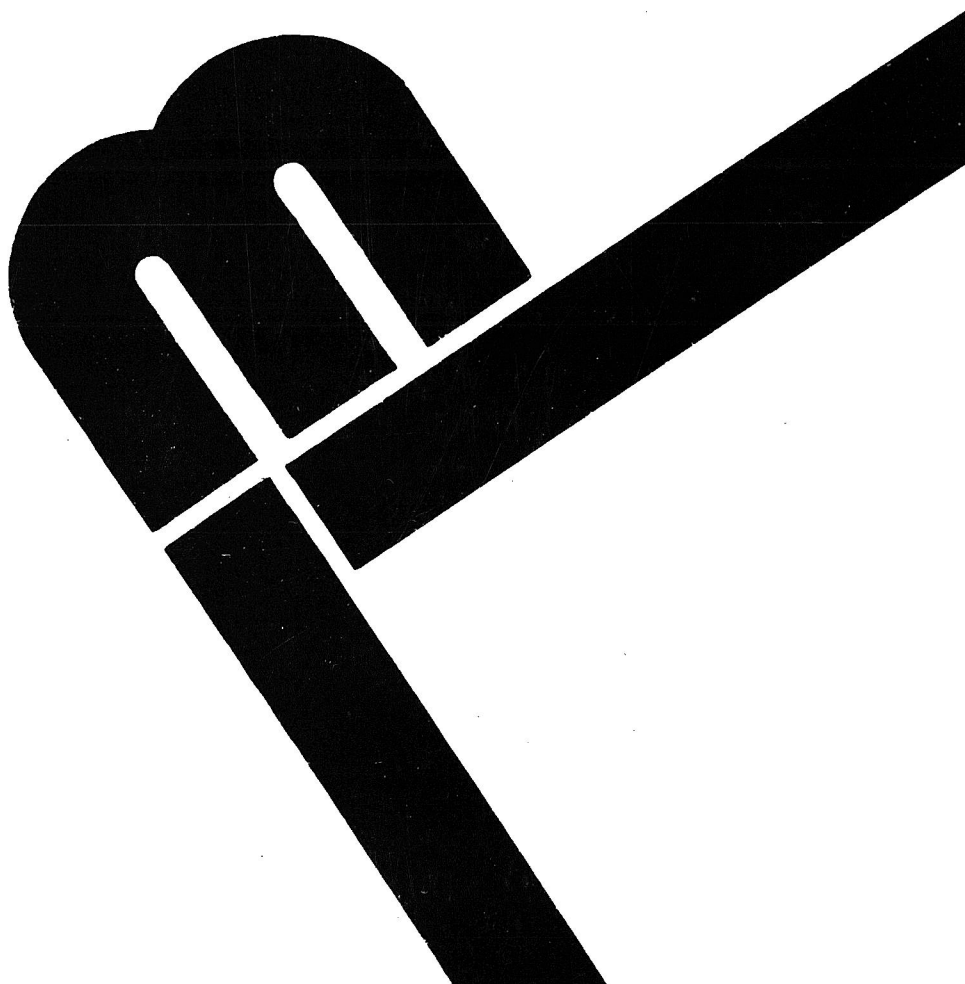
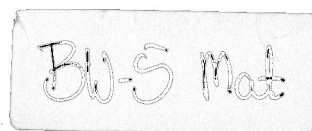


Jan Iżykowski

Impedancyjne algorytmy lokalizacji zwarć w liniach przesyłowych

Wrocław 2001



Jan IŻYKOWSKI

Impedance-based algorithms for locating faults
in power transmission lines

Jan Iżykowski

Impedancyjne algorytmy lokalizacji zwarć w liniach przesyłowych



Recenzenci

Piotr KACEJKO

Marian SOBIERAJSKI

Opracowanie redakcyjne

Alicja KORDAS

Korekta

Maria IZBICKA

© Copyright by Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2001

OFICyna WYDAWNICZA POLITECHNIKI WROCŁAWSKIEJ

Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław

ISSN 0324-976x

Ark. wyd. 12,75. Ark. druk. 9³/₄. Papier offset. kl. III, 80 g, B1.

Drukarnia Oficyny Wydawniczej Politechniki Wrocławskiej. Zam. nr 78/01.

SPIS TREŚCI

1. Wstęp.....	7
2. Cel i zakres pracy	11
3. Układy przesyłowe	14
3.1. Ogólna charakterystyka układów sieciowych	14
3.2. Podstawowy układ z linią przesyłową jednotorową.....	14
3.3. Układy przesyłowe z linią dwutorową.....	16
3.4. Układy przesyłowe z liniami rozgałęzionymi (układy typu T)	18
3.5. Układy przesyłowe z liniami z kompensacją szeregową.....	19
4. Modele linii przesyłowych	22
4.1. Podstawowe modele linii z elementami skupionymi	22
4.2. Uwzględnienie przewodów odgromowych w modelach linii	26
4.3. Model matematyczny linii długiej.....	28
4.4. Pomiary i estymacja parametrów linii.....	30
5. Zwarcia w liniach przesyłowych – modele zwarć, pętle zwarciove	34
5.1. Wprowadzenie	34
5.2. Modele podstawowych zwarć dla składowych symetrycznych	35
5.2.1. Spadek napięcia w miejscu zwarcia	35
5.2.2. Rozpływ prądów zwarciowych w podstawowych układach przesyłowych – współczynniki rozgałęzeniowe	38
5.2.3. Rozpływ prądów zwarciowych w układzie z linią dwutorową – współczynniki rozgałęzeniowe przy pełnej dostępności sygnałów z obu linii równoległych.....	40
5.3. Modele podstawowych zwarć we współrzędnych fazowych	43
5.4. Zwarcia łukowe.....	45
5.4.1. Dynamiczny model łuku pierwotnego.....	45
5.4.2. Statyczny model łuku pierwotnego	47
5.5. Modele pętli zwarciowych	48
5.5.1. Wprowadzenie.....	48
5.5.2. Pętle zwarciove – modele podstawowe	48
5.5.3. Pętle zwarciove – modele z uwzględnieniem pojemności linii	53
6. Lokalizacja zwarć przy użyciu pomiarów lokalnych.....	58
6.1. Wprowadzenie	58
6.2. Podstawowe metody lokalizacji z pomiarami lokalnymi	58
6.2.1. Algorytm lokalizacji Takagiego	59
6.2.2. Algorytm lokalizacji Wiszniewskiego.....	60
6.2.3. Algorytm lokalizacji z uwzględnieniem argumentu współczynnika rozgałęzeniowego.....	62
6.3. Lokalizacja zwarć z wykorzystaniem relacji między składowymi symetrycznymi prądów w miejscu zwarcia	65
6.4. Algorytm lokalizacji uwzględniający zmienność impedancji linii dla składowej zerowej wzdłuż długości linii.....	68
6.5. Lokalizacja zwarć w liniach nietransponowanych	73

6.6. Lokalizacja zwarć w liniach dwutorowych przy zwiększonej liczbie sygnałów pomiarowych.....	80
6.7. Lokalizacja zwarć z uwzględnieniem parametrów poprzecznych linii	81
6.8. Lokalizacja w warunkach zwarć łukowych.....	83
6.9. Lokalizacja zwarć w liniach z szeregową kompensacją.....	84
6.9.1. Wprowadzenie.....	84
6.9.2. Lokalizacja zwarć w linii jednotorowej kompensowanej w środku	87
6.9.2.1. Przykład lokalizacji zwarć w linii jednotorowej kompensowanej w środku	90
6.9.2.2. Statystyczna ocena dokładności lokalizacji zwarć w linii jednotorowej kompensowanej	93
6.9.3. Lokalizacja zwarć w linii jednotorowej z kompensacją na obu końcach	95
6.9.4. Lokalizacja zwarć w liniach dwutorowych z kompensacją w środku	95
7. Lokalizacja zwarć za pomocą pomiarów napięć i prądów na końcach linii	101
7.1. Lokalizacja za pomocą pomiarów niesynchronicznych	101
7.1.1. Analiza podstawowych metod.....	102
7.1.2. Optymalna lokalizacja zwarć za pomocą pomiarów niesynchronicznych dla składowych symetrycznych napięć i prądów z obu końców linii	104
7.1.3. Ocena dokładności optymalnego algorytmu lokalizacji.....	109
7.2. Lokalizacja zwarć z zastosowaniem pomiarów synchronicznych.....	110
8. Lokalizacja zwarć z zastosowaniem pomiarów dokonywanych przez przekaźniki odległościowe na końcach linii	112
8.1. Wprowadzenie	112
8.2. Charakterystyka podstawowych metod lokalizacji zwarć stosujących sygnały z przekaźników odległościowych.....	112
8.3. Optymalna lokalizacja zwarć przy użyciu pomiarów dokonywanych przez przekaźniki odległościowe na obu końcach linii	115
8.3.1. Algorytm podstawowy	115
8.3.2. Algorytm podstawowy – ocena dokładności.....	120
8.3.3. Algorytm uproszczony	122
8.3.4. Algorytm uproszczony – ocena dokładności.....	125
9. Algorytmy pomocnicze do lokalizacji zwarć	128
9.1. Algorytmy detekcji zwarcia	128
9.2. Algorytmy określenia kierunku wystąpienia zwarcia	129
9.3. Klasyfikacja zwarć.....	130
9.4. Kompensacja błędów pojemnościowych przekładników napięciowych.....	131
9.5. Kompensacja błędów przekładników prądowych	134
10. Wnioski	138
11. Dodatek	141
Literatura	144
Impedance algorithms for locating faults in power transmission lines. Summary	156

