemiany. Dodatkowo, przewody odgromowe na końcach linii są łączone z uziomem stacji elektroenergetycznej. Takie rozwiązanie powoduje, że ochrona odgromowa staje się skuteczna, a ładunek elektryczny powodowany wyładowaniem atmosferycznym odprowadzany jest do ziemi.

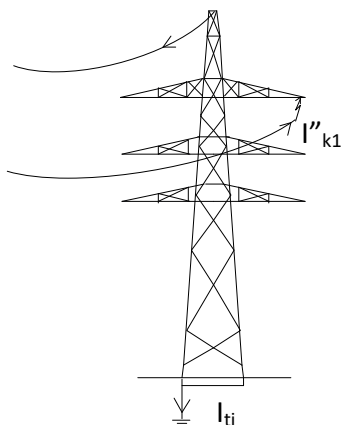
Rozwiązanie, w którym linki odgromowe połączone są galwanicznie z konstrukcją słupa, powoduje jednak problemy przy zwarcia w linii. Zwarcie jednofazowe pomiędzy przewodem fazowym a konstrukcją słupa czy zwarcie dwufazowe pomiędzy dwiema fazami a konstrukcją słupa powodują przepływ części prądu zwarcioowego przez przewody odgromowe.

Zwarcia doziemne należą do najczęściej występujących zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego. Szacuje się, że ponad 80% uszkodzeń w liniach elektroenergetycznych wiąże się ze zwarciami doziemnymi. Podczas zwarcia doziemnego na słupie i prąd zwarcioowy I'_{ki} dzieli się, płynąc od przewodu fazowego przez konstrukcję słupa i jego uziemienie do ziemi I_{ti} oraz przez konstrukcję słupa do przewodów odgromowych I_{Ei} . Schematycznie przedstawiono to na rysunku 3.1.

Wartości prądów płynących w przewodach odgromowych przy zwarcia mogą osiągać znaczne wartości. Prowadzi to do licznych zagrożeń, które nie występują w czasie normalnej pracy linii elektroenergetycznej.

Podstawowym zagrożeniem jest wzrost temperatury przewodu na skutek nagrzewania go przez przepływający prąd zwarcioowy. Zagrożenie to jest bardzo realne, ponieważ przekrój przewodów odgromowych jest znacznie mniejszy niż przewodów fazowych. Prąd wyładowania atmosferycznego, mimo znacznej wartości, oddziałuje na linkę odgromową przez krótki czas, zatem efekt cieplny przepływu prądu wyładowania atmosferycznego jest niewielki. Nie stanowi on zagrożenia cieplnego nawet dla najmniejszych stosowanych w liniach 220 i 400 kV przekrojów linek odgromowych – 70 mm² [61], a nawet dla mniejszych przekrojów – np. 50 mm². Z kolei czasy trwania typowych zwarć wynoszą od 60 do 100 ms przy działaniu zabezpieczeń podstawowych oraz do 500 ms przy działaniu zabezpieczeń rezerwowych. Są to więc czasy znacznie dłuższe niż czas trwania wyładowania atmosferycznego, przez co efekt cieplny przepływu prądu zwarcioowego jest znacznie większy od skutków cieplnych wyładowania atmosferycznego. Dodatkowo, stosowanie automatyki samo-

czynnego ponownego załączenia (SPZ) [41, 63, 66] może powodować po krótkiej przerwie (do 2 s) ponowny przepływ prądu zwarciego przez przewody odgromowe, w przypadku gdy zwarcie nie było zwarcie przemieszczającym. Z tego względu prąd zwarciego płynący w linkach odgromowych jest głównym czynnikiem brany pod uwagę przy projektowaniu ochrony odgromowej linii i doborze przewodów odgromowych.



Rys. 3.1. Podział prądu zwarciego I''_{k1} na prąd płynący przez uziom słupa I_{ti} i prąd w przewodzie odgromowym I_{Ei}

Drugim zagrożeniem związanym z przepływem części prądu zwarciego przez przewody odgromowe jest zwiększenie ryzyka porażenia prądem elektrycznym [7, 22, 31, 44]. Zwarcie doziemne występujące na dowolnym słupie linii elektroenergetycznej powoduje na skutek przepływu prądu przez uziom tego słupa wzrost napięcia dotykowego oraz napięcia krokowego w otoczeniu słupa stanowiącego bezpośrednie zagrożenie dla przebywających tam ludzi czy zwierząt. Ponadto, na skutek połączenia wszystkich słupów linii przewodami odgromowymi część prądu zwarciego płynie także przez uziomy pozostałych słupów linii i powoduje wzrost ich potencjału. Skutkuje to „rozsianiem” zagrożenia porażeniowego wzdłuż całej linii dotkniętej zwarcie.

Powyższe dwa czynniki powodują, że konieczne jest precyzyjne określenie wartości prądów płynących w przewodach odgromowych i uziomach słupów przy zwarciach doziemnych. Pozwala to na prawidłowe dobranie przewodów odgromowych pod kątem ich wytrzymałości cieplnej. Umożliwia również weryfikację systemu ochrony przeciwporażeniowego linii elektroenergetycznej.

Istotnym problemem, jaki ma do rozwiązania projektant elektroenergetycznej linii powietrznej, jest określenie wartości prądów płynących w przewodzie odgromowym. O ile wyznaczenie wartości początkowego prądu zwarciego nie jest sprawą trudną, to określenie, jaka część prądu zwarciego popłynie przez konstrukcję słupa do ziemi, a jaka część popłynie przewodami odgromowymi, nie jest zadaniem trywialnym.

Problem obliczania rozptyłu prądów w przewodach odgromowych linii elektroenergetycznych nie jest nowy i pojawia się w publikacjach naukowych od ponad pięćdziesięciu lat. Liczba prac, które powstały w tej dziedzinie, jest znaczna, co świadczy o bardzo dużym

praktycznym znaczeniu problemu i jednocześnie chęci doskonalenia metod obliczeniowych. W niniejszym rozdziale zostanie dokonany krótki przegląd wybranych sposobów obliczania rozptyłu prądów zwarcioych w przewodach odgromowych.

Część istniejących metod obliczeniowych oparto na równaniach różnic skończonych [11, 64]. Aby możliwe było ich wykorzystanie, autorzy przyjmują, że linia jest dostatecznie długa, aby traktować ją jako linię o nieskończonej długości. Ponadto konieczne jest przyjęcie założeń, że wszystkie przęsła charakteryzują się jednakową długością i jednakowymi parametrami (takie same wartości impedancji własnej i wzajemnej, takie same wartości rezystancji uziemienia wszystkich słupów). Dla linii, które nie mogą być traktowane jako linie nieskończenie długie, w pracy [14] zaproponowano wprowadzanie dodatkowych współczynników korekcyjnych.

Część publikacji prezentujących problematykę obliczeń prądów w przewodach odgromowych wykorzystuje do tego celu teorię odwodów drabinkowych [40, 52, 53]. Innym podejściem do problemu jest wykorzystanie tzw. dwustronnej eliminacji, co omówiono w publikacjach [8–10].

Interesujące podejście do problemu zaprezentowano w pracy [19]. W swojej metodzie autorzy proponują sposób postępowania w celu obliczenia początkowego prądu zwarciowego dla zwarcia na dowolnym słupie linii napowietrznej, polegający na przekształcaniach schematu linii przez „zwijanie” schematu od stacji krańcowych linii do miejsca zwarcia. Następnie wykonywane są obliczenia rozptyłu prądu zwarciowego w poszczególnych przęsłach linii przez „rozwijanie” schematu. Oryginalny referat [19] prezentuje sposób postępowania dla linii łączącej tylko dwie stacje, o określonych impedancjach zwarciowych, co jest jej istotnym ograniczeniem.

Zaproponowana w [19] metoda została przez autora niniejszej monografii rozwinięta do postaci umożliwiającej analizę rozptyłu prądów w układach bardziej złożonych topologicznie, w tym w układzie gwiazdowym [32], oraz w celu oceny zagrożenia porażeniowego [31].

W Polsce rozpowszechniony jest program MeLinet [51] służący do doboru przewodów odgromowych linii napowietrznych. Bazuje on na modelu uproszczonym linii składającym się z jednego przewodu fazowego i jednego przewodu odgromowego, co stanowi obecnie duże ograniczenie. Szerszy opis stosowanej w programie metody obliczeniowej zawarto w rozdziale 5.

Poza metodami charakteryzującymi się znaczną złożonością obliczeniową, opisanymi skrótowo powyżej, stosuje się też podejście uproszczone. Jest ono wygodne, gdy celem obliczeń jest określenie podziału prądu zwarciowego na część płynącą przez uziomy i ziemię oraz część płynącą w przewodach odgromowych. W podejściu uproszczonym wyznacza się najpierw wartość początkowego prądu zwarcia jednofazowego, a następnie wykorzystuje się współczynnik redukcyjny [22, 23, 30, 39, 57], który pozwala na obliczenie wartości prądu zwarciowego płynącego przez uziomy słupów.

$$I_t = r I''_{k1} \quad (3.1)$$

gdzie: I_t – prąd zwarcioowy płynący przez uziomy słupów linii,

r – współczynnik redukcyjny,

I''_{k1} – początkowy prąd zwarcia jednofazowego.

Z kolei wartość prądu zwarciovego płynącego w przewodzie odgromowym wyznacza się wówczas jako:

$$I_E = I_{k1}'' - I_t = (1-r)I_{k1}'' \quad (3.2)$$

Wartość współczynnika redukcyjnego, zgodnie z [51, 60], dla polskich linii elektroenergetycznych o różnej budowie waha się od 0,4 do 0,7. W celu oszacowania wartości współczynnika redukcyjnego można się też posłużyć gotowymi wykresami [17, 23]. Wartość współczynnika redukcyjnego może być również wyznaczona w przybliżeniu na podstawie stosunku impedancji własnej przewodu odgromowego do impedancji wzajemnej pętli: przewód fazowy–przewód odgromowy [23, 30, 39].

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

Drugie podejście, pozornie lepsze, ma wadę polegającą na tym, że impedancje kilometryczne własne i wzajemne, podawane w literaturze bądź liczone na podstawie równań Carsona, nie uwzględniają rezystancji uziemień słupów. W efekcie tego obliczany współczynnik redukcyjny nie zależy od rezystancji uziemień słupów linii, co nie jest prawdą.

W niniejszej monografii prezentowane jest inne podejście do rozwiązania problemu obliczania rozptywu prądu w przewodach odgromowych. Oparte jest ono z jednej strony na ogólnie znanych metodach analizy obwodów liniowych, a z drugiej – na zastosowaniu wieloprzewodowych modeli linii elektroenergetycznych opisanych w rozdziale 2 niniejszej monografii.

3.2. Schematy zastępcze dla obliczeń rozptywu prądów zwarciovych

Prezentowane w rozdziale 2 wieloprzewodowe modele linii elektroenergetycznych pozwalają na wyznaczanie rozptywu prądów zwarciovych w przewodach fazowych, w przewodach odgromowych i w uziomach słupów. Jednak w celu praktycznego ich wykorzystania w obliczeniach zwarciovych konieczne jest ich powiązanie z pozostałymi elementami systemu elektroenergetycznego, a zwłaszcza ze źródłami prądu zwarciovego.

Analizy złożonych systemów elektroenergetycznych są obecnie wykonywane tylko i wyłącznie przy użyciu specjalistycznych programów komputerowych. Wśród programów wykorzystywanych w Polsce przez operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów dystrybucyjnych, instytucje badawcze oraz firmy projektowo-konsultingowe można wymienić następujące: PLANS, PSLF, DIgSILENT PowerFactory, SCC. Wszystkie wymienione programy mają jedną cechę wspólną – bazują na symetrycznych modelach sieci elektroenergetycznej lub na modelach niesymetrycznych opartych na metodzie składowych symetrycznych. Jest to słuszne podejście, gdyż stopień skomplikowania modelu matematycznego dużego systemu elektroenergetycznego przy zastosowaniu modeli niesymetrycznych – fazo-

wych ze sprzężeniami – byłby duży i mógłby znacząco ograniczyć możliwości obliczeniowe programu.

W odniesieniu do stanu, w którym prezentowane w monografii metody można wykorzystywać w sposób praktyczny – np. przy projektowaniu nowych lub modernizacji istniejących linii elektroenergetycznych – konieczne jest znalezienie sposobu przejścia od wartości możliwych do obliczenia za pomocą istniejących programów oraz modeli systemu elektroenergetycznego, tworzonych i rozwijanych wraz z rozwojem sieci elektroenergetycznej, do proponowanych w monografii metod obliczeniowych. Wartościami, jakimi dysponuje zwykle projektant, którego zadaniem jest opracowanie koncepcji budowy lub modernizacji linii elektroenergetycznej, są wartości mocy zwarciovych oraz wielkości R_1/X_1 , X_0/X_1 , R_0/R_1 dla stacji elektroenergetycznych, do których ma być przyłączona projektowana linia elektroenergetyczna. Wartości takie wyznaczane są dla wybranych stacji na podstawie złożonego modelu systemu elektroenergetycznego przy użyciu wspomnianych programów.

W celu uzyskania modelu fazowego odzwierciedlającego zastępcze źródło reprezentowane przez moc zwarciovą S''_K oraz wielkości R_1/X_1 , X_0/X_1 , R_0/R_1 konieczna jest transformacja z układu składowych symetrycznych do układu wielofazowego, niesymetrycznego. Wartości odpowiadające schematowi zastępczemu źródła dla składowych symetrycznych wyznaczane są w następujący sposób [50]:

Impedancja dla składowej zgodnej jest określona jako:

$$\underline{Z}_{S1} = R_{S1} + jX_{S1} \quad (3.3)$$

Wartości rezystancji i reaktancji są określone w następujący sposób:

Reaktancja dla składowej zgodnej:

$$X_{S1} = \frac{cU_n^2}{S''_K} \sqrt{\frac{1}{1 + \left(\frac{R_1}{X_1}\right)^2}} \quad (3.4)$$

gdzie: c – współczynnik napięciowy,
 U_n – znamionowe napięcie sieci,
 S''_K – moc zwarciovą źródła,
 R_1/X_1 – stosunek rezystancji do reaktancji dla składowej zgodnej.

Przyjmując wartość R_1/X_1 wynoszącą 0,1, co jest słuszne dla większości typowych węzłów sieci WN, wzór (3.4) można uprościć do postaci:

$$X_{S1} = 0,995 \frac{cU_n^2}{S''_K} \quad (3.5)$$

Rezystancja dla składowej zgodnej wynosi:

$$R_{S1} = X_{S1} \frac{R_1}{X_1} \quad (3.6)$$

Impedancja dla składowej przeciwnej jest równa impedancji dla składowej zgodnej:

$$\underline{Z}_{S2} = R_{S2} + jX_{S2} = \underline{Z}_{S1} = R_{S1} + jX_{S1} \quad (3.7)$$

Wartości impedancji dla składowej zerowej określa się na podstawie wyznaczonych wartości rezystancji i reaktancji dla składowej zgodnej oraz określonych w obliczeniach zwarciovych współczynników X_0/X_1 , R_0/R_1 :

$$\underline{Z}_{S0} = R_{S0} + jX_{S0} = R_{S1} \frac{R_0}{R_1} + jX_{S1} \frac{X_0}{X_1} \quad (3.8)$$

W przekształceniu układu składowych symetrycznych (0, 1, 2) do układu fazowego (A, B, C) stosowana jest macierz transformacji [18, 26] o postaci:

$$\underline{\mathbf{S}} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

gdzie: a – operator obrotu równy $e^{j\frac{2\pi}{3}} = -0,5 + j\frac{\sqrt{3}}{3}$

Prądy i napięcia są wówczas transformowane zgodnie z zależnościami:

$$\underline{\mathbf{I}}_{ABC} = \underline{\mathbf{S}} \underline{\mathbf{I}}_{012} \quad (3.10)$$

$$\underline{\mathbf{U}}_{ABC} = \underline{\mathbf{S}} \underline{\mathbf{U}}_{012} \quad (3.11)$$

gdzie: $\underline{\mathbf{I}}_{ABC}$ – wektor prądów fazowych,
 $\underline{\mathbf{U}}_{ABC}$ – wektor napięć fazowych,
 $\underline{\mathbf{I}}_{012}$ – wektor prądów składowych symetrycznych,
 $\underline{\mathbf{U}}_{012}$ – wektor napięć składowych symetrycznych.

Natomiast w przekształceniu układu fazowego (A, B, C) do układu składowych symetrycznych (0, 1, 2) stosowana jest macierz odwrotna o postaci:

$$\underline{\mathbf{S}}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Prądy i napięcia są transformowane z układu fazowego (A, B, C) do układu składowych symetrycznych (0, 1, 2) zgodnie z zależnościami:

$$\underline{\mathbf{I}}_{012} = \underline{\mathbf{S}}^{-1} \underline{\mathbf{I}}_{ABC} \quad (3.13)$$

$$\underline{\mathbf{U}}_{012} = \underline{\mathbf{S}}^{-1} \underline{\mathbf{U}}_{ABC} \quad (3.14)$$

Trójfazowa strata napięcia na elemencie wyrażona w układzie fazowym (A, B, C) wynosi:

$$\Delta \underline{\mathbf{U}}_{ABC} = \underline{\mathbf{Z}}_{ABC} \underline{\mathbf{I}}_{ABC} \quad (3.15)$$

a strata napięcia wyrażona w układzie składowych symetrycznych (0, 1, 2) wynosi:

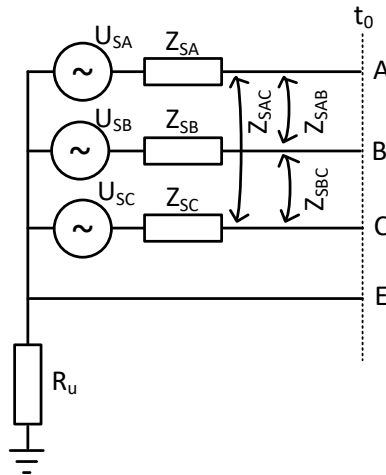
$$\Delta \underline{U}_{012} = \underline{Z}_{012} \underline{I}_{012} \quad (3.16)$$

Związek pomiędzy macierzą impedancji własnych i wzajemnych \underline{Z}_{ABC} a macierzą impedancji składowych symetrycznych \underline{Z}_{012} jest określony jako:

$$\underline{Z}_{ABC} = \underline{S} \underline{Z}_{012} \underline{S}^{-1} \quad (3.17)$$

Stosując transformację (3.17), uzyskuje się macierz zawierającą wartości impedancji fazowych i międzyfazowych odpowiadające schematowi zastępczemu stacji przedstawionemu na rysunku 3.2.

$$\begin{bmatrix} \underline{Z}_{SA} & \underline{Z}_{SAB} & \underline{Z}_{SAC} \\ \underline{Z}_{SAB} & \underline{Z}_{SB} & \underline{Z}_{SBC} \\ \underline{Z}_{SAC} & \underline{Z}_{SBC} & \underline{Z}_{SC} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{Z}_{S0} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{S1} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_{S2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (3.18)$$



Rys. 3.2. Trójfazowy model stacji elektroenergetycznej ze źródłem prądu zwarciovego

Proponowana struktura modelu stacji ze źródłem prądu zwarciovego zawiera trójfazowe źródło napięcia, którego punkt neutralny jest uziemiony przez rezystancję R_u , odpowiadającą rezystancji uziemienia stacji. Linia przerywana, oznaczona na rysunku jako t_0 , odpowiada początkowi odchodzącej od stacji linii elektroenergetycznej. Jest to tak zwana bramka liniowa, od której zaczyna się pierwsze przęsło linii elektroenergetycznej. Bramka liniowa jest połączona z uziomem stacji, a jednocześnie do bramki przyłączane są przewody odgromowe linii. Punkt przyłączenia przewodów odgromowych linii oznaczono na schemacie jako E. Oznaczenia A, B, C odpowiadają miejscu przyłączenia przewodów fazowych linii.

Dużą część stacji przyłączonych do sieci 110 kV stanowią stacje zasilające sieci rozdzielcze średniego napięcia, nazywane popularnie GPZ (głównymi punktami zasilania). W sieciach rozdzielczych rzadko pracują źródła wytórcze, których udział w prądzie zwar-

ciowym, zwłaszcza przy zwiarciach w sieci 110 kV, jest istotny. Znakomitą część takich stacji można traktować jako pasywne, niebędące źródłem prądu zwarciovego. Uproszczony schemat ideowy takiej stacji pokazano na rysunku 3.3a. Stacje takie nie pozostają bez wpływu na wartości prądów zwarciovych w sieci WN i powinny być brane pod uwagę w analizach dotyczących rozplywu prądów w przewodach odgromowych. Istotną rolę odgrywają tu grupa połączeń uzwojeń stosowanych w stacji transformatorów, a także sposób uziemienia ich punktów gwiazdowych. W Polsce sieci napięć WN pracują z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym, a sieci SN – z nieuziemionym bezpośrednio punktem neutralnym. Powoduje to, że w stacjach GPZ stosowane są transformatory o uzwojeniach połączonych w gwiazdę od strony sieci WN i w trójkąt od strony sieci SN. W znakomitej większości stacji GPZ punkt neutralny uzwojeń połączonych w gwiazdę jest łączony bezpośrednio z uziomem stacji. W sytuacji, gdy transformator ma uziemiony punkt neutralny, jest on reprezentowany przez impedancję składowej zerowej Z_{T0} (rys. 3.3c), wynoszącą około 0,85 impedancji transformatora dla składowej zgodnej – w przypadku jednostek trójkolumnowych – lub równą impedancji transformatora dla składowej zgodnej – w przypadku jednostek czterokolumnowych i pięciokolumnowych [26]. Impedancja dla składowej zgodnej Z_{T1} i przeciwnej Z_{T2} (przy zastosowaniu założenia o pomijaniu obciążeń w obliczeniach zwarciovych i jednoczesnego braku źródeł prądu zwarciovego w sieci SN, którą zasila transformator), dąży do nieskończoności – taki transformator stanowi przerwę w schemacie zastępczym dla składowej zgodnej i przeciwnej.

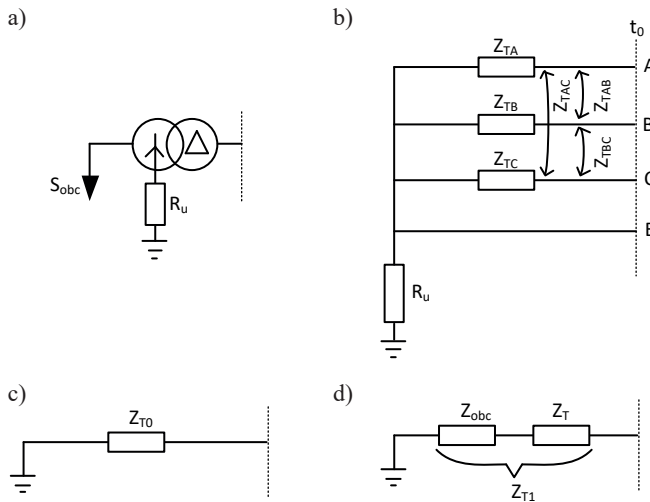
Na podstawie powyższych założeń, stosując transformację od układu składowych symetrycznych do układu trójfazowego, analogicznie jak w zależności (3.18), uzyskuje się macierz pozwalającą na wyznaczenie wartości impedancji fazowych i międzyfazowych odpowiadających schematowi zastępczemu stacji odbiorczej (pasywnej) przedstawionemu na rysunku 3.3b.

$$\begin{bmatrix} \underline{Z}_{TA} & \underline{Z}_{TAB} & \underline{Z}_{TAC} \\ \underline{Z}_{TAB} & \underline{Z}_{TB} & \underline{Z}_{TBC} \\ \underline{Z}_{TAC} & \underline{Z}_{TBC} & \underline{Z}_{TC} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{Z}_{T0} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{T1} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_{T2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

W praktycznych obliczeniach komputerowych za impedancję dla składowej zgodnej Z_{T1} i składowej przeciwnej transformatora Z_{T2} trzeba jednak podstawić określoną, niezerową wartość liczbową, pozwalającą na obliczenie macierzy impedancji fazowych i międzyfazowych (3.19). Może być to wartość szacowana na podstawie mocy znamionowej transformatora. Przyjmując, że zastępcza impedancja odwzorowująca transformator i ekwiwalent sieci SN zasilanej z transformatora (odpowiednio, Z_T i Z_{obc} na rysunku 3.3d) pozostaje stała przy zmianach napięcia, można szacować, że impedancja zastępcza układu Z_{T1} nie będzie mniejsza niż taka, która powoduje przepływ przez transformator jego mocy znamionowej. Wówczas impedancję zastępczą transformatora dla składowej zgodnej i przeciwnej, uwzględniającą jego obciążenie od strony sieci średniego napięcia do wartości mocy znamionowej transformatora, można szacować według zależności:

$$Z_{T1} = Z_{T2} = \frac{U_{nT}^2}{S_{nT}} \quad (3.20)$$

gdzie: U_{nT} – znamionowe napięcie transformatora,
 S_{nT} – znamionowa moc transformatora.

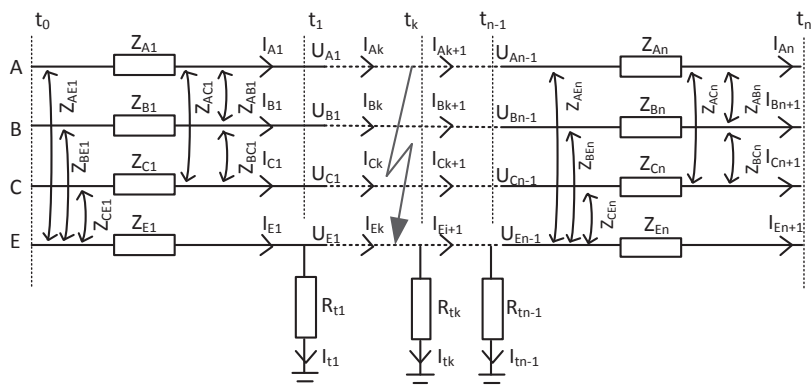


Rys. 3.3. Model stacji odbiorczej WN/SN: a) uproszczony schemat ideowy;
 b) schemat modelu trójfazowego; c) schemat modelu dla składowej zerowej;
 d) schemat modelu dla składowej zgodnej i przeciwnej z uwzględnieniem obciążenia transformatora

Tym samym dla typowych transformatorów pracujących w stacjach GPZ w Polsce (transformatory trójkolumnowe o napięciu zwarcia około 11%) można szacunkowo przyjąć, że wartość impedancji dla składowej zgodnej i przeciwnej transformatora i ekwiwalentu sieci średniego napięcia jest dziesięciokrotnie większa od impedancji dla składowej zerowej.

Opisywane w rozdziale 2 wielofazowe modele linii elektroenergetycznych są dostosowane do proponowanej konwencji schematów zastępczych stacji elektroenergetycznych, jednak brakuje w nich uwzględnienia połączenia przewodów odgromowych z konstrukcją słupa oraz uziemienia słupów.

Na rysunku 3.4 przedstawiono schemat linii jednotorowej z pojedynczym przewodem odgromowym, zawierającym n przęseł. Pierwsze przęsło jest rozpięte między bramką liniową stacji elektroenergetycznej (słup t_0) a pierwszym słupem linii (słup t_1). Przyjęto tu konwencję, że numer przęsła odpowiada numerowi słupa po prawej stronie przęsła, tj. przęsło pierwsze zaczyna się od bramki (słup 0) i kończy się na słupie pierwszym, przęsło drugie zaczyna się od słupa pierwszego i kończy się na słupie drugim itd. Każdy ze słupów jest uziemiony przez rezystancję R_{it} , która może przyjmować różne wartości dla każdego ze słupów.



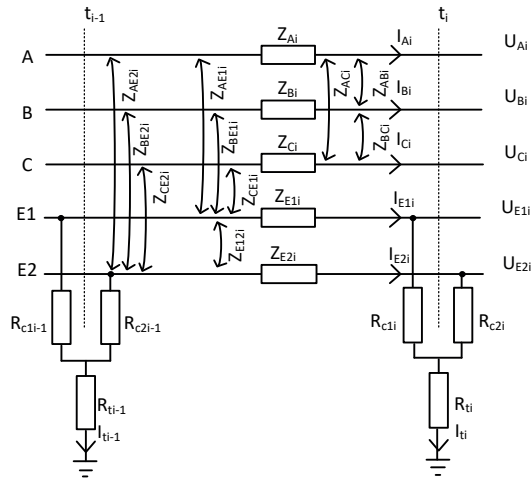
Rys. 3.4. Model linii jednorodnej z pojedynczym przewodem odgromowym, uwzględniający rezystancję uziemienia słupów

Schemat prezentuje również sposób oznaczania napięć i prądów w układzie – przyjęta konwencja zakłada, że prąd w przewodach przęśla jest indeksowany tak samo jak przęsła, natomiast napięcia na początku i końcu przęsła są indeksowane zgodnie z numeracją słupów.

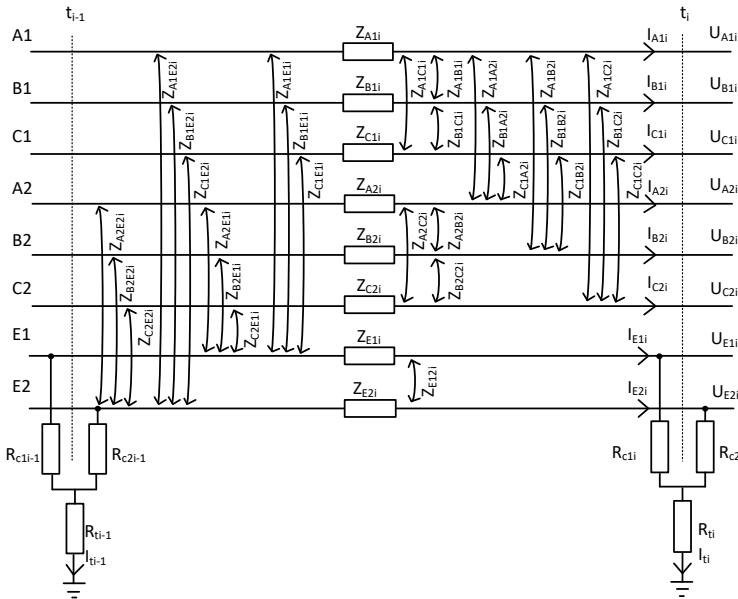
W modelu linii nie występują rezystancje uziemiania słupów skrajnych (bramek liniowych t_0 i t_n), gdyż ich rezystancja jest uwzględniana w schematach zastępczych stacji elektroenergetycznych. W modelu przyjęto, że rezystancja słupa jest niewielka w stosunku do rezystancji uziomu, dlatego się jej nie uwzględnia. Podobnie przyjęto, że rezystancja zacisków łączących przewód odgromowy z konstrukcją słupa jest niewielka, dlatego została ona pominięta w modelu.

Aby nie komplikować rysunku, na schemacie zastępczym nie przedstawiono graficznie susceptancji własnej i wzajemnej przewodów. Susceptancja może być uwzględniona w rozważaniach dotyczących rozplywu prądu zwarciovego jako czynnik zwiększający dokładność obliczeń, zgodnie ze schematami prezentowanymi w rozdziale 2.

W przypadku linii jednorodnej z dwoma przewodami odgromowymi model uwzględniający rezystancję uziemienia słupów ma postać prezentowaną na rysunku 3.5, na którym przedstawiono jedynie pojedyncze przęsła linii rozpięte pomiędzy słupami $i-1$ oraz i . Struktura i oznaczenia pozostałych przęsł będą analogiczne. W przypadku linii z dwoma przewodami odgromowymi zdecydowano się na nieco inne podejście do problemu modelowania uziemienia przewodów odgromowych. Dla każdego słupa poza wartością rezystancji uziomu słupa R_{ii} wprowadza się dodatkowo dwie rezystancje R_{cli} i R_{c2i} , które odpowiadają rezystancji przejścia pomiędzy przewodem odgromowym a konstrukcją słupa oraz uwzględniają rezystancję słupa pomiędzy wieżyczkami, na których zamocowane są przewody odgromowe. Wprowadzenie tych dodatkowych rezystancji zwiększa uniwersalność modelu: przyjmując zerowe wartości R_{cli} i R_{c2i} , można model uprościć; przyjmując jedną lub obie rezystancje jako wartości dążące do nieskończoności, można analizować sytuację, gdy przewód odgromowy celowo lub w wyniku uszkodzenia nie jest połączony z konstrukcją słupa. Z kolei przyjęcie wartości z zakresu od 0,1 do 0,5 Ω będzie skutkowało zwiększeniem dokładności modelu i pozwoli uzyskać bliższe rzeczywistości wyniki analiz.



Rys. 3.5. Model przęsła linii jednotorowej z dwoma przewodami odgromowymi uwzględniający rezystancję uziemienia słupów

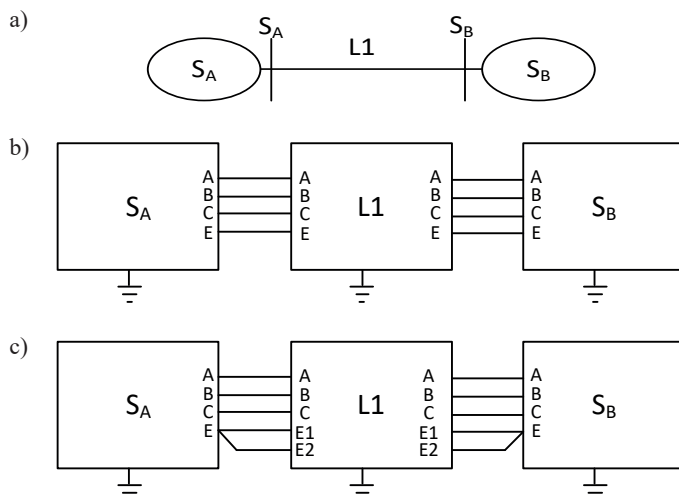


Rys. 3.6. Model przęsła linii dwutorowej z dwoma przewodami odgromowymi uwzględniający rezystancję uziemienia słupów

Schemat przęsła linii dwutorowej uwzględniający rezystancję uziemienia słupów przedstawiono na rysunku 3.6. W schemacie wprowadzone zostały również rezystancje przejścia pomiędzy przewodami odgromowymi a konstrukcją słupów. Warto zauważyć, że dzięki zastosowaniu podejścia, w którym każde przęsło jest modelowane niezależnie, możliwe jest uwzględnienie wpływu czynników, które mogą ulegać zmianie wzdłuż trasy prowadzenia

linii. Są to różne rezystancje uziemień słupów, różna przewodność elektryczna ziemi, różne rodzaje stosowanych słupów, różne przekroje przewodów odgromowych¹.

Prezentowane modele stacji elektroenergetycznych i linii mogą być ze sobą łączone, tak aby odtworzyć układ odpowiadający fragmentowi analizowanego rzeczywistego systemu elektroenergetycznego. Stosując proponowane w pracy modele, możliwe jest odtworzenie praktycznie każdej konfiguracji spotykanej w systemie elektroenergetycznym. Na rysunkach 3.7–3.9 pokazano przykłady kilku takich układów sieci.



Rys. 3.7. Model linii jednorodnej łączącej stacje S_A i S_B : a) schemat ideowy jednokreskowy; b) schemat blokowy dla linii z pojedynczym przewodem odgromowym; c) schemat blokowy dla linii z podwójnym przewodem odgromowym

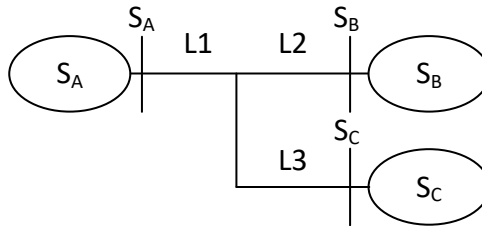
Pierwszy z prezentowanych modeli przedstawia linię jednorodną łączącą stacje S_A i S_B . Jedną z tych stacji może być modelowana jako stacja odbiorcza, niebędąca źródłem prądu zwarciovego. W przypadku, gdy modelowany odcinek linii jest wyposażony w dwa przewody odgromowe, stosowaną praktyką jest przyłączenie obu tych przewodów do konstrukcji bramki liniowej w stacji. Odpowiada to połączeniu przewodów odgromowych E1 i E2 z uziemionym przez rezystancję zaciskiem E modelu stacji, co widać na rysunku 3.7c. Warto zauważyć, że każdy z bloków odpowiadających modelowi stacji elektroenergetycznej czy linii jest połączony z potencjałem ziemi przez występujące wewnątrz bloku modele uziemienia.