CONTENTS

1. Introduction	7
2. Aim and scope of the monograph	11
3. Transmission systems	14
3.1. General characteristic of electric power grids	14
3.2. Basic transmission system with a single line	14
3.3. Transmission systems with parallel lines	16
3.4. Transmission systems with teed lines (<i>T</i> -type systems)	18
3.5. Transmission systems with series capacitor compensated lines	19
4. Models of transmission lines	22
4.1. Basic non-distributed models of lines	22
4.2. Overhead ground wires in line models	26
4.3. Mathematical model of a long line	28
4.4. Measurement and estimation of parameters of line	30
5. Faults in transmission lines – fault models, fault loops	34
5.1. Introduction	34
5.2. Models of basic faults for symmetrical components	35
5.2.1. Voltage drop at fault	35
5.2.2. Distribution of fault currents in basic transmission systems – fault current distribution coefficients	38
5.2.3. Distribution of fault currents in transmission systems with parallel lines – fault current distribution coefficients with signals being completely available	40
5.3. Models of basic faults in phase co-ordinates	43
5.4. Arcing faults	45
5.4.1. Dynamic model of a primary arc	45
5.4.2. Static model of a primary arc	47
5.5. Models of fault loops	48
5.5.1. Introduction	48
5.5.2. Fault loops – basic models	48
5.5.3. Fault loops – models with shunt capacitances of a line	53
6. Fault location with use of local measurements	58
6.1. Introduction	58
6.2. Basic fault location methods with local measurements	58
6.2.1. Location algorithm by Takagi	59
6.2.2. Location algorithm by Wiszniewski	60
6.2.3. Location algorithm with considering the angle of a fault current distribution factor	62
6.3. Fault location based on relations between symmetrical components of currents at fault	65
6.4. Fault location algorithm taking into account the non-uniform distribution of a transmission line zero sequence impedance along a line	68
6.5. Fault location in untransposed lines	73

6.6. Fault location in parallel lines at an increased number of measurement signals	80
6.7. Fault location with taking into account shunt parameters of a line	81
6.8. Fault location under conditions of arcing faults	83
6.9. Fault location in lines with series capacitor compensation	84
6.9.1. Introduction	84
6.9.2. Fault location in a single line compensated in the middle	87
6.9.2.1. Example of fault location in a single line compensated in the middle ..	90
6.9.2.2. Statistical evaluation of accuracy of fault location in a single line compensated in the middle	93
6.9.3. Fault location in a single line compensated at both the terminals	95
6.9.4. Fault location in parallel lines compensated in the middle	95
7. Fault location based on the measurements of voltages and currents at line terminals	101
7.1. Fault location based on unsynchronized measurements	101
7.1.1. Analysis of basic methods	102
7.1.2. Optimal fault location in unsynchronized measurements of symmetrical components of voltages and currents from the line terminals ..	104
7.1.3. Evaluation of accuracy of the optimal fault location algorithm	109
7.2. Fault location in synchronized measurements	110
8. Fault location with use of measurements of distance relays at line terminals	112
8.1. Introduction	112
8.2. Characteristic of basic fault location methods with the measurements of distance relays	112
8.3. Optimal fault location with the measurements of distance relays	115
8.3.1. Basic algorithm	115
8.3.2. Basic algorithm – evaluation of accuracy	120
8.3.3. Simplified algorithm	122
8.3.4. Simplified algorithm – evaluation of accuracy	125
9. Auxiliary algorithms for fault location	128
9.1. Fault detection algorithms	128
9.2. Algorithms for determining direction of a fault	129
9.3. Fault classification	130
9.4. Compensation of errors of capacitive voltage transformers	131
9.5. Compensation of errors of current transformers	134
10. Conclusions	138
11. Appendix	141
References	144
Impedance-based algorithms for locating faults in power transmission lines. Summary	156

*Elektroenergetyka,
układ przesyłowy,
linia energetyczna,
zwarcie, lokalizacja*

Jan IŻYKOWSKI*

IMPEDANCYJNE ALGORYTMY LOKALIZACJI ZWARĆ W LINIACH PRZESYŁOWYCH

Przedmiotem pracy są impedancyjne algorytmy lokalizacji zwarć w liniach przesyłowych przeznaczone do określenia miejsca zwarcia dla celów inspekcyjno-remontowych oraz weryfikacji działania zabezpieczeń odległościowych. Sformułowano algorytmy dla linii jednotorowych, dwutorowych oraz z kompensacją szeregową. Opracowane algorytmy są przeznaczone do lokalizacji zwarć w liniach transponowanych i nietransponowanych. Obszernie zaprezentowano algorytmy lokalizacji stosujące sygnały mierzone lokalnie. Sformułowano optymalny algorytm lokalizacji przy stosowaniu niesynchronizowanych pomiarów cyfrowych na końcach linii. Zaprezentowano nowe algorytmy lokalizacji stosujące wielkości pomiarowe z przekaźników odległościowych na końcach linii. Zasadniczym elementem syntezy przedstawionych algorytmów są uogólnione modele zwarć i pętli zwarcio-owych, wprowadzone zarówno dla przypadku stosowania pomiarów lokalnych, jak i dokonywanych przez przekaźniki odległościowe na końcach linii. Omówiono procedury pomocnicze algorytmów lokalizacji, w tym opracowany algorytm do korekcji błędów przejściowych pojemnościowych przekładników napięciowych. Analizę dokładności przedstawionych algorytmów lokalizacji dokonano z użyciem sygnałów uzyskanych z symulacji, przeprowadzonych dla dużej liczby zwarć w liniach. Do tego celu zastosowano pakiet programowy Alternative Transients Program–Electromagnetic Transients Program (ATP–EMTP), będący jednym z głównych narzędzi używanych do symulacji stanów przejściowych w elektroenergetyce.

1. WSTĘP

Wzrost napięcia i mocy zwarcio-owych we współczesnych systemach elektroenergetycznych, a także wprowadzanie zasad gospodarki rynkowej stawia coraz większe wymagania układom automatyki elektroenergetycznej. Dotyczy to zarówno niezawodności, jak i szybkości oraz selektywności eliminacji zakłóceń w pracy systemu

*Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, 50-370 Wrocław, Wybrzeże Wyspiańskiego 27.

energetycznego. Z tego względu identyfikacja miejsca wystąpienia zakłócenia w systemie staje się jednym z kluczowych zagadnień automatyki elektroenergetycznej.

Lokalizacja zwarć w liniach energetycznych jest dokonywana:

- przez zabezpieczenia chroniące linię – do stwierdzenia czy powinien być wysłany impuls na otwarcie wyłącznika linii w celu ograniczenia skutków zwarcia,
- dla celów inspekcyjno-remontowych oraz do weryfikacji działania zabezpieczeń.

W przypadku zabezpieczeń przekąźnikowych [6, 13, 128, 192, 197, 217] lokalizację przeprowadza się w trybie *on-line* i pierwszoplanowym wymaganiem jest zapewnienie dużej szybkości pomiaru, szczególnie w pierwszej – podstawowej strefie działania zabezpieczenia. Dokładność natomiast jest rozpatrywana jedynie w kategoriach sprowadzających się do stwierdzenia, czy zwarcie wystąpiło w danej strefie zabezpieczenia, czy też poza nią. Do zapewnienia poprawnej pracy zabezpieczenia odległościowego linii stosuje się różne strefy działania oraz stosowną koordynację czasu.

Lokalizacja zwarć w linii dla celów inspekcyjno-remontowych oraz weryfikacji działania zabezpieczeń jest procesem innym niż ta dokonywana przez zabezpieczenia. Najważniejszym wymaganiem jest bowiem zapewnienie dużej dokładności określenia miejsca zwarcia, a czas wykonania tej czynności nie jest tak krytyczny i może wynosić kilka, a nawet kilkanaście minut. Wynika to z tego, że uzyskany wynik lokalizacji jest używany do wskazania miejsca w linii, gdzie należy wysłać ekipę remontową w celu dokonania przeglądu i usunięcia uszkodzenia spowodowanego zwarcie. Jako cel lokalizacji wymienia się również wskazanie miejsca w linii, w którym występuje osłabienie izolacji, chociaż jeszcze nie ma trwałego uszkodzenia [29]. Wtedy inspekcja i podjęte działania mogą zapobiec przekształceniu się, w przyszłości, takiego defektu w trwałe uszkodzenie.

Powszechnie uważa się [197], że lokalizacja zwarć dla celów inspekcyjno-remontowych powinna być wykonana z dokładnością 0,5–3% całkowitej długości linii. Dalšie zwiększenie tej dokładności jest szczególnie pożądane i prace badawcze, prowadzone obecnie w wielu ośrodkach badawczych na świecie, w tym w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej z udziałem autora, ustawicznie do tego zmierzają. Im większą uzyskuje się dokładność lokalizacji, tym bowiem mniejsze są koszty poniesione na inspekcję i naprawy uszkodzenia, a jednocześnie występuje krótszy okres przerwy w przesyle energii tą linią. Skracanie przerw w przesyle energii nabiera szczególnego znaczenia obecnie – w warunkach obowiązywania gospodarki rynkowej w sektorze energetyki oraz w przemyśle. Duża dokładność lokalizacji jest szczególnie pożądana w przypadku trasy linii przebiegającej w terenie trudno dostępnym – z poważnymi ograniczeniami szybkiego poruszania się naziemnego środka transportu ekipy remontowej. Odnosi się to również do przypadków, kiedy linia przesyłowa przebiega przez tereny przynależne do różnych instytucji sprawujących nadzór. Wtedy jest wymagane dokładne określenie miejsca zwarcia – w aspekcie jego przynależności do określonej instytucji nadzorującej [29].

W najczęściej stosowanych klasycznych metodach lokalizacji [151] są stosowane zasadniczo różniące się miary odległości do miejsca zwarcia:

a) parametry impedancyjne linii – procedury lokalizacyjne stosujące tę miarę są określane mianem algorytmów impedancyjnych,

b) szybkość rozchodzenia się:

- fal wędrownych [15, 32, 33, 46, 127, 151],
- sygnałów wysokoczęstotliwościowych [4],
- sygnałów testujących, wprowadzonych do linii już po jej wyłączeniu [184].

Ostatnio trwają również intensywne prace nad zastosowaniem do lokalizacji zwarć w liniach technik radiowych [193].