Z kolei na rysunku 3.8 zaprezentowano układ linii jednorodnej z tzw. odczepem, gdzie główna linia łącząca stacje S_A i S_B jest podzielona na dwie części: L1 i L2. W miejscu podziału przyłączona jest dodatkowa linia L3, łącząca stacje S_A i S_B ze stacją S_C . Takie rozwiązania stosuje się często przy rozbudowie sieci, dołączając nowe podmioty do istniejącej sieci elektroenergetycznej. Stacja S_C może być stacją odbiorczą GPZ (niebędąca źródłem prądu

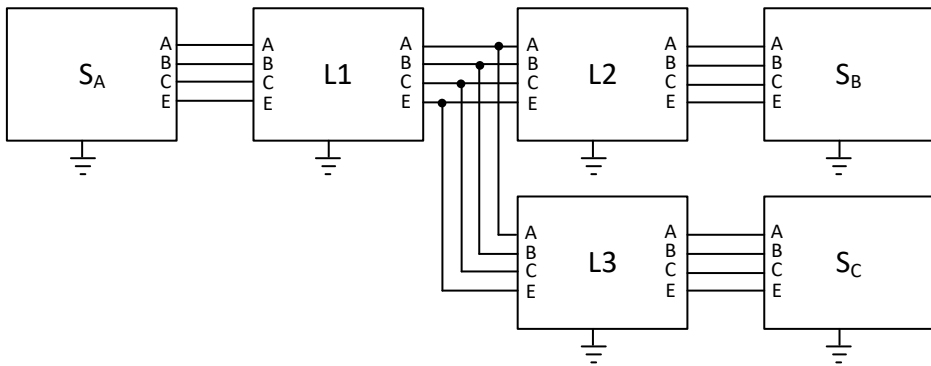
¹ Dość częstą praktyką jest stosowanie większych przekrojów przewodów odgromowych w pobliżu stacji elektroenergetycznych, a mniejszych – w pewnym oddaleniu od stacji.

zwarciowego) lub stacją zasilającą sieć, wykorzystywaną np. do przyłączenia do systemu elektroenergetycznego farmy wiatrowej lub innego źródła energii.

a)



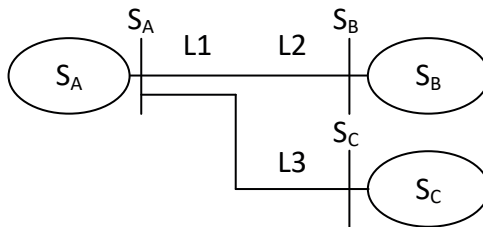
b)



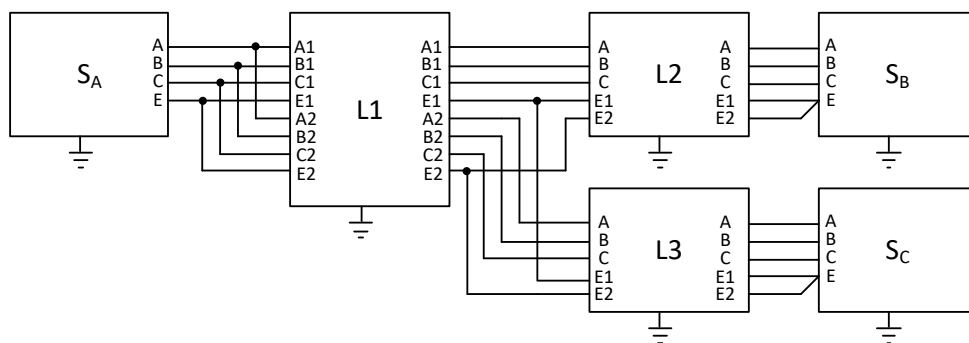
Rys. 3.8. Model linii jednotorowej łączącej stacje S_A i S_B , z odcepem do stacji S_C : a) schemat ideowy jednokreskowy; b) schemat blokowy dla linii z pojedynczym przewodem odgromowym

Na rysunku 3.9 przedstawiono układ, w którym występują linia dwutorowa i linie jednotorowe. Jednotorowa linia $L2$ wiodąca do stacji S_B oraz jednotorowa linia $L3$, wiodąca do stacji S_C są prowadzone przez część trasy na słupach dwutorowych, co oznaczono jako $L1$. Wszystkie rozpatrywane w tym przypadku linie są wyposażone w dwa przewody odgromowe. Rzeczywistym przykładem takiej linii jest w KSE (Krajowym Systemie Elektroenergetycznym) np. połączenie stacji 400 kV Narew – Łomża – Stanisławów, gdzie jednotorowe linie Łomża – Narew i Stanisławów – Narew są w pobliżu stacji Narew prowadzone na wspólnych, dwutorowych słupach.

a)



b)



Rys. 3.9. Model linii dwutorowej, rozdzielającej się na dwie linie jednotorowe, łączące stację S_A ze stacjami S_B i S_C : a) schemat ideowy jednokreskowy; b) schemat blokowy dla linii z podwójnymi przewodami odgromowymi

Przedstawione wybrane przykłady pokazują, że łącząc proponowane w pracy schematy linii i stacji, można uzyskać właściwie dowolną strukturę sieci, jaka może występować w systemie elektroenergetycznym.

3.3. Nowa metoda obliczania rozptywu prądów w przewodach odgromowych

Celem obliczeń rozptywu prądu zwarciovego, jak wspomniano wcześniej, jest określenie następujących wartości:

- początkowego prądu zwarciovego;
- prądów płynących w przewodach odgromowych w poszczególnych przęsłach;
- prądów płynących w uziomach poszczególnych słupów;
- napięć dotykowych na poszczególnych słupach.

Powyższe wartości powinny być wyznaczone przy zwarciu na dowolnym (każdym) słupie linii, tak aby możliwe było określenie wartości napięć i prądów dla najgorszego przypadku i na ich podstawie prawidłowe dobranie przewodów odgromowych i środków ochrony przeciwporażeniowej.

Opisywane do tej pory modele, mimo że charakteryzują się dużą złożonością, mają jedną istotną cechę ułatwiającą analityczne rozwiązanie problemu. Przy przyjętych założeniach modele te są liniowe, co pozwala na stosowanie metod opartych na przekształceniach macierzowych. W pracy szczegółowo przedstawiono wykorzystanie metody tableau w celu rozwiązania postawionego problemu.

Nazwa metody tableau pochodzi od francuskiego słowa oznaczającego tablicę. W nomenklaturze anglojęzycznej metoda ta jest określana mianem *sparse tableau approach* [5, 20, 54] lub krócej *tableau analysis* i często oznaczana skrótem TA. W monografii używana będzie nazwa oryginalna: metoda tableau lub skrót TA. Uznano, że próba spolszczenia

nazwy do „metody tablicowej” może być myląca, wprowadzając skojarzenia np. z metodą tablicową opartą na funkcji Laplace’a.

Metoda tableau nie jest popularną metodą analizy obwodów elektrycznych ze względu na największy możliwy rozmiar macierzy używanej w trakcie obliczeń. Z tego względu w obliczeniach obwodów wielowęzłowych używa się częściej metody prądów oczkowych czy metody potencjałów węzłowych. Proponowane w monografii zastosowanie metody tableau do analizy rozplywu prądów w przewodach odgromowych jest nowatorskie.

Metoda tableau opiera się na rozwiązaniu układu równań liniowych. Układ równań składa się z trzech równań macierzowych: równania bilansu prądów w węzłach (3.21) opartego na pierwszym prawie Kirchhoffa, równania napięć dla oczek (3.22) opartego na drugim prawie Kirchhoffa oraz równania gałęziowego uwzględniającego związek pomiędzy prądami a spadkami napięć w gałęziach oraz sprzężenia i źródła napięciowe.

$$\underline{\mathbf{I}}\mathbf{A}_I = \mathbf{0} \quad (3.21)$$

$$\underline{\mathbf{U}} - \mathbf{A}_I^T \underline{\mathbf{E}} = \mathbf{0} \quad (3.22)$$

$$\underline{\mathbf{Z}}\underline{\mathbf{I}} + \mathbf{K}_U \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{U}}_s \quad (3.23)$$

gdzie: $\underline{\mathbf{I}}$ – wektor prądów w gałęziach,
 $\underline{\mathbf{U}}$ – wektor spadków napięć w gałęziach,
 $\underline{\mathbf{E}}$ – wektor napięć w węzłach,
 $\underline{\mathbf{U}}_s$ – wektor napięć zasilających,
 \mathbf{A}_I – macierz incydencji,
 \mathbf{A}_I^T – macierz incydencji transponowana,
 $\underline{\mathbf{Z}}$ – macierz impedancji,
 \mathbf{K}_U – macierz współczynników napięciowych.

Przy przyjęciu, że w tworzonym układzie równań sumowanie prądów (3.21) dotyczy tylko węzłów niezależnych i – podobnie – sumowanie napięć (3.22) dotyczy tylko oczek niezależnych układ będzie miał tylko jedno rozwiązanie.

Równania (3.21)–(3.23) można zapisać w postaci pojedynczego równania macierzowego:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{A}_I & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{1} & -\mathbf{A}_I^T \\ \underline{\mathbf{Z}} & \mathbf{K}_U & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{I}} \\ \underline{\mathbf{U}} \\ \underline{\mathbf{E}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \underline{\mathbf{U}}_s \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

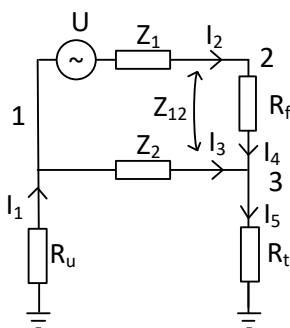
Rozwiązanie równania prowadzi do obliczenia wektora prądów $\underline{\mathbf{I}}$, spadków napięć $\underline{\mathbf{U}}$ oraz napięć węzłowych $\underline{\mathbf{E}}$. Wartości spadków napięć w poszczególnych gałęziach nie są istotne w analizie dotyczącej rozplywu prądu zwarciovego w linii. Dlatego wyznaczając z zależności (3.22) wektor spadków napięć w gałęziach i podstawiając go do równania (3.13), układ równań (3.24) można zredukować do postaci (3.25). Redukcja taka pozwala na istotne zmniejszenie rozmiaru macierzy, która będzie wykorzystywana do znalezienia rozwiązania układu.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{A}_I & \mathbf{0} \\ \underline{\mathbf{Z}} & \mathbf{K}_U \mathbf{A}_I^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{I}} \\ \underline{\mathbf{E}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \underline{\mathbf{U}}_s \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

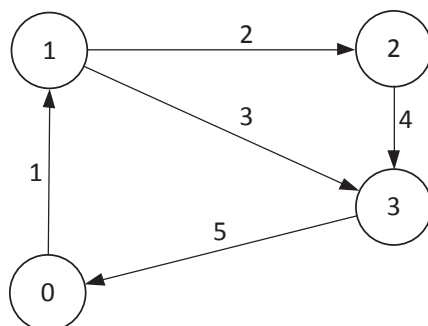
Wektor nieznanych prądów \mathbf{I} oraz napięć w węzłach \mathbf{E} wyznacza się z zastosowaniem procedur algebry liniowej. Wymuszeniem w układzie jest wektor napięć \mathbf{U}_s w stacjach zasilających analizowaną sieć. Poszczególne macierze \mathbf{A}_p , \mathbf{Z} , \mathbf{K}_U oraz wektor napięć \mathbf{U}_s są tworzone według zasad opisanych poniżej.

Macierz incydencji zawiera opis połączeń gałęzi pomiędzy węzłami sieci oraz określa kierunek prądu płynącego w gałęziach. Macierz incydencji ma rozmiar $[n \times b]$ wynikający z liczby węzłów n i gałęzi b w rozpatrywanej sieci. Rzędy w macierzy incydencji odpowiadają węzłom sieci, natomiast kolumny – gałęziom w analizowanej sieci. Przyjęty sposób opisywania połączeń jest zgodny z teorią grafów, gdzie węzeł sieci jest wierzchołkiem grafu, a gałąź – krawędzią grafu. Analizowany obwód jest zatem sprowadzany do grafu zorientowanego. Wówczas dla każdej gałęzi j , w której płynący prąd dopływa do danego węzła i , w macierzy incydencji umieszcza się -1 . Jeżeli prąd w danej gałęzi, zgodnie z przyjętą konwencją oznaczeń prądów, wypływa z danego węzła, to w macierzy incydencji umieszcza się 1 . Jeżeli dana gałąź nie jest połączona z określonym węzłem, wówczas nie występuje incydencja, czemu odpowiada wartość 0 w macierzy incydencji.

Na rysunku 3.10 zaprezentowano schemat prostego obwodu elektrycznego, na przykładzie którego zostanie przedstawiony sposób tworzenia macierzy incydencji oraz pozostałych macierzy i wektorów wykorzystywanych w metodzie tableau.



Rys. 3.10. Schemat prostego obwodu elektrycznego ilustrujący przykład analizy metodą tableau



Rys. 3.11. Graf zorientowany odpowiadający schematowi z rysunku 3.10

Schematowi przedstawionemu na rysunku 3.10 odpowiada graf zorientowany, pokazany na rysunku 3.11. Na grafie oznaczono węzły obwodu (wierzchołki) oraz gałęzie obwodu (krawędzie), zgodnie z konwencją przyjętą na schemacie obwodu. Wierzchołek grafu oznaczony jako 0 odpowiada potencjałowi odniesienia. Prezentowanemu obwodowi (grafowi) odpowiada macierz incydencji o następującej postaci:

$$\mathbf{A}_I = \begin{bmatrix} -1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

Macierz impedancji \mathbf{Z} jest macierzą kwadratową, której rozmiar odpowiada liczbie gałęzi analizowanego obwodu. Macierz ta zawiera na swojej przekątnej wartości impedancji poszczególnych gałęzi, zgodnie z przyjętą numeracją gałęzi. Elementy poza przekątną macierzy zawierają wartości impedancji wzajemnych pomiędzy gałęziami. Dzięki temu odwzorowywane są sprzężenia pomiędzy określonymi gałęziami. Dla schematu przedstawionego na rysunku 3.10 macierz impedancyjna ma postać:

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} R_u & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_1 & \underline{Z}_{12} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_t \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Impedancja \underline{Z}_1 , zgodnie z przyjętą numeracją gałęzi, jest umieszczana w macierzy na pozycji (2, 2) natomiast impedancja wzajemna pomiędzy gałęziami 2 i 3 ($\underline{Z}_{1,2}$ na rys. 3.10) występuje w macierzy dwukrotnie – na pozycji (2, 3) i pozycji (3, 2).

Macierz współczynników napięciowych \mathbf{K}_U w ogólności odwzorowuje występowanie w obwodzie źródeł prądowych oraz źródeł prądowych sterowanych napięciowo. Macierz ma rozmiar odpowiadający liczbie gałęzi. Dla rozważanego problemu, tj. obwodów zastępczych odzwierciedlających linie elektroenergetyczne, nie występują ani źródła prądowe, ani źródła sterowane napięciowo, dlatego macierz \mathbf{K}_U przyjmuje postać macierzy diagonalnej, gdzie na przekątnej umieszczane są wartości -1 . Oznacza to, że podmacierz będąca wynikiem iloczynu macierzy współczynników napięciowych i transponowanej macierzy incydencji upraszcza się do postaci:

$$\mathbf{K}_U \mathbf{A}_I^T = -\mathbf{A}_I^T \quad (3.28)$$

Wektor napięć \underline{U}_s zasilających analizowany układ zawiera wartości napięć źródeł zasilających jedynie dla gałęzi, gdzie źródła takie występują, tj. dla stacji elektroenergetycznych będącymi źródłami prądu zwarciego. Dla pozostałych gałęzi, niezawierających źródeł, wektor wymuszeń przyjmuje zerowe wartości. W analizowanym przykładzie, dla jednego źródła, wektor napięć ma następującą postać:

$$\underline{U}_S = \begin{bmatrix} 0 \\ \underline{U} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Łączna postać równania (3.25) dla przykładowego obwodu przedstawionego na rysunku 3.10 ma postać:

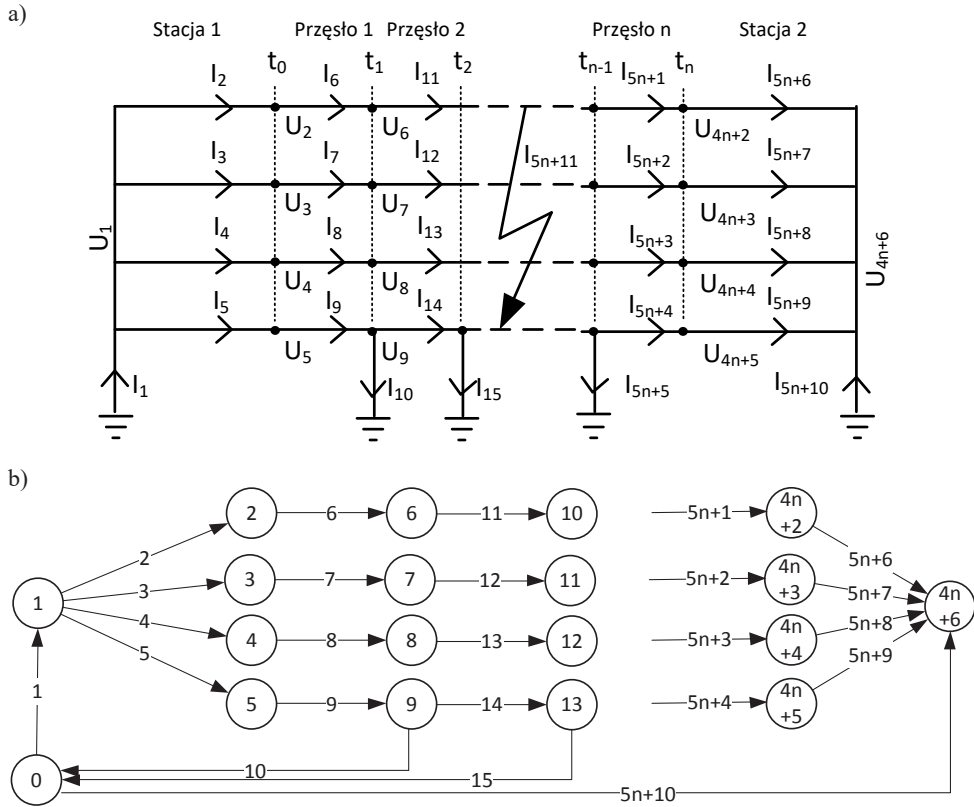
$$\begin{bmatrix} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 & 1 \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} R_u & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_1 & \underline{Z}_{12} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_t \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \\ \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \\ \underline{I}_4 \\ \underline{I}_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \underline{U} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Rozwiązanie układu równań (3.30), tj. obliczenie wektora napięć węzłowych $\underline{U}_1 \div \underline{U}_3$ oraz wektora prądów w gałęziach $\underline{I}_1 \div \underline{I}_5$, uzyskuje się w ogólności jako iloczyn macierzy odwrotnej i wektora wymuszeń. W praktyce przy dużym rozmiarze macierzy można wykorzystywać inne, bardziej efektywne metody, np. eliminację Gaussa czy procedury stosowane dla macierzy rzadkich [38, 47].

Zastosowanie metody tableau do analizy rozptywu prądów w przewodach odgromowych wymaga przygotowania sposobu indeksowania gałęzi i węzłów w rozpatrywanym układzie. To z kolei pozwala na przygotowanie macierzy incydencji, macierzy impedancji i wektora napięć wymuszających. Przyjęty sposób numeracji węzłów i gałęzi może być w zasadzie dowolny – przekłada się na ewentualne ułatwienia w procesie algorytmizacji obliczeń. Na rysunku 3.12a przedstawiono propozycję sposobu numeracji węzłów i gałęzi dla linii jednotorowej z pojedynczym przewodem odgromowym, zasilanej dwustronnie. Schematowi odpowiada graf zorientowany, pokazany na rysunku 3.12b.

Linia łącząca stacje 1 i 2 składa się z n przęseł. Bramka liniowa w stacji 1 oznaczona jest na schemacie jako słup t_0 , a bramka liniowa w stacji 2 – jako słup t_n . Układ zawiera $4n + 6$ węzłów i $5n + 11$ gałęzi. Ostatnia z gałęzi $5n + 11$ jest wykorzystywana w przyjętym sposobie indeksowania do modelowania zwarcia jednofazowego. W przykładzie zilustrowanym na rysunku 3.12 założono zwarcie pomiędzy przewodem fazowym A a konstrukcją słupa. Przykładowo, dla linii zawierającej 100 przęseł liczba gałęzi n_b wyniesie 511, natomiast liczba węzłów n_n wyniesie 406.

Modelując zwarcie dwufazowe z ziemią, należy uzupełnić schemat o jeszcze jedną gałąź.



Rys. 3.12. Sposób numeracji węzłów i gałęzi w linii jednotorowej, dwustronnie zasilanej, z pojedynczym przewodem odgromowym: a) schemat ideowy; b) graf zorientowany

Rozmiary macierzy wykorzystywanych w metodzie są następujące:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{A}_I & \mathbf{0} \\ \mathbf{Z} & \mathbf{K}_U \mathbf{A}_I^T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [n_n \times n_b] & [n_n \times n_n] \\ [n_b \times n_b] & [n_b \times n_n] \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

gdzie: n_n – liczba węzłów w sieci,
 n_b – liczba gałęzi.

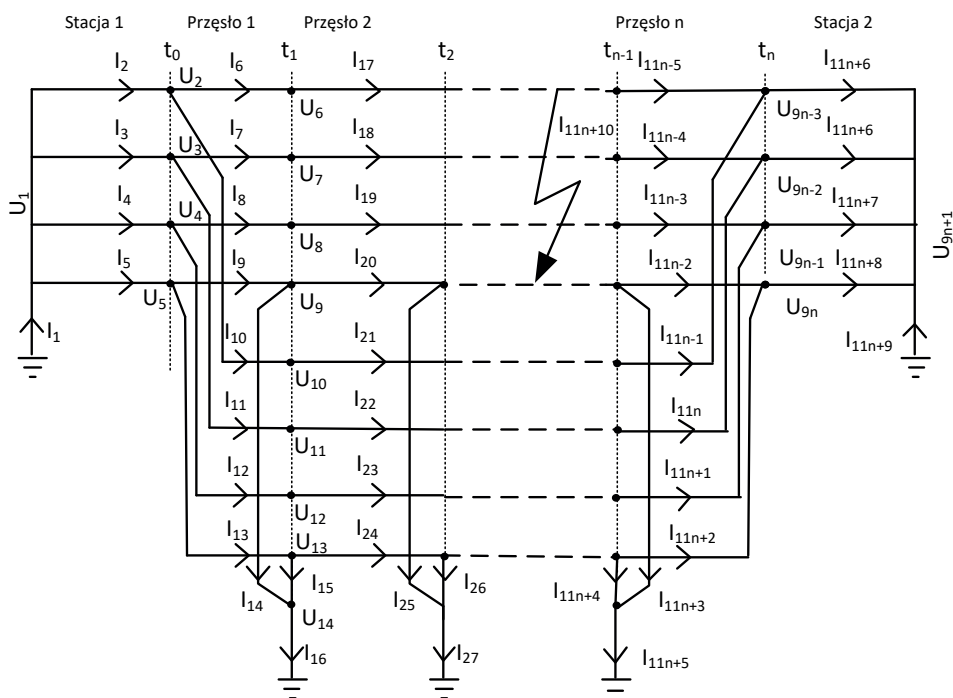
Całkowity rozmiar macierzy stosowanej w metodzie tableau jest równy $(n_n + n_b)^2$. Dla rozpatrywanej linii składającej się ze 100 prześleł rozmiar macierzy wynosi 916×916 . Dla linii zawierającej 500 prześleł rozmiar ten rośnie do 4517×4517 .

Zgodnie z przyjętym sposobem indeksowania i założonym kierunkiem przepływu prądów najpierw tworzona jest macierz incydencji. Tworzy się ją zgodnie z zasadami pokazanymi w przykładzie. Następnie na podstawie znajomości impedancji własnych i wzajemnych przewodów w kolejnych prześlełach tworzona jest macierz impedancji. Zawiera ona również wartości rezystancji słupów dla właściwych gałęzi, impedancje zastępcze własne i wzajemne odzwierciedlające stacje elektroenergetyczne oraz ich uziemienie. Wprowadzenie rezy-

stacji w gałęzi modelującej zwarcie ($5n + 11$) pozwala uwzględnić dodatkowo rezystancję przejścia (np. rezystancję łuku elektrycznego).

Wektor napięć zasilających przyjmuje niezerowe wartości jedynie dla gałęzi, w których występują źródła zasilające. W przypadku linii zasilanej dwustronnie zgodnie z przyjętym sposobem indeksowania będą to gałęzie 2, 3, 4 oraz $5n + 6$, $5n + 7$, $5n + 8$. Napięcia zasilające mogą przyjmować w zasadzie dowolne wartości co do modułu i argumentu, przez co możliwe jest uwzględnienie w analizach niesymetrii zasilania układu czy wymuszenie przepływu prądu pomiędzy stacjami zasilającymi.

Dużo bardziej złożonym przypadkiem jest linia dwutorowa z dwoma przewodami odgromowymi. Rysunek 3.13 przedstawia przyjęty sposób numerowania węzłów i gałęzi w linii. Podobnie jak w poprzednim przypadku, linia składa się z n przęseł. Układ zawiera $9n + 1$ węzłów i $11n + 10$ gałęzi. Ostatnia z gałęzi $11n + 10$ jest wykorzystywana w przyjętym sposobie indeksowania do modelowania zwarcia jednofazowego. Łatwo zauważyć, że rozmiar macierzy dla linii dwutorowej jest znacznie większy. Przykładowo, dla linii zawierającej 100 przęseł liczba gałęzi wynosi 1110, natomiast liczba węzłów jest równa 901. Oznacza to, że rozmiar macierzy równa się 2011×2011 , czyli jest prawie pięć razy większy niż dla linii jednotorowej z pojedynczym przewodem odgromowym przy takiej samej liczbie przęseł.



Rys. 3.13. Sposób numeracji węzłów i gałęzi w linii dwutorowej, dwustronnie zasilanej, z dwoma przewodami odgromowymi

Wykorzystując zaproponowaną w pracy metodę analizy rozptyłu prądów zwarciovych, wykonano serię analiz dla różnych typów linii napowietrznych. Do uzyskania prezentowanych wyników posłużono się procedurami obliczeniowymi zaimplementowanymi na platformie obliczeniowej Freemat [16]. Freemat jest programem matematycznym o strukturze zbliżonej do rozpowszechnionego programu Matlab [42]. Umożliwia on przygotowanie procedur obliczeniowych w postaci skryptów, wykorzystujących szereg wbudowanych funkcji matematycznych. Składnia kodu programu Freemat jest zgodna z programem Matlab.

3.4. Analiza rozptyłu prądów w linii jednotorowej z pojedynczym przewodem odgromowym

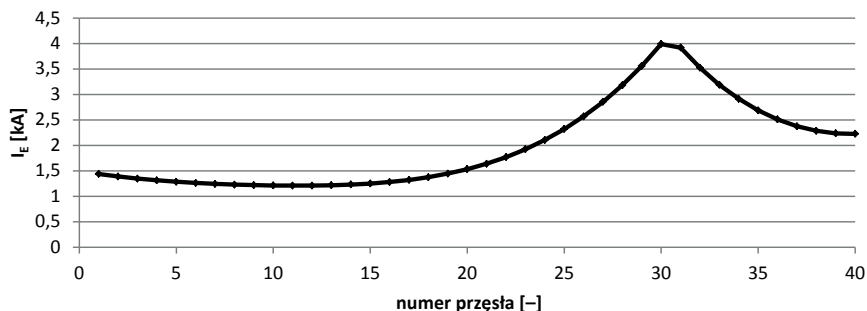
Pierwszy z analizowanych przypadków dotyczy linii jednotorowej, zasilanej dwustronnie, z pojedynczym przewodem odgromowym. Założono, że rozpatrywana jest linia WN (o napięciu znamionowym 110 kV) o długości 12 km, zbudowana na słupach typu B2. Do obliczeń przyjęto następujące założenia:

- liczba słupów 39 (nie licząc bramek liniowych);
- równe długości przęseł wynoszące 300 m;
- przewody fazowe linii AFL-6 240 mm², przewody odgromowe AFL-1,7 70 mm²;
- zwis przewodów fazowych 8 m, zwis przewodu odgromowego 5 m;
- linia łączy stację A (od bramki liniowej oznaczonej jako 0) ze stacją B (do bramki liniowej oznaczonej jako 40);
- moce zwarciove stacji elektroenergetycznych: stacja A 1500 MVA ($X_0/X_1 = 1,2$), stacja B 1000 MVA ($X_0/X_1 = 1,5$);
- rezystywność gruntu 100 Ωm;
- rezystancje uziemienia słupów 10 Ω;
- rezystancje uziemienia stacji elektroenergetycznych 0,2 Ω;
- w analizach pominięto praktykę stosowania na podejściu do stacji, tj. pomiędzy bramkami liniowymi a pierwszym i ostatnim słupem linii, podwójnych przewodów odgromowych, mimo że zaproponowana w monografii metoda pozwala na ich uwzględnienie w analizach.

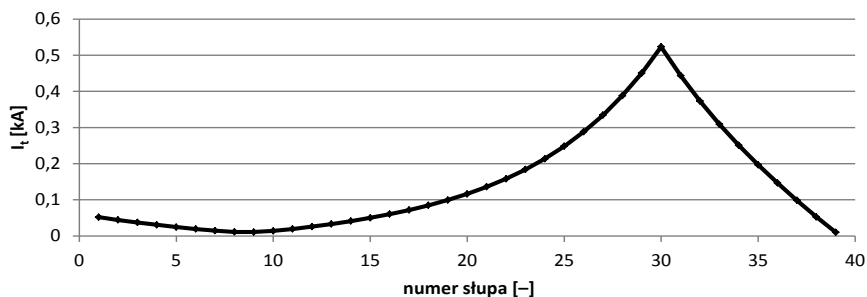
Rysunki 3.14–3.16 przedstawiają wyniki obliczeń uzyskane metodą tableau w przypadku zwarcia jednofazowego na słupie 30. Założono, że zwarcie jest metaliczne, tj. przepływ prądu z przewodu fazowego następuje bezpośrednio do przewodu odgromowego i uziomu słupa (jak na rys. 3.4). Obliczeń zwarciovych dokonano, przyjmując napięcie zasilania sieci zgodnie z normą [50], tj. napięcie znamionowe powiększone o współczynnik napięciowy c_{\max} .

Rysunek 3.14 przedstawia, jak zmieniają się wartości prądu płynącego w przewodzie odgromowym w poszczególnych przęsłach linii. Zgodnie z oczekiwaniem największe prądy płyną w dwóch przęsłach na lewo (przęsło 30) i na prawo (przęsło 31) od miejsca zwarcia (słup 30). W miarę oddalania się od miejsca zwarcia wartości prądu w przewodzie odgromowym maleją, co jest spowodowane upływem części prądu zwarciovego przez uziomy kolejnych słupów do ziemi. Największe wartości prądów płynących przez uziemienia słupów do ziemi obserwuje się (rys. 3.15) w uziemiu słupa, na którym wystąpiło zwarcie (około 500 A) oraz w jego bezpośrednim sąsiedztwie. Wartości prądów płynących przez uziomy słupów

maleją w miarę odsuwania się od miejsca zwarcia. W rozpatrywanym przypadku przez słupy oddalone o więcej niż 10 przęseł płyną prądy nieprzekraczające 100 A. To powoduje, że prądy w przewodach odgromowych na lewo od miejsca zwarcia osiągają w pewnym oddaleniu od niego (w analizowanym przypadku przęśla 1–20) wartości charakteryzujące się niewielką zmiennością. Warto zauważyć, że zbliżaniu się do stacji elektroenergetycznej (przęśla 1–7) może towarzyszyć ponowny wzrost prądu zwarciego w przewodzie odgromowym. Zjawisko to wiąże się ze zmianą kierunku prądu w uziomach słupów w pobliżu stacji i zostanie szerzej omówione w dalszej części pracy.

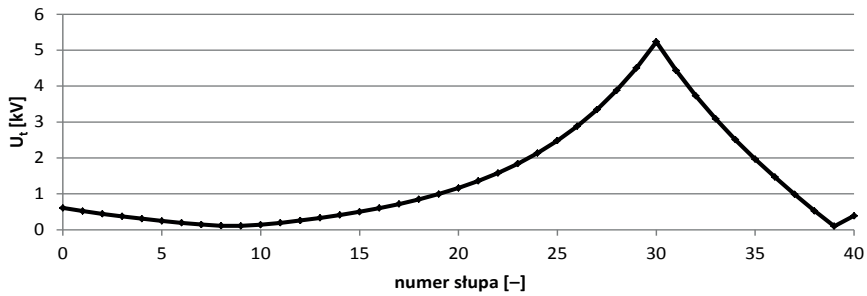


Rys. 3.14. Rozplyw prądu w przewodzie odgromowym przy zwarciu jednofazowym na słupie nr 30



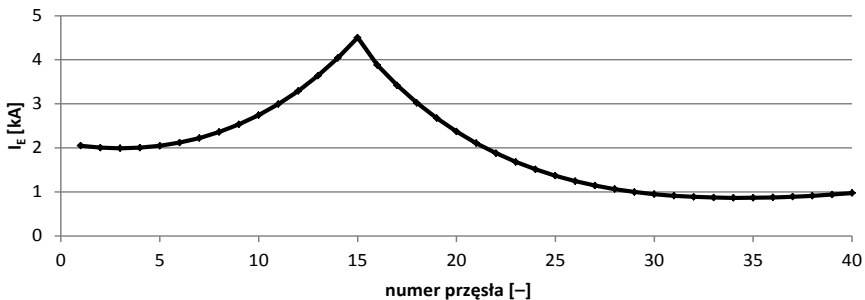
Rys. 3.15. Prądy płynące przez uziomy słupów przy zwarciu jednofazowym na słupie 30

Z kolei rysunek 3.16 przedstawia wartości potencjału poszczególnych słupów. Wartości te można traktować jak wartość napięcia na słupie, liczonego względem ziemi odniesienia. Kształt uzyskanego rozkładu potencjałów jest w zasadzie identyczny jak kształt rozkładu prądów płynących przez uziomy słupów, co jest wynikiem przyjęcia identycznych rezystancji uziomów słupów wzdłuż całej linii. Rysunek 3.16 pokazuje dodatkowo wartości potencjału w stacjach krańcowych. Bramce liniowej w stacji A odpowiada słup oznaczony jako 0, natomiast słup 40 jest bramką liniową kończąca linię w stacji B. Rysunek 3.15 przedstawia jedynie wyniki prądów dla słupów (1–39), gdyż wartości prądów uziomów w stacjach są znacząco większe i ich prezentacja na wspólnym wykresie zmniejszyłaby jego czytelność.

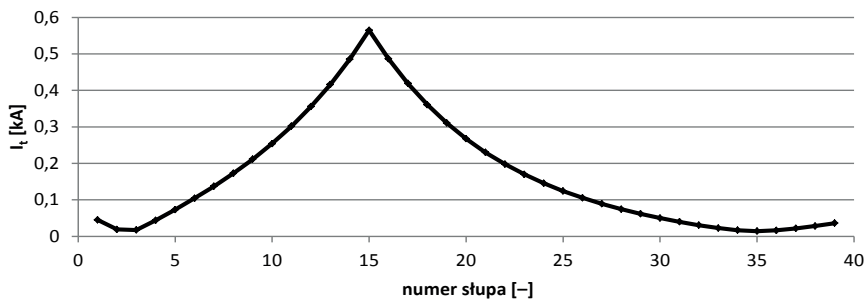


Rys. 3.16. Rozkład potencjału wzdłuż linii przy zwarciu jednofazowym na słupie 30

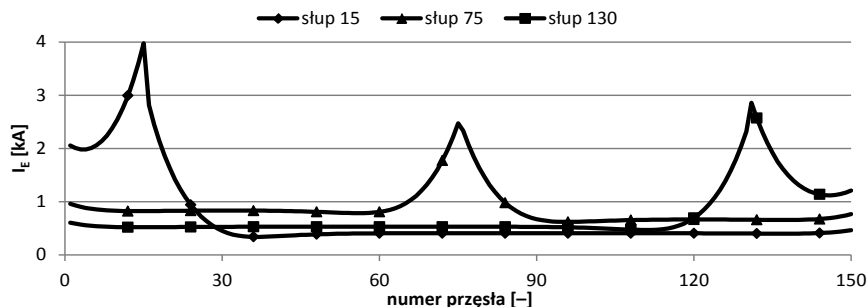
Rysunki 3.17 i 3.18 przedstawiają, jak zmieni się rozplyw prądów, jeżeli w tej samej linii wystąpi zwarcie bliżej stacji A, tj. na słupie 15. Widać tu wyraźnie, że istotnie większe wartości prądów płyną w przewodach odgromowych po stronie lewej od miejsca zwarcia. Jest to spowodowane faktem, że stacja A charakteryzuje się większą mocą zwarciovą (mniejszą impedancją zwarciovą) niż stacja B i jest położona bliżej miejsca zwarcia (mniejsza impedancja linii elektroenergetycznej). Widać tendencję, że w przepływie prądu zwarciovego, podobnie jak w poprzednim przypadku, największy udział biorą słupy w pobliżu miejsca zwarcia. Dla zwarcia jednofazowego na słupie 15 są to słupy 5–25.



Rys. 3.17. Rozplyw prądu w przewodzie odgromowym przy zwarciu jednofazowym na słupie 15

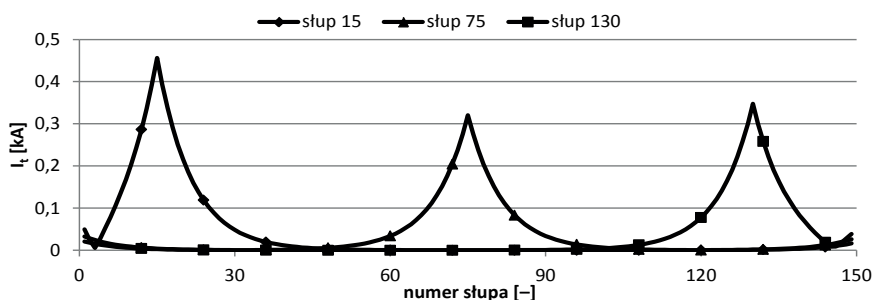


Rys. 3.18. Prądy płynące przez uziomy słupów przy zwarciu jednofazowym na słupie 15



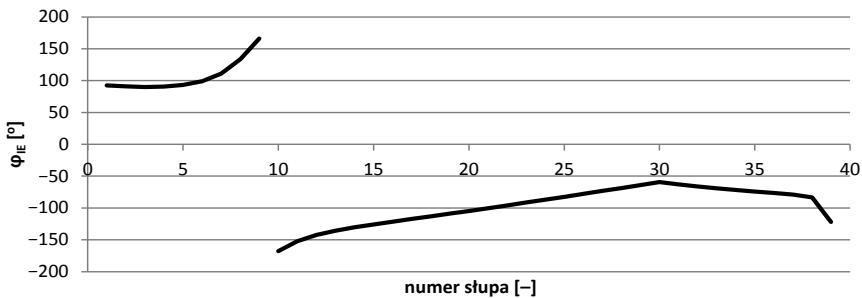
Rys. 3.19. Rozptył prądów w przewodach odgromowych linii złożonej ze 150 przęseł przy zwarciach jednofazowych na słupach 15, 75 i 130

Wyniki obliczeń dla linii o większej długości przedstawiono na rysunkach 3.19 i 3.20. Obliczenia wykonano dla linii o długości 45 km, która przy przyjętej długości przęsła 300 m jest zbudowana ze 150 przęseł. Pozostałe parametry linii oraz moce zwarciove stacji elektroenergetycznych nie uległy zmianie w stosunku do poprzednich przykładów.



Rys. 3.20. Rozptył prądów w uziomach słupów linii złożonej ze 150 przęseł przy zwarciach jednofazowych na słupach 15, 75 i 130

Wyniki obliczeń wykonanych dla dłuższej linii, składającej się ze 150 przęseł, nie zmieniają istotnie najważniejszych wniosków obserwowanych dla linii krótszej. Wyraźnie widoczna jest tendencja do przepływu prądu zwarciovego do ziemi jedynie przez część słupów w otoczeniu miejsca wystąpienia zwarcia. W pewnej odległości od miejsca zwarcia (około 20–30 przęseł od miejsca uszkodzenia) wartości prądów płynących w uziomach słupów przyjmują wartości bliskie zeru (rys. 3.20). Znikomy przepływ prądów przez uziomy słupów oddalonych od miejsca zwarcia powoduje, że w przęsłach oddalonych od miejsca zwarcia wartości prądów w przewodach odgromowych pozostają praktycznie stałe (rys. 3.19). Dopiero przy zbliżaniu się do stacji elektroenergetycznej widoczny jest ponowny wzrost prądów w uziomach słupów i w przewodach odgromowych. Jest to widoczne dla słupów 1–5 i 145–150. Zjawisko to jest spowodowane zmianą kierunku przepływu prądów w uziomach słupów w pobliżu stacji.



Rys. 3.21. Zmienność kąta fazowego prądu w uziomach słupów przy zwarciu na słupie 30

Zjawisko to zostało wyjaśnione na przykładzie rozważanej wcześniej linii składającej się z 40 prześel, w której wystąpiło zwarzenie na słupie 30. Na wcześniejszych rysunkach można zauważyć, że najmniejsza wartość prądu w przewodzie ogromowym występuje w prześle 10 (rys. 3.14), natomiast najmniejszą wartość prądu płynącego w uziemiu słupa (rys. 3.15) oraz najniższą wartość napięcia (rys. 3.16) obserwuje się dla słupa 9.

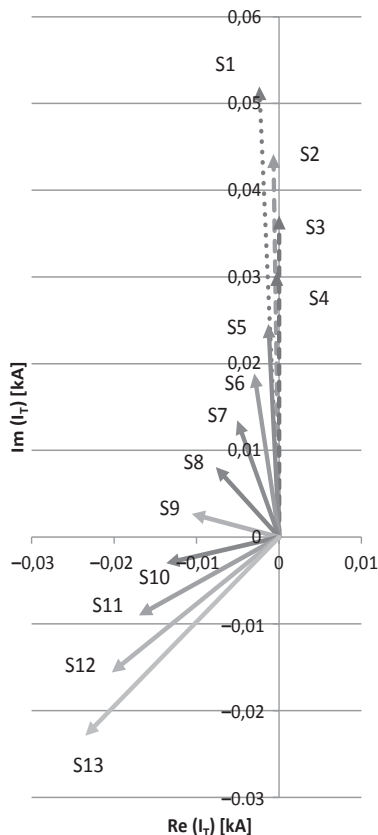
Rysunek 3.21 przedstawia wartości kąta fazowego prądów w uziomach poszczególnych słupów linii. Kąt ten jest określony względem argumentu napięcia zasilającego układ dla fazy A. Zgodnie z konwencją przepływu prądów przyjętą przy przygotowywaniu macierzy incydencji (rys. 3.4) prądy przyjmujące kąty z zakresu od 0° do 180° , czyli takie, których część urojona jest dodatnia, są prądami dodającymi się do prądów płynących w przewodzie ogromowym. Z kolei prądy przyjmujące kąty z zakresu od -180° do 0° odejmują się od prądów płynących w przewodach ogromowych.

Z wykresu przedstawionego na rysunku 3.21 wynika, że kierunek przepływu prądu przez uziomy słupów zmienia się pomiędzy słupem 9 a 10. Sytuację ilustruje także rysunek 3.22, na którym przedstawiono fazory prądów uziomów wybranych słupów: od słupa 1 (S1 na rys. 3.22) do słupa 13 (S13 na rys. 3.22). Lokalizacja fazorów w trzeciej ćwiartce płaszczyzny zespolonej odpowiada prądom płynącym od przewodu ogromowego do ziemi, natomiast lokalizacja w drugiej ćwiartce odpowiada przepływowi prądu od ziemi, przez uziomy słupów do przewodu ogromowego. Zjawisko przepływu prądu od ziemi do przewodu ogromowego ma miejsce w sąsiedztwie stacji i w analizowanym przykładzie obserwuje się je dla słupów 1–9.

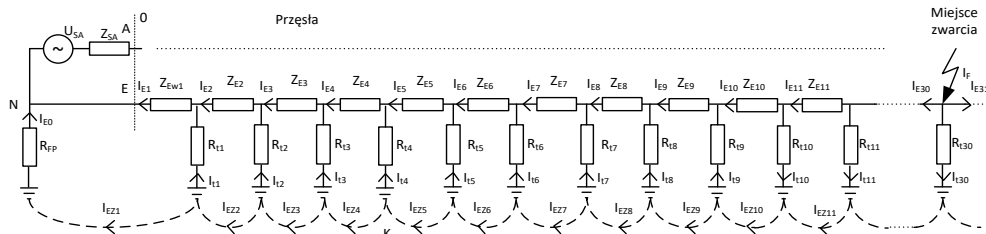
Przyczynę występowania tego zjawiska można wyjaśnić, korzystając z uproszczonego (pomijającego impedancje wzajemne) schematu fragmentu analizowanej linii elektroenergetycznej, zaprezentowanego na rysunku 3.23.

Jak wielokrotnie wspomniano, największe wartości prądów płynących przez uziomy słupów obserwuje się w pobliżu miejsca zwarzenia. Prądy te sumują się geometrycznie, tworząc prądy I_{Ezi} płynące przez ziemię (traktowaną tu jako płaszczyznę przewodzącą) w kierunku uziomu stacji. Typowy uziom stacji ma rezystancję nieprzekraczającą zwykle $0,5 \Omega$, znacznie mniejszą niż rezystancja uziemień słupów. To powoduje, że impedancja zastępcza widziana z punktu uziemienia dowolnego słupa K do punktu neutralnego stacji N w oddaleniu od stacji jest znacząco mniejsza dla przepływu prądu przez ziemię i rezystancję uziomu

stacji R_{FP} niż dla przepływu prądu przez rezystancję uziemienia słupa i impedancję przewodów odgromowych. Zatem w oddaleniu od stacji znakomita część prądu zwarciego płynącego w ziemi „wybiera” gałąź o mniejszej wartości impedancji (przez uziom stacji), czego efektem są niewielkie wartości prądów płynących przez uziemienia słupów.



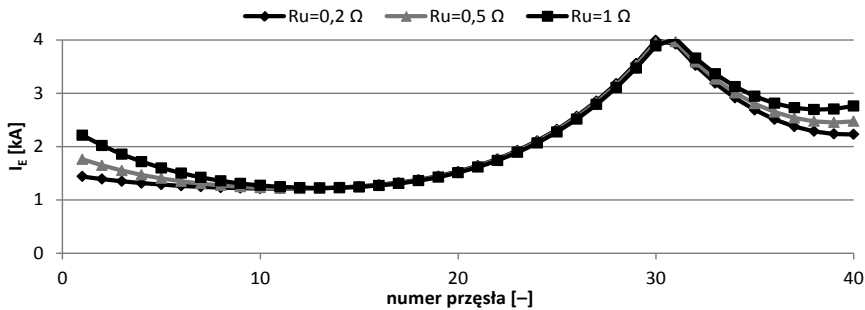
Rys. 3.22. Fazory prądów uziomów dla słupów 1–13



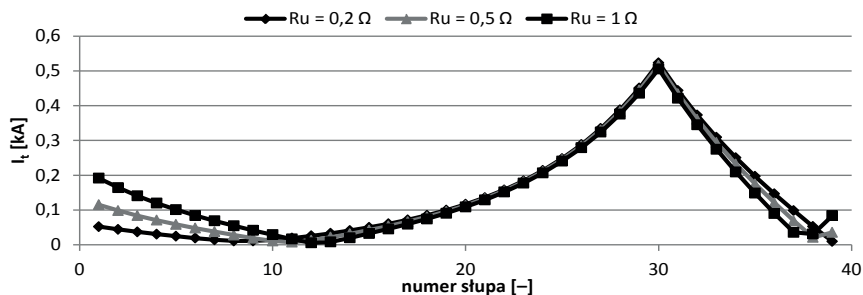
Rys. 3.23. Rzeczywiste kierunki przepływu prądów w uziomach słupów w pobliżu stacji

Im bliżej stacji elektroenergetycznej, tym mniejsza staje się rezystancja widziana z punktu uziemienia dowolnego słupa K do punktu neutralnego stacji N przez gałąź uziom-przewód odgromowy, co powoduje, zgodnie z zasadą dzielnika prądowego, że część prądu płynącego przez uziomy kolejnych słupów rośnie. Dlatego w pobliżu stacji prąd zwarciaowy płynący ziemią I_{EZi} rozdziela się i jego część ponownie zaczyna płynąć przez uziomy słupów, jednak w odwrotnym kierunku: od ziemi do przewodu odgromowego, powodując wzrost prądu przewodu odgromowego w kolejnych przęsłach w pobliżu stacji.

Skala obserwowanego zjawiska zależy od wzajemnych relacji pomiędzy rezystancją uziemienia stacji i uziemienia słupów, a także, choć w mniejszym stopniu, od impedancji przewodów w przęsłach. Rysunki 3.24 i 3.25 przedstawiają wpływ rezystancji uziemienia stacji na wartości prądów w przewodzie odgromowym. Wykres wykonano dla trzech różnych wartości rezystancji uziemienia stacji: $0,2 \Omega$ (wartość używana we wcześniejszych analizach), $0,5 \Omega$ oraz 1Ω . Zgodnie z oczekiwaniem, im większa wartość rezystancji uziemienia stacji, tym większa część prądu zwarciaowego płynącego ziemią I_{EZ} „wraca” przez uziomy do przewodu odgromowego. Efekt ten jest widoczny tylko w pobliżu stacji. W większej odległości od stacji wartość rezystancji uziemienia stacji pozostaje bez wpływu na prądy płynące w uziomach słupów i w przewodzie odgromowym.



Rys. 3.24. Wpływ rezystancji uziemienia stacji na wartości prądów płynących w przewodzie odgromowym przy zwarcia na słupie 30



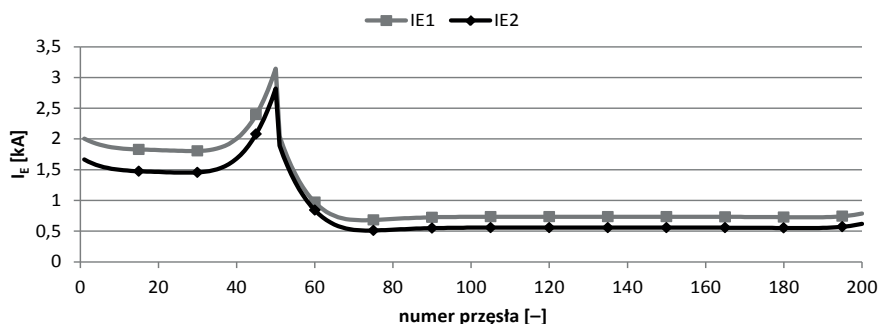
Rys. 3.25. Wpływ rezystancji uziemienia stacji na wartości prądów płynących w uziomach słupów przy zwarcia na słupie 30

3.5. Analiza rozptyłu prądów w linii jednotorowej z podwójnym przewodem odgromowym

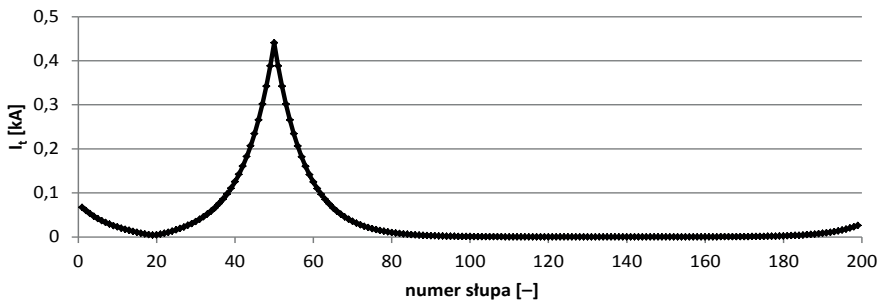
W polskich warunkach liniami jednotorowymi, gdzie stosowane są dwa przewody odgromowe, są linie 220 kV i 400 kV. W prezentowanym przykładzie założono, że rozpatrywana jest linia o napięciu znamionowym 400 kV, o długości 80 km, zbudowana na słupach typu Y52. Do obliczeń przyjęto następujące założenia:

- liczba słupów 199 (nie licząc bramek liniowych);
- równe długości przęseł wynoszące 400 m;
- przewody fazowe linii AFL-8 $2 \times 525 \text{ mm}^2$, odstęp przewodów w wiązce 0,4 m;
- przewody odgromowe AFL-1,7 95 mm^2 ;
- zwis przewodów fazowych 15 m, zwis przewodu odgromowego 10 m;
- linia łączy stację A (od bramki liniowej oznaczonej jako 0) ze stacją B (do bramki liniowej oznaczonej jako 200);
- moce zwarciove stacji elektroenergetycznych: stacja A 7000 MVA ($X_0/X_1 = 1,1$), stacja B 4000 MVA ($X_0/X_1 = 1,5$);
- rezystywność gruntu $100 \Omega\text{m}$;
- rezystancje uziemienia słupów 10Ω ;
- rezystancje przejścia pomiędzy przewodem odgromowym a wieżyczką słupa $0,001 \Omega$ (co praktycznie odpowiada pominięciu rezystancji przejścia);
- rezystancje uziemienia stacji elektroenergetycznych $0,2 \Omega$.

Na rysunku 3.26 przedstawiono przykład analizy pokazujący wartości prądów płynących w przewodach odgromowych linii, natomiast na rysunku 3.27 – rozkład prądów w uziomach słupów. Założono, że zwarcie występuje pomiędzy przewodem fazy A (lewy skrajny przewód linii – rys. 2.10b) a konstrukcją słupa 50. Ogólny kształt uzyskanych krzywych jest zbliżony z wynikami otrzymanymi dla linii z pojedynczym przewodem odgromowym. Widoczny jest przepływ większej wartości prądu zwarciovego w kierunku stacji o wyższej mocy zwarciovej; widoczny jest także, wyjaśniony w poprzednim rozdziale, wzrost prądu w przewodach odgromowych w pobliżu obu stacji.



Rys. 3.26. Rozptył prądu w przewodach odgromowych przy zwarciovej jednofazowej (faza A) na słupie 50



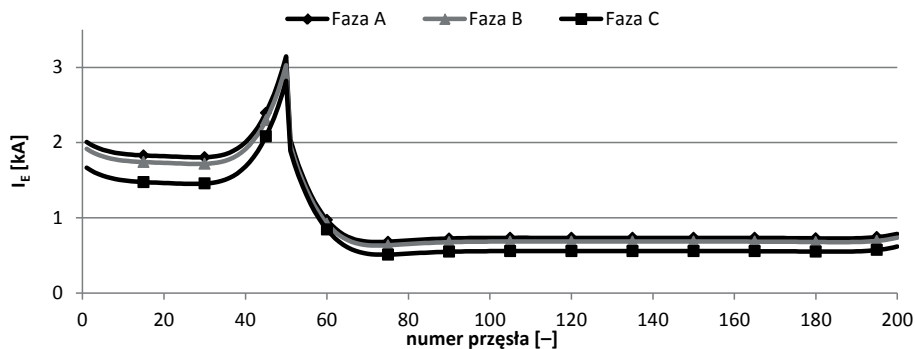
Rys. 3.27. Prądy płynące przez uziomy słupów przy zwarciu jednofazowym na słupie 50

Obliczone wartości prądów różnią się dla obu przewodów ogromowych, mimo że w obliczeniach założono takie same parametry obu przewodów. Mimo to obserwowana w przewodzie ogromowym po lewej stronie słupa wartość prądu (I_{E1}) jest widocznie wyższa niż w przewodzie po prawej stronie słupa (I_{E2}). Jest to spowodowane niesymetrycznymi sprzężeniami pomiędzy przewodami fazowymi i ogromowymi. W efekcie większe jest oddziaływanie przewodu fazy A (przez który płynie prąd zwarciovowy) na położony bliżej przewód ogromowy (I_{E1}) niż na przewód ogromowy położony dalej (I_{E2}). Różnica pomiędzy prądami płynącymi w przewodach ogromowych jest większa dla słupów 1–50 (około 350 A) niż w pozostałej części linii (około 180 A). Wynika to z faktu, że słup, na którym założono zwarcie, znajduje się blisko stacji elektroenergetycznej o znacznej mocy zwarciovowej, co powoduje, że wartości prądu zwarciovowego w przewodzie fazowym na lewo od słupa 50 są znacznie większe niż na prawo od słupa 50. W efekcie składowa prądu płynącego w przewodzie ogromowym, wynikająca z oddziaływania magnetycznego pomiędzy przewodem fazowym a ogromowym, jest większa w części linii na lewo od słupa, na którym założono zwarcie.

Jako uzupełnienie powyższych rozważań na rysunku 3.28 przedstawiono wpływ lokalizacji fazy zwartej na wartości prądów płynących w przewodzie ogromowym. Na rysunku zaprezentowano wartości prądów płynących w przewodzie ogromowym po lewej stronie słupa, odpowiadające prądowi I_{E1} na rysunku 3.26. Rysunek przedstawia trzy przypadki zwarć jednofazowych: dla fazy A (przewód fazowy po lewej stronie słupa), fazy B (przewód fazowy w osi symetrii słupa) i fazy C (przewód fazowy po prawej stronie słupa).

Krzywa uzyskana dla zwarcia w fazie A jest powtórzeniem krzywej zaprezentowanej na rysunku 3.26 dla przewodu ogromowego położonego po lewej stronie słupa (I_{E1}). Jeżeli przepływ prądu zwarciovowego będzie występował przez przewód fazowy leżący w osi symetrii linii (faza B), to wartości prądów płynących w obu przewodach ogromowych będą takie same. Prezentowana dla tego przypadku wartość prądu w lewym przewodzie ogromowym jest nieco mniejsza niż w przypadku zwarcia w fazie A, bo nieznacznie różni odległość pomiędzy przewodem ogromowym a przewodem zwartej fazy. Przy zwarciu w fazie C w przeciwnym (lewym) przewodzie ogromowym obserwowane są najmniejsze wartości prądów. Pokazana na rysunku 3.28 krzywa ilustrująca wartości prądu w lewym przewodzie

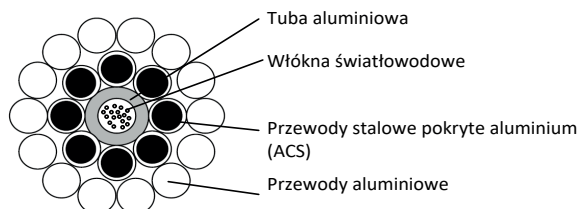
odgromowym, z racji występowania symetrii względem osi pionowej słupa, odpowiada jednocześnie prądowi w prawym przewodzie odgromowym przy zwarciu w fazie A (rys. 3.26).



Rys. 3.28. Rozpływ prądu w przewodzie odgromowym w zależności od lokalizacji fazy zwartej przy zwarciu jednofazowym na słupie 50

Jako uzupełnienie prezentowanych rozważań przedstawiono przykład obliczania wartości prądu w przewodach odgromowych w przypadku zastąpienia tradycyjnego przewodu odgromowego przewodem zawierającym włókna światłowodowe. Przewody tego typu są określane skrótem OPGW (*Optical Ground Wire*). Często zastępują one tradycyjne stalowo-aluminiowe przewody odgromowe, zapewniając ochronę odgromową linii i dając jednocześnie możliwość przesyłania informacji. W liniach o dwóch przewodach odgromowych częstą praktyką jest stosowanie przewodu typu OPGW jako jednego przewodu odgromowego, a tradycyjnego przewodu AFL jako drugiego przewodu odgromowego [6].

Przykład budowy przewodu typu OPGW przedstawiono na rysunku 3.29. Przewód zawiera włókna światłowodowe chronione przed warunkami atmosferycznymi hermetyczną tubą aluminiową. Na zewnątrz tuby znajdują się pokryte aluminium przewody stalowe ACS (*Aluminium Clad Steel Wire*), zapewniające przede wszystkim odpowiednią wytrzymałość mechaniczną przewodu, a także wykonane z aluminium przewody zapewniające dobrą przewodność.

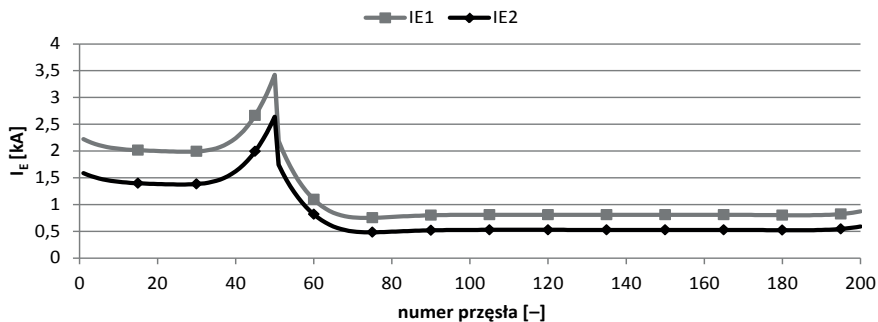


Rys. 3.29. Przykład budowy przewodu typu OPGW [28]

Na rysunku 3.30 przedstawiono wyniki analizy rozptyłu prądu w przewodach odgromowych rozważanej powyżej linii 400 kV o długości 80 km. Przyjęto, że przewód odgromowy

mowy po lewej stronie słupa (E1) zastąpiono przewodem typu OPGW-DABB 24E9 [28] o łącznym przekroju drutów aluminiowych wynoszącym 99 mm^2 i przekroju drutów stalowych pokrytych aluminium wynoszącym 57 mm^2 . Jako drugi przewód odgromowy (E2) wykorzystano przewód AFL-1,7 95 mm^2 , taki sam jak poprzednim przykładzie. Pozostałe parametry analizowanej linii nie uległy zmianie. Miejsce zwarcia (słup 50) oraz faza zwarta (faza A – po lewej stronie słupa) też pozostały niezmiennione.

Zastosowanie dwóch przewodów odgromowych, różniących się budową, spowodowało, że obserwowane wcześniej (rys. 3.26) różnice wartości prądów płynących w dwóch przewodach odgromowych w jednym przęśle powiększyły się. Największą zmianę zaobserwowano w przęśle najbliższym miejsca zwarcia (przęsło 50), gdzie różnice pomiędzy wartościami prądów płynących w dwóch przewodach odgromowych dochodzą do 1 kA , podczas gdy przy zastosowaniu jednakowych przewodów odgromowych różnica ta nie przekraczała $0,4 \text{ kA}$. Również w pozostałych przęsłach widoczne są różnice spowodowane zastosowaniem przewodu typu OPGW. Przewód ten, z racji mniejszej jednostkowej rezystancji, przejmuje na siebie przewodzenie większej części prądu zwarciovego. Różnice w wartościach prądów pomiędzy przewodami odgromowymi w przęsłach oddalonych od miejsca zwarcia dochodzą do $0,6 \text{ kA}$, co stanowi wartość około dwukrotnie większą niż przy stosowaniu jednakowych przewodów odgromowych.



Rys. 3.30. Rozptył prądu w przewodach odgromowych przy zwarciu jednofazowym (faza A) na słupie 50 przy stosowaniu różnych przewodów odgromowych (E1 – OPGW, E2 – AFL)

3.6. Analiza rozptyłu prądów w linii dwutorowej z podwójnym przewodem odgromowym

W polskich warunkach liniami dwutorowymi, gdzie stosowane są dwa przewody odgromowe, są linie 110 kV , 220 kV i 400 kV . W prezentowanym przykładzie założono, że rozpatrywana jest linia (400 kV) o długości 80 km , zbudowana na słupach typu E33. Do obliczeń przyjęto następujące założenia:

- liczba słupów 199 (nie licząc bramek liniowych);
- równe długości przęseł wynoszące 400 m ;
- przewody fazowe linii AFL-8 $3 \times 350 \text{ mm}^2$, odstęp przewodów w wiązce $0,4 \text{ m}$;

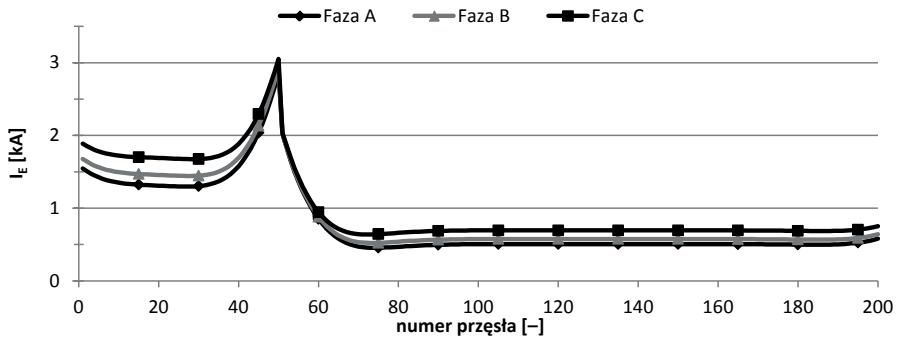
- przewody odgromowe AFL-1,7 95 mm²;
- zwis przewodów fazowych 15 m, zwis przewodu odgromowego 10 m;
- linia łączy stację A (od bramki liniowej oznaczonej jako 0) ze stacją B (do bramki liniowej oznaczonej jako 200);
- moce zwarcia stacji elektroenergetycznych: stacja A 7000 MVA ($X_0/X_1 = 1,1$), stacja B 4000 MVA ($X_0/X_1 = 1,5$);
- rezystywność gruntu 100 Ωm;
- rezystancje uziemienia słupów 10 Ω;
- rezystancje przejścia pomiędzy przewodem odgromowym a wieżyczką słupa 0,05 Ω;
- rezystancje uziemienia stacji elektroenergetycznych 0,2 Ω.

Układ przewodów fazowych na słupie typu E33 (rys. 2.13) różni się od rozpatrywanego w rozdziale wcześniejszym słupa Y52. Przewody fazowe jednego toru linii umieszczone są jeden nad drugim (z niewielkimi przesunięciami), niesymetrycznie względem osi słupa. Odległości od dowolnego przewodu fazowego do jednego lub drugiego przewodu odgromowego są zawsze różne, co powoduje, że w każdym z przewodów odgromowych można się spodziewać innych wartości prądów w trakcie zwarć. Dodatkowo, na wartości prądów w przewodach odgromowych wpływ będzie mieć lokalizacja miejsca zwarcia, czyli to, przez który z przewodów fazowych będzie przepływać prąd zwarciaowy.

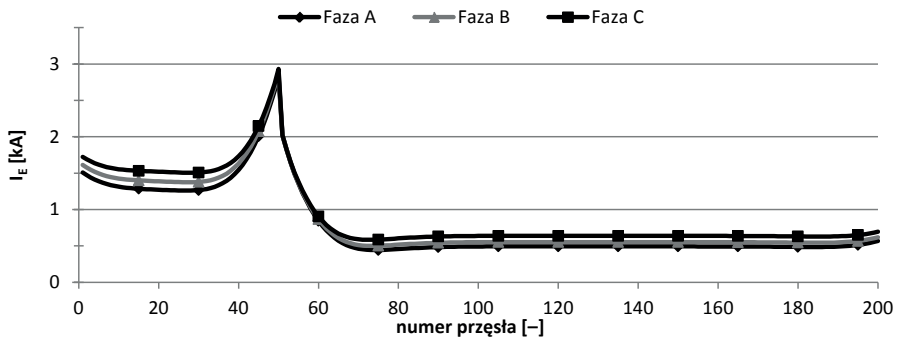
Rysunki 3.31 i 3.32 przedstawiają sytuację przy zwarcia jednofazowym na słupie 50 dla fazy A, B lub C pierwszego toru linii, tj. toru położonego po lewej stronie słupa. Pierwszy z rysunków ilustruje wartości prądów płynących w przewodzie odgromowym po lewej stronie słupa, natomiast kolejny – wartości prądów płynących w przewodzie odgromowym po prawej stronie słupa.

Zgodnie z oczekiwaniami największe wartości prądów zwarciaowych są obserwowane w przewodzie odgromowym położonym najbliżej przewodu fazowego, dla którego wystąpiło zwarcie. Jest to przewód odgromowy po lewej stronie słupa, przy zwarcia jednofazowym fazy C (lewy górny przewód fazowy – rys. 2.13). Zwarcie w tym samym przewodzie fazowym powoduje widocznie mniejszy przepływ w prawym przewodzie odgromowym, który jest bardziej oddalony od przewodu fazowego, w którym wystąpiło zwarcie, niż lewy przewód odgromowy. Różnice w wartościach przepływającego prądu sięgają 170 A. Zwarcia w przewodach bardziej oddalonych od przewodów odgromowych (faza A i B) charakteryzują się mniejszym wpływem na wartości prądów w przewodach odgromowych. Dla zwarcia w fazie A (lewy dolny przewód fazowy) różnica pomiędzy prądami obserwowanymi w przewodach odgromowych maleje i nie przekracza 40 A.

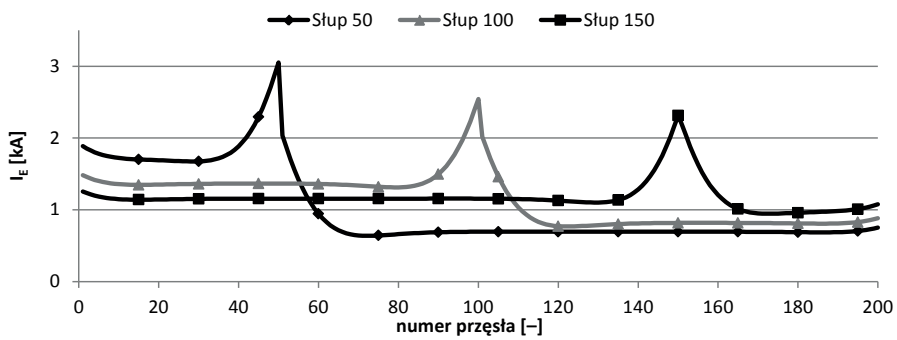
Dla kompletności rozważań dotyczących dwutorowych linii z dwoma przewodami odgromowymi na rysunku 3.33 przedstawiono, jak zmienia się rozptył prądów w przewodzie odgromowym w zależności od lokalizacji zwarcia. W prezentowanym przykładzie rozważono zwarcia na słupach 50, 100 i 150. Rysunek przedstawia największe wartości prądów, jakie popłyną w przewodzie odgromowym, tj. obliczone dla przewodu odgromowego po lewej stronie słupa przy zwarcia jednofazowym w lewym górnym przewodzie fazowym (faza C).



Rys. 3.31. Rozplyw prądu w lewym przewodzie odgromowym w zależności od lokalizacji fazy zwartej, przy zwarciu jednofazowym na słupie 50



Rys. 3.32. Rozplyw prądu w prawym przewodzie odgromowym w zależności od lokalizacji fazy zwartej, przy zwarciu jednofazowym na słupie 50

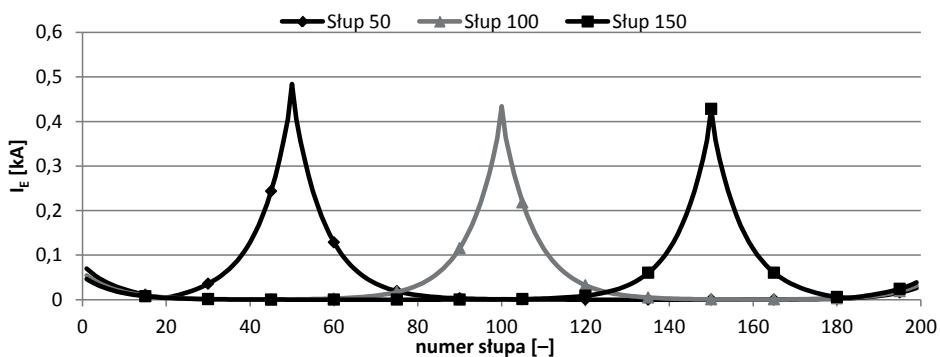


Rys. 3.33. Rozplyw prądu w lewym przewodzie odgromowym w zależności od lokalizacji zwarcia w linii, przy zwarciu jednofazowym w fazie C

Uzyskany kształt krzywych zgodny jest z przykładami prezentowanymi w rozdziałach 3.4 i 3.5. Przesuwanie miejsca zwarcia w kierunku stacji o mniejszej mocy zwarciowej skutkuje obniżeniem początkowego prądu zwarciowego, czego efektem są też mniejsze wartości

prądów płynących w przewodach odgromowych. Również w tym przykładzie można zauważyć, że w pobliżu stacji elektroenergetycznych widoczny jest wzrost prądu w przewodach odgromowych.

Ostatni z prezentowanych wykresów (rys. 3.34) ilustruje, jak rozkładają się wartości prądów płynących w uziomach słupów. Warto zauważyć, że maksymalna wartość prądów, jakie płyną w uziomach słupa, na którym wystąpiło zwarcie, w niewielkim stopniu zależy od lokalizacji zwarcia. W odległości od miejsca zwarcia wynoszącej powyżej 30 słupów (12 km) praktycznie nie obserwuje się przepływu prądu zwarciovego przez uziomy słupów. Podobnie jak w poprzednich przykładach, obserwuje się przepływ prądu przez uziomy słupów w pobliżu stacji na początku i na końcu linii. Wartości przepływającego prądu w niewielkim stopniu zależą od lokalizacji miejsca zwarcia.



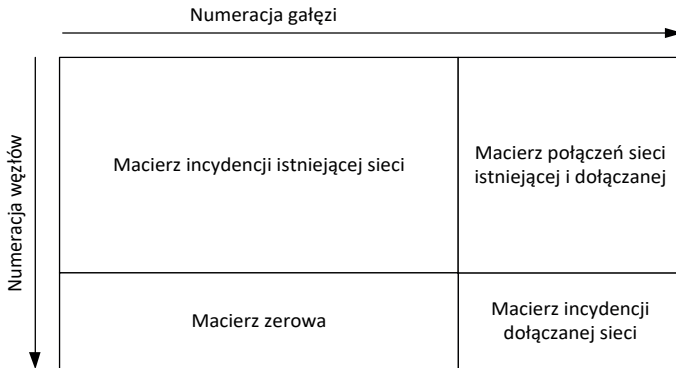
Rys. 3.34. Prądy płynące przez uziomy słupów przy zwarciu jednofazowym w fazie C na słupach 50, 100 i 150

3.7. Analiza rozptyłu prądów w rozbudowanych układach

Proponowana w pracy metoda obliczania rozptyłu prądów w przewodach odgromowych nie jest ograniczona do prostych układów, w których jedna linia elektroenergetyczna łączy ze sobą dwie stacje. Macierz incydencji i macierz impedancji wykorzystywane w proponowanej metodzie mogą zostać łatwo rozbudowane w celu analizy bardziej złożonych układów sieci. Rysunek 3.35 przedstawia przykładowy sposób, w jaki może być rozbudowywana macierz incydencji, w sytuacji gdy do istniejącego modelu sieci składającego się z linii łączącej dwie stacje mają być dołączone dodatkowe elementy.

Nowa macierz incydencji może być tworzona poprzez dodanie do istniejącej macierzy trzech nowych podmacierzy. Przede wszystkim jest to macierz incydencji dołączanej sieci, zawierająca opis powiązań pomiędzy nowo dodanymi węzłami i gałęziami, tworzona zgodnie z regułami określonymi w rozdziale 3.3. Można zauważyć, że macierz incydencji dołączanej sieci jest początkowo zupełnie niezależna od pozostałej (istniejącej) części sieci, tj. żaden z węzłów istniejącej sieci nie jest połączony z żadną gałęzią nowej sieci. Dlatego konieczne jest przygotowanie macierzy połączeń sieci istniejącej i dołączanej. Zawiera ona niezerowe wartości (1 lub -1, w zależności od założonego kierunku przepływu prądów) na

pozycjach odpowiadających istniejącym węzłom i dołączanych do nich nowych gałęziom. Całość jest uzupełniona macierzą zerową. Macierz impedancyjną tworzy się w analogiczny sposób.



Rys. 3.35. Przykład rozbudowy macierzy incydencji

Nie jest to jedyny sposób tworzenia opisu rozbudowanej sieci, bo nie ma przeszkód, aby macierze sieci istniejącej i dołączanej były zbudowane w inny sposób – np. przemieszane przez przyjęcie innego sposobu numerowania węzłów i gałęzi całej modelowanej sieci. Zaproponowany sposób tworzenia macierzy incydencji (zgodnie z rys. 3.35) pozwala na wygodną optymalizację procesu tworzenia modelu analizowanej sieci. Został on wykorzystany w praktycznej implementacji metody w programie Freemate.

Pierwszy z prezentowanych przykładów przedstawiający wykorzystanie metody w analizie rozbudowanych układów sieci dotyczy linii jednotorowej łączącej stacje A i B, zasilającej jednocześnie stację odbiorczą przez tzw. odczep od linii głównej. Uproszczony schemat układu przedstawiono na rysunku 3.8.