Przedmiotem niniejszej pracy są wyłącznie impedancyjne algorytmy lokalizacji zwarć w liniach przesyłowych, stanowiące podstawę lokalizatorów najczęściej używanych. W algorytmach tych odległość do miejsca zwarcia jest wyznaczana na podstawie sygnałów zarejestrowanych bezpośrednio po zwarciu i ewentualnie przed jego wystąpieniem. Jako sygnały wejściowe algorytmów impedancyjnych są używane zarejestrowane przebiegi prądów i napięć lub wielkości pomiarowe z cyfrowych przekładników zabezpieczeniowych. Sygnały te mogą pochodzić z jednego punktu układu przesyłowego (pomiaru w punkcie zainstalowania lokalizatora) lub dostarczone z wielu punktów pomiarowych, rozmieszczonych na końcach linii. W związku z tym, że czas określenia miejsca zwarcia w linii przez rozważane algorytmy nie jest tak krytyczny jak w przypadku zabezpieczeń, obliczenia są prowadzone w trybie *off-line* [18, 151, 172]. Umożliwia to stosowanie złożonych algorytmów obliczeniowych.

Sygnały pomiarowe używane przez lokalizatory mogą być brane ze znacznie szerszego interwału czasowego niż w przypadku zabezpieczeń, ograniczeniem bowiem jest tylko to, by koniec tego interwału przypadł przed momentem otwarcia wyłącznika linii lub zaniku zakłócenia przejściowego. Wyjątkiem, w tym względzie, są algorytmy lokalizacji, analizujące przebiegi występujące wyłącznie po otwarciu wyłącznika [180]. W razie dysponowania stosunkowo szerokim interwałem zarejestrowanych przebiegów zwarciovych, istnieje również możliwość dokonania wyboru przedziału najodpowiedniejszego do lokalizacji [151].

Rozważane w dalszej części metody i algorytmy lokalizacji są ogólne i nie są związane z określonym technicznym sposobem realizacji [34]:

- specjalizowane urządzenie, zwane lokalizatorem zwarć,
- komputer sprawujący funkcje nadzoru i sterowania określonego fragmentu systemu elektroenergetycznego, np. stacji,
- przekładnik zabezpieczeniowy,
- rejestrator zakłóceń sieciowych [7].

W związku z wymaganiem dużej dokładności lokalizacji zwarć istotnym zagadnieniem jest analiza czynników powodujących występowanie błędów w tym procesie. Można wyróżnić źródła błędów ogólnych, nie związanych z danym algorytmem oraz błędy charakterystyczne tylko dla danej metody, tj. błędy wynikające ze stosowanych założeń upraszczających. Do zasadniczych źródeł błędów lokalizacji można zaliczyć następujące, zestawione według związku z poszczególnymi elementami:

1. Układ przesyłowy:

a) stosowanie w algorytmie lokalizacji uproszczonego odwzorowania linii przesyłowej i jej otoczenia,

b) niedokładna znajomość parametrów układu przesyłowego (głównie linii).

2. Sygnały pomiarowe:

a) brak wystarczającej liczby danych pomiarowych, w stosunku do liczby niewiadomych występujących w algorytmie lokalizacji, co pociąga za sobą stosowanie założeń upraszczających,

b) błędy pojawiające się w pomiarowych danych wejściowych algorytmu:

– przejściowe i ustalone, powstające w elementach torów pomiarowych, głównie błędy transformacji przekładników prądowych oraz napięciowych,

– związane z konwersją A/C ,

– powodowane wpływem zakłóceń zewnętrznych.

Rozwój współczesnych algorytmów lokalizacji charakteryzuje się tym, że stosuje się coraz wierniejsze odwzorowanie układu przesyłowego oraz wprowadza kompensację coraz szerszej grupy błędów, które w przeszłości często były uważane za niemożliwe do skorygowania. Opracowano algorytmy, w których dokonuje się kompensacji, począwszy od *efektu reaktancyjnego*, występującego podczas zwarć oporowych, i istnienia obciążenia wstępnego linii [29, 186, 198], aż po korekcję błędów transformacji przekładników napięciowych [56, 105, 156, 170] oraz prądowych [74, 77, 129, 201, 204].

Znaczący postęp w lokalizacji zwarć w liniach można zaobserwować wraz z pojawieniem się środków komunikacji, umożliwiających przesył danych pomiarowych z przeciwległego końca linii lub z obu (kilku) końców do jednego punktu centralnego, w którym są przetwarzane informacje. W pierwszej kolejności powstały możliwości przesyłu danych pomiarowych, próbkowanych niesynchronicznie [119, 121, 122, 123, 149, 150, 151, 191]. Ostatnio, np. w USA, dzięki pojawieniu się satelitarnego systemu Global Positioning System (GPS) [30, 42, 43, 49, 82, 83, 107, 112, 132, 211] staje się możliwe również zapewnienie synchronizacji próbkowania sygnałów w różnych punktach systemu energetycznego.

2. CEL I ZAKRES PRACY

Celem pracy jest analiza podstawowych, znanych z literatury, impedancyjnych algorytmów lokalizacji zwarców w liniach przesyłowych, a głównie synteza nowych algorytmów i ich wszechstronna ocena.

Analizowane w pracy dotychczasowe algorytmy lokalizacji zapisano w sposób nowatorski z zastosowaniem opracowanych przez autora uogólnionych modeli zwarców i pętli zwarciovych (przedstawionych w rozdziale 5.) [51]. W rezultacie uzyskano postacie algorytmów odznaczające się szczególną prostotą zapisu, obejmującego jednocześnie przypadek linii jednotorowej i dwutorowej oraz różne rodzaje zwarców. Pozwoliło to w sposób precyzyjny wskazać na właściwości analizowanych algorytmów i ewentualne mankamenty. Ogólnie, mankamenty, które zostały wskazane przy omawianiu analizowanych w pracy dotychczasowych algorytmów lokalizacji, dotyczą takich cech, jak:

- brak wskazania stopni swobody istniejących w algorytmach i sposobu ich wykorzystania,
- możliwość uzyskiwania błędnego rozwiązania dla pewnych szczególnych konfiguracji sieci oraz parametrów charakteryzujących zwarcie,
- niestosowanie optymalnego zestawu danych wejściowych.

Naczelnym dążeniem autora przy formułowaniu nowych algorytmów lokalizacji było uzyskanie procedur odznaczających się brakiem wyżej wyszczególnionych wad. Dużą uwagę zwrócono również na to, by opracowane algorytmy charakteryzowały się uniwersalnością, a więc możliwością użycia do różnych zastosowań, tj. do linii pracujących w różnych układach sieciowych.

Pracę rozpoczyna analiza podstawowych układów sieciowych i uwarunkowań dla lokalizacji zwarców w tych układach (rozdział 3.). Oprócz linii tradycyjnych rozpatrzono różne układy sieciowe z liniami z kompensacją szeregową. Chociaż linie kompensowane nie występują w Polsce, znaczenie algorytmów lokalizacji dla tych linii, opracowanych z udziałem autora, jest duże. Wyprowadzone bowiem dla obiektów bardziej złożonych mogą być w prosty sposób dostosowane do linii bez kompensacji.

W rozdziale 4. scharakteryzowano modele linii stosowane do reprezentacji linii w algorytmach lokalizacji. Zaproponowano stosowanie programu symulacyjnego ATP-EMTP (*Alternative Transients Program–Electromagnetic Transients Program*) do określania wpływu przewodów odgromowych linii i sposobu ich uziemienia na zmienność impedancji linii dla składowej zerowej wzdłuż jej długości. Zamieszczono wyniki przykładowych obliczeń dla wybranej linii, z uwzględnieniem dwóch wariantów do uziemienia przewodów odgromowych.

Kluczowym zagadnieniem do sformułowania optymalnych i dokładnych algorytmów lokalizacji jest – zdaniem autora – opracowanie uogólnionych modeli zwarców i pętli zwarciovych. Zagadnienie to przedstawiono w rozdziale 5. Wadą dotychczasowych algorytmów lokalizacji jest stosowanie podejść bezpośrednio przeniesionych z techniki zabezpieczeń odległościowych. Algorytmy lokalizacji są na ogół wyprowa-

dzane dla schematu jednofazowego, a następnie uogólniane na przypadek trójfazowy – analizując po kolei poszczególne rodzaje zwarć.

Sformułowano uogólnione modele zwarć w linii dla składowych symetrycznych [51]. Gdy linia nie jest w pełni przepleciona lub gdy jest z kompensacją szeregową, opracowano modele zwarć we współrzędnych fazowych [161]. Przedstawiono modele łuku znane z literatury oraz podano zasady symulacji zwarć łukowych, przeprowadzonych przez autora z użyciem programu ATP-EMTP.

W rozdziale 5. przedstawiono również uogólnione modele pętli zwarciovych opracowane przez autora [51]. W uzupełnieniu do formuł stosowanych tradycyjnie w technice zabezpieczeniowej zaproponowano uogólniony opis dla składowych symetrycznych. Modele pętli zwarciovych przedstawiono początkowo z pominięciem, a następnie z uwzględnieniem pojemności poprzecznych linii. Rozptyw prądów zwarciovych w liniach jednotorowych i dwutorowych sformalizowano z użyciem współczynników rozptywu tych prądów. Dla linii dwutorowych uwzględniono konfiguracje układu przesyłowego odpowiadające różnym stanom połączenia sekcji szyn zbiorczych na końcach linii. Analogiczną analizę wykonano dla linii dwutorowych w przypadku pełnej dostępności sygnałów z obu linii równoległych.

W rozdziale 6. rozważono obszernie algorytmy lokalizacji stosujące pomiary lokalne. Rozpoczęto od analizy dotychczasowych algorytmów. Uwzględniono reprezentatywne algorytmy znane z literatury [20, 29, 186, 198] i zawarto syntetyczne wyniki oceny ich dokładności dla układów testowych, zdefiniowanych w DODATKU. Algorytmy przedstawiono w ujęciu zaproponowanym przez autora, w sposób uniwersalny i uzyskano zwarty zapis procedur lokalizacji.