Założono, że rozpatrywana jest linia o napięciu znamionowym 110 kV, o długości 21 km, z odczepem o długości 9 km, zbudowana na słupach typu B2. Do obliczeń przyjęto następujące założenia:

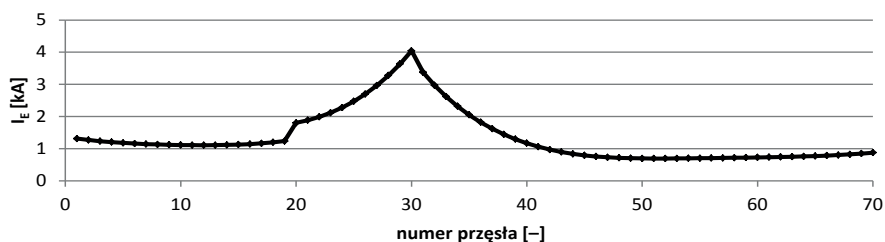
- liczba słupów linii głównej 69 (nie licząc bramek liniowych);
- liczba słupów linii odczepowej 29 (nie licząc bramki liniowej);
- równe długości przęseł wynoszące 300 m;
- przewody fazowe linii AFL-6 240 mm², przewody odgromowe AFL-1,7 70 mm²;
- zwis przewodów fazowych 8 m, zwis przewodu odgromowego 5 m;
- linia łączy stację A (od bramki liniowej oznaczonej jako 0) ze stacją B (do bramki liniowej oznaczonej jako 70);
- linia odczepowa jest przyłączona do słupa 20 linii głównej, zasilając stację odbiorczą C;
- moce zwarciove stacji elektroenergetycznych: stacja A 1500 MVA ($X_0/X_1 = 1,2$), stacja B 1000 MVA ($X_0/X_1 = 1,5$);
- stacja odbiorcza C nie jest źródłem prądu zwarciovego, w stacji przyłączony jest transformator trójkolumnowy WN/SN, o grupie połączeń YNd11, transformator pracuje z uzie-

mionym punktem neutralnym, moc znamionowa transformatora wynosi 25 MVA, a napięcie zwarcia jest równe 11%;

- rezystywność gruntu $100 \Omega\text{m}$;
- rezystancje uziemienia słupów 10Ω ;
- rezystancje uziemienia stacji elektroenergetycznych $0,2 \Omega$.

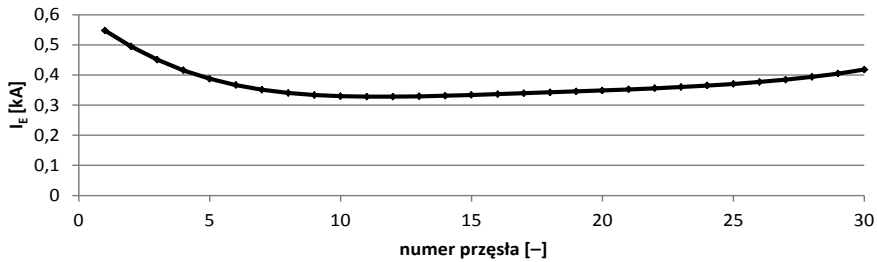
W pierwszej z wykonywanych analiz założono wystąpienie zwarcia jednofazowego (faza A) w linii głównej na słupie 30. Rysunki 3.36 i 3.37 przedstawiają wartości prądów płynących w przewodzie odgromowym linii głównej (łączyjącej stacje A i B) oraz linii odczepowej. Numeracja przęseł w linii odczepowej jest niezależna od numeracji w linii głównej. Zaczyna się od pierwszego przęsła łączącego słup odczepowy linii głównej z pierwszym słupem linii odczepowej i kończy się na bramce liniowej stacji C (słup 30).

Przy zwarcium jednofazowym na słupie 30 linii głównej największe wartości prądów w przewodzie odgromowym linii głównej są widoczne w przęsłach sąsiadujących z miejscem zwarcia (przęsła 29, 30 i 31). W miarę oddalania się od słupa, na którym wystąpiło zwarcie, prąd płynący w przewodzie odgromowym maleje. Na prezentowanej krzywej (rys. 3.36) wyraźnie widoczne jest zmniejszenie prądu płynącego przewodem odgromowym w kierunku stacji A (po lewej stronie) za miejscem przyłączenia linii odczepowej (słup 20). Jest to spowodowane faktem, że część prądu zwarciovego płynącego przewodem odgromowym linii głównej na słupie odczepowym dzieli się na część płynącą do stacji A oraz na część płynącą przewodem odgromowym linii odczepowej do stacji C. W prezentowanym przykładzie wartość prądu w przewodzie odgromowym linii głównej maleje o około 1/3 pierwotnej wartości.



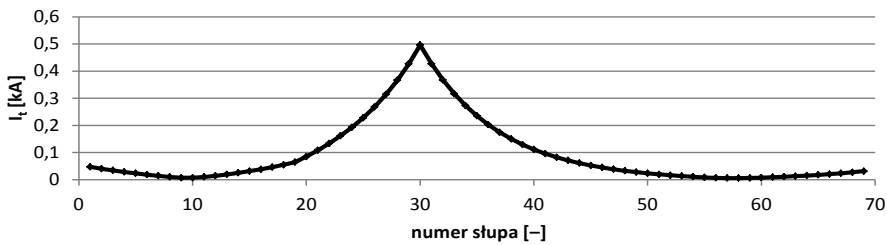
Rys. 3.36. Rozptyw prądu w przewodzie odgromowym linii głównej przy zwarcium jednofazowym w linii głównej na słupie 30

Rysunek 3.37 przedstawia wartości prądów obliczonych dla kolejnych przęseł linii odczepowej. Wartość prądu obliczona dla pierwszego przęsła (około 550 A) jest wartością, o jaką na rysunku 3.36 widoczne jest obniżenie prądu w przewodzie odgromowym linii głównej za słupem odczepowym. Wartości prądu w przewodzie odgromowym linii odczepowej w dalszej odległości od miejsca połączenia z linią główną początkowo maleją, a następnie w pobliżu stacji C zaczynają rosnąć, podobnie jak we wcześniej prezentowanych przykładach.

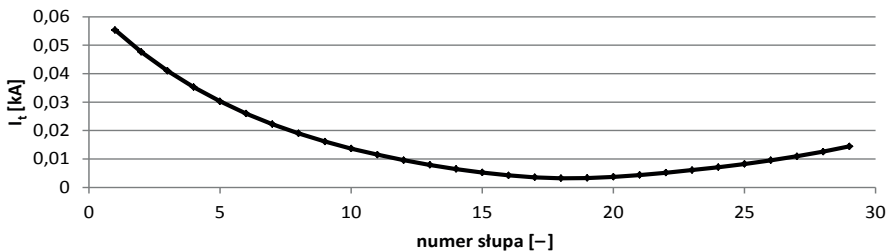


Rys. 3.37. Rozplyw prądu w przewodzie odgromowym linii odczepowej przy zwarceniu jednofazowym w linii głównej na słupie 30

Prądy płynące w uziomach słupów (rys. 3.38, 3.39) zmniejszają się wraz z oddalaniem się od miejsca zwarcia. Dla obu stacji zasilających A i B oraz dla stacji odbiorczej C widoczny jest ponowny wzrost prądu w uziomach słupów w pobliżu tych stacji, związany ze zmianą kierunku przepływu prądu.



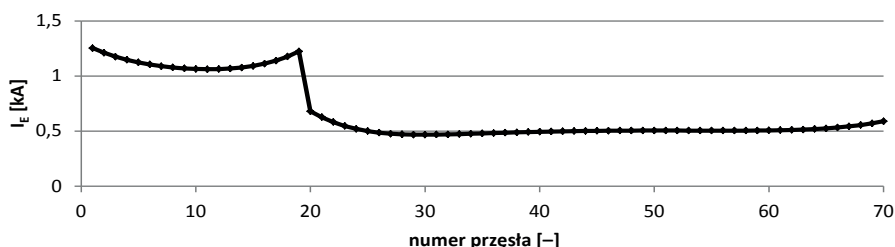
Rys. 3.38. Prądy płynące przez uziomy słupów linii głównej przy zwarceniu jednofazowym w linii głównej na słupie 30



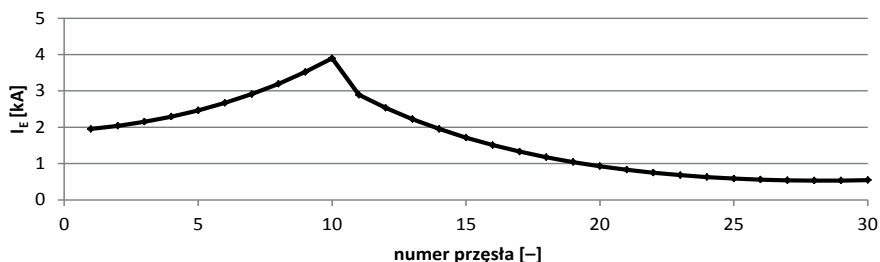
Rys. 3.39. Prądy płynące przez uziomy słupów linii odczepowej przy zwarceniu jednofazowym w linii głównej na słupie 30

Z kolei rysunki 3.40–3.43 ilustrują sytuację zwarcia dla tego samego układu linii, ale występującego na słupie 10 w linii odczepowej. Największa wartość prądu zwarciego płynącego w przewodzie odgromowym występuje w pobliżu miejsca zwarcia w linii odczepowej. W miarę oddalania się od miejsca zwarcia wartości prądów w przewodzie odgromo-

wym maleją, przy czym szybsze obniżanie wartości prądów jest widoczne przy przesuwaniu się w kierunku stacji odbiorczej C (przęsła 11–30) niż początku linii odczepowej (przęsła 1–9). Jest to spowodowane znacznie mniejszą wartością prądu płynącego w przewodach fazowych w przęsłach 11–30 niż w przęsłach 1–9, co wynika z faktu, że stacja odbiorcza C nie jest źródłem prądu zwarciovego. Na lewo od miejsca zwarcia prąd zwarciovowy o znacznej wartości, płynący w przewodzie fazowym zwartej fazy A, powoduje indukowanie się na skutek występujących sprzężeń magnetycznych dodatkowej SEM w przewodzie odgromowym, powodującej wzrost prądu płynącego przewodem odgromowym. Prąd płynący w przewodzie odgromowym linii odczepowej (około 2 kA) dzieli się na słupie odczepowym na prądy płynące w kierunku stacji A (około 1,25 kA) i stacji B (około 0,7 kA). Podział ten nie jest równomierny, większy prąd płynie w kierunku stacji A, ze względu na mniejszą impedancję odcinka linii i większą moc zwarciovą stacji.

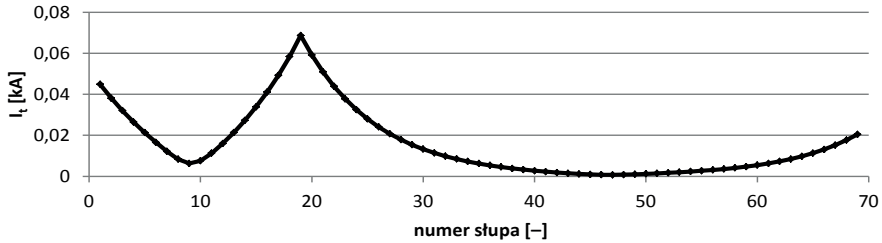


Rys. 3.40. Rozpływ prądu w przewodzie odgromowym linii głównej przy zwarciu jednofazowym w linii odczepowej na słupie 10

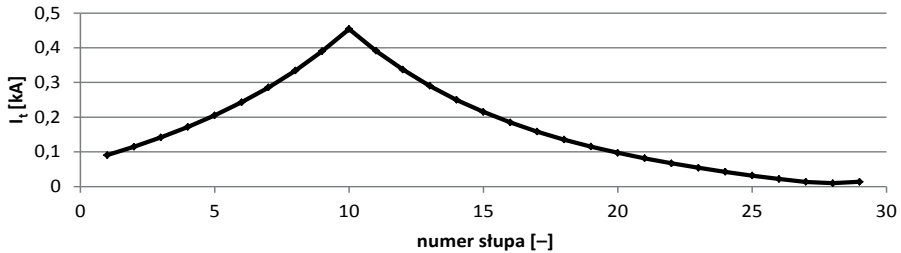


Rys. 3.41. Rozpływ prądu w przewodzie odgromowym linii odczepowej przy zwarciu jednofazowym w linii odczepowej na słupie 10

Pozostała część prądu linii płynącego przez pierwsze przęsło linii odczepowej, nieuwzględniona w powyższym bilansie, płynie przez uziom słupa odczepowego (około 0,06 kA) do ziemi. Jest to widoczne na rysunku 3.42 przedstawiającym wartości prądów płynących w uziomach słupów linii głównej. Dla kompletności rozważań na rysunku 3.43 przedstawiono rozkład prądów w uziomach słupów linii odczepowej.



Rys. 3.42. Prądy płynące przez uziomy słupów linii głównej przy zwarciu jednofazowym w linii odzepowej na słupie 10



Rys. 3.43. Prądy płynące przez uziomy słupów linii odzepowej przy zwarciu jednofazowym w linii odzepowej na słupie 10

Drugi z prezentowanych przykładów obliczeń w rozbudowanych układach sieciowych opiera się na schemacie przedstawionym na rysunku 3.9. Rozpatrywany jest układ dwóch linii elektroenergetycznych 400 kV łączących stację A ze stacjami B i C. Początkowo obie linie są prowadzone na słupach dwutorowych (ten odcinek linii oznaczono jako L1). Następnie linie się rozdzielają i są prowadzone niezależnie od siebie w odległości powodującej brak oddziaływania magnetycznego pomiędzy nimi. Linie prowadzącą do stacji B oznaczono jako L2, natomiast linie prowadzącą do stacji C – jako L3.

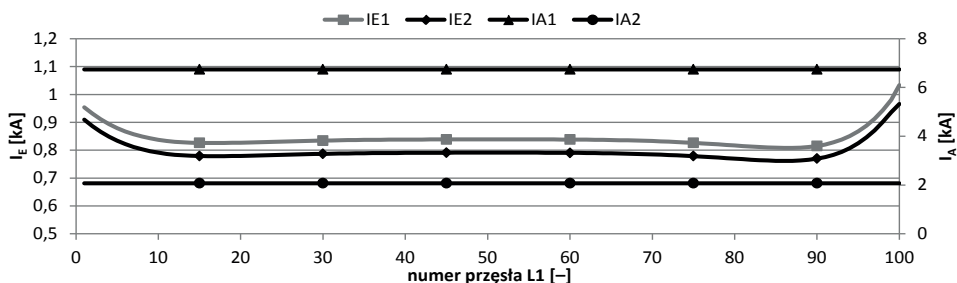
Do obliczeń przyjęto następujące założenia:

- linia L1 (dwutorowa) jest zbudowana na słupach typu E33;
- linie L2 i L3 (jednotorowe) są zbudowane na słupach typu Y52;
- długość linii L1 wynosi 40 km, natomiast linii L2 i L3 – 20 km;
- liczba słupów linii L1 100, linii L2 i L3 49 (nie licząc bramek liniowych);
- równe długości przęseł wynoszące 400 m;
- przewody fazowe linii L1 AFL-8 3×350 mm², odstęp przewodów w wiązce 0,4 m;
- przewody fazowe linii L2, L3 AFL-8 2×525 mm², odstęp przewodów w wiązce 0,4 m;
- przewody odgromowe AFL-1,7 95 mm²;
- zwis przewodów fazowych 15 m, zwis przewodów odgromowych 10 m;
- linia L1 łączy stację A (od bramki liniowej oznaczonej jako 0) z linią L2 i L3 (do słupa oznaczonego jako 100);
- linia L2 łączy I tor linii L1 ze stacją B (od pierwszego słupa linii L2 oznaczonego jako 1 do słupa oznaczonego jako 50, będącego bramką liniową w stacji B);

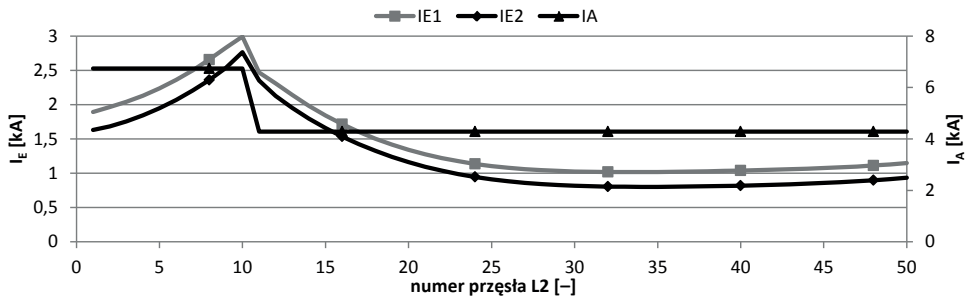
- linia L3 łączy II tor linii L1 ze stacją C (od pierwszego słupa linii L3 oznaczonego jako 1 do słupa oznaczonego jako 50, będącego bramką liniową w stacji C);
- moce zwarciove stacji elektroenergetycznych: stacja A 7000 MVA ($X_0/X_1 = 1,1$), stacje B, C 4000 MVA ($X_0/X_1 = 1,5$);
- rezystywność gruntu $100 \Omega\text{m}$;
- rezystancje uziemienia słupów 10Ω ;
- rezystancje przejścia pomiędzy przewodem odgromowym a wieżyczką słupa $0,05 \Omega$;
- rezystancje uziemienia stacji elektroenergetycznych $0,2 \Omega$.

Pierwszym prezentowanym przypadkiem zakłócenia w linii jest zwarcie jednofazowe fazy A na słupie 10 w linii jednotorowej L2. Rysunki 3.44–3.46 przedstawiają wartości prądów płynących w przewodach odgromowych (I_{E1} , I_{E2}) dla poszczególnych linii elektroenergetycznych. Dodatkowo, na wykresach pokazano wartości prądów płynących w przewodach fazy A (fazy, w której wystąpiło zwarcie) dla poszczególnych linii. Dla linii dwutorowej L1 prądy te oznaczono jako I_{A1} (tor 1), I_{A2} (tor 2), dla linii jednotorowych zaś – jako I_A . Wartości pozostałych prądów fazowych (fazy B i C) pominięto, aby nie pogorszyć czytelności rysunków.

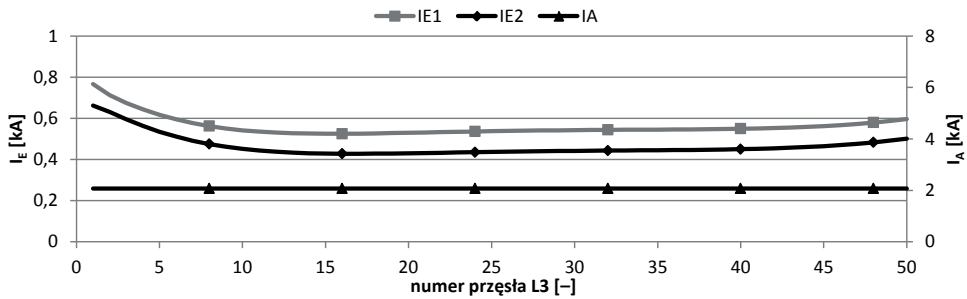
Podobnie jak we wszystkich rozpatrywanych wcześniej przykładach, największe wartości prądów płynących w przewodach odgromowych stwierdza się w pobliżu miejsca zwarcia. W tym przypadku największe wartości można zaobserwować w pobliżu słupa 10 linii L2 (rys. 3.45). Przepływ prądu zwarciovego w przewodzie fazowym A, znajdującym się w bliskiej odległości od przewodu odgromowego E_1 (lewa część słupa Y52), powoduje, że prądy płynące w przewodzie odgromowym E_1 są wyraźnie większe od prądów płynących w przewodzie odgromowym E_2 . Różnica między prądami w przewodach odgromowych linii L2 jest mniejsza w przęsłach 11–50 niż w przęsłach 1–10, ponieważ wartości prądu zwarciovego płynącego przewodami fazowymi na lewo i na prawo od miejsca zwarcia są różne. Mniejsza wartość prądu zwarciovego płynącego przewodem fazy A od stacji B do miejsca zwarcia (około 4,2 kA) powoduje mniejsze oddziaływanie magnetyczne na przewody odgromowe w przęsłach 11–50 (prawa część rys. 3.45). Natomiast przepływ większej wartości prądu zwarciovego od stacji A i stacji C do miejsca zwarcia (około 7 kA) powoduje silniejsze oddziaływanie na przewód odgromowy E_1 w przęsłach 1–10 (lewa część rys. 3.45).



Rys. 3.44. Rozplyw prądu w przewodach odgromowych oraz w wybranych przewodach fazowych linii L1 przy zwarciove jednofazowym w linii L2 na słupie 10

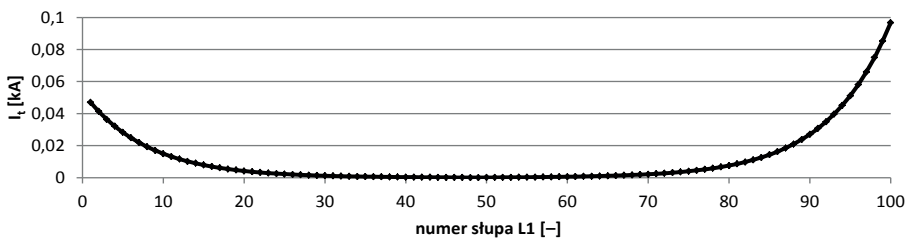


Rys. 3.45. Rozplyw prądu w przewodach odgromowych oraz w wybranych przewodach fazowych linii L2 przy zwarciu jednofazowym w linii L2 na słupie 10

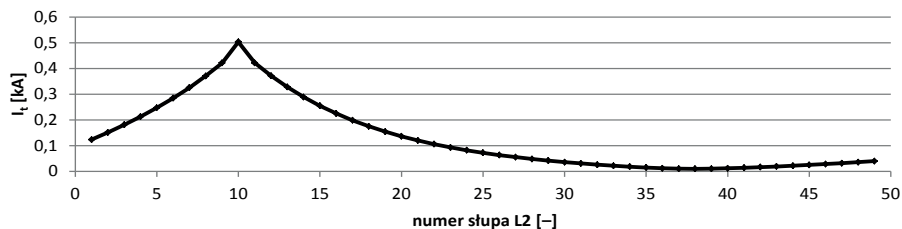


Rys. 3.46. Rozplyw prądu w przewodach odgromowych oraz w wybranych przewodach fazowych linii L3 przy zwarciu jednofazowym w linii L2 na słupie 10

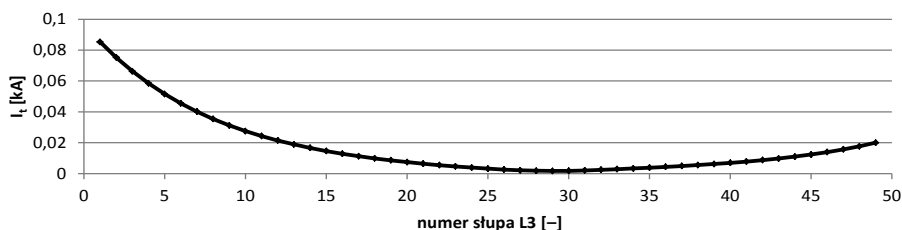
Prądy płynące w przewodach odgromowych linii L2 w kierunku linii dwutorowej dzielą się następnie (na słupie 100 linii L1) na część płynącą przewodami odgromowymi linii L1 w kierunku stacji A (rys. 3.44) oraz na część płynącą przewodami odgromowymi linii L3 w kierunku stacji C (rys. 3.46). Wartości prądów płynących w przewodach odgromowych linii L1, L2 i L3 stabilizują się w oddaleniu około 20–25 słupów od miejsca zwarcia, czemu towarzyszy ograniczenie wartości płynących w uziomach słupów (rys. 3.47–3.49).



Rys. 3.47. Prądy płynące przez uziomy linii L1 przy zwarciu jednofazowym w linii L2 na słupie 10



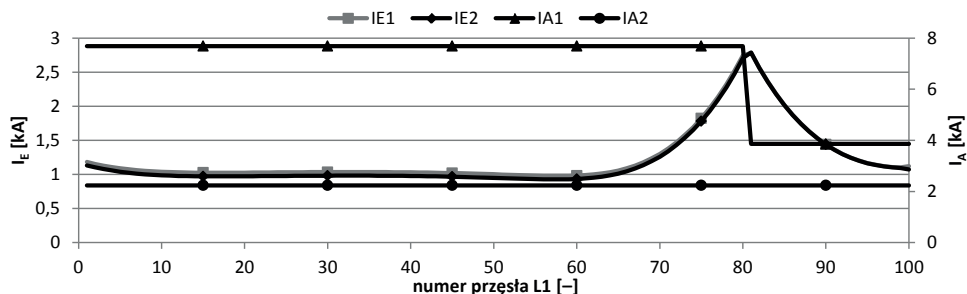
Rys. 3.48. Prądy płynące przez uziomy linii L2 przy zwarciu jednofazowym w linii L2 na słupie 10



Rys. 3.49. Prądy płynące przez uziomy linii L3 przy zwarciu jednofazowym w linii L2 na słupie 10

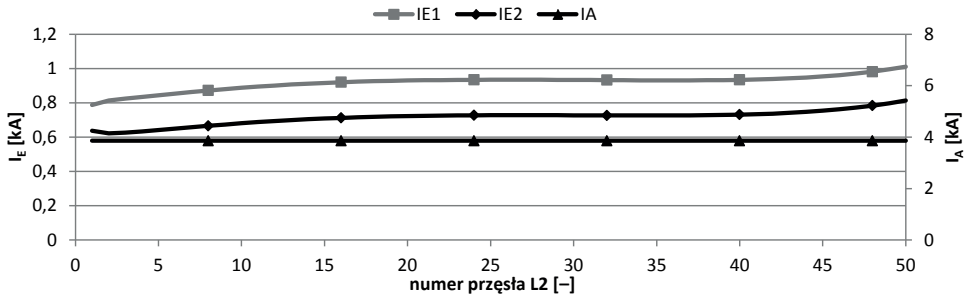
Wyniki obliczeń prądów w przewodach odgromowych i uziomach słupów w tym samym układzie składającym się z linii jedno- i dwutorowej, ale przy zwarciu jednofazowym (faza A, tor 1) na słupie 80 linii L1 przedstawiono na rysunkach 3.50–3.55.

Miejsce zwarcia jest zasilane prądami zwarciovymi płynącymi od strony stacji A (na prąd zwarciovowy składają się tu udziały od stacji A i C – około 7,7 kA) i od stacji B (około 4 kA). Prądy te dzielą się prawie po równo (około 2,8 kA) na cztery przewody odgromowe odchodzące od słupa, na którym wystąpiło zwarcie (dwa przewody w kierunku stacji A, dwa przewody w kierunku do stacji B i C). Pozostała część prądu zwarciovego (około 0,6 kA) płynie przez uziom słupa do ziemi (rys. 3.53).

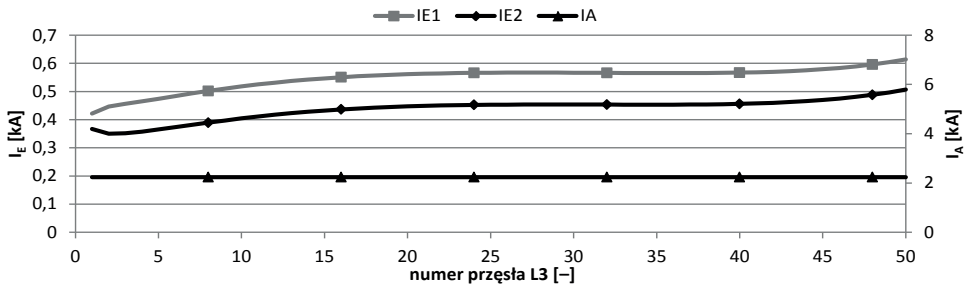


Rys. 3.50. Rozplyw prądu w przewodach odgromowych oraz w wybranych przewodach fazowych linii L1 przy zwarciu jednofazowym w linii L1 na słupie 80

Prądy płynące w przewodach odgromowych linii L1 dzielą się następnie na końcowym słupie linii dwutorowej (słup 100) na prądy płynące w przewodach odgromowych linii L2 i L3 (rys. 3.51, 3.52). Mimo takich samych parametrów elektrycznych linii L2 i L3 i takich samych mocy zwarciovych stacji B i C wartości prądów płynących w przewodach odgromowych obu linii nie są takie same. Jest to spowodowane różnymi wartościami prądów płynących w przewodach fazowych (sprzężonych magnetycznie z przewodami odgromowymi), a zwłaszcza prezentowanego na rysunkach prądu w fazie A, objętej zwarcieniem.

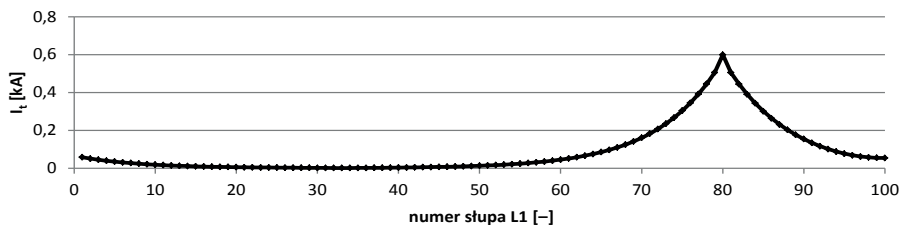


Rys. 3.51. Rozplyw prądu w przewodach odgromowych oraz w wybranych przewodach fazowych linii L2 przy zwarciu jednofazowym w linii L1 na słupie 80

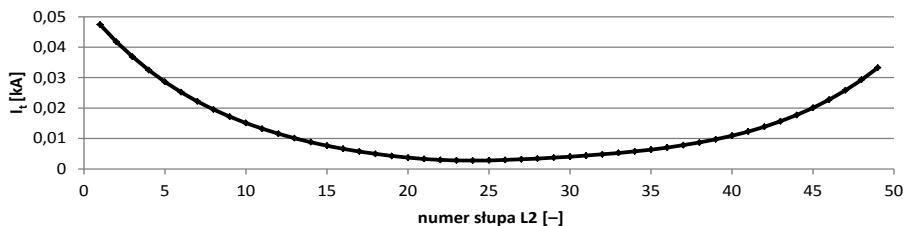


Rys. 3.52. Rozplyw prądu w przewodach odgromowych oraz w wybranych przewodach fazowych linii L3 przy zwarciu jednofazowym w linii L1 na słupie 80

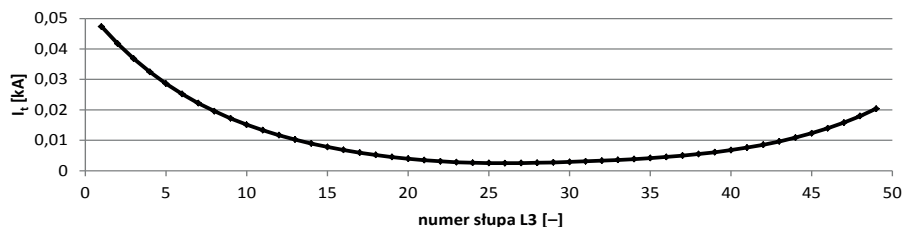
Wartości prądów płynących w uziomach słupów przy rozpatrywanym zwarciu prezentują rysunki 3.53–3.55.



Rys. 3.53. Prądy płynące przez uziomy linii L1 przy zwarciu jednofazowym w linii L1 na słupie 80



Rys. 3.54. Prądy płynące przez uziomy linii L2 przy zwarciu jednofazowym w linii L1 na słupie 80



Rys. 3.55. Prądy płynące przez uziomy linii L3 przy zwarciu jednofazowym w linii L1 na słupie 80

Prezentowane przykłady pokazują, że proponowana metoda analizy rozptyłu prądów w przewodach odgromowych charakteryzuje się bardzo dużą uniwersalnością. Pozwala na analizę w zasadzie dowolnego układu połączeń linii, jaki można znaleźć w systemie elektroenergetycznym. Poza rozważanymi przykładami przy zastosowaniu opisanej w monografii metody można również obliczać rozptył prądów w przewodach odgromowych w innych, nietypowych konfiguracjach. Możliwe jest uwzględnienie linii, w której stosowane są przeploty, polegające na zamianie kolejności przewodów fazowych na słupach w różnych sekcjach linii. Możliwe są analizy dla układów, w których linie elektroenergetyczne są prowadzone na pewnych odcinkach równoległe do siebie i występują między nimi sprzężenia magnetyczne. Możliwe jest także uwzględnienie faktu stosowania w niektórych liniach dodatkowego uziomu poziomego, łączącego kilka pierwszych słupów linii, tzw. przeciwwagi.

Rozdział 4

DOKŁADNOŚĆ OBLICZANIA ROZPŁYWU PRĄDÓW METODĄ TABLEAU

4.1. Wstęp

Zaproponowany sposób analizy rozptywu prądów w przewodach odgromowych, wykorzystujący model wielofazowy, w którym wartości prądów i napięć są obliczane z wykorzystaniem metody tableau, wymaga weryfikacji. Zaprezentowane i szeroko opisane w rozdziale 3 wyniki znajdują uzasadnienie w teorii elektrotechniki. Kształty uzyskanych krzywych, rozkład prądów płynących w przewodach odgromowych, rozkład napięć są poprawne w sensie jakościowym. Jednak w celu precyzyjnej oceny metody konieczne jest porównanie uzyskanych rezultatów dla przykładowych analizowanych układów sieci z wynikami otrzymanymi przy zastosowaniu innych metod.

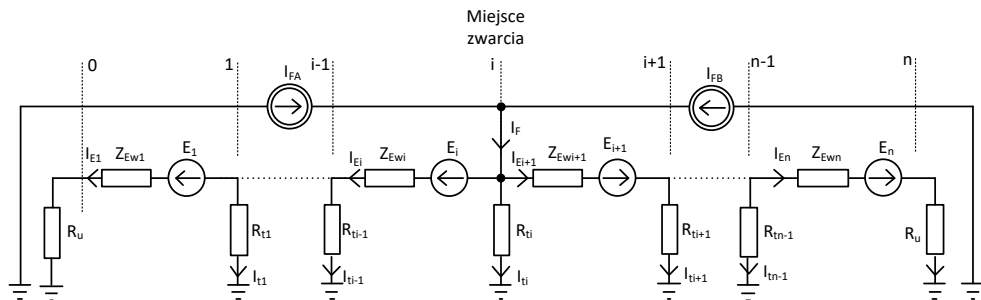
W Polsce przy doborze przewodów odgromowych linii WN stosuje się często program MeLiNet [51]. Obliczenia wykonywane przez ten program opierają się na modelu uwzględniającym jeden zastępczy przewód fazowy, którym płynie suma prądów fazowych ($3I_0$), oraz przewód odgromowy [69]. Oba przewody są sprzężone magnetycznie przez uśrednione wartości impedancji wzajemnej. Przewód odgromowy jest modelowany jako n szeregowo połączonych przęseł, uziemionych na końcach przez rezystancję odzwierciedlającą uziemienia kolejnych słupów. Na potrzeby oceny dokładności opracowanej metody obliczania rozptywu prądów, opartej na wieloprzewodowych modelach linii elektroenergetycznych i analizie tableau, odtworzono metodę stosowaną w programie MeLiNet, korzystając ze środowiska Freemath.

W niniejszej pracy przedstawiono również sposób, w jaki do analizy rozptywu prądów w przewodach odgromowych może być wykorzystany program PowerFactory firmy DlgSilent.

Do analiz rozptywu prądów w przewodach odgromowych i uziomach słupów może być również stosowany program EMTP-ATP [1, 46], uznano jednak, że weryfikacja proponowanej metody z wykorzystaniem modelu uproszczonego oraz modelu wielofazowego (PowerFactory) jest wystarczająca.

4.2. Wykorzystanie modelu jednofazowego

W podejściu uproszczonym rozptyw prądów w przewodzie odgromowym i w uziomach słupów może być wyznaczany w układzie składającym się z przewodu odgromowego, który jest zasilany ze źródeł prądowych. Schemat układu wykorzystywanego w tej metodzie, opracowany na podstawie [46, 51], pokazano na rysunku 4.1.



Rys. 4.1. Schemat modelu jednofazowego do wyznaczania rozptyłu prądów w przewodzie odgromowym i w uziomach słupów

Model przewodu odgromowego zawiera w każdym przęśle impedancję własną przewodu odgromowego Z_{Ewj} oraz źródło napięcia E_j , które odzwierciedla siłę elektromotoryczną indukowaną na skutek przepływu prądu zwarciovego w przewodzie fazowym. Wartość indukowanej SEM zależy od wartości płynącego w przewodach fazowych prądu zwarciovego oraz impedancji wzajemnej pomiędzy przewodem fazowym a przewodem odgromowym i wyraża się zależnością:

$$\underline{E}_j = \begin{cases} \underline{Z}_{AEj} I_{FA} & \text{dla } j \leq i \\ \underline{Z}_{AEj} I_{FB} & \text{dla } j > i \end{cases} \quad (4.1)$$

gdzie: \underline{Z}_{AEj} – impedancja wzajemna przewodu fazy zwartej (A) i przewodu odgromowego dla j -tego przęsła,

I_{FA} – prąd zwarciovowy płynący w przewodzie fazowym na lewo od miejsca zwarcia,

I_{FB} – prąd zwarciovowy płynący w przewodzie fazowym na prawo od miejsca zwarcia.

W metodzie zakłada się, że wartości prądów zwarciovych dopływających do miejsca zwarcia od obu stacji I_{FA} , I_{FB} są znane *a priori*, wyznaczone wcześniej na podstawie obliczeń zwarciovych. Zakłada się wówczas w uproszczeniu, że wartość prądu zwarciovego jest stała, niezależna od impedancji przewodów odgromowych i rezystancji uziomienia słupów i stacji, wprowadzając do obwodu dwa idealne źródła prądowe (I_{FA} i I_{FB} na rys. 4.1). Znając wartości prądów zwarciovych, oblicza się wartości napięć indukowanych w poszczególnych przęsłach, zgodnie z zależnością (4.1). Następnie, znając wszystkie wymuszenia w obwodzie, rozwiązuje się stosunkowo prosty obwód elektryczny. Dość często stosuje się do tego celu metodę potencjałów węzłowych, przyjmując jako niewiadome wartości napięć uziomowych. Pewną wadą tej metody jest konieczność zastąpienia źródeł napięciowych (SEM indukowanych w poszczególnych przęsłach) przez ich ekwiwalenty prądowe.

Inne metody, jakie można wykorzystać do rozwiązania problemu, to zmodyfikowana metoda węzłowa, metoda oczkowa. Problem można też rozwiązać, stosując metodę tableau. Tak postąpiono w niniejszej pracy, przygotowując na platformie obliczeniowej Freemath program obliczający wartości prądów w przewodach odgromowych, prądów w uziomach słupów i wartości napięć uziomowych.

4.3. Wykorzystanie programu PowerFactory

Program PowerFactory oferuje użytkownikowi trzy typy modeli linii elektroenergetycznych [13]. Dwa pierwsze typy modeli, nazywane w programie *TypLne* oraz *TypTow*, pozwalają użytkownikowi na przygotowanie modelu pojedynczego odcinka linii elektroenergetycznej łączącej dwa dowolne węzły. Modele różnią się sposobem wprowadzania danych definiujących parametry schematu zastępczego linii.

W pierwszym przypadku (*TypLne*) w modelu podaje się wprost parametry elektryczne modelu linii, tj. rezystancję, reaktancję i susceptancję dla składowej zgodnej i zerowej przypadające na kilometr linii, a także tangens delta pozwalający na uwzględnienie konduktancji linii. W drugim przypadku (*TypTow*) parametry schematu zastępczego linii są obliczane przez program na podstawie określonych przez użytkownika typu przewodu i rodzaju słupa. Dla przewodów fazowych i odgromowych podaje się geometryczne wymiary przewodnika, jego rezystancję, liczbę przewodów przypadających na jedną fazę i ich odstęp od siebie (dla przewodów fazowych wiązkowych). Przewody fazowe i odgromowe są modelowane niezależnie. Poza danymi przewodów konieczne jest określenie układu przewodów na słupie poprzez podanie współrzędnych środków przewodów fazowych i odgromowych względem podstawy słupa. Dane te są uzupełnione o wartości zwisów, rezystywność gruntu i ewentualną informację o stosowaniu w linii przepłatów.

Obie powyższe definicje typów linii elektroenergetycznych sprowadzają model linii do układu trójfazowego o stałych skupionych lub stałych rozłożonych (modelowanego fazowo lub przy wykorzystaniu metody składowych symetrycznych). Model taki nie zawiera wprost przewodów odgromowych. W przypadku modelu typu *TypLne* obecność przewodów odgromowych jest uwzględniona w podawanych przez użytkownika parametrach dla składowej zerowej. W przypadku modelu typu *TypTow*, gdzie przewody odgromowe są definiowane przez użytkownika, i tak automatycznie wykonywana jest redukcja Krona, zakładająca obustronne uziemienie przewodu (lub przewodów) odgromowego przez zerową impedancję i model jest sprowadzany do układu trójfazowego (trzyprzewodowego) [12]. Powoduje to, że oba modele nie nadają się do analiz rozptywu prądów w przewodach odgromowych czy w uziomach słupów.

Ostatni z dostępnych w PowerFactory modeli pozwala na modelowanie linii elektroenergetycznych, pomiędzy którymi występują sprzężenia magnetyczne. W zamyśle autorów programu miało to umożliwić modelowanie wzajemnego oddziaływania dwóch lub więcej linii biegnących równoległe do siebie w określonej odległości. Definiowanie parametrów takiego układu linii odbywa się w sposób podobny jak dla modelu typu *TypTow*. Model linii sprzężonych magnetycznie składa się z definicji przewodów fazowych, przewodów odgromowych i słupów określających położenie wszystkich przewodów danych linii.

Na rysunku 4.2 przedstawiono przykładowe okno dialogowe z programu PowerFactory pozwalające na definiowanie linii sprzężonych. W przykładzie pokazano modelowanie sprzężeń pomiędzy dwiema liniami jednotorowymi 110 kV. Pole oznaczone jako *Geometries* określa, na jakim typie słupów zbudowane są sprzężone ze sobą linie. W prezentowanym przykładzie występują dwie linie jednotorowe zbudowane z wykorzystaniem słupów definiowanych w polach G1, G2 – słupów typu B2. Słupy obu linii są przesunięte względem siebie

o odległość 20 m (parametr *distance*). W oknie *Earth Wires* definiuje się przewody odgromowe stosowane dla każdego ze słupów. W przykładzie są to pojedyncze przewody odgromowe dla każdego słupa. Gdyby na danym słupie *Gi* występowało więcej przewodów odgromowych, to ich definicje pojawiłyby się jako kolejne pola w tabeli, np. *G1/E1*, *G1/E2* itd. Dla każdego z przewodów odgromowych można określić jego maksymalny zwis (*Max. Sag*).

W dolnej części okna (*Line Names*) definiowane są typy przewodów dla odpowiednich słupów i torów linii oraz powiązania pomiędzy danym torem linii a elementem (gałęzią) występującym w schemacie sieci. W prezentowanym przypadku linia A jest przypisana do toru prowadzonego z wykorzystaniem słupów zdefiniowanych jako G1, natomiast linia B – słupów zdefiniowanych jako G2. Ponieważ oba słupy są jednotorowe, to w oznaczeniach pojawiają się dodatkowo opisy C1. Dla typu słupa zawierającego więcej niż jeden tor lista będzie zawierać indeksy kolejnych torów (np. *G1/C1*, *G1/C2* itd.).

Line Coupling dialog box showing configuration for two single-circuit lines (A and B) connected to poles G1 and G2. The dialog includes sections for Name, Route, Out of Service, Line Model, Number of Overhead Line Systems, Earth Resistivity, Transposition, Geometries, Earth Wires, and Line Names.

Type	TypTow, TypGeo	Distance m
G1	Slup B2	0
G2	Slup B2	20

Type	TypCon	Max.Sag m
G1/E1	AFL 1.7 70	5
G2/E1	AFL 1.7 70	5

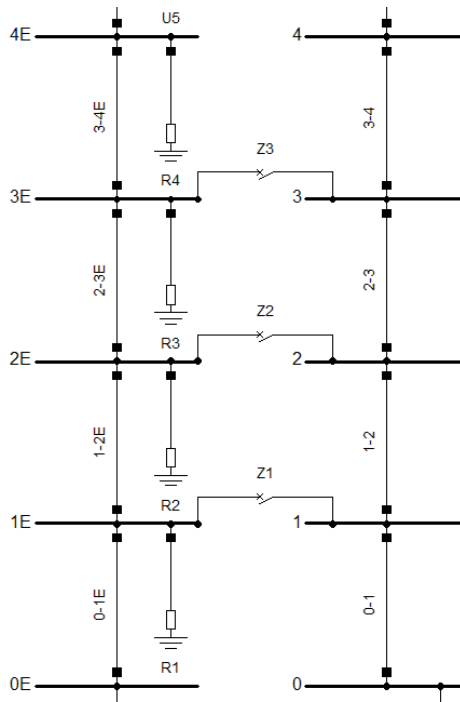
Circuit	EmLne, EmLneroute	Polarity	Type	TypCon	Max.... m	Transposition	Phasing
G1/C1	Linia A	Terminal i	AFL 6 240		8		A-B-C
G2/C1	Linia B	Terminal i	AFL 6 240		8		A-B-C

Rys. 4.2. Przykład modelowania sprzężeń dwóch linii jednotorowych

W wyniku automatycznie wykonywanych przez program obliczeń tworzy się macierz impedancji własnych i wzajemnych wszystkich przewodów określonych w modelu sprzężenia. Następnie wykonywane są redukcja Krona i eliminacja przewodów odgromowych. Wyznaczone parametry linii są przypisywane do określonych gałęzi schematu analizowanej sieci (w przykładzie są to linie A i B). Gałęzie w schemacie sieci pozostają trójprzewodowe.

Aby uzyskać możliwość analizy rozptywu prądów w przewodach odgromowych, należy wykorzystać model sprzężeń w sposób odmienny od proponowanego przez producenta

programu. Przewody odgromowe należy zamodelować jako osobne gałęzie w modelu analizowanej sieci. Każdy analizowany przewód odgromowy musi być reprezentowany przez osobną gałąź jednofazową. Z kolei każdy analizowany tor linii też wymaga zamodelowania, ale jako gałąź trójfazowa. Wszystkie analizowane przewody odgromowe i fazowe muszą być sprzężone magnetycznie przez model sprzężeń. Dodatkowo, z racji konieczności uwzględnienia w obliczeniach rezystancji uziemienia każdego ze słupów, linia musi być modelowana przeszło po przeszle, tak aby uzyskać dostęp do węzłów łączących przeszła (odpowiadających kolejnym słupom linii). Przykład fragmentu modelu linii jednotorowej z pojedynczym przewodem odgromowym, zrealizowanego w programie PowerFactory przedstawiono na rysunku 4.3.



Rys. 4.3. Czteroprzędłowy fragment modelu linii jednotorowej z pojedynczym przewodem odgromowym

W prawej części prezentowanego schematu widoczne jest odwzorowanie przewodów fazowych w poszczególnych przęsłach, oznaczonych jako $i-j$, gdzie i, j są numerami kolejnych słupów, pomiędzy którymi rozpięte jest dane przęsło. Zarówno przewody fazowe, jak i węzły, do których przyłączone są przewody fazowe, są modelowane trójfazowo. Po lewej stronie schematu widać przewody odgromowe, oznaczone podobnie jak przewody fazowe, ale uzupełnione o indeks E. Do każdego z węzłów, odpowiadających kolejnym słupom (1E, 2E itd.), przyłączone są rezystory modelujące wartość rezystancji uziemienia danego słupa. Przewody odgromowe, węzły i rezystancje uziemiania modelowane są jednofazowo. Z kolei łączniki Z1-Z3 pokazane na schemacie pozwalają na modelowanie zwarć jednofazowych

pomiędzy dowolnym przewodem fazowym a wybranym słupem. Każda z gałęzi ma określoną długość odpowiadającą długości danego przęsła.

Dodatkowo, w przypadku każdego przęsła dla każdej pary przewody fazowe – przewód odgromowy musi być zdefiniowany model sprzężeń, zawierający typy przewodów i ich wzajemne rozmieszczenie. Przykład sprzężeń dla przęsła 1-2 prezentuje rysunek 4.4.

Name: Couplings 1-2

Route: ...

Out of Service

Line Model:
 Lumped Parameter (PI)
 Distributed Parameter

Number of Overhead Line Systems: 2

Earth Resistivity: 100 Ohmm

Transposition: none

Geometries:

	Type Typ Tow, TypGeo	Distance m
G1	B2	0.
G2	B2E	0.

Earth Wires:

	Type TypCon	Max. Sag m
--	----------------	---------------

Line Name:

	Circuit ElmLine, ElmLineroute	Polarity	Type TypCon	Max.... m	Transposition	Phasing
G1/C1	1-2	Terminal i	AFL 6 240	0.		A-B-C
G2/C1	1-2E	Terminal i	AFL 1.7 70	0.		A-B-C

Rys. 4.4. Przykład definiowania sprzężeń pomiędzy przewodem odgromowym a przewodami fazowymi dla przęsła

Na rysunku widać, że sprzężenia są modelowane pomiędzy dwiema gałęziami (pole *Line Name*). Gałąź pierwsza G1/C1 to gałąź oznaczona na schemacie (rys. 4.3) jako 1-2, reprezentująca przewody fazowe typu AFL 6 240. Natomiast gałąź druga G2/C1 to gałąź oznaczona na schemacie jako 1-2E, odpowiadająca przewodowi odgromowemu AFL 1.7 70. Warto zwrócić uwagę na brak definiowania przewodów odgromowych w polu *Earth Wires*, skutkujący brakiem eliminacji przewodu odgromowego z modelu. Komentarza wymaga też sposób modelowania słupów linii, odmienny niż zalecany przez producenta programu. Rzeczywisty słupek linii typu B2 jest podzielony na dwie części. Model pierwszej części słupa zawiera jedynie współrzędne trzech przewodów fazowych, natomiast model drugiej części słupa B2E zawiera jedynie współrzędne przewodu odgromowego. Oba modele słupów są „nałożone na siebie” – ich wzajemne przesunięcie wynosi zero. W przypadku modelowania linii elektroenergetycznej zawierającej więcej torów konieczne jest przygotowanie modeli słupów „podzielonych”, zawierających współrzędne przewodów jedynie danego toru. Przykładowo, model linii dwutorowej z dwoma przewodami odgromowymi będzie zawierać cztery gałęzie, przypisane do czterech „części” modelu słupa (np. część słupa zawierająca współrzędne przewodów lewego toru, część słupa zawierająca współrzędne przewodów pra-

wego toru, część słupa zawierająca współrzędne lewego przewodu odgromowego i część słupa zawierająca współrzędne prawego przewodu odgromowego).

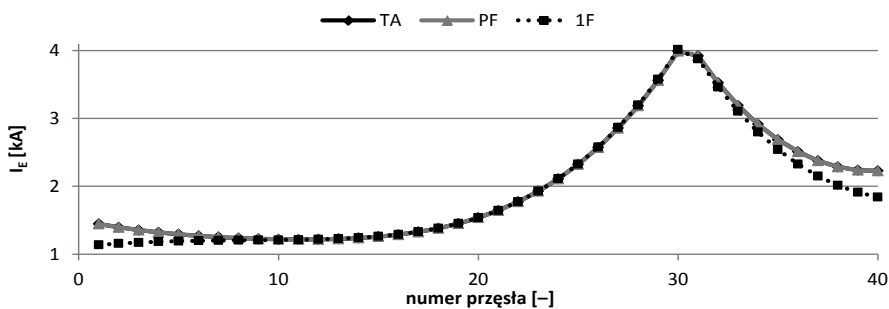
Takie proponowane podejście umożliwia przygotowanie modelu linii o w zasadzie dowolnej strukturze, zawierającej dowolną liczbę torów i przewodów odgromowych. Wadą proponowanego rozwiązania jest bardzo duża czasochłonność przygotowania modeli, zwłaszcza jeżeli linia ma zawierać znaczną liczbę przęseł. Dodatkową problemem, jaki może się pojawić w trakcie wykonywania analiz, jest zbieżność procesu iteracyjnego. Przy stosowaniu domyślnej dla PowerFactory metody Newtona-Raphsona rozwiązywania równań węzłowych mocowych [59] występują problemy ze zbieżnością procesu obliczeniowego. Poprawę sytuacji i możliwość rozwiązania układu uzyskuje się przy użyciu metody Newtona-Raphsona rozwiązującej równania prądowe, jednak i w takim przypadku zdarzają się problemy ze zbieżnością metody.

4.4. Ocena dokładności metody

W celu oceny proponowanej przez autora monografii metody obliczania rozptywu prądów w przewodach odgromowych, wykorzystującej model wielofazowy i metodę tableau, dokonano porównania rezultatów obliczeń uzyskiwanych przy użyciu trzech omawianych powyżej sposobów:

- TA – metoda tableau z modelem wielofazowym (metoda autorska);
- 1F – metoda z modelem jednofazowym;
- PF – obliczenia wykonywane w programie PowerFactory.

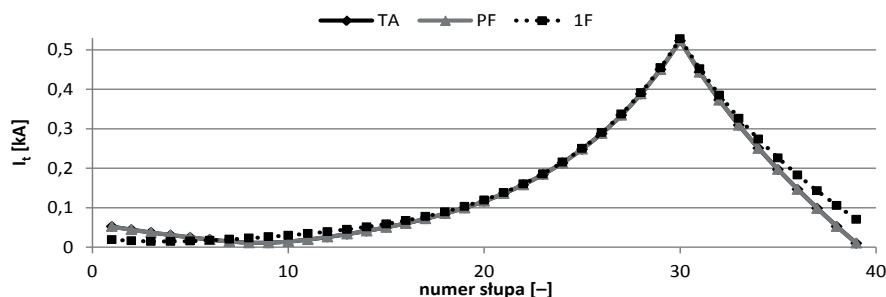
Pierwszy z analizowanych przypadków dotyczy linii jednotorowej 110 kV, analizowanej w rozdziale 3.4, składającej się z 40 przęseł. Rysunek 4.5 przedstawia wartości prądów w przewodzie odgromowym uzyskane trzema różnymi metodami w przypadku zwarcia na słupie 30.



Rys. 4.5. Porównanie wyników obliczeń rozptywu prądu w przewodzie odgromowym dla linii jednotorowej z pojedynczym przewodem odgromowym, przy zwarcie na słupie 30

Uzyskane przy użyciu trzech metod rezultaty obliczeń są w dużej mierze zbieżne. Krzywe odpowiadające obliczeniom z wykorzystaniem programu PowerFactory (PF) i propo-

nowanej w pracy nowej metody (TA) są praktycznie takie same i przy zastosowanej skali rysunku nie jest możliwe określenie występujących pomiędzy nimi różnic. Dokładna analiza uzyskanych wyników wskazuje, że różnice pomiędzy wartościami prądów w przewodzie odgromowym obliczonymi tymi dwiema metodami nie przekraczają 1 A, co stanowi błąd względny mniejszy od 0,1%. Podobnie, krzywe przedstawiające rozkład prądów w uziomach słupów (rys. 4.6), otrzymane przy wykorzystaniu proponowanej metody (TA) i programu PowerFactory (PF), praktycznie się pokrywają, a różnice prądów nie przekraczają 0,5 A.



Rys. 4.6. Porównanie wyników obliczeń rozplywu prądu w uziomach słupów dla linii jednorodowej z pojedynczym przewodem odgromowym, przy zwarciu na słupie 30

Zarówno wartości prądów w przewodach odgromowych w części przeseł, jak i wartości prądów płynących w części uziomów słupów, uzyskane przy użyciu metody uproszczonej jednofazowej, różnią się od wyników otrzymanych w układzie wieloprzewodowym czy w PowerFactory. Największe różnice w wartościach obliczonych prądów można zaobserwować w pobliżu początku i końca linii, przy stacjach elektroenergetycznych.

Powstałe różnice są spowodowane różnym podejściem do modelowania uziemienia stacji w istniejącej metodzie uproszczonej i w metodzie proponowanej. Porównując schemat stosowany w metodzie jednofazowej (rys. 4.1) ze schematem zaproponowanym dla metody wieloprzewodowej (rys. 3.2), można zauważyć, że w metodzie wieloprzewodowej punkt neutralny źródła trójfazowego jest połączony bezpośrednio z przewodem odgromowym i połączony z rezystancją modelującą uziomom stacji. W metodzie jednofazowej zastępcze źródło prądu zwarciovego jest połączone bezpośrednio z ziemią odniesienia. Te różnice w modelach powodują, że wartości prądów płynących przez rezystancję uziemienia stacji są w obu przypadkach odmienne. W metodzie uproszczonej przez rezystancję uziemienia stacji płynie całkowity prąd płynący przewodem odgromowym, natomiast w metodzie wielofazowej przez uziemienie stacji płynie tylko część prądu zwarciovego płynącego ziemią, co pokazano na rysunku 4.14 i szeroko omówiono w rozdziale 3.4. Powoduje to, że obliczony w obu przypadkach potencjał uziomu stacji jest różny, co tłumaczy uzyskane różnice w wartościach prądów w przewodzie odgromowym i uziomach słupów.

Analizując rzeczywiste rozwiązania stosowane w systemach elektroenergetycznych, można uznać, że proponowane w pracy podejście do modelowania uziemienia stacji jest bliższe rzeczywistości, choć też zawiera pewne uproszczenia. W stacjach systemowych

400/220/110 kV pracują najczęściej autotransformatory, których punkt neutralny jest połączony z uziomem kratownicowym stacji¹. Z uziomem kratownicowym stacji łączone są także przewody odgromowe wszystkich linii dochodzących do stacji. Sprawia to, pomijając spadki napięć na samym uziomie kratownicowym obejmującym czasami dość znaczny teren, że potencjał punktu neutralnego transformatora zasilającego daną linię jest taki sam jak potencjał przewodu odgromowego tej linii na bramce liniowej. Stosowane tu uproszczenie wynika z faktu, że poza analizowaną linią do stacji elektroenergetycznej przyłączonych jest zwykle więcej linii elektroenergetycznych, z których każda ma przewody odgromowe uziemiane na każdym ze słupów, dodatkowo połączone z uziemieniami w dalszych stacjach elektroenergetycznych. Oznacza to, że rzeczywista wartość rezystancji pomiędzy przewodem odgromowym a ziemią odniesienia, widziana z danej stacji, wynika z połączenia równoległego rezystancji uziemienia danej stacji i dochodzących do stacji innych linii elektroenergetycznych. Impedancja zastępcza przewodów odgromowych linii zawierającej kilkadziesiąt przęseł może być szacowana, zgodnie z teorią obwodów drabinkowych [53], z zależności:

$$Z_{\text{eq}} = \frac{1}{2} \left(Z_{\text{Ep}} + \sqrt{Z_{\text{Ep}}^2 + 4Z_{\text{Ep}}R_t} \right) \quad (4.2)$$

gdzie: Z_{Ep} – impedancja własna przewodu odgromowego przęśla średniej długości,
 R_t – rezystancja uziemienia słupa.

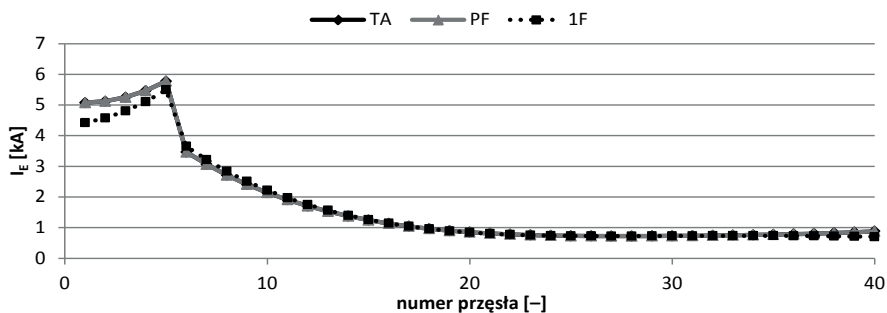
Zastępcza impedancja przewodów odgromowych linii przyjmuje zwykle wartości z zakresu 1–2 Ω , powodując częściowe, kilkunastoprocentowe zmniejszenie wypadkowej rezystancji uziemienia stacji. Mimo uproszczenia polegającego na nieuwzględnieniu w prezentowanych wynikach analiz impedancji zastępczej przewodów odgromowych linii dochodzących do stacji, zaproponowany model wydaje się lepszy od stosowanego obecnie w metodzie jednofazowej.

Różnice pomiędzy wynikami uzyskiwanymi przy użyciu proponowanej metody i przy zastosowaniu metody uproszczonej stają się bardziej widoczne, gdy rozważane są zwarcia na słupach w pobliżu stacji (rys. 4.7, 4.8). Stosowanie metody uproszczonej prowadzi do niedoszacowania wartości prądów w przewodach odgromowych w pobliżu stacji oraz przeszacowania wartości prądów płynących w uziomach słupów.

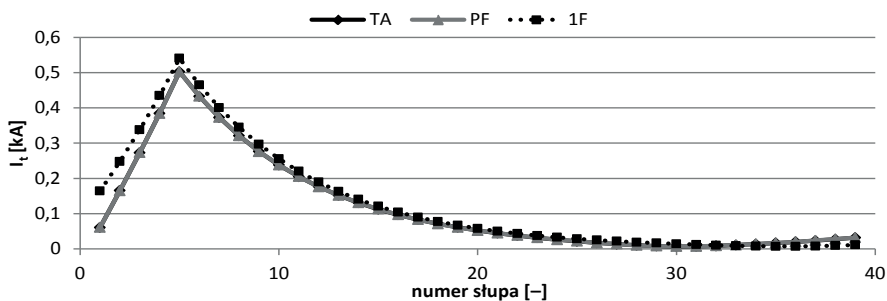
Zastosowanie metody uproszczonej dla linii jednotorowej z dwoma przewodami odgromowymi może być, zgodnie z [51], zrealizowane przez potraktowanie dwóch przewodów odgromowych jak przewodów wiązkowych. Podejście takie skutkuje tym, że uzyskane w wyniku obliczeń wartości prądów w jednym (zastępczym wiązkowym) przewodzie odgromowym trzeba podzielić na dwa rzeczywiste przewody. Proste podzielenie wartości wyznaczonego prądu na dwa będzie prowadzić do błędów związanych z niesymetrycznym oddziaływaniem pomiędzy przewodem fazy zwartej a przewodami odgromowymi położonymi w różnej odległości od przewodu fazowego, w którym wystąpiło zwarcie. Sytuacja będzie jeszcze trudniejsza do analizy, jeżeli na słupie zostaną zastosowane dwa różne przewody odgromowe, np. klasyczny przewód AFL i przewód OPGW zawierający włókna światłowo-

¹ Dla niewielkiej części stacji punkt neutralny autotransformatorów nie jest uziemiony, aby spełnić wymagany w sieci warunek $X_0/X_1 > 1$.

dowe. Wskazuje to, że metoda uproszczona ma dość wąskie zastosowanie, może prowadzić do błędów obliczeniowych i dlatego nie będzie wykorzystywana w dalszych próbach oceny dokładności zaproponowanej w pracy metody wieloprzewodowej.



Rys. 4.7. Porównanie wyników obliczeń rozptyłu prądu w przewodzie odgromowym dla linii jednotorowej z pojedynczym przewodem odgromowym, przy zwarciu na słupie 5

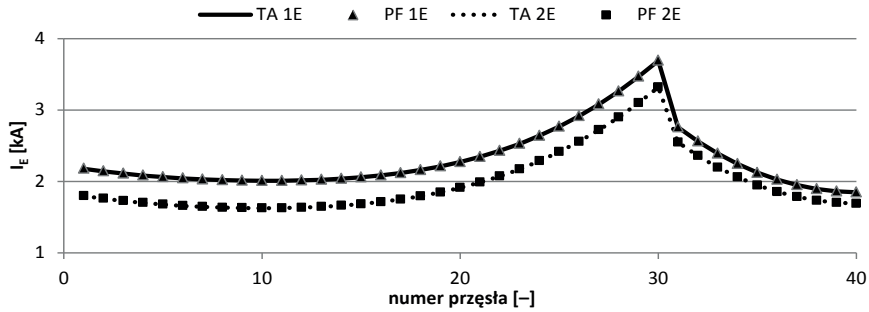


Rys. 4.8. Porównanie wyników obliczeń rozptyłu prądu w uziomach słupów dla linii jednotorowej z pojedynczym przewodem odgromowym, przy zwarciu na słupie 5

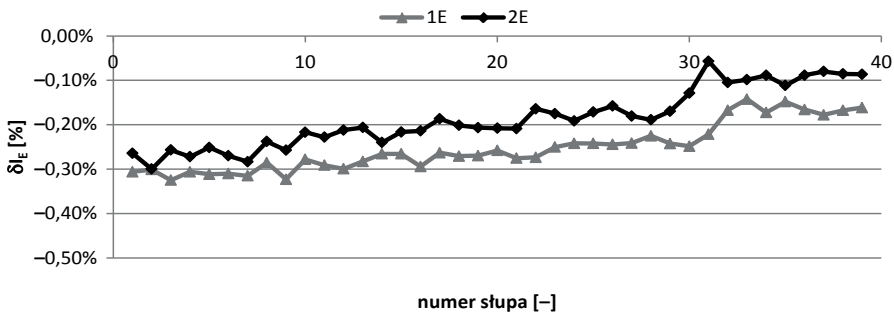
Na rysunku 4.9 przedstawiono porównanie wyników uzyskanych dla linii 400 kV metodą tableau (TA) w układzie wieloprzewodowym i otrzymanych w programie PowerFactory (PF). Z racji bardzo dużej czasochłonności w budowie modelu w programie PowerFactory linię ograniczono do 40 przęseł (16 km), uznając, że jest to wystarczające do oceny dokładności metody.

Na rysunku widoczne są dwie krzywe przedstawiające wartości prądów w przewodzie odgromowym po lewej (1E) i po prawej stronie słupa (2E), uzyskane przy zwarciu jednofazowym fazy A (przewód po lewej stronie słupa) na słupie 30. Stosując metodę tableau oraz program PowerFactory, w obu przewodach odgromowych uzyskano różne wartości prądów, co jest spowodowane nierównymi odległościami przewodów odgromowych od przewodu zwartej fazy. Jednocześnie wyniki otrzymane dwiema różnymi metodami charakteryzują się bardzo dużą zbieżnością. Różnice pomiędzy wartościami prądów obliczonymi przy użyciu PowerFactory i analizy tableau dochodzą do 10 A. Wartości błędów względnych metody ta-

bleau w odniesieniu do wyników z programu PowerFactory prezentuje rysunek 4.10. Maksymalna wartość błędu dochodzi do $-0,3\%$, co oznacza, że wartość prądu obliczanego metodą tableau jest nieco mniejsza od wartości obliczonej w PowerFactory.



Rys. 4.9. Porównanie wyników obliczeń rozptyłu prądu w przewodach odgromowych dla linii jednorodnej z podwójnym przewodem odgromowym, przy zwarciu na słupie 30



Rys. 4.10. Porównanie dokładności metody tableau z programem PowerFactory dla linii jednorodnej z dwoma przewodami odgromowymi

Różnice uzyskanych wyników mogą być powodowane trzema czynnikami:

- błędami metody obliczeniowej w programie PowerFactory, na co wskazuje stochastyczny, poszarpany kształt uzyskanych krzywych;
- różnicami w wartościach impedancji własnych i wzajemnych wyznaczanych w programie PowerFactory i obliczanych na podstawie zależności prezentowanych w rozdziale 2;
- pomijaniem w metodzie tableau pojemności linii, przy ich jednoczesnym uwzględnianiu w programie PowerFactory; proponowana metoda pozwala na uwzględnienie pojemności linii, co zostanie omówione w kolejnym rozdziale.

Mimo uzyskanych różnic w wartościach prądów w przewodach odgromowych przy zastosowaniu metody tableau i programu PowerFactory są one na tyle niewielkie, że można uznać, iż proponowana w pracy metoda obliczeniowa jest poprawna.

4.5. Uwzględnienie susceptancji i konduktancji linii

W obliczeniach zwarciovych przyjęte jest, zgodnie z normą [50], pomijanie gałęzi poprzecznych schematów zastępczych linii elektroenergetycznych i transformatorów. Oznacza to, że w przypadku linii elektroenergetycznych pomijane są pojemności własne i wzajemne przewodów oraz niedoskonałość izolacji (straty mocy czynnej na izolatorach i straty ulotowe). Tak też postępowano w opracowanej metodzie obliczania rozptyłu prądów w przewodach odgromowych. Warto jednak zauważyć, że niewielka modyfikacja proponowanej metody tableau pozwala na uwzględnienie w analizach wpływu układu pojemności pomiędzy przewodami linii oraz strat mocy związanych z ulotem i strat na izolatorach (tj. konduktancji poprzecznej linii). Wprowadzając do równania (3.21) modyfikację w postaci:

$$\underline{\mathbf{I}}\mathbf{A}_I + \underline{\mathbf{Y}}\mathbf{E} = \mathbf{0} \quad (4.3)$$

gdzie: $\underline{\mathbf{Y}}$ – macierz admitancji,

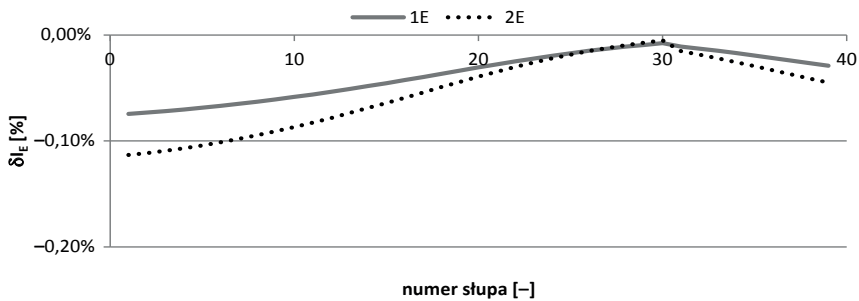
uzyskuje się wektor prądów w gałęziach podłużnych modelu linii, zawierający prądy płynące w gałęziach poprzecznych linii. Co ważne z praktycznego punktu możliwości zastosowania metody, modyfikacja nie zwiększa rozmiaru układu równań rozwiązywanego przy użyciu metody, bo wartości prądów poprzecznych nie są liczone w metodzie wprost, lecz jako składowa prądów w gałęziach.

Ogólna postać układu równań opisujących model linii wieloprzewodowej z uwzględnieniem admitancji przyjmuje postać:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{A}_I & \underline{\mathbf{Y}} \\ \underline{\mathbf{Z}} & \mathbf{K}_U \mathbf{A}_I^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{I}} \\ \underline{\mathbf{E}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \underline{\mathbf{U}}_S \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Macierz $\underline{\mathbf{Y}}$ może zawierać konduktancje i/lub susceptancje poszczególnych przęseł. Jej rozmiar będzie odpowiadać liczbie węzłów w sieci. Wartości w macierzy admitancji wynikają wówczas z przyporządkowania odpowiednich admitancji własnych i wzajemnych pomiędzy przewodami do danego węzła. Łączna wartość admitancji własnej i wzajemnej węzła staje się sumą połowy admitancji wszystkich przęseł zbiegających się w danym węźle. Przykładowo, dla schematu linii jednotorowej z pojedynczym przewodem odgromowym (rys. 3.12) admitancja własna węzła 6 $\underline{\mathbf{Y}}(6,6)$ będzie sumą połowy admitancji własnej przewodu fazy A przęśla 1 i połowy admitancji własnej przewodu fazy A przęśla 2. Wartość admitancji wzajemnej węzła 6 i węzła 7 $\underline{\mathbf{Y}}(6,7)$ będzie sumą połowy admitancji wzajemnej przewodów fazy A i B przęśla 1 i połowy admitancji wzajemnej przewodów fazy A i fazy B przęśla 2. Pozostałe elementy macierzy admitancji będą tworzone analogicznie.

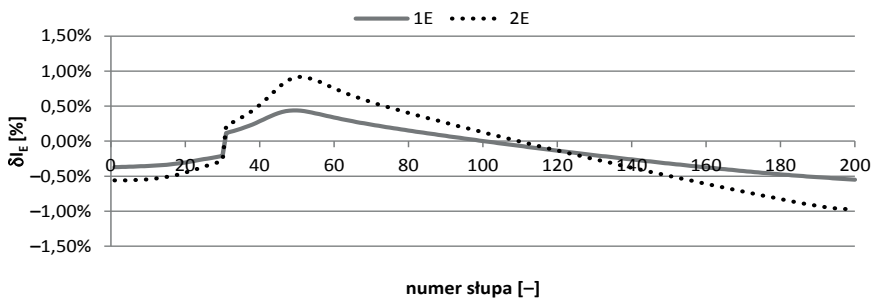
Na rysunku 4.15 przedstawiono wartości błędu względnego obliczanych prądów w przewodach odgromowych linii jednotorowej 400 kV o długości 16 km. Błędy wyznaczono, porównując wartości prądów obliczanych z pominięciem susceptancji linii z wartościami obliczonymi przy uwzględnieniu susceptancji.



Rys. 4.15. Błąd względną wartości prądów w przewodach odgromowych wynikający z pomijania pojemności linii, dla linii 400 kV o długości 16 km, przy zwarciu na słupie 30

Zaprezentowany przykład wskazuje, że pomijanie susceptancji linii prowadzi do nieznacznego niedoszacowania wartości prądów płynących w przewodach odgromowych. Jednocześnie wartości prądów obliczanych w otoczeniu miejsca zwarcia charakteryzują się najmniejszą wartością błędu, zbliżonego do zera.

Analizę dokładności powtórzono dla linii o większej długości. Na rysunku 4.16 przedstawiono krzywe ilustrujące wartości błędów obliczanych wartości prądów w dwóch przewodach odgromowych w przypadku linii 400 kV o długości 80 km, obliczanych z uwzględnieniem i pominięciem susceptancji.



Rys. 4.16. Błąd względną wartości prądów w przewodach odgromowych wynikający z pomijania pojemności linii, dla linii 400 kV o długości 80 km, przy zwarciu na słupie 30

Otrzymane krzywe są nieco trudniejsze w interpretacji, niż miało to miejsce w przypadku linii krótkiej. Błędy przyjmują zarówno wartości ujemne (niedoszacowanie wartości prądu w przewodach odgromowych), jak i dodatnie (przeszacowanie). Uzyskany kształt krzywych jest uwarunkowany faktem, że w przypadku uwzględniania pojemności własnych i wzajemnych przewodów wartości prądów płynących w przewodach fazowych nie pozostają niezmiennione dla kolejnych przęseł linii, jak ma to miejsce w przypadku pomijania gałęzi poprzecznych. Powoduje to ich oddziaływanie na przewody odgromowe i zmienia wartości sił elektromotorycznych indukowanych w kolejnych przęsłach, co skutkuje niewielkimi

zmianami wartości prądów w przewodach odgromowych. Dodatkowo, na wartości prądów w przewodach odgromowych wpływają sprzężenia pojemnościowe pomiędzy przewodami odgromowymi a przewodami fazowymi.

W prezentowanym przykładzie różnice w wartościach prądów w przewodach odgromowych z pominięciem i uwzględnieniem susceptancji dochodzą do 1%. Podobnie jak w poprzednim przykładzie (rys. 4.15), najmniejsze wartości błędów obserwuje się w otoczeniu miejsca zwarcia.

Można zatem stwierdzić, że pomijanie pojemności własnych i wzajemnych przewodów linii elektroenergetycznej przy obliczeniach związanych z przewodami odgromowymi jest dopuszczalne, ponieważ nie wnosi istotnych błędów.

Należy jednak podkreślić, że prezentowana w pracy metoda obliczeniowa pozwala na łatwe uwzględnianie pojemności linii, co może być przydatne przy wykorzystaniu metody tableau i modeli wielofazowych do innego rodzaju analiz, np. związanych ze zjawiskiem łuku wtórnego [33, 34].

Rozdział 5

DOBÓR PRZEWODÓW ODGROMOWYCH

5.1. Wytrzymałość cieplna przewodów

Przy doborze przewodów fazowych napowietrznych linii elektroenergetycznych należy rozważyć ich wzrost temperatury powodowany przepływem prądów roboczych (w stanach ustalonych) oraz wzrost temperatury będący skutkiem przepływu prądu zwarciovego. Przewody odgromowe dobiera się tylko pod kątem wytrzymałości zwarcioviej, przyjmując, że wartości prądów indukowanych w przewodach odgromowych w czasie normalnej pracy sieci są zbliżone do zera. W rzeczywistości w przypadku większości linii elektroenergetycznych niesymetria położenia przewodu lub przewodów odgromowych względem przewodów fazowych powoduje, że na skutek sprzężeń magnetycznych i pojemnościowych między przewodami w przewodach odgromowych płyną prądy wpływające na nagrzewanie przewodu w stanie normalnym [21, 65, 67].

Wykorzystując prezentowane w monografii modele linii elektroenergetycznych z przewodami odgromowymi oraz metodę tableau, można obliczyć wartości prądów płynących w przewodach odgromowych w zależności od obciążenia linii i określić straty mocy, jakie występują na skutek uziemiania przewodów odgromowych w wielu punktach. Można poszukiwać rozwiązań prowadzących do ograniczenia strat mocy czynnej w przewodach odgromowych przy jednoczesnym zapewnieniu optymalnej ochrony odgromowej i przeciwporażeniowej. Uznano jednak, że tematyka ta odchodzi od głównego nurtu monografii, dlatego nie będzie szerzej omawiana.