W rozdziale 6. zamieszczono również nowy algorytm lokalizacji [59] uwzględniający zmienność impedancji linii dla składowej zerowej wzdłuż długości linii oraz ocenę uzyskanych efektów dla wybranej linii. Algorytm ten, w odróżnieniu od innych znanych algorytmów, nie wymaga stosowania obliczeń iteracyjnych. Uzyskano go dzięki *wydobyciu* informacji zawartej w relacjach między składowymi symetrycznymi prądów w miejscu zwarcia.

Sformułowano nowy algorytm we współrzędnych fazowych, przeznaczony do lokalizacji zwarć w liniach jednotorowych i dwutorowych nie w pełni przeplecionych [167]. Zamieszczono wyniki analizy dokładności tego algorytmu.

Zaprezentowano nowy algorytm lokalizacji zwarć w liniach dwutorowych przy pełnej dostępności napięć i prądów z obu torów [158] i porównano z innymi algorytmami tego rodzaju.

Podano algorytmy lokalizacji dla linii z szeregową kompensacją kondensatorową [161, 162, 164, 167] wraz z wszechstronną ich oceną. Algorytm w wersji podstawowej, tj. dla linii jednotorowej z kompensacją kondensatorową w jej środku, został zaimplementowany w jednym z terminali zabezpieczeniowych produkcji ABB i obecnie przechodzi próby w warunkach rzeczywistych [168].

W rozdziale 7. rozważono lokalizację zwarć na podstawie pomiarów napięć i prądów na końcach linii, dokonywanych niesynchronicznie i synchronicznie. Wychodząc

z analizy algorytmu [119, 122], który jest uważany za reprezentatywny dla tej klasy, sformułowano algorytm optymalny [165]. Zaproponowany algorytm, który – w przeciwieństwie do cytowanego z prac [119, 122] – nie stosuje procedur iteracyjnych do wyznaczenia kąta synchronizacji, zapewnia jednoznaczne rozwiązanie dla wyznaczanej odległości do miejsca zwarcia dla różnych konfiguracji sieci i specyfikacji zwarć. Zamieszczono syntetyczne wyniki oceny dokładności tego algorytmu.

W rozdziale 8. przedstawiono lokalizację zwarć dzięki pomiarom dokonywanym przez przekładniki odległościowe na końcach linii oraz dwie optymalne wersje nowego algorytmu lokalizacji [160] wraz z syntetyczną oceną dokładności. Odznaczają się one stosowaniem mniejszej liczby sygnałów wejściowych i są znacznie prostsze od podstawowych algorytmów znanych dotychczas [149, 150], obejmują bowiem jednocześnie przypadek linii jednotorowej i dwutorowej.

W rozdziale 9. przeanalizowano procedury pomocnicze algorytmów lokalizacji zwarć. Dokonano przeglądu metod detekcji, klasyfikacji i kierunku wystąpienia zwarcia [55, 61, 62]. Sformułowano cele i zasady korekcji błędów przejściowych przekładników prądowych [77] oraz napięciowych [56]. Zaprezentowano oryginalny algorytm korekcji dla pojemnościowych przekładników napięciowych [56].

Do testowania i oceny dokładności przedstawionych w niniejszej pracy algorytmów lokalizacji zwarć zastosowano sygnały wygenerowane z zastosowaniem pakietu programowego ATP-EMTP [27]. Przy użyciu tego pakietu wykonano rozliczne wielowariantowe symulacje zwarć w celu uzyskania wiarygodnych sygnałów do analizy dokładności rozważanych algorytmów lokalizacji [52, 56, 57, 58, 60, 155, 166, 170]. Ze względu na dużą liczbę algorytmów lokalizacji, przedstawionych w niniejszej pracy, zamieszczono głównie syntetyczne rezultaty analiz dokładności, uzyskane dla określonych układów testowych, przedstawionych w DODATKU.

Znaczną część zaprezentowanych w tej pracy rezultatów autor uzyskał w ramach:

- badań naukowych prowadzonych od roku 1994 do chwili obecnej przez Zespół Badawczy Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej dla ABB Automation Products AB w Vasteras (Szwecja) – z udziałem autora w zadaniu: *Fault Location Techniques for Power Transmission Lines* [158, 159, 160, 161, 162, 164, 165, 167] oraz
- projektu celowego KBN [52]: *Adaptacyjny lokalizator miejsca zwarcia z rejestratorem zakłóceń sieciowych*, nr 8T 10B 04297C/1830 – realizowanego w latach 1998–1999.

3. UKŁADY PRZESYŁOWE

3.1. OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA UKŁADÓW SIECIOWYCH

Sieci elektroenergetyczne występują na różnych poziomach napięcia i zależnie od pełnionych funkcji rozróżnia się sieci przesyłowe oraz rozdzielcze [95, 98, 216]. W niniejszej pracy skoncentrowano się na lokalizacji zwarć w sieciach przesyłowych. Są to sieci zawierające linie i stacje elektroenergetyczne, łączące centra wytwarzania energii elektrycznej i zapotrzebowania na nią, jak również stanowiące połączenia międzyrejonowe lub międzysystemowe. Uwarunkowania lokalizacji zwarć w rozdzielczych liniach 110 kV są podobne do występujących w liniach przesyłowych na wyższych napięciach, co daje możliwość stosowania tych samych metod lokalizacji dla tych linii co dla linii przesyłowych. W przypadku sieci średnich napięć charakter zjawisk zwarciovych jest zasadniczo inny i lokalizacja zwarć dla tych linii stanowi odrębne zagadnienie [2, 107, 142, 152, 182, 212], nie wchodzące w zakres niniejszej pracy.

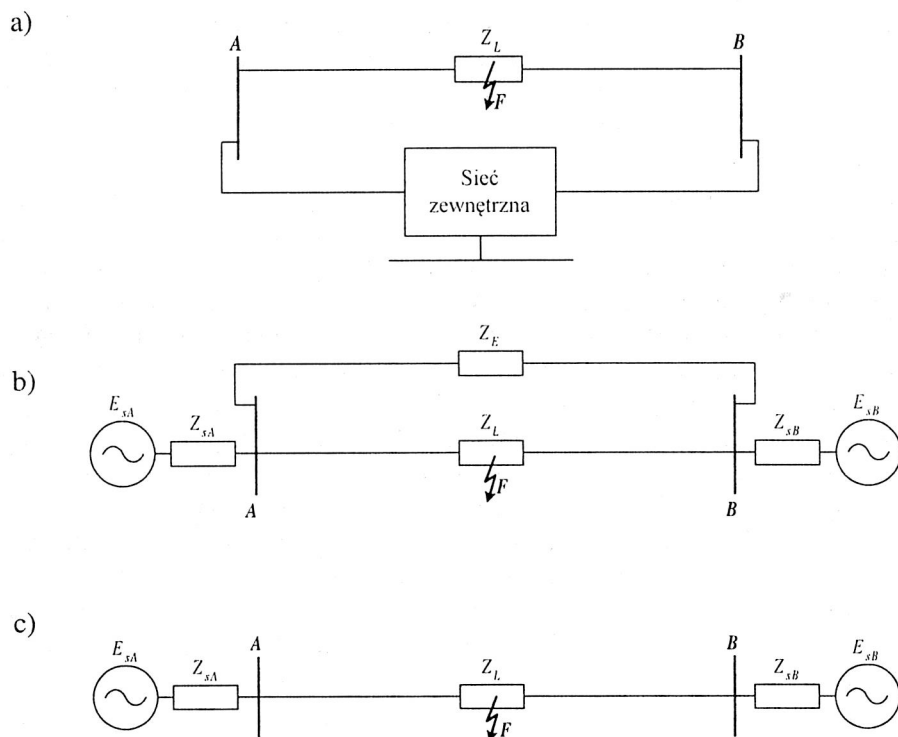
W krajowym systemie elektroenergetycznym występują linie prądu przemiennego na napięcia znamionowe 220 kV, 400 kV oraz jedna linia na napięcie 750 kV. Na świecie są obecnie stosowane napięcia przekraczające poziom 1000 kV. Długość krajowych linii przesyłowych według danych dotyczących roku 1998 wynosi: dla linii 220 kV – 8000 km, a dla linii 400 kV – 4600 km.

W systemach światowych, oprócz tradycyjnych linii przesyłowych prądu przemiennego, coraz powszechniej zaczynają być stosowane inne rozwiązania, w tym układy elastycznego przesyłu FACTS [75, 96, 106, 216]. W szczególności są to linie z kompensacją szeregową, przy czym instalowane są zarówno kondensatory kompensacyjne o stałej wartości [216], jak i regulowane przy użyciu układów tyrystorowych (TSCC) [75]. W niniejszej pracy rozważane są linie z kompensacją przy użyciu kondensatorów szeregowych bez regulacji. Takie kondensatory, zainstalowane w liniach wraz z układami do ochrony przed przepięciami, którymi najczęściej są warystory metalotlenkowe (ang. MOV – *Metal-Oxide Varistor*), sprawiają, że warunki lokalizacji – w porównaniu z liniami tradycyjnymi (bez kompensacji) – są odmienne [76, 120, 124, 143, 145, 146, 154, 157, 159, 161, 162, 164, 166, 167, 216]. Odmienność odnosi się zarówno do cech statycznych, jak i dynamicznych. Szczególny wpływ kondensatorów z warystorami obserwuje się, gdy zwarcie występuje w takim miejscu, że pętla zwarciova rozpatrywana przez lokalizator zwarcia zawiera te elementy.