Niemniej jednak dla przykładowej linii o napięciu znamionowym 400 kV, o długości 80 km, omawianej szczegółowo w rozdziale 3.5, wykonano serię obliczeń w celu określenia wartości prądów, jakie w czasie normalnej pracy linii płyną w przewodach odgromowych. Obliczone prądy, płynące w każdym z dwóch przewodów odgromowych, zależą od obciążenia linii, przyjmując wartości od kilku amperów w przypadku linii pracującej jałowo do prawie stu amperów przy znamionowym obciążeniu linii. Obliczona wartość prądu, jaki może płynąć w przewodach odgromowych, nie jest zatem mała, ale jest istotnie mniejsza od wartości prądów dopuszczalnych długotrwale typowych przewodów odgromowych¹. Powoduje to, że uzasadnione jest stosowane w praktyce uproszczenie, polegające na doborze przewodu odgromowego według kryterium nagrzewania prądem zwarciovym.

Przepływ prądu zwarciovego przez przewody odgromowe skutkuje powstawaniem w nich strat cieplnych, powodujących wzrost ich temperatury. Głównym czynnikiem decydującym o tym, o ile wzrośnie temperatura przewodu, jest ilość energii wydzielonej w przewodzie podczas przepływu prądu. Zależy ona od rezystancji przewodu, kwadratu prądu zwarciovego płynącego przez przewód oraz czasu trwania przepływu prądu. W praktyce

¹ Mimo że producenci przewodów odgromowych nie podają wartości prądu dopuszczalnego długotrwale, to można ją szacować na podstawie przekroju przewodu.

inżynierskiej do oceny wytrzymałości cieplnej przewodu przy przepływie prądu zwarcio-
wego stosuje się obliczoną na podstawie wartości prądu zwarcioowego i czasu trwania prze-
pływu prądu zwarcioowego wartość zastępczego prądu cieplnego. Wartość zastępczego prądu
cieplnego, a dokładnie całki Joule'a, powinna być mniejsza od określonej przez producenta
przewodu jego wytrzymałości cieplnej. Zwykle producenci określają dopuszczalną wartość
prądu cieplnego dla określonego czasu trwania zwarcia 1 s lub 3 s. Dla poprawnie dobranego
przewodu odgromowego powinien być spełniony warunek:

$$I_{Emi} \leq I_{thri} \sqrt{\frac{t_n}{t_k}} \quad (5.1)$$

gdzie: I_{thri} – dopuszczalny prąd cieplny (krótkotrwały) przewodu odgromowego i -tego przęsła,
 I_{Emi} – maksymalna wartość prądu (wartość skuteczna) w przewodzie odgromowym w i -tym
przęśle,
 t_k – czas trwania zwarcia,
 t_n – czas, dla którego określono dopuszczalny prąd cieplny (1 s lub 3 s).

Stosowanym podejściem alternatywnym w doborze przewodu odgromowego jest wy-
korzystanie dopuszczalnej jednosekundowej gęstości prądu zwarcioowego [49]. Określa
ona gęstość prądu w przewodzie powodującą wzrost temperatury do temperatury granic-
nej dopuszczalnej przy zwarceniu. Przewody typu AFL traktowane są w takich analizach jak
jednorodne przewody aluminiowe, ponieważ to aluminium, jako metal o mniejszej od sta-
li temperaturze topnienia, ogranicza dopuszczalny wzrost temperatury. Zatem przyjmując
temperaturę graniczną dopuszczalną przy zwarceniu równą 200°C oraz najwyższą temperaturę
otoczenia 40°C [61], z rysunku 5.1 można odczytać dopuszczalną jednosekundową wartość
gęstości prądu przy zwarceniu. Wynosi ona 100 A/mm². Z kolei dla przewodów typu OPGW
temperatura graniczna dopuszczalna przy zwarceniu wynosi 180°C [62], a odpowiadająca jej
dopuszczalna gęstość prądu to około 92 A/mm².

Warunek poprawnego doboru przewodu odgromowego na podstawie dopuszczalnej gę-
stości prądu określony jest zależnością:

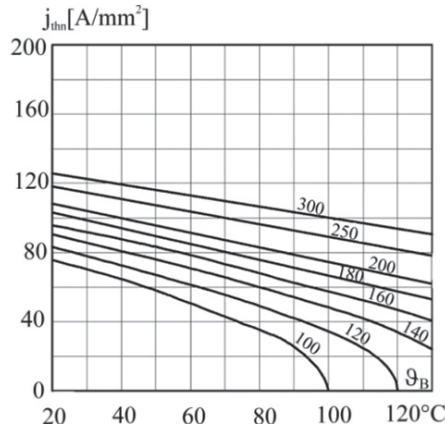
$$I_{Emi} \leq s_i j_{thn} \sqrt{\frac{1}{t_k}} \quad (5.2)$$

gdzie: j_{thn} – dopuszczalna jednosekundowa gęstość prądu przy zwarceniu,
 s_i – przekrój przewodu odgromowego w i -tym przęsle.

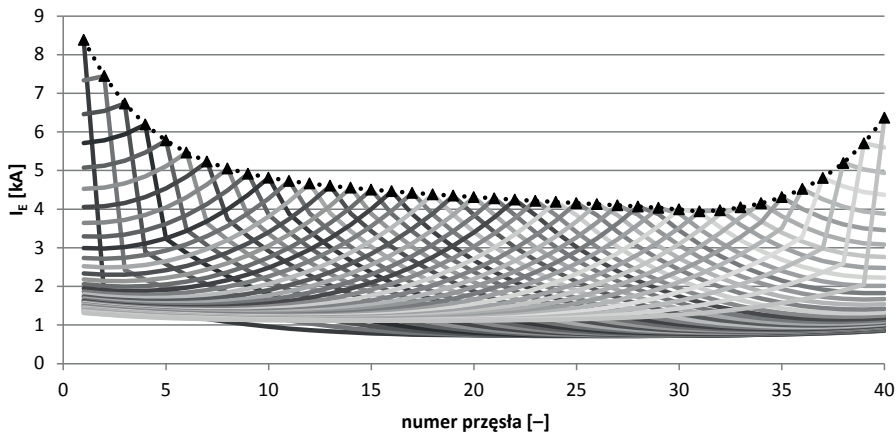
Omawiane do tej pory przykłady pokazywały rozptył prądów w przewodach odgro-
mowych w przypadku zwarcia na wybranym słupie. W praktyce, dobierając przekrój prze-
wodów odgromowych dla linii, należy określić najgorszą sytuację powodującą przepływ
największego prądu w danym odcinku przewodu odgromowego. Aby to obliczyć, należy
przeanalizować kolejno zwarcia występujące na poszczególnych słupach, poszukując warto-
ści maksymalnego prądu dla danego odcinka przewodu odgromowego.

Przykład takich obliczeń przedstawiono poniżej. Prezentowane wyniki uzyskano dla
linii 110 kV o długości 12 km, której szczegółowe dane przedstawiono w rozdziale 3.4. Na
rysunku 5.2 pokazano wyniki obliczeń prądów płynących w poszczególnych przęsłach prze-
wodu odgromowego, przy zwarceniach jednofazowych na kolejnych słupach linii. Widać, że

wartości prądów płynących w przewodach odgromowych przyjmują zawsze największe wartości w przęśle przylegającym do słupa, na którym wystąpiło zwarcie. Maksima krzywych uzyskanych dla zwarć na poszczególnych słupach tworzą krzywą obrazującą maksymalne wartości prądów płynących w przewodzie odgromowym w danym przęśle. Krzywa ta została wyróżniona na wykresie linią kropkowaną, z trójkątnymi znacznikami. Jest ona podstawą doboru przewodu odgromowego.



Rys. 5.1. Największa dopuszczalna jednosekundowa gęstość prądu dla przewodów AL i AFL [49]



Rys. 5.2. Rozkład maksymalnych prądów w przęsłach przewodu odgromowego linii 110 kV

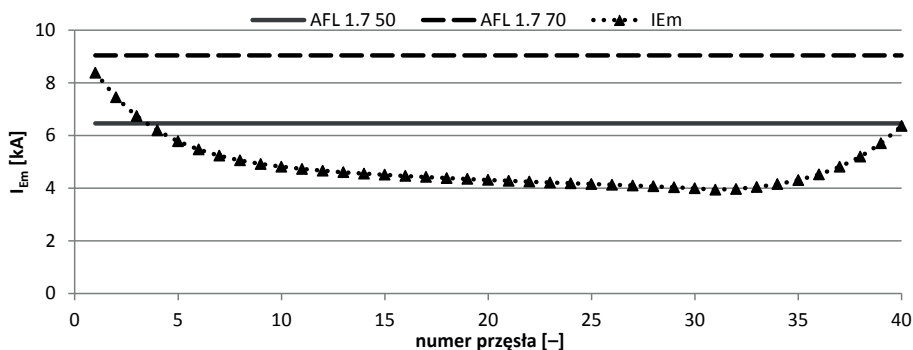
Kolejnym etapem doboru czy też weryfikacji poprawności doboru przekroju przewodu odgromowego jest sprawdzenie warunku wytrzymałości zwarciowej według zależności (5.1) lub (5.2). W tym celu konieczna jest znajomość maksymalnego czasu trwania zwarcia w linii, wynikającego z nastawień stosowanych w liniach zabezpieczeń. W systemie elektroenergetycznym 220 kV i 400 kV czas likwidacji zwarcia powinien być nie dłuższy niż 120 ms [41]. Jednak nastawienia zwłoki czasowej II strefy zabezpieczeń impedancyjnych są zwykle dłuż-

sze i wynoszą 300–500 ms. Podobnie zabezpieczenia nadprądowe od zwarć doziemnych ($3I_0$) są odstrojone od działania I strefy zabezpieczeń impedancyjnych, a ich czasy działania wynoszą 300–400 ms [41]. Zakładając niekorzystny zbieg okoliczności, należy w doborze przewodów odgromowych przyjąć, że zwarcie będzie likwidowane z czasem wynikającym z nastawienia czasu zwłoki II strefy zabezpieczeń impedancyjnych lub zwłoki zabezpieczeń $3I_0$.

Dodatkowym czynnikiem, który powinien być uwzględniony w doborze przewodu odgromowego, jest fakt stosowania w liniach napowietrznych automatyki samoczynnego ponownego załączenia (SPZ). Powoduje ona ponowne załączenie linii po krótkim czasie (do 2 s) od jej wyłączenia. Jeżeli zwarcie będzie się utrzymywać, to przez przewody fazowe i odgromowe ponownie popłynie prąd zwarciovowy, powodując wzrost temperatury przewodów. Ponieważ czas przerwy beznapięciowej w cyklu SPZ jest krótki, to po pierwszym wyłączeniu linii przewody nie mają możliwości oddania do otoczenia zgromadzonego ciepła spowodowanego przepływem prądu zwarciovowego. Kolejne załączenie linii „na zwarcie” powoduje wzrost temperatury przewodów od wartości uzyskanej po pierwszym zwarciu, a więc od wartości potencjalnie znacznie wyższej od temperatury roboczej. Powoduje to, że podczas analizy narażeń cieplnych przewodów linii, w której stosowana jest automatyka SPZ, celowe jest przyjmowanie czasu trwania zwarcia jako dwukrotności (w liniach WN w Polsce stosuje się pojedynczy cykl SPZ) czasu wynikającego z działania zabezpieczeń rezerwowych. Czas ten może być szacowany na 600–800 ms.

Rysunek 5.3 przedstawia porównanie wartości prądów maksymalnych płynących w przęsłach przewodu odgromowego z dopuszczalną wartością prądu przewodów odgromowych o przekrojach 50 i 70 mm², przy czasie trwania zwarcia 0,6 s. Przyjęty w założeniach do wykonywanej analizy przewód AFL 1,7 70 ma wystarczającą wytrzymałość zwarciovą. Na rysunku widoczne jest, że dla każdego przęsła wartości obliczonego prądu maksymalnego płynącego danym odcinkiem przewodu odgromowego są mniejsze od dopuszczalnej wytrzymałości zwarcioviej przewodu AFL 1,7 70.

Dla wielu przęseł, zwłaszcza w środkowej części linii, wytrzymałość zwarciovą przewodu odgromowego przekracza ponad dwukrotnie maksymalną wartość prądu płynącego w przewodzie przy zwarciu. Można zatem w tym przypadku rekomendować stosowanie w części linii (przęsła 5–38) przewodów o mniejszym przekroju, np. AFL 1,7 50, które są tańsze.



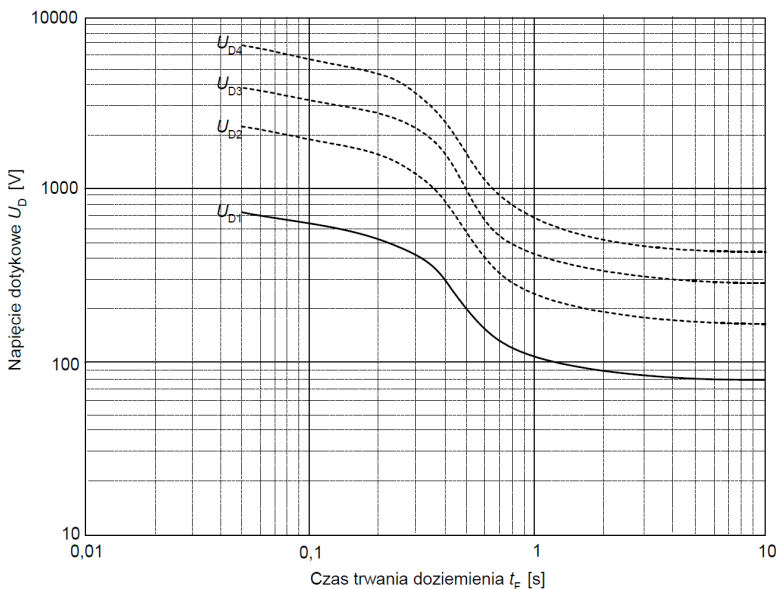
Rys. 5.3. Ocena wytrzymałości zwarcioviej przewodów odgromowych

5.2. Ochrona przeciwporażeniowa

Drugim czynnikiem, który powinien być brany pod uwagę przy doborze przewodów odgromowych linii, jest ich wpływ na wartości prądów płynących w uziomach. Im większa jest wartość rezystancji przewodów odgromowych, tym większa będzie wartość prądu płynącego w uziomach słupów i tym większy wzrost napięcia słupa względem ziemi odniesienia. Rodzi to zwiększone ryzyko porażenia prądem elektrycznym przy zwarciu doziemnym dla osób znajdujących się w sąsiedztwie słupów linii, w której wystąpiło zwarcie. Oceny zagrożenia porażeniowego dokonuje się na podstawie dopuszczalnych, określonych normą [48], wartości napięć dotykowych, które przedstawiono na rysunku 5.4.

Rysunek zawiera cztery krzywe, oznaczone jako U_{D1} – U_{D4} , określające wartości dopuszczalnych napięć dotykowych w zależności od lokalizacji słupa linii elektroenergetycznej. Kolejne krzywe określają następujące przypadki [7, 48]:

- krzywa U_{D1} – brak dodatkowej rezystancji przejścia na drodze przepływającego prądu, uwzględniana jest jedynie rezystancja ciała człowieka; krzywą tę należy brać pod uwagę przy ocenie skuteczności ochrony przeciwporażeniowej na placach zabaw, kempingach, basenach kąpielowych itp., gdzie ludzie mogą chodzić bez obuwia;
- krzywa U_{D2} – uwzględniona jest dodatkowa rezystancja przejścia o wartości 1750 Ω ; krzywa ta umożliwia ocenę ochrony przeciwporażeniowej w miejscach, gdzie ludzie noszą obuwie, tj. na drogach publicznych, na chodnikach, w terenie;
- krzywa U_{D3} – uwzględniona jest dodatkowa rezystancja przejścia o wartości 4000 Ω ; dodatkowo rezystywność gruntu jest duża i wynosi 2000 Ωm ;
- krzywa U_{D4} – uwzględniona jest dodatkowa rezystancja przejścia o wartości 7000 Ω ; dodatkowo rezystywność gruntu jest bardzo duża i wynosi 4000 Ωm .



Rys. 5.4. Dopuszczalne wartości napięć dotykowych, w zależności od czasu trwania zwarcia [48]

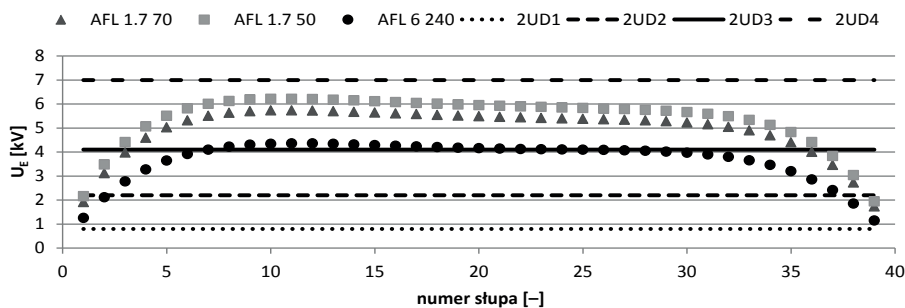
Warunek skutecznej ochrony przeciwporażeniowej uznaje się za spełniony, jeżeli napięcie uziomowe (wzrost potencjału słupa względem ziemi odniesienia) jest mniejsze od dwukrotności dopuszczalnego napięcia dotykowego:

$$U_{ti} \leq 2U_{Di} \quad (5.3)$$

gdzie: U_{ti} – napięcie uziomowe i -tego słupa,
 U_{Di} – dopuszczalne napięcie dotykowe dla i -tego słupa.

Jeżeli warunek (5.3) nie jest spełniony, konieczne jest wyznaczenie napięcia dotykowego rażeniowego i dopiero na jego podstawie można ocenić zagrożenie porażeniowe.

Rysunek 5.5 ilustruje, jak zmieniają się wartości napięć uziomowych dla trzech typów przewodów odgromowych. Krzywe przedstawiają przypadek linii 110 kV, rozpatrywanej w rozdziale 5.1, przy zastosowaniu typowych przewodów odgromowych AFL 1,7 50 mm² i AFL 1,7 70 mm² oraz przy zastosowaniu jako przewodu odgromowego typowego przewodu fazowego AFL6 240 mm².



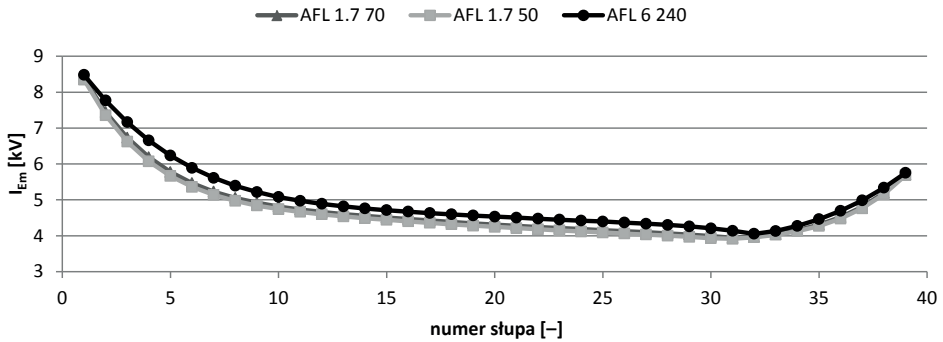
Rys. 5.5. Maksymalne wartości potencjału słupów względem ziemi odniesienia przy zastosowaniu różnych przewodów odgromowych

Przykład wskazuje, że zmniejszenie rezystancji przewodów odgromowych skutecznie ogranicza wartości napięć uziomowych. Interesujący efekt daje zastosowanie w charakterze przewodu odgromowego typowego przewodu fazowego o przekroju 240 mm². Wartości napięć uziomowych obniżają się wówczas do około 2/3 wartości uzyskiwanej dla przewodu AFL 1,7 50 mm², właściwego dla rozpatrywanej linii pod względem wytrzymałości zwarciowej.

Na rysunku 5.5 przedstawiono również cztery proste ($2U_{D1}$ – $2U_{D4}$) odpowiadające podwojonym wartościom dopuszczalnych napięć dotykowych dla różnych wartości rezystancji przejścia. Wartości określono na podstawie rysunku 5.4, zakładając czas trwania zwarcia 0,3 s i przyjmując, że pierwsze i drugie doziemienie (w nieudanym cyklu SPZ) są rozpatrywane jako osobne zdarzenia. W analizowanym przypadku przy użyciu typowych przewodów odgromowych dla znakomitej większości słupów warunek ochrony przeciwporażeniowej jest spełniony jedynie dla krzywej U_{D4} , tj. dla dużej rezystancji przejścia i znacznej rezystrywności gruntu. Zastosowanie przewodu odgromowego o znacząco mniejszej rezystancji

powoduje poprawę sytuacji, obniżając napięcia uziomowe w kierunku granicznych wartości napięcia wynikających z krzywej U_{D3} .

Na zakończenie rozważań na rysunku 5.6 przedstawiono wpływ zastosowania różnych przewodów odgromowych na maksymalne wartości prądów płynących w przewodzie odgromowym. Przekrój przewodu w niewielkim stopniu wpływa na wartość początkowego prądu zwarcia, co sprawia, że obserwuje się dość niewielki wzrost maksymalnych wartości prądów płynących w przewodach odgromowych wraz ze zmniejszaniem się rezystancji przewodów.



Rys. 5.6. Maksymalne wartości prądów w przewodzie odgromowym przy zastosowaniu różnych przewodów odgromowych

Rozdział 6

USZKODZENIA CIĄGŁOŚCI W SYSTEMIE OCHRONY ODGROMOWEJ

6.1. Wstęp

Proponowana metoda obliczania rozplywu prądów w przewodach odgromowych i uziemieniach słupów może być także wykorzystywana do analizy pracy linii w sytuacji uszkodzeń w układzie ochrony odgromowej linii elektroenergetycznej. Prezentowane w pracy modele umożliwiają analizę następujących zakłóceń lub działań celowych związanych z układem ochrony odgromowej sieci:

- zerwanie przewodu odgromowego w dowolnym przęśle, powodujące jednoczesne zwarcie do wybranego przewodu fazowego;
- zerwanie przewodu odgromowego w dowolnym przęśle, niepowodujące jednoczesnego zwarcia;
- odizolowanie przewodu odgromowego względem konstrukcji słupa (słupów);
- zmiana rezystancji uziemienia wybranego słupa (słupów).

Możliwość modelowania powyższych sytuacji pozwala na ocenę zagrożeń, jakie mogą się pojawić w trakcie eksploatacji linii elektroenergetycznych. Proponowana metoda umożliwia ocenę wpływu zakłóceń w systemie odgromowym na poprawność doboru przekroju przewodów odgromowych ze względu na narażenia cieplne, na skuteczność ochrony przeciwporażeniowej, a także na działanie układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

6.2. Rozplyw prądów zwarciovych przy uszkodzeniach

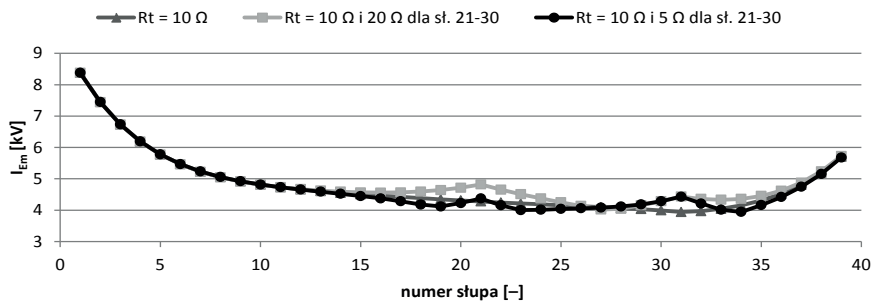
Zmiany rezystancji uziemienia słupów bądź brak ciągłości przewodów odgromowych decydują o podziale prądu zwarciovego na część płynącą przewodami odgromowymi i część płynącą przez uziomy słupów i ziemię. Celowe jest zatem określenie wpływu ewentualnych zakłóceń na narażenia przewodów odgromowych i poprawność doboru przewodów ze względu na wytrzymałość cieplną.

Jako pierwszy analizie poddano wpływ zmian rezystancji uziomów części słupów w linii na maksymalne wartości prądów, jakie będą płynąć w przewodzie odgromowym w poszczególnych przęsłach linii. Można się spodziewać, że zwiększanie rezystancji uziemień będzie powodować obniżanie wartości prądu zwarciovego płynącego przez uziomy słupów i ziemię, przy jednoczesnym wzroście prądu płynącego w przewodach odgromowych. Zmianie ulegną proporcje podziału prądu zwarciovego na część płynącą w przewodach odgromowych i część płynącą ziemią, które są określone współczynnikiem redukcijnym. Jest to sytuacja potencjalnie groźna, mogąca teoretycznie, w skrajnym przypadku, skutkować

uszkodzeniem cieplnym przewodów odgromowych dobranych na podstawie obliczeń wykonywanych dla mniejszej rezystancji uziomów.

Zmniejszanie rezystancji uziemień słupów będzie z kolei powodować sytuację odwrotną – udział prądu zwarciego w przewodach odgromowych będzie mniejszy, gdyż większa część prądu zwarciego popłynie przez drogę o mniejszej impedancji, tj. przez uziomy słupów i ziemię, nie powodując wzrostu zagrożenia uszkodzeniem cieplnym przewodów odgromowych.

Przykład analizy wpływu zmian rezystancji uziemia słupów na wartości prądów w przewodach odgromowych przedstawiono na rysunku 6.1 ilustrującym analizę wykonaną dla linii 110 kV o długości 12 km. W analizie zaprezentowano wartości maksymalne prądów zwarciovych płynących w danym odcinku przewodu odgromowego przy zwarciach na kolejnych słupach. Wartości obliczono dla przypadku, gdy rezystancje uziemia wszystkich słupów są jednakowe i wynoszą 10Ω , oraz przypadku, gdy rezystancje uziemia słupów 21–30 są zwiększone do 20Ω lub obniżone do 5Ω .

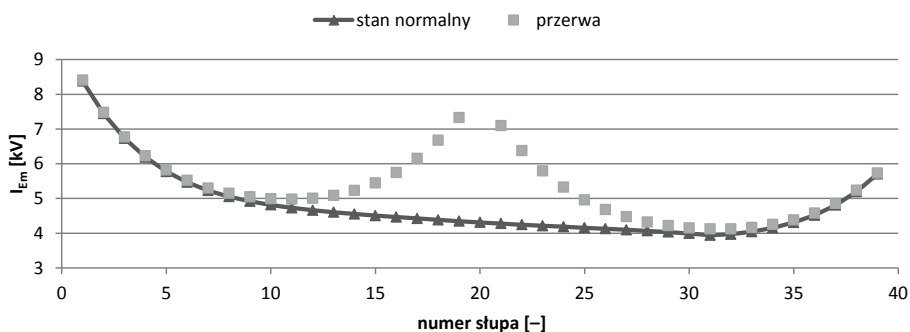


Rys. 6.1. Wpływ zmian wartości rezystancji uziemia słupów na maksymalne wartości prądów płynących w przewodach odgromowych

Wyniki uzyskane dla prezentowanego przykładu wskazują na niewielki, sięgający 10%, wzrost wartości maksymalnych prądów, obserwowanych w przewodzie odgromowym przy zwiększeniu rezystancji uziemia słupów, przy czym największe zmiany obserwuje się w otoczeniu słupów, gdzie rezystancja uziomów ulega zmianie. Nie powinno to stanowić istotnego zagrożenia dla przewodów odgromowych. Zmniejszenie rezystancji uziomów słupów w części linii skutkuje nieznacznym obniżeniem wartości prądów w przewodach odgromowych w otoczeniu tych słupów.

Dużo groźniejszą sytuacją, zwłaszcza dla linii wyposażonej w pojedynczy przewód odgromowy, jest przerwanie jego ciągłości. Wówczas wartości maksymalnego prądu obserwowanego w poszczególnych przęsłach linii istotnie się zwiększają. Największy wzrost wartości prądu będzie obserwowany oczywiście w pobliżu miejsca przerwania przewodu odgromowego. Przykład różnic w wartościach maksymalnego prądu płynącego w przewodzie odgromowym dla układu z zachowaną ciągłością przewodów odgromowych (oznaczonym na rysunku jako stan normalny) oraz z przerwą przewodu odgromowego w przęśle między słupem 19 i 20 przedstawiono na rysunku 6.2. W prezentowanym przykładzie występowa-

nie przerwy w przewodzie odgromowym powoduje prawie dwukrotny wzrost maksymalnej wartości prądu płynącego w przewodach odgromowych w pobliżu przerwy względem prądu obserwowanego w układzie z zachowaną ciągłością przewodu odgromowego. Może to powodować istotne zagrożenie dla wytrzymałości cieplnej przewodów odgromowych, zwłaszcza gdy przerwa wystąpi w środkowej części linii, gdzie stosuje się często przewody o mniejszej wytrzymałości cieplnej.



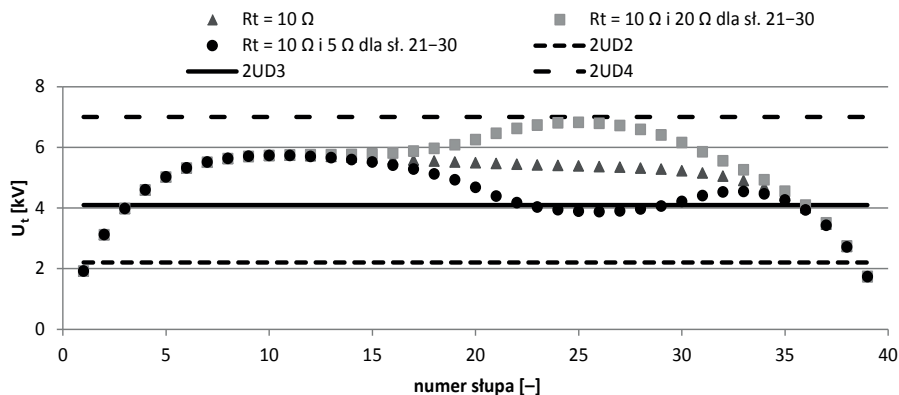
Rys. 6.2. Wpływ przerwy w ciągłości przewodu odgromowego na maksymalne wartości prądów płynących w przewodach odgromowych

6.3. Ochrona przeciwporażeniowa przy uszkodzeniach

Rozważane powyżej zakłócenia, polegające na zmianie rezystancji uziemienia części słupów czy przerwie w przewodzie odgromowym, wpływają także na wartości napięć uziomowych (potencjałów słupów) i przekładają się na warunki ochrony przeciwporażeniowej.

Rysunek 6.3 przedstawia wartości napięć uziomowych, w sytuacji gdy rezystancje wszystkich słupów są jednakowe i wynoszą 10Ω oraz w przypadku gdy rezystancje uziemienia słupów 21–30 są zwiększone do 20Ω lub obniżone do 5Ω . Dodatkowo, na wykresie przedstawiono podwojone dopuszczalne wartości napięć dotykowych dla różnych lokalizacji słupów (przyjmując czas trwania zwarcia $0,3 \text{ s}$), pozwalające na ocenę bezpieczeństwa przeciwporażeniowego.

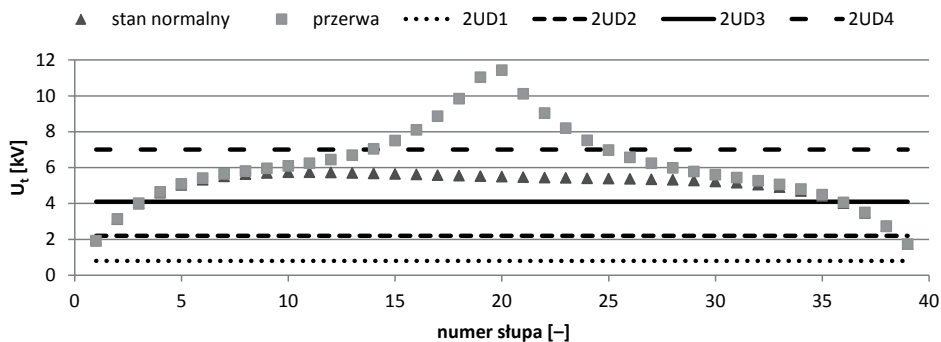
Można zauważyć istotny wpływ wartości rezystancji uziemienia słupów na wartości napięć uziomowych. Wzrost rezystancji uziemienia części słupów powoduje duży, dochodzący do 40%, wzrost napięć uziomowych. W analizowanej linii dla części słupów osiągnęte są wówczas wartości napięć zbliżone do wartości granicznych dopuszczalnych w czwartej (najbardziej liberalnej) kategorii lokalizacji słupów. Może to powodować konieczność stosowania dodatkowych, zwykle kosztownych, rozwiązań w celu zapewnienia wymaganego bezpieczeństwa przeciwporażeniowego.



Rys. 6.3. Wpływ zmian rezystancji uziemienia słupów na ochronę przeciwporażeniową w linii

Z kolei zmniejszenie rezystancji części uziomów słupów pozwala na znaczną redukcję napięć uziomowych, umożliwiając uzyskanie w prezentowanym przykładzie spełnienia warunku ochrony przeciwporażeniowej dla trzeciej kategorii lokalizacji.

O tym, jak groźne z punktu widzenia ochrony przeciwporażeniowej mogą być przerwy w przewodzie odgromowym, świadczy przykład prezentowany na rysunku 6.4. Można tu zauważyć dwukrotny wzrost napięć uziomowych w pobliżu miejsca przzerwania ciągłości przewodu odgromowego.



Rys. 6.4. Wpływ przerwy w ciągłości przewodu odgromowego na ochronę przeciwporażeniową w linii

6.4. Skuteczność działania zabezpieczeń

W liniach elektroenergetycznych 110 kV, 220 kV i 400 kV do wykrywania zwarć doziemnych są stosowane trzy podstawowe typy zabezpieczeń: zabezpieczenia odległościowe (podimpedancyjne), zabezpieczenia różnicowe i zabezpieczenia nadprądowe reagujące na wzrost składowej zerowej prądu. Przy doborze i weryfikacji nastawień tych typów zabezpie-

czeń powszechnie korzysta się z wyników obliczeń zwarciovych opartych na metodzie składowych symetrycznych. Zakłócenia w układzie odgromowym (przerwy w przewodach odgromowych, izolowanie przewodów odgromowych od konstrukcji słupa, zmiana rezystancji uziemienia słupów) nie są i nie mogą być analizowane przy użyciu tej techniki obliczeniowej.

Proponowana przez autora metoda obliczeniowa wykorzystująca modele wieloprzewodowe umożliwia ocenę wpływu wymienionych czynników na działanie zabezpieczeń. Pozwala ona ocenić, czy powszechnie stosowane podejście do nastawiania zabezpieczeń jest właściwe, jakie niesie ze sobą błędy i jakie mogą być tego konsekwencje.

Zabezpieczenie ziemnozwarciowe nadprądowe stanowi najprostsze zabezpieczenie stosowane w celu ochrony linii od skutków zwarcí. W Polsce wykorzystuje się je jako zabezpieczenie rezerwowe, które powinno wyłączyć linię, w przypadku gdy zawiodą inne zabezpieczenia. Wielkością kryterialną dla tego zabezpieczenia jest potrojona wartość składowej zerowej prądu mierzonego w miejscu zainstalowania zabezpieczenia. Pomiar składowej zerowej prądu linii odbywa się za pomocą trzech przekładników prądowych, których wartości prądów strony wtórnej są albo sumowane przez odpowiednie połączenie samych przekładników (układ Holmgreena), albo wyznaczane w zabezpieczeniu na podstawie pomiaru trzech prądów fazowych (układ pełnej gwiazdy). Niezależnie od fizycznego sposobu realizacji pomiaru składowej zerowej prądu zabezpieczenie pobudzi się przy spełnieniu warunku:

$$\frac{3I_0}{k_i} > I_r \quad (6.1)$$

$$3I_0 = |I_A + I_B + I_C|$$

gdzie: I_r – wartość prądu rozruchowego zabezpieczenia,
 k_i – przekładnia przekładników prądowych.

Zabezpieczenie nastawiane jest z reguły na dwa stopnie o zróżnicowanym czasie zwłoki. Do wyznaczenia nastawienia wartości prądu rozruchowego obu członów wykorzystuje się obliczoną wartość prądu zwarciovego, jaki będzie płynąć w miejscu zainstalowania zabezpieczenia (na początku chronionej linii) przy jednofazowym zwarciu na końcu linii. Wartości rozruchowe przyjmuje się według następujących zależności:

$$I_{rI} \geq k_{bI} \frac{3I_{0B}}{k_i} \quad (6.2)$$

$$I_{rII} \geq \frac{3I_{0B}}{k_{bII} k_i} \quad (6.3)$$

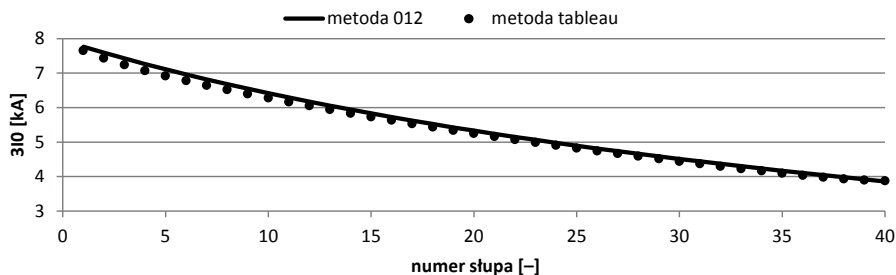
gdzie: I_{rI} – wartość prądu rozruchowego zabezpieczenia stopnia pierwszego,
 I_{rII} – wartość prądu rozruchowego zabezpieczenia stopnia drugiego,
 k_{bI} – współczynnik bezpieczeństwa stopnia pierwszego (1,3–1,5),
 k_{bII} – współczynnik bezpieczeństwa stopnia drugiego (co najmniej 2),
 $3I_{0B}$ – potrojona wartość składowej zerowej prądu przy zwarciu na końcu chronionej linii.

Stosowanie klasycznego podejścia do obliczeń zwarciovych bazuje na dwóch uproszczeniach. Po pierwsze, przy wyznaczaniu impedancji składowej zerowej linii pomija się rezystancję uziemienia słupów, która wpływa przecieź na rozptyw prądu zwarciovego po-

między przewody odgromowe a ziemię. Po drugie, wykonując redukcję Krona, zakłada się, że potencjał na początku i końcu przewodu odgromowego wynosi zero. O ile w przypadku rozpatrywania linii łączącej dwie stacje elektroenergetyczne jako całości uproszczenie to jest zrozumiałe (wartości rezystancji uziemienia stacji są zazwyczaj niewielkie), to rozpatrując zwarcie w linii w pewnej odległości od stacji, trudno się zgodzić, że potencjał przewodu odgromowego w miejscu zwarcia jest bliski zeru, jeżeli typowa wartość rezystancji uziemienia słupa wynosi 10–15 Ω .

Na rysunku 6.5 przedstawiono porównanie wartości potrojonej składowej zerowej prądu obliczonego metodą składowych symetrycznych z wartościami uzyskanymi z modelu wieloprzewodowego. Porównania dokonano dla analizowanej wcześniej linii 110 kV o długości 12 km, zakładając zwarcia jednofazowe na kolejnych słupach linii.

Wartości potrojonej składowej zerowej prądu obliczanej metodą dokładną wieloprzewodową są w prezentowanym przykładzie do 3% mniejsze od wartości uzyskanych metodą standardową. Różnice w obliczonych wartościach widoczne są najsilniej w początkowej części linii (słupy 2–8), gdzie rezystancja pomiędzy przewodem odgromowym a ziemią jest stosunkowo duża (przewód odgromowy połączony jest z ziemią tylko przez kilka połączonych równolegle rezystancji uziemień). W miarę przesuwania się miejsca zwarcia od stacji początkowej do stacji końcowej rośnie liczba połączonych ze sobą równolegle słupów i wypadkowa rezystancja maleje. Powoduje to zwiększanie się zbieżności wyników uzyskiwanych metodą dokładną (zaproponowaną w monografii) i metodą standardową.

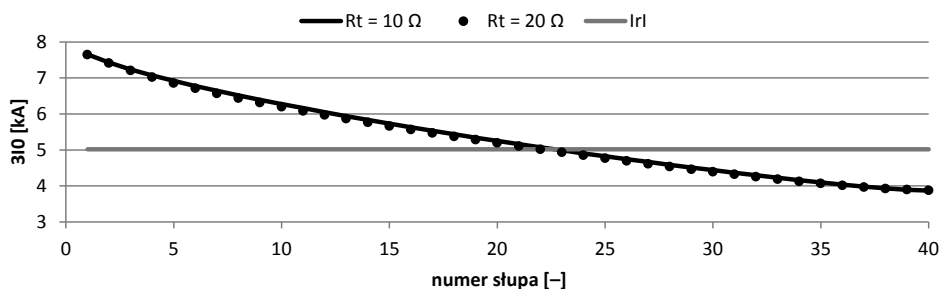


Rys. 6.5. Porównanie wartości potrojonej składowej zerowej prądu obliczanej metodą składowych symetrycznych i metodą wieloprzewodową

Przykład wskazuje, że zastosowanie metody standardowej nie powoduje istotnych różnic obliczanej wartości składowej zerowej prądu względem metody dokładnej, zwłaszcza jeżeli celem obliczania składowej zerowej prądu jest dobór nastawień zabezpieczeń. Wówczas oblicza się wartość składowej zerowej przy zwarcu na końcu linii, gdzie różnice pomiędzy wartościami obliczanymi metodą standardową i dokładną zbieżają się do zera.

Następnie dokonano oceny wpływu zakłóceń w systemie ochrony odgromowej na działanie zabezpieczenia zerowoprądowego. Rysunek 6.6 przedstawia wartości potrojonej składowej zerowej prądu na początku zabezpieczanej linii dla zwań zlokalizowanych na kolejnych słupach linii. Analizę wykonano, zakładając rezystancję uziemienia słupów 10 Ω jako wartość wyjściową, a następnie powtórzono przy dwukrotnie większej rezystancji uzie-

mienia wszystkich słupów. Dla obu wartości rezystancji uziemienia słupów uzyskano bardzo zbliżone wartości składowej zerowej prądu, co jest zrozumiałe, ponieważ rezystancja słupów wpływa na podział prądu zwarciego pomiędzy część płynącą ziemią i część płynącą przewodami odgromowymi, a tylko nieznacznie zmienia wartość prądu zwarciego. Na rysunku 6.6 przedstawiono też linię oznaczoną jako I_{rl} , wyznaczającą próg działania¹ pierwszego stopnia zabezpieczenia nadprądowego. Przecięcie linii określającej próg działania zabezpieczenia z wartościami potrójnej składowej zerowej prądu określa zasięg działania zabezpieczenia, wynoszący w tym przypadku nieco ponad połowę długości linii, tj. do słupa 22. Co istotne, zasięg działania zabezpieczenia nadprądowego nie zależy od rezystancji uziemienia słupów.



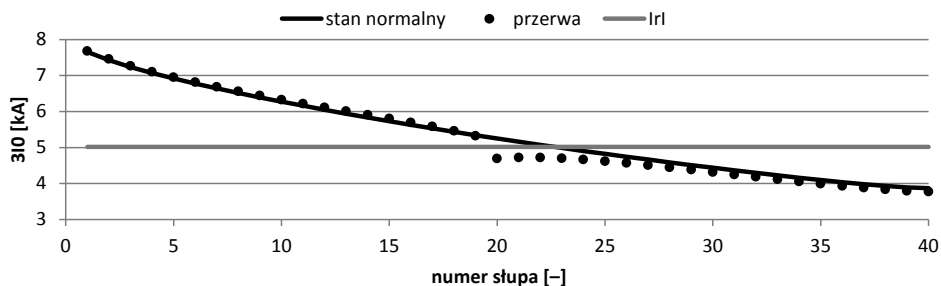
Rys. 6.6. Wartości potrójnej składowej zerowej prądu dla różnych rezystancji uziemienia słupów

Jako kolejny czynnik wpływający na skuteczność działania zabezpieczenia przeanalizowano sytuację wystąpienia braku ciągłości w przewodzie odgromowym. Można się spodziewać, że przerwa w przewodzie odgromowym spowoduje, że wartości prądów przy zwarciah występujących za miejscem przerwy będą mniejsze niż w układzie z ciągłością przewodów odgromowych. Potwierdza to rysunek 6.7 ilustrujący wyniki obliczeń potrójnej składowej zerowej prądu, w sytuacji gdy występuje przerwa w przewodzie odgromowym pomiędzy przęsłem 19 a 20 linii. Zwarcia występujące na słupach bezpośrednio za przerwą w przewodzie odgromowym (słupy 20–24) charakteryzują się mniejszymi wartościami prądu niż w przypadku zachowania ciągłości przewodów odgromowych. W prezentowanym przykładzie różnice w wartościach prądów w obu przypadkach sięgają 10%. Może to powodować skrócenie zasięgu zabezpieczenia, jeżeli przerwa w przewodzie odgromowym wystąpi w pobliżu maksymalnego zasięgu zabezpieczenia dla stanu normalnego. W niniejszym przykładzie zasięg zabezpieczenia zmniejszy się do słupa 19.

Analizując wpływ czynników mogących oddziaływać na wartości prądów składowej zerowej, a tym samym na skuteczność działania zabezpieczeń nadprądowych, można stwierdzić, że jedynym zagrożeniem dla poprawności działania zabezpieczeń zerowoprądowych, związanych z układem ochrony odgromowej, są przerwy w przewodzie odgromowym linii wyposażonych w pojedynczy przewód odgromowy. Mogą one, w zależności od lokalizacji miejsca zwarcia, spowodować częściowe skrócenie zasięgu działania pierwszego stopnia

¹ W celu łatwiejszego porównania prezentowana wartość rozruchowa jest odniesiona do strony pierwotnej, tj. nie uwzględnia zawartej we wzorze (6.2) przekładni przekładników prądowych.

zabezpieczenia. Nie jest to sytuacja szczególnie groźna, bo i tak pierwszy stopień zabezpieczenia nadprądowego zabezpieczenie nigdy nie chroni całej linii, stanowiąc rezerwę dla zabezpieczeń podstawowych linii (impedancyjnych i/lub różnicowych) i będąc jednocześnie rezerwowany przez drugi stopień zabezpieczenia nadprądowego obejmującego z zapasem całą linię.



Rys. 6.7. Wartości potrojonej składowej zerowej prądu w układzie z ciągłością przewodu odgromowego oraz z przerwą w przewodzie odgromowym

Podstawowym zabezpieczeniem wykorzystywanym do ochrony linii przed skutkami zwarć są od wielu lat zabezpieczenia podimpedancyjne, nazywane również odległościowymi. Algorytmy działania zabezpieczeń odległościowych są dość złożone [25, 63, 66], dlatego w niniejszej pracy omówione i przeanalizowane zostaną jedynie aspekty związane z zachowaniem się tych zabezpieczeń przy zwarciach jednofazowych.

Działanie zabezpieczeń opiera się na pomiarze napięć i prądów zabezpieczanej linii, na podstawie których wyznacza się bieżącą wartość impedancji. W ogólnym przypadku impedancja jest mierzona jako:

$$\underline{Z}_p = R_p + jX_p = \frac{U_p}{I_p} \quad (6.4)$$

gdzie: U_p – napięcie mierzone przez zabezpieczenie,
 I_p – prąd mierzony przez zabezpieczenie.

Zmierzona impedancja jest następnie porównywana z nastawionymi wartościami rozruchowymi i na tej podstawie podejmuje się decyzję o ewentualnym wyłączeniu linii. Wartości impedancji rozruchowej określają na zespolonej płaszczyźnie impedancji powierzchnię definiującą strefę działania zabezpieczenia. W zależności od konstrukcji zabezpieczenia strefy działania mogą mieć różne kształty. We współczesnych zabezpieczeniach cyfrowych charakterystyki rozruchowe mają najczęściej kształt wieloboku, w rozwiązaniach starszych były stosowane charakterystyki o kształcie kolistym [41, 66]. Jeżeli mierzona impedancja (rozumiana jako wartość zespolona) znajduje się wewnątrz określonej strefy przez czas dłuższy niż przypisana do strefy zwłoka czasowa, następuje najpierw pobudzenie zabezpieczenia, a po ustawionym czasie generowanie sygnału działającego na wyłączenie linii.

W przypadku zwarć jednofazowych w pomiarze impedancji \underline{Z}_p wykorzystuje się napięcie fazowe zwartej fazy oraz wartość prądu fazy zwartej powiększoną o iloczyn potrojonej

składowej zerowej prądu i współczynnika kompensacji k_k [66]. Przy zwarceniu w fazie A mierzone będą wartości:

$$\begin{aligned} \underline{U}_p &= \underline{U}_A \\ \underline{I}_p &= \underline{I}_A + 3\underline{I}_0 k_k \end{aligned} \quad (6.5)$$

gdzie: \underline{U}_A – napięcie fazowe fazy A,
 \underline{I}_A – prąd fazy A,
 \underline{I}_0 – składowa zerowa prądu.

Współczynnik kompensacji prądowej definiuje się następująco:

$$k_k = \frac{1}{3} \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \quad (6.6)$$

gdzie: Z_0 – impedancja dla składowej zerowej zabezpieczanej linii,
 Z_1 – impedancja dla składowej zgodnej zabezpieczanej linii.

Wprowadzenie współczynnika kompensacji prądowej powoduje, że mierzona przy zwarceniu jednofazowym wartość impedancji od miejsca zainstalowania do miejsca zwarcia jest taka sama jak przy zwarceniu trójfazowym i odpowiada impedancji dla składowej zgodnej linii. Ułatwia to nastawianie i obsługę zabezpieczenia.

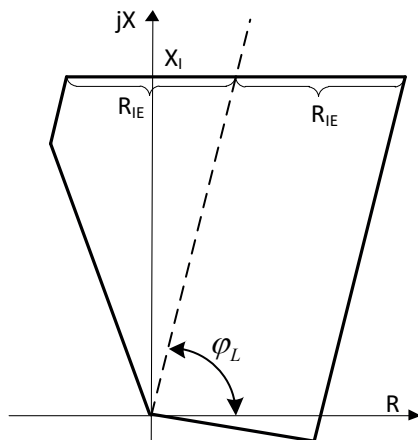
Nastawienia zabezpieczenia dokonuje się na podstawie danych dotyczących zabezpieczanej linii, przyjmując że zasięg działania pierwszej strefy zabezpieczenia powinien objąć około 85% długości chronionej linii, natomiast zasięg strefy drugiej powinien obejmować pozostałą część linii, szyny kolejnej stacji i sięgać do około połowy długości kolejnej linii.

Na rysunku 6.8 przedstawiono wygląd charakterystyki wielobokowej strefy I w zabezpieczeniu Siprotec 7SA6 firmy Siemens [25]. Na rysunku oznaczono wartości wybranych nastawień pozwalających na kształtowanie charakterystyki. Są to trzy następujące parametry:

- reaktancja rozruchowa strefy I X_1 , kształtująca wysokość wieloboku, decydująca o zasięgu działania strefy;
- rezystancja rozruchowa dla zwarc jednofazowych R_{IE} , kształtująca szerokość wieloboku, decydująca o tolerancji zabezpieczenia przy zwarceniach doziemnych przez dodatkową rezystancję (np. rezystancję łuku);
- kąt impedancji linii φ_L , określający stosunek składowej zgodnej reaktancji linii do jej rezystancji, decydujący o nachyleniu wieloboku.

O ile sposób nastawiania w zabezpieczeniu linii zasięgu danej strefy czy kąta nachylenia charakterystyki rozruchowej nie budzi żadnych wątpliwości i jest obszernie omawiany w literaturze przedmiotu, to już sposób nastawienia tolerancji zabezpieczenia na zwarcia jednofazowe przez rezystancję przejścia wymaga krótkiego omówienia. Literatura [25, 41] zaleca, aby rezystancję dla zwarc doziemnych przyjmować jako sumę rezystancji łuku elektrycznego R_l i rezystancji uziemiaenia słupa R_t (6.7), a nawet powiększać do granicy działania blokady kołysaniowej:

$$R_{IE} = R_l + R_t \quad (6.7)$$



Rys. 6.8. Sposób definiowania charakterystyki rozruchowej w zabezpieczeniu Siemens 7SA6

Rezystancja łuku może być szacowana przy użyciu empirycznego wzoru Warringtona [41], na podstawie wartości początkowego prądu zwarciovego i długości łuku.

Analizowane w pracy zwarcia doziemne, dla których wartości towarzyszących im prądów i napięć są obliczane w układach wieloprzewodowych, umożliwiają ocenę zachowania się zabezpieczeń impedancyjnych przy zakłóceniach w systemie ochrony odgromowej. Jako przykład możliwości wykorzystania wartości napięć i prądów wyznaczanych metodą tableau w układzie wieloprzewodowym w niniejszym rozdziale prezentowane są analizy wykonane dla jednotorowej linii 110 kV o długości 12 km. Przyjęto, że linia jest zabezpieczona układem Siemens Siprotec 7SA6 o następujących, wynikających z parametrów linii, nastawieniach, których wartości zestawiono w tabeli 6.1.

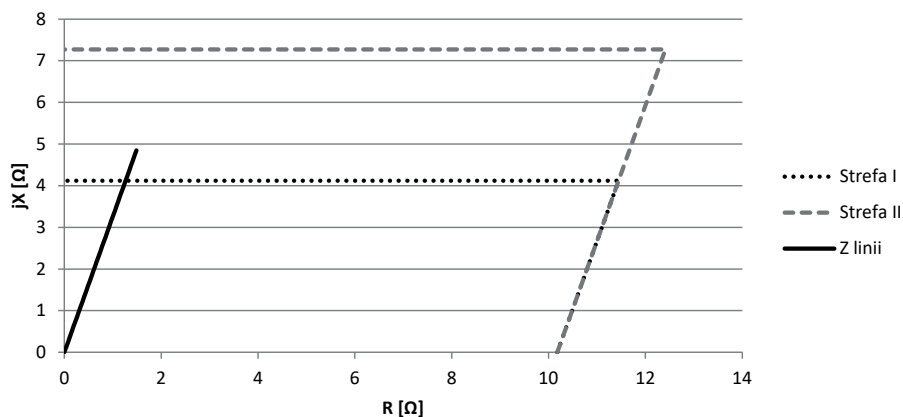
Uzyskane na podstawie wyznaczonych nastawień charakterystyki rozruchowe zabezpieczenia dla strefy I i II przedstawiono na rysunku 6.9. Prezentowane charakterystyki ograniczono do pierwszej ćwiartki płaszczyzny zespolonej $R - jX$. Na płaszczyźnie zespolonej pokazano również odcinek (linia ciągła koloru czarnego) reprezentujący wartość impedancji odpowiadającej składowej zgodnej zabezpieczanej linii. Początek odcinka, przypadający w początku układu współrzędnych, odpowiada zwarcia na początku linii, natomiast koniec odcinka, przypadający już w drugiej strefie działania zabezpieczenia, odpowiada zwarcia na końcu chronionej linii.

Można zauważyć, że nastawiona rezystancja rozruchowa strefy pierwszej jest około dwukrotnie większa od reaktancji rozruchowej. Wynika to z przyjętego sposobu nastawiania rezystancji (6.7), uwzględniającego rezystancję uziemiania słupa linii i rezystancję łuku. Uzyskane nastawienie jest zgodne z zaleceniami producenta [25] sugerującego, że stosunek nastawionej rezystancji do reaktancji dla linii krótkich może wynosić od 2 do 5.

Tabela 6.1

Zestawienie parametrów zabezpieczanej linii oraz nastawień zabezpieczenia impedancyjnego

Wielkość	Oznaczenie	Jednostka	Wartość
Długość linii	l	km	12
Impedancja jednostkowa linii dla składowej zgodnej	$Z_{\pm 1}$	Ω/km	$0,124 + j0,404$
Impedancja jednostkowa linii dla składowej zerowej	Z_0	Ω/km	$0,334 + j1,118$
Kąt impedancji linii	φ_L	$^\circ$	72,9
Rezystancja łuku	R_l	Ω	0,2
Rezystancja uziemienia słupa	R_t	Ω	10
Współczynnik kompensacji prądowej	k_k	–	$0,587 + j0,007$
Reaktancja strefy I zabezpieczenia	X_I	Ω	4,12
Rezystancja przy zwarciach doziemnych dla strefy I zabezpieczenia	R_{IE}	Ω	10,2
Czas zwłoki I strefy	t_I	s	0
Reaktancja strefy II zabezpieczenia	X_{II}	Ω	7,27
Rezystancja przy zwarciach doziemnych dla strefy II zabezpieczenia	R_{IIE}	Ω	10,2
Czas zwłoki II strefy	t_{II}	s	0,3



Rys. 6.9. Charakterystyka rozruchowa zabezpieczenia Siemens 7SA6 (pierwsza ćwiartka płaszczyzny R – jX)

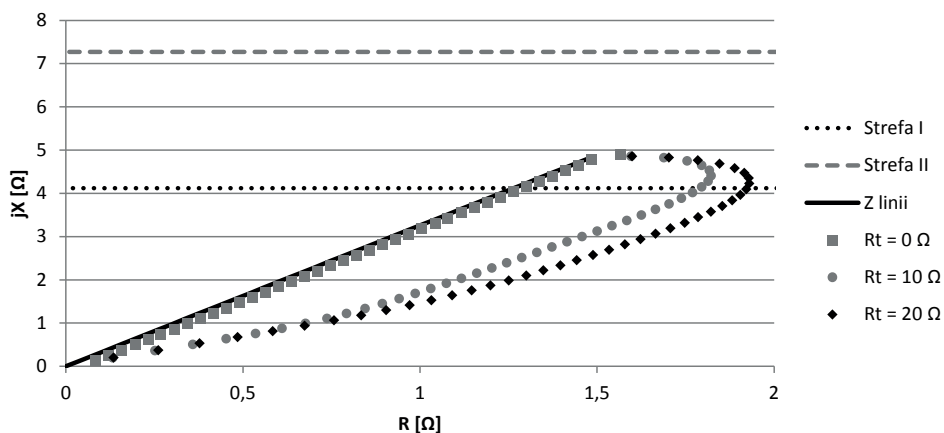
Do analizy działania zabezpieczeń stosuje się powszechnie programy obliczeniowe wykorzystujące reprezentację sieci w postaci składowych symetrycznych, pomijając rezystancję uziemiania słupów. Dlatego wykorzystując możliwości modelu wieloprzewodowego, dokonano oceny wpływu rezystancji uziemienia słupów na wartości impedancji mierzonej przez zabezpieczenie odległościowe. Wykonano serię obliczeń, zakładając, że zwarcie jednofazowe (fazy A do konstrukcji słupa) występuje na kolejnych słupach linii (od słupa 1 do słupa 40). Dla każdego miejsca zwarcia określono wartości prądów i napięć (6.5) wykorzystywane przez zabezpieczenie w celu określenia impedancji pętli zwarcia (6.4). Punkty odpowiadające obliczonym wartościom impedancji naniesiono na płaszczyznę zespoloną $R - jX$. Wyniki tych analiz przedstawiono na rysunku 6.10, prezentując wartości impedancji obliczonej dla trzech różnych wartości uziemienia wszystkich słupów linii.

Na rysunku tym powiększono skalę osi R , aby w czytelny sposób przedstawić wpływ rezystancji słupów na uzyskiwane wyniki pomiaru impedancji. Dlatego nie jest widoczna w pełni charakterystyka rozruchowa zabezpieczenia, a jedynie widoczne są zasięgi reakcyjne strefy I i II. Pełną charakterystykę analizowanego zabezpieczenia pokazano na rysunku 6.9.

Przyjmując typowe wartości uziemienia słupów linii 110 kV (10Ω), uzyskuje się na płaszczyźnie zespolonej rozkład impedancji odpowiadający zwarciom na kolejnych słupach, przesuwający się na prawo od linii wyznaczającej wartość impedancji zgodnej (oznaczonej na wykresie jako Z linii). Maksymalne przesunięcie pomiędzy rezystancją linii wynikającą z jej składowej zgodnej a mierzoną wartością rezystancji obserwuje się w odległości około 80% długości linii, tj. na początku drugiej strefy działania zabezpieczenia. W prezentowanym przykładzie dodatkowa wartość zmierzonej przez zabezpieczenie rezystancji wynosi około $0,5 \Omega$. Taka wartość, zważywszy na szeroko nastawioną tolerancję rezystancji ($R_{IE} = 10,2 \Omega$), w żaden sposób nie zakłóci działania zabezpieczenia ani przy zwarciach w strefie pierwszej, ani w strefie drugiej. Warto zauważyć, że prosty sposób nastawiania tolerancji rezystancji (6.7), uwzględniający rezystancję pojedynczego słupa, a nie równoległego połączenia pewnej liczby słupów, może powodować nadmierne rozciągnięcie charakterystyki rozruchowej. Rzeczywiste wartości rezystancji mierzonej przez zabezpieczenia impedancyjne w układzie z przewodami odgromowymi będą zdecydowanie mniejsze, niż mogłoby wynikać z rezystancji pojedynczego słupa. Z drugiej jednak strony nastawienie nadmiernie dużej tolerancji rezystancji nie jest groźne, o ile nie wchodzi ona w obszar blokady kołysaniowej czy w obszar obciążeń roboczych linii.

Rezystancja uziemienia słupów praktycznie nie wpływa na wartość mierzonej przez zabezpieczenie reakcji, zatem nie należy się spodziewać problemów ze zmianą zasięgu stref. Ponadto nie będą występowały zakłócenia w działaniu lokalizatora zwarć opartego na pomiarze reakcji pętli zwarciowej.

Zmniejszenie rezystancji słupów do zera, prezentowane na rysunku 6.10, prowadzi do zmniejszenia różnic pomiędzy impedancją mierzoną przez zabezpieczenie a oczekiwaną wartością impedancji tj. składowej zgodnej impedancji linii). Uzyskane punkty, odpowiadające mierzonej impedancji, praktycznie pokrywają się z linią odpowiadającą impedancji dla składowej zgodnej. Niewielkie różnice występujące na początku i na końcu linii wiążą się z uwzględnieniem w modelu wieloprzewodowym rezystancji uziemienia w stacjach.



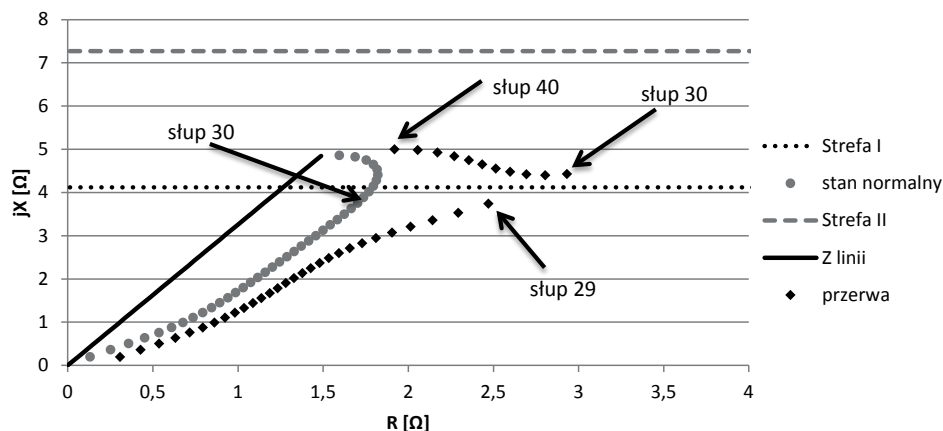
Rys. 6.10. Wpływ rezystancji uziemienia słupów na pomiar impedancji przy zwarciach jednofazowych

Z kolei wzrost wartości rezystancji uziemienia słupów do $20\ \Omega$ prowadzi do powstania większych różnic pomiędzy oczekiwaną a mierzoną przez zabezpieczenie wartością impedancji. Tak jak w przypadku uziemienia słupów przez rezystancję $10\ \Omega$, zmianie ulega jedynie mierzona rezystancja, a reaktancja pozostaje praktycznie bez zmian. Zatem również w tym przypadku nie należy oczekiwać problemów w działaniu zabezpieczenia.

Drugim rozpatrywanym zakłóceniem mogącym wpływać na skuteczność działania zabezpieczeń impedancyjnych jest zakłócenie ciągłości przewodów odgromowych. Na rysunku 6.11 przedstawiono wyniki obliczeń mierzonej przez zabezpieczenie impedancji w przypadku przerwy w przewodzie odgromowym pomiędzy słupem 29 a 30 analizowanej linii składającej się z 40 przęseł. Na rysunku pokazano wartości impedancji mierzonej w układzie z zachowaną ciągłością przewodów odgromowych (oznaczone jako stan normalny), uwzględniając rezystancję uziemienia słupów wynoszącą $10\ \Omega$. Czarnymi kropkami oznaczono wartości impedancji, jakie zmierzy zabezpieczenie w przypadku przerwy w przewodzie odgromowym.

Wartości impedancji mierzone w układzie z przerwą w przewodzie odgromowym są przesunięte na prawo względem impedancji mierzonych dla stanu normalnego. W miarę przesuwania miejsca zwarcia do przerwy w przewodzie odgromowym przęśla 29–30) wartości mierzonej rezystancji coraz bardziej odbiegają od wartości uzyskiwanej w układzie normalnym, z zachowaną ciągłością przewodu odgromowego. Zwarcie na słupie 30, umiejscowionym bezpośrednio za przęsłem, w którym założono przerwę w przewodzie odgromowym, charakteryzuje się najwyższą wartością mierzonej rezystancji, o $1,2\ \Omega$ większą niż dla układu z zachowaną ciągłością przewodów odgromowych. Przy zwarciu na słupie 30 zmianie ulega również wartość reaktancji, która jest o około $0,5\ \Omega$ większa w przypadku przerwy w przewodzie odgromowym niż przy zachowaniu ciągłości przewodu. W analizowanym przypadku, gdy lokalizacja przerwy w przewodzie odgromowym jest zbliżona do granicy pierwszej strefy zabezpieczenia, może to powodować skrócenie zasięgu działania pierwszej strefy. Wówczas część zwarć, których lokalizacja wskazywałaby, że zostaną one

wykryte przez pierwszą strefę zabezpieczenia i bezzwłocznie wyłączone, będzie wykrywana w strefie drugiej i wyłączana z czasem wynikającym z nastawienia zwłoki czasowej drugiego stopnia (zwykle około 0,3 s). W prezentowanym przykładzie zasięg strefy pierwszej skraca się z zasięgu projektowanego wynoszącego 85% długości linii, tj. do słupa 34, do słupa 29, tj. do 72% długości linii.



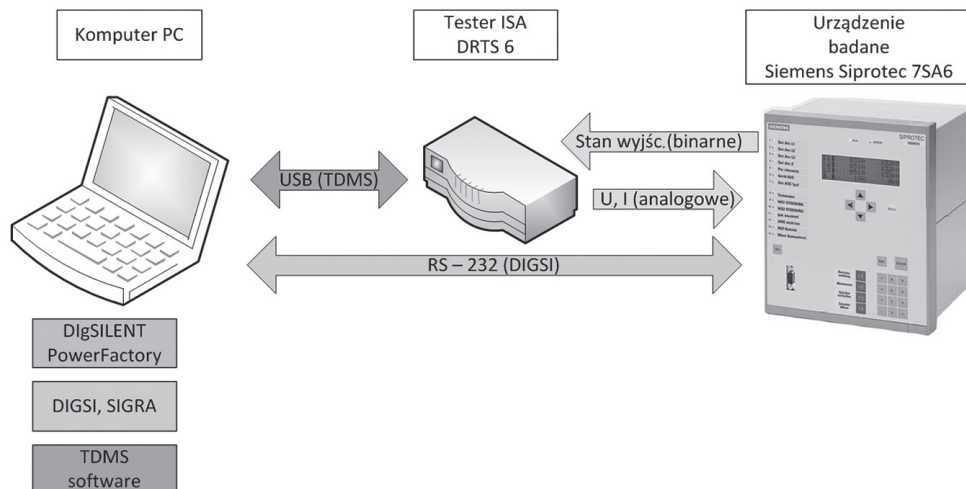
Rys. 6.11. Wpływ przerwy w przewodzie odgromowym na pomiar impedancji przy zwarciach jednofazowych

W celu potwierdzenia możliwości występowania zaobserwowanego problemu wykonano próby laboratoryjne z wykorzystaniem rzeczywistego zabezpieczenia odległościowego Siemens 7SA6. Celem próby było sprawdzenie, czy rzeczywiste urządzenie, nastawione zgodnie z obowiązującymi zasadami, zachowa się poprawnie w przypadku zwarcia w linii z niezachowaną ciągłością przewodu odgromowego.

Ogólny schemat zastosowanej metody przedstawiono na rysunku 6.12. Stanowisko badawcze składało się z komputera PC wyposażonego w oprogramowanie DIgSILENT PowerFactory. Oprogramowanie to umożliwia przeprowadzenie symulacji w dziedzinie czasu i – co istotne – pozwala na zapis wartości chwilowych prądów i napięć w formie wymiany danych COMTRADE [24]. Wobec uzyskanej wcześniej zgodności wyników obliczania wartości prądów w przewodach odgromowych metodą tableau i za pomocą programu PowerFactory uznano, że na potrzeby analizy może zostać wykorzystany program PowerFactory.

Komputer PC był połączony poprzez łącze USB z testerem ISA DRTS 6, który umożliwia generację sygnałów prądowych (o maksymalnej wartości 6×15 A lub 3×30 A) oraz sygnałów napięciowych (o maksymalnej wartości 4×125 V). Do sterowania pracą testera służyło oprogramowanie TDMS, które umożliwia między innymi pracę testera w trybie *Playback waveform*. W tym trybie możliwe jest wczytanie do testera przebiegów uzyskanych z symulacji (przy pomocy formatu danych COMTRADE) i następnie odwzorowanie ich w postaci prądów i napięć. Uzyskiwane w ten sposób analogowe sygnały są przekazywane do zabezpieczenia poprzez połączenie wyjść prądowych i napięciowych testera z odpowiednimi wejściami pomiarowymi zabezpieczenia. Z kolei wyjścia przekaźnikowe (binarne) za-

bezpieczenia, przyjmujące stan zamknięty przy pobudzeniu zabezpieczenia i przy działaniu zabezpieczenia na wyłączenie, połączono z wejściami cyfrowymi testera, umożliwiając testerowi pomiar czasów reakcji zabezpieczenia.



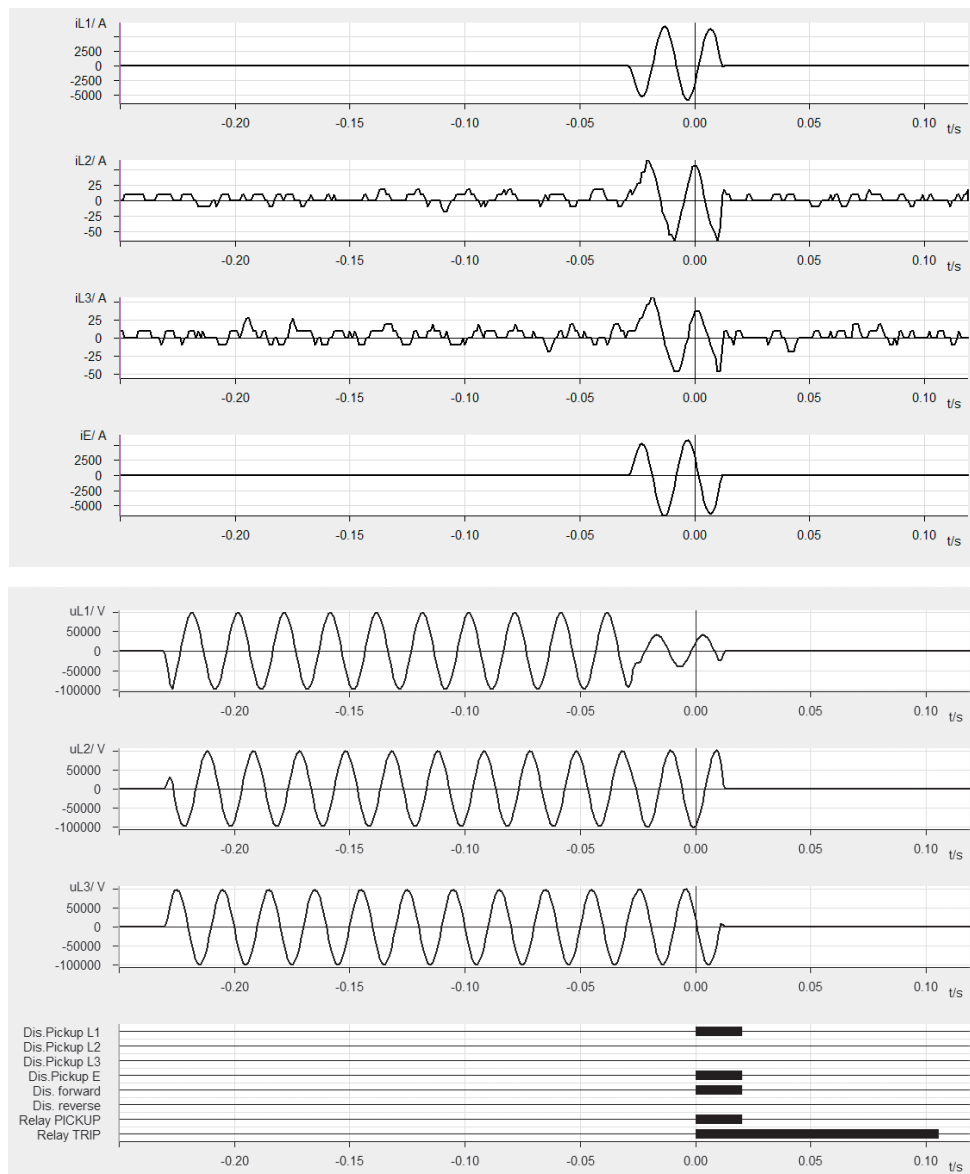
Rys. 6.12. Schemat blokowy systemu testowego

Dodatkowo, połączenie komputera łączem szeregowym z zabezpieczeniem oraz wykorzystanie programów DIGSI i SIGRA umożliwiło komunikację z zabezpieczeniem dla celów jego konfiguracji i ocenę jego działania.

W pierwszej kolejności wykonano próbę działania zabezpieczenia w układzie z zachowaną ciągłością przewodów odgromowych. Założono, że zwarcie jednofazowe wystąpiło na słupie 30. Dla takich warunków przeprowadzono symulację w dziedzinie czasu, zakładając, że zwarcie następuje po czasie 0,2 s od chwili rozpoczęcia symulacji. Przyjęto, że przed zakłóceniem linia pracuje bez obciążenia. Wykorzystując tester ISA DRTS-6, wyników powyższej symulacji użyto do zbadania działania zabezpieczenia 7SA6, oczekując pobudzenia pierwszej strefy zabezpieczenia i bezwłocznego działania zabezpieczenia na wyłączenie linii. Powtórzona pięciokrotnie próba okazała się za każdym razem pomyślna i zabezpieczenie zadziało zgodnie z oczekiwaniami.

Rysunek 6.13 przedstawia oscylogramy prądów i napięć uzyskane z rejestratora zakłóceń w zabezpieczeniu. Rejestrator aktywuje się przy każdym pobudzeniu zabezpieczenia, umożliwiając ocenę przebiegu zakłócenia. Prezentowane w pracy oscylogramy są uzyskane z programu SIGRA, służącego do analizy zdarzeń *post factum*.

Czas oznaczony jako zero jest czasem względnym, odpowiadającym chwili zidentyfikowania przez zabezpieczenie wystąpienia zakłócenia. Faktyczna chwila wystąpienia zakłócenia ma w prezentowanym przykładzie miejsce około 30 ms wcześniej. Widoczny jest wówczas wzrost prądu fazy zwartej (faza $L1$) oraz dwóch pozostałych faz ($L2$, $L3$). Wzrasta również wartość potrójnej składowej zerowej prądu (iE). Wzrostowi prądu w fazie zwartej towarzyszy widoczne obniżenie wartości napięcia ($uL1$).