3.2. PODSTAWOWY UKŁAD Z LINIĄ PRZESYŁOWĄ JEDNOTOROWĄ

Na rysunku 3.1 przedstawiono schemat ideowy linii jednotorowej (Z_L) pomiędzy dwiema stacjami A i B. Linia stanowi tu element złożonej sieci (rys. 3.1a) łączącej

dwa fragmenty systemu elektroenergetycznego. Przy założeniu liniowości wszystkich elementów, cała sieć, z wyłączeniem rozpatrywanej linii, może być zastąpiona ekwiwalentem, jak na rysunku 3.1b [6]. W wyniku uzyskuje się schemat linii zasilanej dwustronnie, będącej podstawowym i najprostszym układem, powszechnie rozważanym w syntezie i analizie algorytmów lokalizacji zwarć w linii. Układ ten w naturalny sposób obejmuje również przypadek zasilania jednostronnego – wyłącznie z odbiorami energii na jednym z końców linii. Gdy rozważana linia energetyczna stanowi jedyne połączenie między obiema stacjami A i B, impedancja Z_E , reprezentująca dodatkowe ekwiwalentne połączenie pomiędzy stacjami w schemacie zastępczym z rysunku 3.1b, może być usunięta; uzyskuje się w ten sposób powszechnie rozważany schemat układu dwumaszynowego jak na rysunku 3.1c.



Rys. 3.1. Linia energetyczna jednotorowa: a) linia jako element złożonej sieci, b) schemat zastępczy, c) schemat zastępczy, gdy linia stanowi jedyne połączenie między stacjami

Fig. 3.1. A single power transmission line: a) a line as an element of a complex grid, b) equivalent diagram, c) equivalent diagram for the case when a line is the only connection between the substations

Zwarcie w linii oznaczono typowym symbolem graficznym oraz literą F . Fragmenty systemów po obu stronach linii w schemacie zastępczym są reprezentowane przez ekwiwalenty zawierające zastępcze siły elektromotoryczne (E_{sA} , E_{sB}) oraz impedancje (Z_{sA} , Z_{sB}). Impedancje ekwiwalentnych systemów zasilających mogą być określone na podstawie znajomości konfiguracji całego systemu oraz szczegółowych danych dla jej poszczególnych elementów [6, 20]. Inną możliwością jest pomiar tych impedancji na podstawie prądów i napięć, występujących podczas zwarć w linii, przy czym niezbędne są zarówno wielkości przedzwarciove, jak i pozwarciove [114].

3.3. UKŁADY PRZESYŁOWE Z LINIĄ DWUTOROWĄ

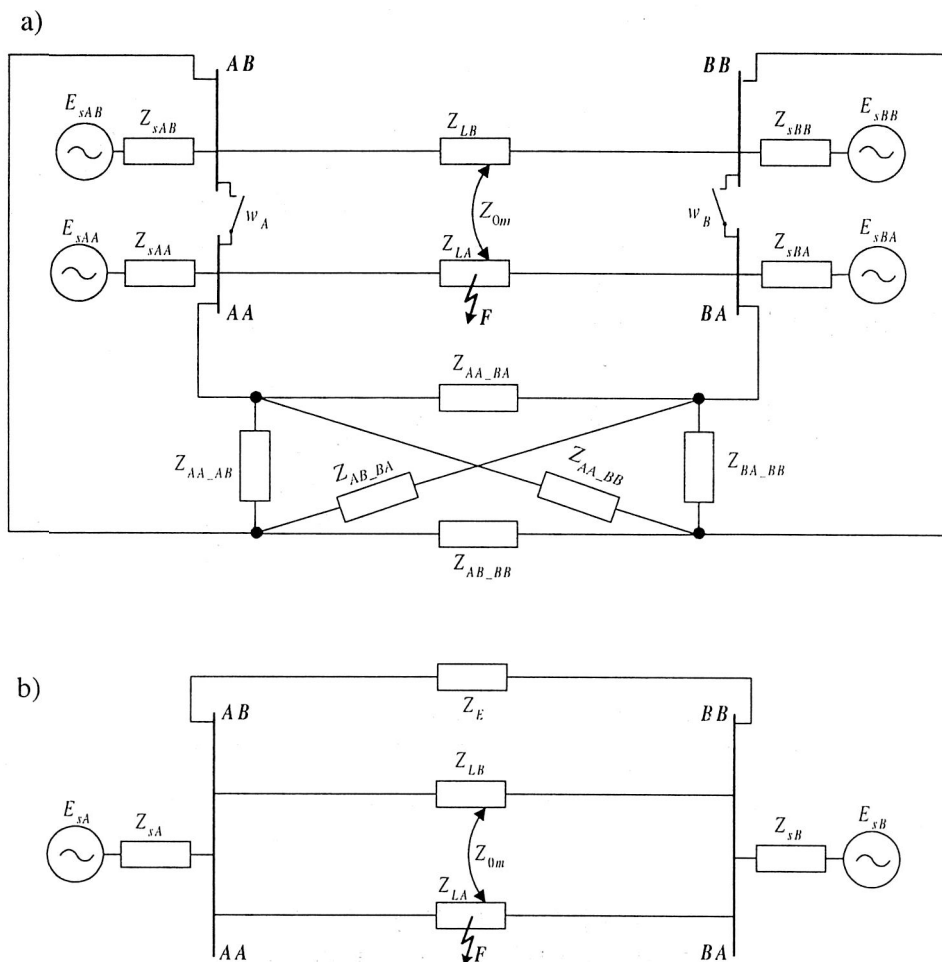
Linie dwutorowe (równoległe) są stosowane ze względów ekonomicznych, zapewniając jednocześnie dużą elastyczność przesyłu energii elektrycznej [6, 36, 97, 112, 144, 167, 217]. W schemacie ideowym układu przesyłowego z linią dwutorową (rys. 3.2a) umieszczono wyłączniki w_A , w_B , które odwzorowują stan połączeń sekcji szyn zbiorczych w obu stacjach. Odzwierciedla to możliwość występowania 4 różnych stanów połączeń.

Ekwiwalent sieci zewnętrznej w stosunku do rozpatrywanej linii dwutorowej (rys. 3.2a) zawiera w tym przypadku 4 źródła (w postaci siły elektromotorycznej oraz impedancji) oraz 6 ekwiwalentnych gałęzi impedancyjnych w układzie *kopertowym*. W układach przesyłowych impedancja dla wielu z tych gałęzi jest na tyle duża, że gałęzie te mogą być pominięte [6]. Dodatkowo, jeśli linie równoległe pracują na połączone sekcje szyn zbiorczych na obu końcach, to – niezależnie od wartości impedancji elementów z układu *kopertowego* – ekwiwalent ulega znacznemu uproszczeniu. Wtedy pary równoległe połączonych źródeł na obu końcach linii redukują się do pojedynczych źródeł, a układ *kopertowy* można zastąpić jedną ekwiwalentną gałęzią (Z_E), występującą równoległe do rozpatrywanej linii dwutorowej (rys. 3.2b).

Ze względu na bliskość obu torów linii (najczęściej zawieszenie na tych samych słupach) występuje wzajemne sprzężenie magnetyczne (Z_{0m}) mające istotny wpływ podczas zwarć z udziałem ziemi. Z punktu widzenia lokalizacji zwarć, jak również pracy zabezpieczeń, rozważa się najczęściej następujące przypadki [6, 151, 197, 216, 217]:

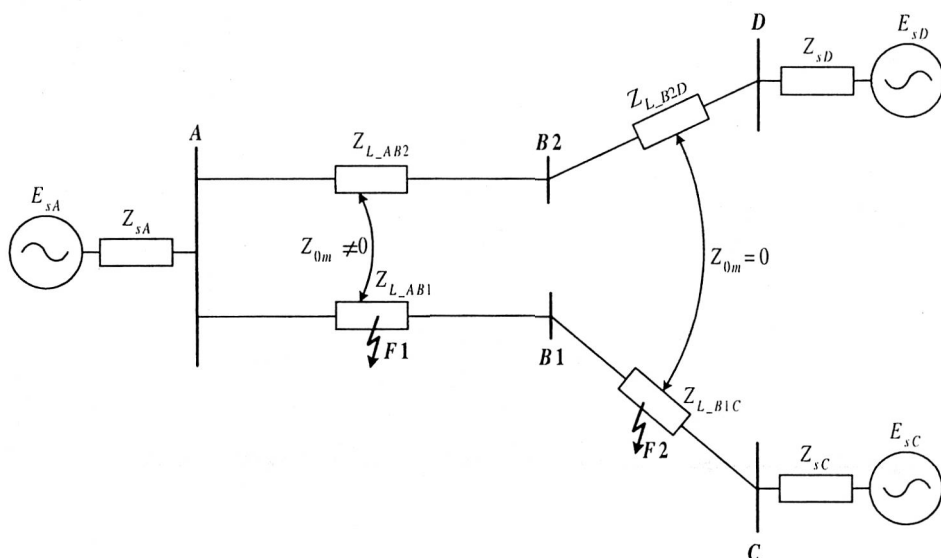
- oba tory linii są włączone (układ podstawowy),
- tylko jeden z torów jest czynny, a drugi jest wyłączony i uziemiony na obu końcach.

W układzie pokazanym na rysunku 3.2 linie są równoległe i sprzężone magnetycznie na całej długości. Niekiedy bezpośrednie sąsiedztwo obu torów, czego szczególnym przypadkiem jest zawieszenie obu linii na tych samych słupach, jest zapewnione tylko na pewnej długości. Linie takie są określane jako częściowo równoległe (w sensie sprzężenia magnetycznego) [151, 216].



Rys. 3.2. Schemat ideowy układu przesyłowego z linią dwutorową: a) przypadek ogólny, b) przypadek gdy linie równoległe na obu końcach pracują na połączone sekcje szyn zbiorczych
 Fig. 3.2. Sketch diagram of a transmission system with parallel lines: a) general case, b) case when parallel lines at both the ends are terminated at connected busbars

Typowy układ dla takiego systemu przesyłowego przedstawiono na rysunku 3.3. Inne możliwości dla układów przesyłowych z liniami częściowo równoległymi występują w rozwiązaniach przedstawionych w pracy [151]. Lokalizacja zwarć w liniach częściowo równoległych polega na wyznaczeniu odległości do zwarcia, przy założeniu, że wystąpiło ono w dwóch różnych miejscach: odpowiednio w części ze sprzężeniem linii oraz na odcinku, w którym tego sprzężenia już nie ma. Następnie obie hipotezy powinny być zweryfikowane w celu wybrania właściwego (obowiązującego) rozwiązania.