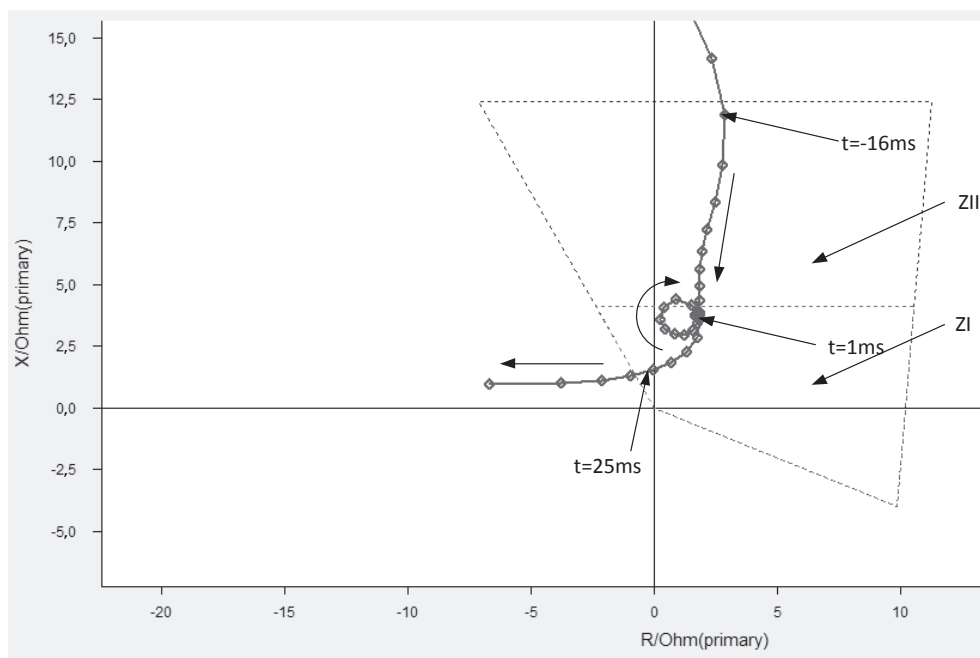


Rys. 6.13. Zarejestrowane przez zabezpieczenie 7SA6 oscylogramy prądów i napięć, a także przebiegi sygnałów binarnych przy zwarciu na słupie 30, przy zachowanej ciągłości przewodu odgromowego

W dolnej części rysunku widoczne są przebiegi sygnałów binarnych zabezpieczenia. Widać, że w chwili $t = 0$, tj. z czasem własnym około 30 ms, następuje pobudzenie zabezpieczenia impedancyjnego (*Dist. Pickup*) dla pętli L1-E. Zabezpieczenie rozpoznaje zatem prawidłowo, że zwarcie jest jednofazowe. Stan sygnału *Dist. Forward* również ulega zmianie, co świadczy o tym, że zabezpieczenie rozpoznało prawidłowo, że zwarcie jest uloko-

wane w zabezpieczanej linii, a nie w strefie wstecznej. Sygnał *Trip*, który przyjmuje stan wysoki jednocześnie z pobudzeniem zabezpieczenia, świadczy, że zabezpieczenie stara się bezzwłocznie wyłączyć linię, w której wystąpiło zwarcie. O prawidłowym działaniu zabezpieczenia, tj. o wykryciu symulowanego zwarcia w pierwszej strefie działania zabezpieczenia, świadczy brak zwłoki czasowej pomiędzy sygnałem pobudzenia (*Pickup*) a sygnałem wyłączenia (*Trip*).

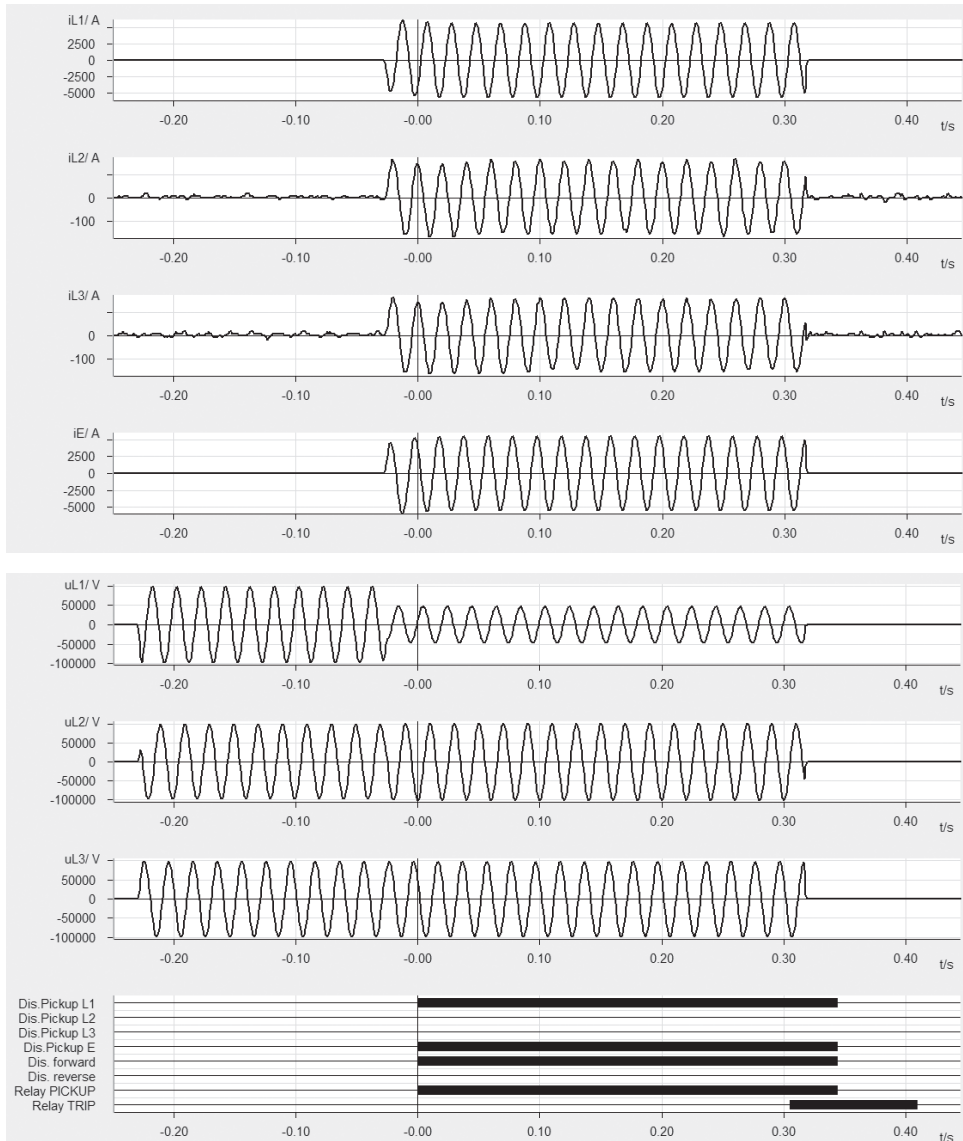
Dalszą analizę poprawności działania zabezpieczenia można przeprowadzić, wykorzystując możliwości analizy w programie SIGRA trajektorii impedancji względem charakterystyki rozruchowej zabezpieczenia.



Rys. 6.14. Zarejestrowana przez zabezpieczenie 7SA6 trajektoria impedancji zwarciowej przy zwarcu na słupie 30, przy zachowanej ciągłości przewodu odgromowego

Rysunek 6.14 przedstawia odpowiadającą oscylogramom prądów i napięć z rysunku 6.13 trajektorie impedancji zwarciowej na płaszczyźnie zespolonej $R - jX$. Liniami przerywanymi zaznaczono obszary strefy I i II. Wektor impedancji przesuwa się od góry, wchodząc najpierw do strefy drugiej ZII (czas $t = -16$ ms), a następnie do strefy pierwszej ZI, zgodnie z kierunkiem strzałek. W chwili $t = 0$ wektor impedancji wnika do strefy pierwszej, powodując pobudzenie zabezpieczenia. Przez kolejnych 10 ms wektor impedancji utrzymuje się w jednym punkcie w strefie pierwszej, aby w końcu, po wykonaniu obrotu, przesuwać się w kierunku trzeciej ćwiartki płaszczyzny. Jest to związane z przerwaniem generacji prądów i napięć przez tester po otrzymaniu sygnału wyłączającego z zabezpieczenia. Uzyskana z zabezpieczenia zmierzona wartość impedancji zwarciowej i jej lokalizacja w strefie pierwszej potwierdzają wyniki uzyskane analitycznie (rys. 6.11).

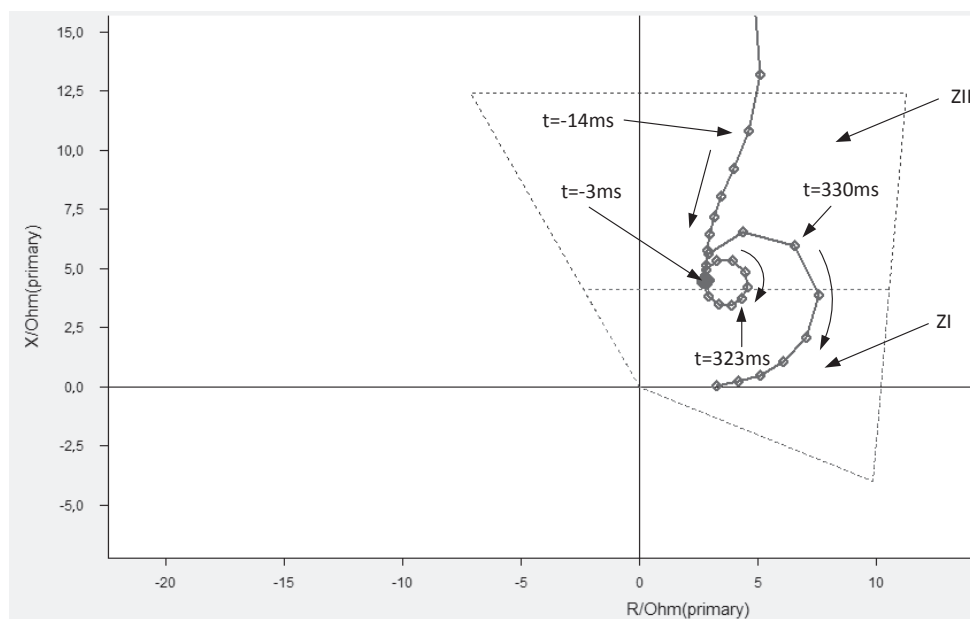
Następnie wykonano symulację w dziedzinie czasu w układzie z przerwą w przewodzie odgromowym. Pozostałe warunki przeprowadzenia symulacji nie uległy zmianie. Uzyskane przebiegi napięć wykorzystano do zbadania działania zabezpieczenia 7SA6, oczekując pobudzenia drugiej strefy zabezpieczenia i działania zabezpieczenia na wyłączenie linii z opóźnieniem 0,3 s. Powtórzona pięciokrotnie próba potwierdziła w każdym przypadku skrócenie zasięgu pierwszej strefy.



Rys. 6.15. Zarejestrowane przez zabezpieczenie 7SA6 oscylogramy prądów i napięć, a także przebiegi sygnałów binarnych przy zwarcu na słupie 30, przy braku ciągłości przewodu odgromowego

Rysunek 6.15 przedstawia oscylogramy prądów i napięć uzyskane z rejestratora zakłóceń w zabezpieczeniu. Przebiegi wartości prądów i napięć są dość podobne jak w poprzednim przypadku. Moment wystąpienia zakłócenia ma w prezentowanym przykładzie miejsce w chwili $t = -30$ ms wcześniej. Widoczny jest wówczas wzrost prądu fazy zwartej (faza $L1$), dwóch pozostałych faz ($L2$, $L3$) oraz potrójonej składowej zerowej prądu (iE).

W dolnej części rysunku widoczne są przebiegi sygnałów binarnych zabezpieczenia. Widoczne jest, że w chwili $t = 0$, tj. z czasem własnym około 30 ms, następuje pobudzenie zabezpieczenia impedancyjnego (*Dist. Pickup*) dla pętli $L1-E$. Zabezpieczenie prawidłowo identyfikuje zwarcie jako jednofazowe oraz poprawnie rozpoznaje kierunek lokalizacji zwarcia (wysoki stan sygnału *Dist. Forward*, niski stan sygnału *Dist. Reverse*). Przebieg sygnałów dwustanowych jest praktycznie taki sam jak w poprzednim przykładzie. Jednak sygnał *Trip*, który przyjmuje stan wysoki dopiero po czasie ponad 0,3 s od pobudzenia zabezpieczenia, świadczy o tym, że zabezpieczenie działa ze zwłoką czasową właściwą drugiej strefie. Potwierdza to analiza trajektorii impedancji przedstawiona na rysunku 6.16. Widoczne jest na niej przesuwanie się wektora impedancji, wnikającego do strefy drugiej od góry i przesuwanego się do punktu nieco nad granicą strefy pierwszej. Wektor impedancji pozostaje tam od chwili $t = -3$ ms przez kolejnych 300 ms. Wysłanie przez zabezpieczenie sygnału na wyłączenie linii przerywa generację prądów i napięć przez tester, co jest widoczne w postaci zatoczenia przez wektor podwójnej pętli i przesuwania się zgodnie z kierunkiem strzałek ku trzeciej ćwiartce płaszczyzny.



Rys. 6.16. Zarejestrowana przez zabezpieczenie 7SA6 trajektoria impedancji zwarcia przy zwarcu na słupie 30, przy braku zachowanej ciągłości przewodu odgromowego

Wykonane badania potwierdziły, że przerwanie ciągłości przewodu odgromowego w pobliżu granicy strefy pierwszej zabezpieczeń impedancyjnych może powodować problemy z wykryciem zwarcia, skutkujące wydłużeniem czasu wyłączenia.

Dodatkowo, test z wykorzystaniem rzeczywistego zabezpieczenia potwierdził, że brak ciągłości w przewodach odgromowych może skutkować błędami działania lokalizatora zwarcia. W przeprowadzonej próbie, gdzie zwarcie wystąpiło na słupie 30, tj. na 9 km linii, lokalizator miejsca zwarcia w układzie z ciągłością przewodów odgromowych pokazywał średnią odległość do miejsca zwarcia 9,6 km, natomiast przy przerwie w przewodzie odgromowym mierzona przez zabezpieczenie średnia odległość wzrosła do 11,1 km.

Podsumowując przeprowadzone analizy, można zauważyć, że przerwanie przewodu odgromowego linii, w przypadku gdy jest to pojedynczy przewód odgromowy, może wpływać na działanie zabezpieczeń nadprądowych i impedancyjnych przy zwiarcach doziemnych. Można się spodziewać spadku czułości zabezpieczeń polegającego na skróceniu zasięgu. Dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych nadprądowych skróceniu może ulec zasięg stopnia pierwszego zabezpieczenia. Dla zabezpieczeń impedancyjnych część zwarć, jakie powinny być wykryte w pierwszej strefie działania zabezpieczenia, może się przesunąć do strefy drugiej. Dla obu typów zabezpieczeń można się zatem spodziewać, że w przypadku przerwania przewodu odgromowego część zwarć może być wyłączana z dłuższym czasem zwłoki. Nie będzie to stanowić istotnego zagrożenia dla samej linii, ale może (z racji wydłużonego czasu trwania doziemienia i wzrostu napięć uziomowych spowodowanych przerwaniem przewodu odgromowego) istotnie zwiększyć zagrożenie porażeniowe w linii. Ryzyko wystąpienia powyższego problemu będzie znacznie mniejsze w przypadku linii z dwoma przewodami odgromowymi.

Trzecim typem zabezpieczeń, jakie są stosowane do ochrony linii elektroenergetycznych, są zabezpieczenia różnicowoprądowe. Zakłócenia w systemie ochrony odgromowej nie mają wpływu na działanie tych zabezpieczeń.

Rozdział 7

PODSUMOWANIE

Żyjemy w czasach, w których funkcjonowanie człowieka opiera się na dostępie do energii elektrycznej. Powszechnie korzystamy z energii elektrycznej w zakładach przemysłowych, biurach, domach. Współczesne systemy elektroenergetyczne obejmują duże obszary terenu zachowując strukturę, w której moce wytwórcze skupione są w wybranych miejscach, a odbiorcy są rozproszeni. Mimo znacznego rozwoju źródeł i mikroźródeł energii odnawialnej można przypuszczać, że w najbliższych dziesięcioleciach struktura systemów elektroenergetycznych na świecie nie ulegnie zasadniczej transformacji. W dalszym ciągu szkielet systemów elektroenergetycznych stanowić będą linie elektroenergetyczne. Ich prawidłowe projektowanie i eksploatacja będą decydować o bezpieczeństwie energetycznym krajów.

Jednocześnie obecnie trwa w Polsce proces rozbudowy i modernizacji sieci przesyłowej, w ramach którego istniejące linie są modernizowane, budowane są nowe linie i nowe stacje elektroenergetyczne. Realizowany rozwój sieci przesyłowej powoduje wzrost bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zwiększa możliwości przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowych elektrowni systemowych oraz odnawialnych źródeł energii, a także pozwala na rozwój połączeń transgranicznych.

Podjęta w monografii tematyka jest ważna i aktualna, ponieważ to zwarcia doziemne stanowią najczęstsze zakłócenia występujące w pracy linii elektroenergetycznych. Prądy płynące w przewodach odgromowych i uziomach słupów w czasie trwania zwarcia doziemnego mogą być przyczyną dalszych, wtórnych zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego. Dlatego tak istotne jest właściwe zaprojektowanie systemu odgromowego dla linii elektroenergetycznej. Nie da się tego zrobić bez dokładnego wyznaczenia wartości prądów, jakie będą płynąć w przewodach odgromowych i w uziomach słupów.

Zaproponowana w pracy autorska metoda obliczania prądów w przewodach odgromowych bazuje na wykorzystaniu metody tableau w celu analizy niesymetrycznego obwodu wielofazowego. Jest to nowatorskie podejście do zagadnienia. Zaproponowana metoda pozwala na wyznaczenie wartości prądów w przewodach odgromowych dla każdego przęsła linii oraz wartości prądu uziomowego i napięcia uziomowego dla każdego słupa linii. Przewaga opracowanej metody nad stosowanymi do tej pory sposobami analizy problemu polega na możliwości przeprowadzenia obliczeń dla dowolnej konfiguracji układu. Stosując proponowaną metodę, można wykonywać dokładne obliczenia wartości prądów w przewodach odgromowych dla linii jednorodowych, dwutorowych, a nawet wielotorowych. Analizowane mogą być linie zawierające pojedyncze i podwójne przewody odgromowe, a w razie konieczności analizy mogą być prowadzone dla układów z większą liczbą przewodów odgromowych. Analizie można poddawać układy, gdzie stosowane są różne rodzaje przewodów odgromowych: przewody tradycyjne stalowo-aluminiowe i przewody z włóknami światłowodowymi. Dzięki opracowanej metodzie można analizować złożone układy sieciowe, za-

wierające linie odczepowe, linie rozgałęziające się, czy linie prowadzone na różnych rodzajach słupów. Metoda umożliwia również analizę linii, w których stosowany jest przepływ przewodów fazowych, a także analizę linii biegnących odcinkami równoległe. Możliwa jest też analiza zakłóceń w systemie ochrony odgromowej: braku połączenia przewodu odgromowego ze słupem (lub słupami), przerwy w przewodzie odgromowym, wpływu zmian rezystancji uziemień słupów i stacji. Proponowana w pracy metoda obliczeniowa może być także wykorzystana do analizy działania zabezpieczeń nadprądowych i impedancyjnych z uwzględnieniem przewodów odgromowych i rzeczywistych rezystancji uziemienia słupów.

Dużą zaletę zaproponowanej metody obliczeniowej stanowi łatwość implementacji w dowolnym języku programowania, pozwalająca na przygotowanie narzędzia obliczeniowego, jakie może być wykorzystywane przy projektowaniu nowych i modernizacji istniejących linii elektroenergetycznych. Pewną wadą stosowania metody tableau może się wydawać znaczny rozmiar powstającej macierzy, która musi być przechowywana w pamięci operacyjnej komputera i przetwarzana. Jednak ze względu na możliwości współczesnych komputerów oraz cechy algorytmów obliczeniowych nie jest to czynnik uniemożliwiający praktyczne wykorzystanie metody.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Benato R., Dambone Sessa S., Guglielmi F., Partal E., Tleis N.: *Zero sequence behaviour of a double-circuit overhead line*. Electric Power Systems Research 2014, vol. 116, pp. 419–426.
- [2] Bernas S., Ciok Z.: *Modele matematyczne elementów systemu elektroenergetycznego*. Warszawa: WNT 1977.
- [3] Broszura informacyjna: *Stupy energetyczne* 2016; http://www.europoles.pl/fileadmin/user_upload/polen/media/EUROPOLES_KROMISS_Katalog_typowych_rozwiazan_slupow_rurowych_110kV.pdf.
- [4] Carson J.R.: *Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return*. Bell System Technical Journal 1926, vol. 5, pp. 539–554.
- [5] Chua L.O., Desoer C.A., Kuh E.S.: *Linear and Nonlinear Circuits*. New York: McGraw-Hill 1987.
- [6] Crisafulli C.A., Spoor D.J.: *A case study on the appropriate selection of optical ground wire*. Australasian Universities Power Engineering Conference Sydney 2008; pp. 1–5.
- [7] Czapp S., Mańkowski G., Schulz M., Thiel S.: *Kłopotliwy przypadek ochrony przeciwporażeniowej w linii elektroenergetycznej o napięciu 110 kV*. Przegląd Elektrotechniczny 2015, r. 91, nr 3, s. 173–176.
- [8] Dawalibi F.: *Ground Fault Current Distribution Between Soil and Neutral Conductors*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 1980, vol. PAS-99, no. 2, pp. 452–461.
- [9] Dawalibi F., Bensted D., Mukhedkar D.: *Soil Effects on Ground Fault Currents*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 1981, vol. PAS-100, no. 7, pp. 3442–3450.
- [10] Dawalibi F., Niles G.: *Measurements and Computations of Fault Current Distribution on Overhead Transmission Lines*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 1984, vol. PAS-103, no. 3, pp. 553–560.
- [11] Desieno C., Marchenko P., Vassell G.: *General Equations for Fault Currents in Transmission Line Ground Wires*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 1970, vol. PAS-89, no. 8, pp. 1891–1900.
- [12] *Digsilent Technical documentation: Overhead Line Constants*. Gomarining: DIgSILENT GmbH 2013.
- [13] *Digsilent Technical documentation: Overhead Line Models*. Gomarining: DIgSILENT GmbH 2009.
- [14] Endrenyi J.: *Analysis of Transmission Tower Potentials During Ground Faults*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 1967, vol. PAS-86, pp. 1274–1283.
- [15] Fortescue C.L.: *Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks*. Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers 1918, vol. 37, pp. 629–716.
- [16] *Freemat*; <http://freemat.sourceforge.net/> [dostęp: 15 grudnia 2016].

- [17] Garrett D.L., Myers J.G., Patel S.G.: *Determination of Maximum Substation Grounding System Fault Current Using Graphical Analysis*. IEEE Power Engineering Review 1987, vol. PER-7, pp. 49–50.
- [18] Gonen T.: *Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design, Third Edition*. Boca Raton: CRC Press Taylor & Francis 2014.
- [19] Gooi H., Sebo S.: *Distribution of Ground Fault Currents Along Transmission Lines – An Improved Algorithm*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 1985, vol. PAS-104, pp. 663–670.
- [20] Hachtel G., Brayton R., Gustavson F.: *The Sparse Tableau Approach to Network Analysis and Design*. IEEE Transactions on Circuit Theory 1971, vol. 18, pp. 101–113.
- [21] Hedman D.E., Sampers H.C.: *345-kV Line 60-Hz Ground Wire Losses*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 1968, vol. PAS-87, pp. 420–427.
- [22] IEEE Std 367-2012 *IEEE Recommended Practice for Determining the Electric Power Station Ground Potential Rise and Induced Voltage From a Power Fault*.
- [23] IEEE Std 80-2013. *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*.
- [24] IEEE Std C37.111-2013 (IEC 60255-24). *Measuring relays and protection equipment. Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems*.
- [25] *Instrukcja obsługi SIPROTEC Distance Protection 7SA6 V4.61 and higher C53000-G1176-C156-5* 2005.
- [26] Kacejko P., Machowski J.: *Zwarcia w systemach elektroenergetycznych*. Warszawa: WNT 2002. ISBN 83-204-2750-9.
- [27] *Karta informacyjna: Elementy dwutorowej linii napowietrznej 400 kV z przewodami wiązgowymi 3xAFL-8 350mm² na słupach E33*. Kraków: Energoprojekt 2009.
- [28] *Karta katalogowa: OPGW-DABB24E9 (AA/ACS 99/57)*. Norddeutsche Seekabelwerke GmbH 2012; [http://www.mactel.pl/files/60_DAB%2024E9%20\(AA_ACS%2044\).pdf](http://www.mactel.pl/files/60_DAB%2024E9%20(AA_ACS%2044).pdf) [dostęp: 15 stycznia 2017].
- [29] *Karta katalogowa: Seria słupów strunobetonowych dla jedno- i dwutorowych linii 110 kV* 2016; <http://www.strunobet.pl/oferta/zerdzie-slupy-i-maszty/seria-slupow-strunobetonowych-dla-jedno-i-dwutorowych-linii-110kv/> [dostęp: 20 stycznia 2017].
- [30] Kiessling F., Nefzger P., Nolasco JF., Kaintzyk U.: *Overhead Power Lines*. Berlin: Springer 2003.
- [31] Klucznik J., Czapp S.: *Computer-aided calculations of earth potential rise in high voltage overhead lines*. International Conference on Information and Digital Technologies, 2015, Zilina Słowacja; pp. 139–144.
- [32] Klucznik J., Lubośny Z., Dobrzyński K.: *Calculations of Short-Circuit Current Flows in Earth Wires of HV Lines*. Acta Energetica 2016, vol. 1, pp. 45–50.
- [33] Klucznik J., Lubośny Z., Dobrzyński K., Czapp S.: *Nonlinear secondary arc model use for evaluation of single pole auto-reclosing effectiveness*. COMPEL – The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering 2015, vol. 34, iss. 3, pp. 647–656.

- [34] Klucznik J., Lubośny Z., Dobrzyński K., Czapp S.: *Secondary arc modelling for single pole reclosing analyses*. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2015 Denver USA, pp. 1–5.
- [35] Konarzewski Z.: *Napowietrzne linie elektroenergetyczne*. Warszawa: Wydawnictwo Politechniki Warszawskiej 1971.
- [36] Krakowski M.: *Mutual impedance of crossing earth-return circuits*. Proceedings of the Institution of Electrical Engineers 1967, vol. 114, no. 2, pp. 253–257.
- [37] Krakowski M.: *Obwody ziemnopowrotne*. Warszawa: WNT 1979.
- [38] Kreyszig E.: *Advanced engineering mathematics*, 9th ed. New York: John Wiley & Sons 2006.
- [39] Lee C.H., Chang C.N., Wang Y.J.: *Calculation of fault current division factors and assessment of earth grid safety at an independent power producer station*. International Journal of Electrical Power and Energy Systems 2009, vol. 31, pp. 639–650.
- [40] Levey L.: *Computation of fault currents and voltages along a multigrounded neutral power line having multiple phase conductors*. IEEE Transactions on Power Delivery 1991, vol. 6, pp. 1541–1548.
- [41] Machowski J., Lubośny Z., Wróblewska S., Dobroczek A., Dytry H., Tomica M. i in.: *Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia*. Warszawa: PSE Operator 2010.
- [42] *Matlab*; <https://www.mathworks.com/> [dostęp: 20 listopada 2016].
- [43] Meliopoulos A.P., Papalexopoulos A.D.: *Interpretation of Soil Resistivity Measurements: Experience with the Model SOMIP*. IEEE Transactions on Power Delivery 1986, vol. 1, pp. 142–151.
- [44] Nahman J.M., Salamon D.D.: *Safety Analysis at Overhead Line Towers in Close Proximity to the Substation*. IEEE Transactions on Power Delivery 2010, vol. 25, pp. 1508–1515.
- [45] Niebrzydowski J.: *Sieci elektroenergetyczne*. Białystok: Politechnika Białostocka 1997.
- [46] Nowak W., Szpyra W., Tarko R., Benesz M.: *Obliczenia prądów płynących w uziemieniach słupów w czasie zwarć jednofazowych w liniach wysokiego napięcia*. Przegląd Elektrotechniczny 2016, r. 92, nr 6, s. 205–208.
- [47] Pańczyk B., Łukasik E., Sikora J., Guziak T.: *Metody numeryczne w przykładach*. Lublin: Politechnika Lubelska 2012.
- [48] PN-EN 50341-1:2013-03 *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 1: Wymagania ogólne – Specyfikacje wspólne*.
- [49] PN-EN 60865-1:2012: *Prądy zwarciowe – Obliczanie skutków działania prądów zwarciowych – Część 1: Definicje i metody obliczania*.
- [50] PN-EN 60909-0:2002: *Prądy zwarciowe w sieciach trójfazowych prądu przemiennego – Część 0: Obliczanie prądów*.
- [51] *Podręcznik użytkownika MeLiNet 2.0*. Gliwice: IPS Sp. z o.o. 2016; <http://www.ipcsc.pl/index.php/oprogramowanie/melinet/38-melinet> [dostęp: 20 stycznia 2017].
- [52] Popovic L.M.: *A practical method for evaluation of ground fault current distribution on double circuit parallel lines*. IEEE Transactions on Power Delivery 2000;15:108–13.

- [53] Popovic L.M.: *Practical method for evaluating ground fault current distribution in station, towers and ground wire*. IEEE Transactions on Power Delivery 1998, vol 13 pp. 123–128.
- [54] Praca zbiorowa: *Computer Design Aids for VLSI Circuits*. Dordrecht, Springer Netherlands 1981.
- [55] Praca zbiorowa: *Poradnik inżyniera elektryka*, tom 3. Wyd. IV. Warszawa: WNT 2011.
- [56] Rosołowski E.: *Komputerowe metody analizy elektromagnetycznych stanów przejściowych*. Wrocław: Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej 2009.
- [57] Seedher H.R., Arora J.K., Soni S.K.: *A practical approach for computation of grid current*. IEEE Transactions on Power Delivery 1999, vol. 14, pp. 897–902.
- [58] Short T.: *Electric Power Distribution Equipment and Systems*. Boca Raton: CRC Press 2005.
- [59] Sobierajski M., Kremens Z.: *Analiza systemów elektroenergetycznych*. Warszawa: WNT 1996.
- [60] *Standardowa specyfikacja funkcjonalna: Badanie uziemień odgromowych słupów oraz skuteczności ochrony przeciwporażeniowej w napowietrznych liniach elektroenergetycznych NN*. Konstancin-Jeziorna: Polskie Sieci Elektroenergetyczne 2011.
- [61] *Standardowa specyfikacja techniczna: Przewody odgromowe do linii 220 i 400 kV*. Konstancin-Jeziorna: Polskie Sieci Elektroenergetyczne 2013.
- [62] *Standardowa specyfikacja techniczna: Przewód OPGW i osprzęt OPGW*. Konstancin-Jeziorna: Polskie Sieci Elektroenergetyczne 2013.
- [63] Synal B., Rojewski W., Dzierżanowski W.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa*. Wrocław: Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej 2003.
- [64] Verma R., Mukhedkar D.: *Ground Fault Current Distribution in Sub-Station, Tower and Ground Wire*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 1979, vol. PAS-98, pp. 724–730.
- [65] Wang H., Wang L., Wang Y., Xue H., Yang C., Yan T.: *The electric energy loss in overhead ground wires of 110kV six-circuit transmission line on the same tower*. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Tianjin, Chiny 2012; pp. 1–5.
- [66] Winkler W., Wiszniewski A.: *Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych*. Warszawa: WNT 1999.
- [67] Wu A., Ni B.: *Line Loss Analysis and Calculation of Electric Power Systems*. Singapore: John Wiley & Sons Singapore Pte Ltd 2016.
- [68] Zajczyk R.: *Modele matematyczne systemu elektroenergetycznego do badania elektromechanicznych stanów niustalonych i procesów regulacyjnych*. Gdańsk: Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej 2003.
- [69] Żmuda K.: *Elektroenergetyczne układy przesyłowe i rozdzielcze. Wybrane zagadnienia z przykładami*. Gliwice: Wydawnictwo Politechniki Śląskiej 2014.

OBLICZANIE WARTOŚCI PRĄDÓW W PRZEWODACH ODGROMOWYCH LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH

Niniejsza praca dotyczy obliczania wartości prądów płynących w przewodach odgromowych napowietrznych linii elektroenergetycznych w trakcie zwarć doziemnych.

Na początku monografii zaprezentowane zostały równania Carsona będące podstawą do obliczenia parametrów wielofazowych modeli linii elektroenergetycznych. Następnie dokonano analizy wpływu zmieniającej się wysokości przewodów nad powierzchnią ziemi oraz zmieniających się odległości między przewodami linii na parametry jej modelu. Zaprezentowano sposób uśredniania wysokości i wzajemnej odległości przewodów w przęśle, dokonując również analizy błędów, do jakich prowadzą zaproponowane uproszczenia. W dalszej części opracowania przedstawiono wieloprzewodowe modele linii, wykorzystywane następnie w obliczeniach. Szczegółowo zaprezentowano trzy modele: linii jednotorowej z jednym oraz z dwoma przewodami odgromowymi oraz linii dwutorowej z dwoma przewodami odgromowymi.

W kolejnym rozdziale pracy omówiono główne metody obliczania prądów w przewodach odgromowych stosowane w przeszłości i zaprezentowano nowe, autorskie podejście do zagadnienia. Wykorzystując wieloprzewodowe modele linii elektroenergetycznych oraz metodę analizy układów liniowych nazywaną metodą tableau, uzyskano możliwość obliczania wartości prądów w przewodach odgromowych, wartości prądów płynących w uziomach słupów i napięć uziomowych dla praktycznie dowolnej konfiguracji linii elektroenergetycznych. Nowo proponowana, autorska metoda obliczeniowa może być łatwo implementowana w dowolnym języku programowania. W pracy zaprezentowano wiele praktycznych uwag dotyczących implementacji metody.

W monografii zaprezentowano przykłady obliczania rozptyłu prądów w przewodach odgromowych dla kilku różnych typów i konfiguracji linii elektroenergetycznych. Przykłady te zostały bogato zilustrowane wykresami oraz obszernie opisane. Na ich podstawie sformułowano ogólne wnioski dotyczące rozptyłu prądów w przewodach odgromowych. Wyjaśniono też zjawisko zwiększania się wartości prądów w uziomach słupów w pobliżu stacji elektroenergetycznych.

W pracy dokonano również oceny dokładności proponowanej metody obliczeniowej, porównując wartości obliczone metodą tableau z wartościami wyznaczonymi w programie PowerFactory oraz z wartościami uzyskanymi metodą wykorzystywaną w komercyjnym oprogramowaniu MeLiNet, stosowanym przy projektowaniu linii elektroenergetycznych. Ustalono, że zaproponowana autorska metoda cechuje się bardzo dużą dokładnością, przewyższając komercyjne oprogramowanie pod względem uniwersalności zastosowania.

W kolejnym rozdziale monografii omówiono metodę doboru i weryfikacji doboru przewodów odgromowych pod kątem wytrzymałości zwarciowej oraz oceny systemu ochrony przeciwporażeniowej linii pod względem dopuszczalnego poziomu napięć uziomowych.

Weryfikację oparto na serii obliczeń wykonywanych przy użyciu zaproponowanej w pracy metody tableau dla zwarć na kolejnych słupach linii.

W pracy rozważano również wpływ zakłóceń w układzie odgromowym (przerwy w przewodach odgromowych, zmiany rezystancji uziomów słupów linii) na dobór przewodów odgromowych ze względu na ich wytrzymałość zwarciovą oraz na ochronę przeciwporażeniową w linii. Wiele uwagi poświęcono działaniu elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej linii: zabezpieczeniom nadprądowym ziemnozwarciowym ($3I_0$) oraz zabezpieczeniom impedancyjnym przy zakłóceniach w układzie odgromowym linii. Wykazano analitycznie, że zabezpieczenia impedancyjne mogą działać niewłaściwie przy zakłóceniach w systemie ochrony odgromowej. Potwierdzono to również doświadczalnie, wykonując badania laboratoryjne rzeczywistego zabezpieczenia impedancyjnego.

CURRENTS CALCULATION IN EARTH WIRES OF TRANSMISSION LINES

High voltage overhead transmission lines are equipped with earth wires, called also shield wires or ground wires. During earth fault the electric current flows through the earth as well as through towers construction and overhead earth wires. The monograph presents new method for calculating of currents in the earth wires.

The Carson's equation for self and mutual impedance of the wires are presented at the beginning. They are used for creation of multi-wire transmission lines models. The models uses average wires' height above the ground and average wires' spacing. The admissibility of the average values using is discussed and it is confirmed. Detailed multi-wire models for three transmission lines are presented next: single circuit transmission line with single earth wire, single circuit transmission line with double earth wire and double circuit transmission line with double earth wire.

In the next chapter, the recently developed methods of earth wires current calculations are briefly discussed, and a new method of calculation is presented. A new method is based on tableau analysis and multi-wire models of transmission lines. It allows for calculation of currents in earth wires, currents in the towers and towers' voltage along transmission line. The proposed and developed method can be used for analyses of any part of electrical power system, regardless of the degree of its complexity. The monograph presents many examples of calculation done by the proposed method use. The examples are illustrated with graphs and widely described. General conclusions, concerning the propagation of the currents in earth wires, are formulated on the basis of the analyzed transmission lines.

The results obtained by author's method were compared to results calculated by Power-Factory software and MeLiNet software. It was found that a new method provides precise results, while being more versatile than commercial software.

The electrical safety and some aspects of transmission line design are discussed in the next chapter. An example of verification of earth wire cross-section thermal selection is presented, and cross-section selection influence on towers voltages, based on author's method, is discussed.

The last chapter considers malfunctions of transmission line earthing system. Power system protection devices action in case of malfunctions of transmission line earthing system are discussed. The possibility of range abbreviation of overcurrent earth fault relays as well as elongation of distance relay tripping time are demonstrated.

WYDAWNICTWO POLITECHNIKI GDAŃSKIEJ

Wydanie I. Ark. wyd. 8,1, ark. druku 8,0, 162/968

Druk i oprawa: Volumina.pl Daniel Krzanowski
ul. Księcia Witolda 7-9, 71-063 Szczecin, tel. 91 812 09 08