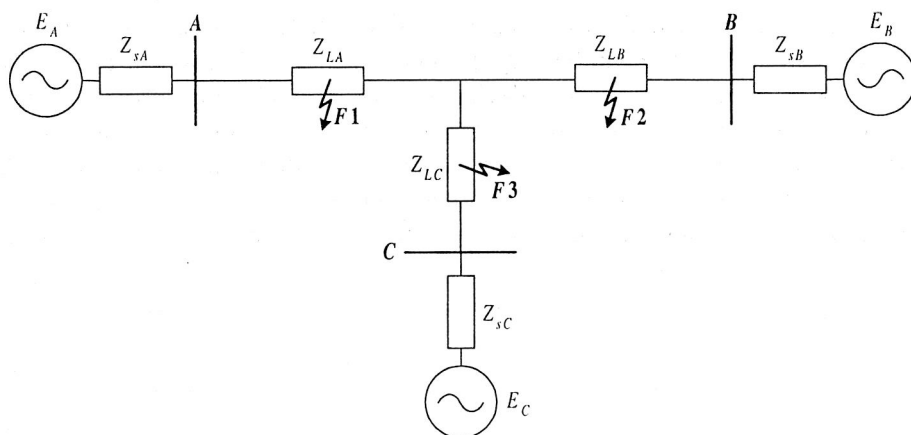


Rys. 3.3. Układ przesyłowy równoległy ze sprzężeniem magnetycznym linii na pewnej długości z wyszczególnieniem charakterystycznych miejsc zwarcia
 Fig. 3.3. Parallel transmission system with magnetic coupling between lines on the specified length only with the indicated characteristic fault spots

3.4. UKŁADY PRZESYŁOWE Z LINIAMI ROZGAŁĘZIONYMI (UKŁADY TYPU *T*)

Na rysunku 3.4 ukazano układ przesyłowy typu *T* z trzema stacjami *A*, *B*, *C*. Jest to układ powszechnie występujący w Wielkiej Brytanii, USA i innych krajach [1, 39, 46, 172, 191]. W pracy [184] podano informację, że odmiana takiego układu jest spotykana w krajach byłego Związku Radzieckiego: linie 110 kV zasilane dwustronnie (stacje *A* i *B*) z odgałęzieniem, zakończonym stacją z transformatorem i odbiorem (stacja *C*). Lokalizacja dotyczy w tym przypadku zwarć mogących wystąpić w trzech charakterystycznych miejscach, oznaczonych na rysunku 3.4 jako: *F1*, *F2*, *F3*.

Algorytm lokalizacji powinien zawierać trzy procedury określające odległość do zwarcia dla tych trzech hipotetycznych miejsc zwarcia. Następnie wyniki uzyskane z trzech procedur należy zweryfikować w celu uzyskania wyniku końcowego, który odpowiada faktycznej odległości do zwarcia.



Rys. 3.4. Układ przesyłowy z linią rozgałęzioną – typu *T*
 Fig. 3.4. Transmission system with multi-terminal line – *T* type

3.5. UKŁADY PRZESYŁOWE Z LINIAMI Z KOMPENSACJĄ SZEREGOWĄ

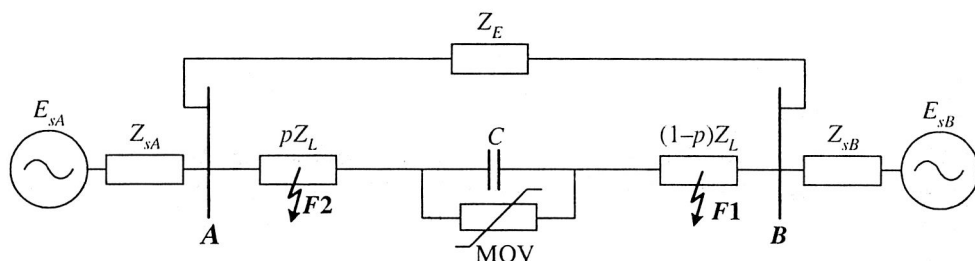
Szeregowe kondensatory kompensacyjne, o stałej wartości lub regulowane przy użyciu układów tyrystorowych, są instalowane na długich liniach przesyłowych w wielu krajach. W wyniku stosowania takiej kompensacji osiąga się [216]:

- zwiększoną przepustowość linii,
- poprawę stabilności systemu,
- ograniczenie strat przesyłu,
- poprawę regulacji napięcia,
- większą elastyczność sterowania rozpięciem mocy.

Koszty instalacji kondensatorów kompensacyjnych wraz z urządzeniami zabezpieczeniowymi nie przekraczają zwykle 15–30% nakładów, jakie należałoby ponieść na budowę dodatkowej linii równoważnej, tj. zapewniającej taki sam wzrost przepustowości transmisyjnej [216]. Za stosowaniem kompensacji kondensatorowej przemawiają również względy ochrony środowiska.

Kompensacja szeregową jest stosowana na rozliczne sposoby. Trójfazowy zespół kondensatorów kompensacyjnych (*C*) w układzie pokazanym na rysunku 3.5 jest zainstalowany w odległości *p* [p.u.] od stacji *A*, przy czym $0 < p < 1$ p.u. W USA kondensatory kompensacyjne są instalowane w jednym z końców linii ($p = 0$ lub $p = 1$ p.u.) [120, 124, 125], a w krajach europejskich w pobliżu środka linii ($p \sim 0,5$ p.u.) [161, 168]. Stopień kompensacji linii, określany jako stosunek reaktancji kondensatora do reaktancji linii (dla składowej zgodnej), może osiągać wartości od 50% do około 90% [168, 216].

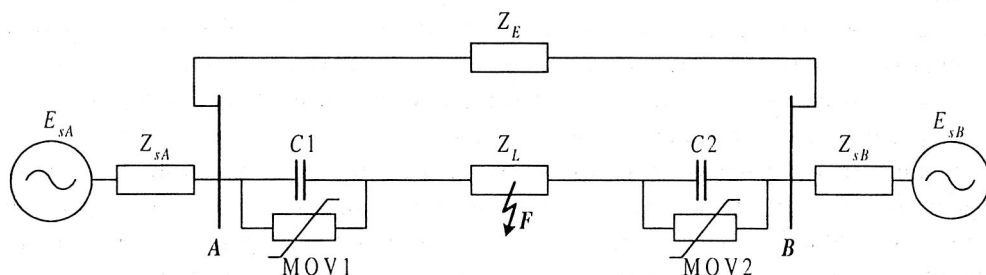
Dla lokalizacji zwarć, rozpatrywanej ze stacji A (rys. 3.5), można wyróżnić dwie charakterystyczne lokalizacje zwarć w linii – odpowiednio za zespołem kondensatorów ($F1$) oraz przed tym zespołem ($F2$). Wiąże się to z obecnością kondensatora (kondensatorów) w rozważanych pętlach zwarciovych ($F1$) lub ich brakiem ($F2$). Warystory (MOV) w stanach bliskich znamionowej pracy linii pracują w zakresie liniowym, przewodząc znikomy prąd. W odróżnieniu, dla zwarć objawiających się wzrostem prądu, warystory wchodzą w zakres nieliniowej pracy, charakteryzujący się ograniczeniem spadku napięcia na tym elemencie – pomimo znacznego wzrostu prądu.



Rys. 3.5. Schemat ideowy układu przesyłowego z linią jednorową kompensowaną przy użyciu trójfazowego zespołu kondensatorów szeregowych

Fig. 3.5. Schematic diagram of a transmission system with a single line compensated by means of a three-phase bank of series capacitors

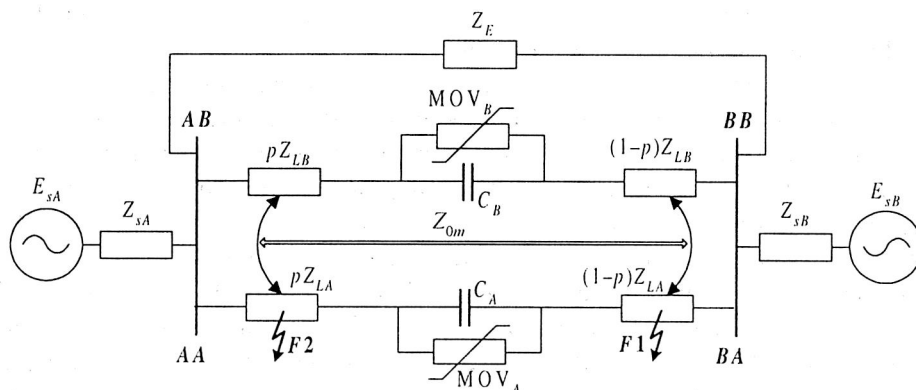
Na rysunku 3.6 przedstawiono schemat ideowy układu przesyłowego z linią jednorową, kompensowaną przy użyciu dwóch zespołów kondensatorów szeregowych instalowanych na początku i końcu linii, co jest rozwiązaniem charakterystycznym dla sieci w USA [216].



Rys. 3.6. Schemat ideowy układu przesyłowego z linią jednorową kompensowaną przy użyciu dwóch trójfazowych zespołów kondensatorów szeregowych

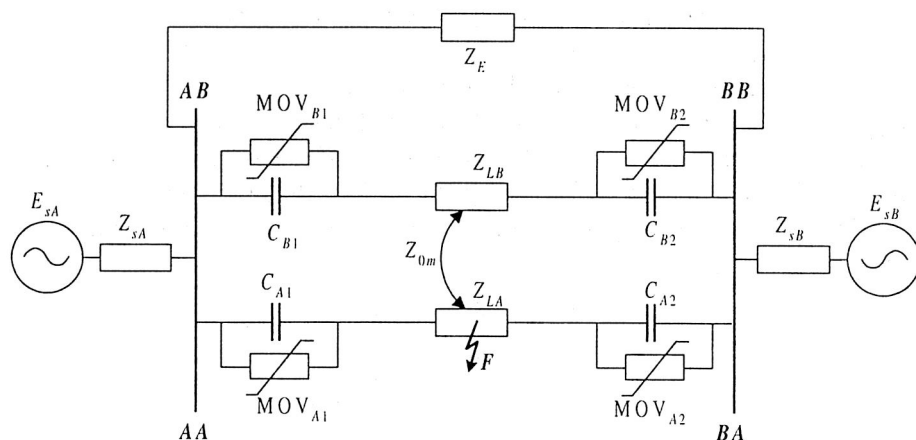
Fig. 3.6. Schematic diagram of a transmission system with a single line compensated by means of two three-phase banks of series capacitors

Dwutorowe linie kompensowane charakteryzują się zarówno elastycznością przesyłu energii, jak i dużą ekonomicznością, łącząc w ten sposób zalety linii równoległych i korzyści wynikające z szeregowej kompensacji kondensatorowej. Typowe rozwiązania dla tych układów zaprezentowano na rysunkach 3.7, 3.8. Przyjęto przy tym, że linie pracują na obu końcach na połączone sekcje szyn zbiorczych.



Rys. 3.7. Schemat ideowy układu przesyłowego z linią dwutorową kompensowaną przy użyciu jednego zespołu trójfazowego kondensatorów szeregowych w każdym torze

Fig. 3.7. Schematic diagram of a transmission system with parallel lines compensated by means of one three-phase bank of series capacitors in each line



Rys. 3.8. Schemat ideowy układu przesyłowego z linią dwutorową kompensowaną przy użyciu dwóch zespołów trójfazowych kondensatorów szeregowych w każdym torze

Fig. 3.8. Schematic diagram of a transmission system with parallel lines compensated by means of two three-phase banks of series capacitors in each line

4. MODELE LINII PRZESYŁOWYCH

W zakresie tematyki niniejszej pracy modele linii można rozpatrywać w odniesieniu do:

- reprezentacji linii w samym algorytmie lokalizacji oraz
- symulacji zjawisk zwarciovych w celu uzyskania wiarygodnych sygnałów do oceny dokładności analizowanych algorytmów lokalizacji.

W dalszej części przedstawiono modele linii, które są najpowszechniej stosowane przy odwzorowaniu linii w algorytmach lokalizacji. Pewną uwagę poświęcono również wyznaczaniu parametrów linii. Oba te czynniki mają bowiem kluczowe znaczenie dla poprawnego (dokładnego) określenia miejsca zwarcia w linii. Z kolei konieczność prowadzenia symulacji zjawisk zwarciovych w linii wynika na ogół z braku odpowiedniej liczby zarejestrowanych przebiegów występujących podczas zwarc rzeczywistych. W celu uzyskania wiarygodnych sygnałów zwarciovych modele linii użyte do celów symulacji są zasadniczo dokładniejsze od modeli linii stosowanych w algorytmach lokalizacji. Autor niniejszej pracy stosował do symulacji zwarc w liniach standardowy pakiet programowy ATP-EMTP [27]. Pozwala on na stosowanie różnorodnych modeli linii [26, 27, 109] i daje możliwość efektywnego prowadzenia wielowariantowych symulacji, niezbędnych do kompleksowej oceny dokładności analizowanych algorytmów lokalizacji.

4.1. PODSTAWOWE MODELE LINII Z ELEMENTAMI SKUPIONYMI

W celu określenia impedancji wzdłużnych rozważmy trójfazową linię energetyczną bez przewodów odgromowych. Zakłada się, że linia ta ma długość l i jest zawieszona w powietrzu, a więc powyżej fikcyjnego (umyślnego) przewodu ziemnopowrotnego, odzwierciedlającego wpływ ziemi [6, 71, 94]. Przewody faz $L1$, $L2$, $L3$ wraz z przewodem ziemnopowrotnym n tworzą trzy obwody, które w zapisie macierzowym mogą być zapisane

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_{L1} \\ \underline{V}_{L2} \\ \underline{V}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{L1L1} & \underline{Z}_{L1L2} & \underline{Z}_{L1L3} \\ \underline{Z}_{L2L1} & \underline{Z}_{L2L2} & \underline{Z}_{L2L3} \\ \underline{Z}_{L3L1} & \underline{Z}_{L3L2} & \underline{Z}_{L3L3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix}, \quad (4.1)$$

gdzie:

$\underline{V}_{L1}$, $\underline{V}_{L2}$, $\underline{V}_{L3}$ – napięcia fazowe,

$\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$, $\underline{I}_{L3}$ – prądy fazowe,

$\underline{Z}_{L1L1} = l \left(\underline{z}_{iL1} + \pi^2 10^{-4} f + j 4 \pi 10^{-4} f \ln \left(\frac{D_e}{r_{L1_sr}} \right) \right)$ – impedancja własna fazy ($L1$),

- $$Z_{L1L2} = l \left(\pi^2 10^{-4} f + j 4 \pi 10^{-4} f \ln \left(\frac{D_e}{D_{L1L2}} \right) \right) \quad \text{– impedancja wzajemna faz (L1, L2),}$$
- $$D_e = 660 \sqrt{\rho/f} \quad \text{– promień fikcyjnego przewodu ziemnopowrotnego (odległość pomiędzy przewodem ziemnopowrotnym a przewodem fazowym), m,}$$
- $$\underline{z}_{iL1} \approx \rho_{L1} + j \pi 10^{-4} \mu_r f \quad \text{– jednostkowa impedancja wewnętrzna przewodu (L1), } \Omega/\text{km,}$$
- $$f \quad \text{– częstotliwość prądu (50 Hz),}$$
- $$l \quad \text{– długość rozważanego odcinka linii, km,}$$
- $$r_{L1_śr} \quad \text{– promień jednorodnego przewodu walcowego o nieskończonej cienkiej ścianie zastępującego rzeczywisty przewód w postaci linki, m,}$$
- $$\rho_{L1} \quad \text{– rezystancja jednostkowa dla materiału przewodu fazowego, } \Omega/\text{km,}$$
- $$D_{L1L2} \quad \text{– odległości pomiędzy przewodami faz L1 oraz L2, m,}$$
- $$\rho \quad \text{– rezystywność gruntu, } \Omega\text{m,}$$
- $$\mu_r \quad \text{– względna przenikalność magnetyczna dla materiału przewodu fazowego.}$$

Rezystywność gruntu zależy od jego struktury oraz wilgotności i może się zmieniać w szerokim zakresie [6]:

- woda morska: 0,01–1 Ωm ,
- gleba bagnista, podmokła: 10–100 Ωm ,
- gleba średnio wilgotna: 100 Ωm ,
- gleba sucha: 1000 Ωm ,
- łupki: 10^7 Ωm ,
- gleba piaskowa: 10^9 Ωm .

Podczas określania rezystywności gruntu należy wziąć pod uwagę, że struktura gruntu nie jest identyczna wzdłuż całej długości linii oraz że zależy ona od wilgotności, a więc od warunków atmosferycznych. Parametr ten dla rozważanej linii można więc określić jedynie w przybliżeniu, podając możliwy zakres.

Elementy diagonalne, a szczególnie pozadiagonalne z macierzy impedancyjnej (4.1) – w ogólnym przypadku – nie są odpowiednio sobie równe. O ile odległości poszczególnych faz do ziemi są w przybliżeniu równe, o tyle odległości pomiędzy poszczególnymi przewodami fazowymi mogą się znacznie różnić. W celu poprawy symetrii linii stosowane są przeplecenia przewodów fazowych co pewien dystans, tj. cykliczne zamiany miejsc pomiędzy fazami. Linie z kompletnymi cyklami przeplotów (liczba przeplotów jest całkowitą wielokrotnością liczby faz (3)) są określane w niniejszej pracy jako linie transponowane (ang. *transposed lines*). Przeciwnieństwem są linie nietransponowane (ang. *untransposed lines*).

Równanie dla odcinka linii transponowanej o długości l (m)

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_{L1} \\ \underline{V}_{L2} \\ \underline{V}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_s & \underline{Z}_m & \underline{Z}_m \\ \underline{Z}_m & \underline{Z}_s & \underline{Z}_m \\ \underline{Z}_m & \underline{Z}_m & \underline{Z}_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix}, \quad (4.2)$$

przy czym:

$$\underline{Z}_s = l \left(\underline{Z}_i + \pi^2 10^{-4} f + j 4 \pi 10^{-4} f \ln \left(\frac{D_e}{r_{sr}} \right) \right),$$

$$\underline{Z}_m = \pi^2 10^{-4} f l + j 4 \pi 10^{-4} f \left(\frac{l}{3} \ln \left(\frac{D_e}{D_{L1L2}} \right) + \frac{l}{3} \ln \left(\frac{D_e}{D_{L2L3}} \right) + \frac{l}{3} \ln \left(\frac{D_e}{D_{L3L1}} \right) \right),$$

gdzie:

$\underline{Z}_i$ – jednostkowa impedancja wewnętrzna przewodów fazowych, Ω/km ,
 r_{sr} – promień jednorodnych przewodów walcowych o nieskończenie cienkiej ścianie zastępujących rzeczywiste przewody w postaci linki, m,
 pozostałe oznaczenia jak w (4.1).

W macierzy impedancyjnej (4.2) występują identyczne wartości impedancji, odpowiednio własnych $\underline{Z}_s$ oraz wzajemnych $\underline{Z}_m$. W rozwiązaniach praktycznych mogą wystąpić pewne odstępstwa od pełnej symetrii i wynikają one z tego, że przeplecenia nie są dokonywane w dokładnie takich samych odległościach (różne długości przęseł) lub na przykład ze względów oszczędnościowych dokonywane jest tylko jedno lub dwa przeplecenia [6].

W praktyce często stosuje się uproszczenie polegające na zastąpieniu macierzy (4.1) przez macierz (4.2) [45, 119, 123, 172]

$$\begin{bmatrix} \underline{Z}_{L1L1} & \underline{Z}_{L1L2} & \underline{Z}_{L1L3} \\ \underline{Z}_{L2L1} & \underline{Z}_{L2L2} & \underline{Z}_{L2L3} \\ \underline{Z}_{L3L1} & \underline{Z}_{L3L2} & \underline{Z}_{L3L3} \end{bmatrix} \xrightarrow{\text{uproszczenie}} \begin{bmatrix} \underline{Z}_s & \underline{Z}_m & \underline{Z}_m \\ \underline{Z}_m & \underline{Z}_s & \underline{Z}_m \\ \underline{Z}_m & \underline{Z}_m & \underline{Z}_s \end{bmatrix}, \quad (4.3)$$

gdzie:

$$\underline{Z}_s = \frac{\underline{Z}_{L1L1} + \underline{Z}_{L2L2} + \underline{Z}_{L3L3}}{3},$$

$$\underline{Z}_m = \frac{\underline{Z}_{L1L2} + \underline{Z}_{L2L3} + \underline{Z}_{L3L1}}{3},$$

przy czym uśrednianie dotyczy głównie impedancji wzajemnych ($\underline{Z}_m$), co jest równoważne przyjmowaniu średniej geometrycznej odległości między przewodami jako

$$D_{sr} = \sqrt[3]{D_{L1L2} D_{L2L3} D_{L3L1}}.$$

Uproszczenie (4.3) jest powszechnie stosowane w obliczeniach zwarciovych, natomiast dla lokalizacji zwarć powoduje niekiedy znaczne błędy i wtedy nie jest dopuszczalne.

Bardzo ważną właściwością w odniesieniu do linii symetrycznej, uzyskanej w wyniku transpozycji przewodów (4.2) lub uproszczenia (4.3), jest to, że możliwe jest zastosowanie diagonalizującego przekształcenia 0,1,2 (składowe symetryczne), dzięki czemu uzyskuje się

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_0 \\ \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{0L} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{1L} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_{2L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix}, \quad (4.4)$$

gdzie:

$\underline{Z}_{0L} = \underline{Z}_s + 2\underline{Z}_m$ – impedancja linii dla składowej zerowej,

$\underline{Z}_{1L} = \underline{Z}_{2L} = \underline{Z}_s - \underline{Z}_m$ – impedancja linii dla składowej zgodnej (przeciwnej).

Przy opisie linii dwutorowych należy uwzględnić wzajemne sprzężenie magnetyczne obu torów wynikające z ich bliskiego sąsiedztwa, wynikającego najczęściej z zawieszenia obu torów na tych samych słupach. Dla linii dwutorowej, rozpatrywanej jako symetryczna oraz bez przewodów odgromowych, uzyskuje się opis macierzowy w postaci

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_{AL1} \\ \underline{V}_{AL2} \\ \underline{V}_{AL3} \\ \underline{V}_{BL1} \\ \underline{V}_{BL2} \\ \underline{V}_{BL3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{sA} & \underline{Z}_{mA} & \underline{Z}_{mA} & \underline{m} & \underline{m} & \underline{m} \\ \underline{Z}_{mA} & \underline{Z}_{sA} & \underline{Z}_{mA} & \underline{m} & \underline{m} & \underline{m} \\ \underline{Z}_{mA} & \underline{Z}_{mA} & \underline{Z}_{sA} & \underline{m} & \underline{m} & \underline{m} \\ \underline{m} & \underline{m} & \underline{m} & \underline{Z}_{sB} & \underline{Z}_{mB} & \underline{Z}_{mB} \\ \underline{m} & \underline{m} & \underline{m} & \underline{Z}_{mB} & \underline{Z}_{sB} & \underline{Z}_{mB} \\ \underline{m} & \underline{m} & \underline{m} & \underline{Z}_{mB} & \underline{Z}_{mB} & \underline{Z}_{sB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_{AL1} \\ \underline{I}_{AL2} \\ \underline{I}_{AL3} \\ \underline{I}_{BL1} \\ \underline{I}_{BL2} \\ \underline{I}_{BL3} \end{bmatrix}, \quad (4.5)$$

gdzie:

A, B – indeksy określające poszczególne tory,

$L1, L2, L3$ – indeksy określające poszczególne fazy dla napięć $\underline{V}$ i prądów $\underline{I}$,

s – indeks do określenia impedancji własnej,

m – indeks do określenia impedancji wzajemnej,

$\underline{m} = \frac{\underline{Z}_{0m}}{3}$ ($\underline{Z}_{0m}$ – impedancja wzajemna torów dla składowej zerowej).

Dokładniejsze odwzorowanie linii niż (4.1)–(4.5) wymaga uwzględnienia jeszcze parametrów poprzecznych linii, tj. upływności ($\underline{G}_L$) i susceptancji pojemnościowej ($\underline{B}_L$). Z tych dwóch parametrów większe znaczenie mają pojemności poprzeczne linii. Mogą być one wyznaczone na podstawie wymiarów geometrycznych i stałych materiałowych. Efektywnym podejściem do tego jest użycie tzw. współczynników Maxwella, wyznaczonych z analizy układów elektrod: przewód fazowy–ziemia (walec–płaszczyzna), przewód–przewód (walec–walec) [9, 71]. Schematy linii, odpowiednio bez uwzględnienia pojemności poprzecznych i z ich uwzględnieniem, przedstawiono w dalszej części niniejszej pracy przy opisie modeli pętli zwarciovych (p. 5.5).

4.2. UWZGLĘDNIENIE PRZEWODÓW ODGROMOWYCH W MODELACH LINII

Przewody odgromowe są stosowane w liniach napowietrznych do ochrony przewodów roboczych linii przed bezpośrednimi trafieniami piorunów i ograniczenia przepięć na izolacji linii. Zależnie od rozwiązań stosowany jest jeden lub więcej, najczęściej dwa przewody odgromowe. Są one uziemiane przez połączenia z konstrukcjami słupów i rozdzielni, przy czym zasadniczo stosuje się następujące sposoby [57, 59, 86, 206, 207]:

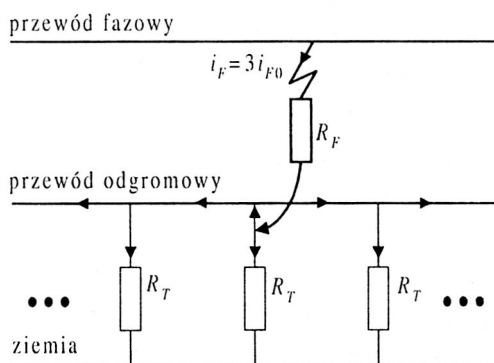
- przewody odgromowe są uziemiane na każdym ze słupów,
- przewody odgromowe są uziemiane tylko w rozdzielniach na obu końcach linii.

Rezystancja uziemienia słupa wynosi najczęściej 5–15 Ω , a dla uziemienia w stacjach krańcowych jest znacznie mniejsza, osiągając wartości 0,1–0,5 Ω [71, 197].

Linie jednotorowe i dwutorowe, wyposażone w przewody odgromowe, określa się za pomocą złożonych równań macierzowych [71]. W celu uproszczenia obliczeń stosuje się jednak metodę składowych symetrycznych, jak dla linii bez przewodów odgromowych. Uwzględnia się przy tym, że – zgodnie z wynikami analiz przedstawionych w pracy [71] – istnienie przewodów odgromowych powoduje, iż:

- impedancja linii dla składowej zerowej oraz impedancja linii dla sprzężenia torów równoległych dla składowej zerowej ulegają zmniejszeniu,
- impedancje linii dla składowej zgodnej oraz przeciwnej pozostają nie zmienione.

Przewody odgromowe linii powodują również, że impedancja linii dla składowej zerowej powinna być rozpatrywana jako wielkość zmienna wzdłuż długości linii [19, 57, 94, 206, 207]. Wynika to z rozplywu prądu zwarcia doziemnego poprzez przewód odgromowy i układ uziemień słupów (R_T) – jak to pokazano na rysunku 4.1 dla przypadku stosowania uziemień dla wszystkich słupów [186, 207].

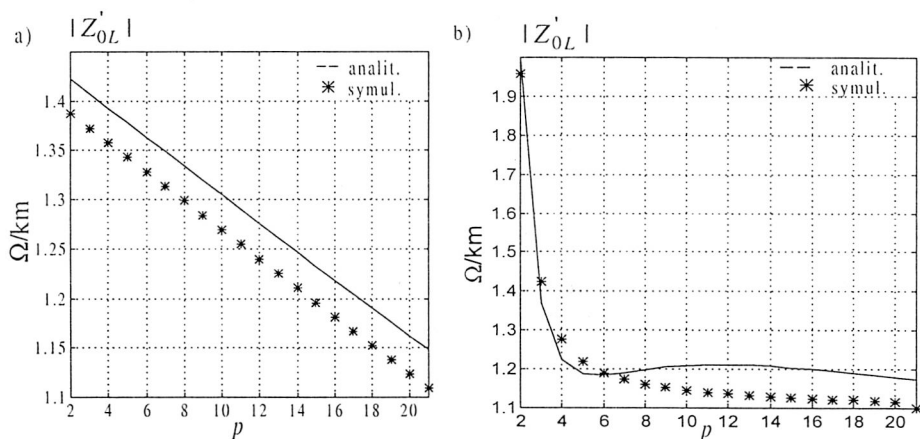


Rys. 4.1. Rozplyw prądu zwarcia jednofazowego do ziemi w pobliżu miejsca zwarcia poprzez przewód odgromowy i uziemienia słupów

Fig. 4.1. Distribution of a single phase-to-ground fault in the vicinity of fault spot via overhead ground wire and tower-footing resistances

Sposób zmienności impedancji linii z przewodem lub przewodami odgromowymi dla składowej zerowej zależy od sposobu uziemienia tych przewodów i może być wyznaczony na drodze analitycznej [19, 25, 57, 94, 206]. Inną możliwością jest wyznaczenie jej na podstawie pomiarów, dokonywanych na rzeczywistej linii (przy obniżonym napięciu) [72] lub w wiernym modelu linii [57]. Obliczenia analityczne są dość złożone, pomiary terenowe parametrów linii są natomiast niebezpieczne i trudne organizacyjnie [72] oraz z pewnością mało realne, gdy zachodzi potrzeba wykonywania zwarć w kilku miejscach w linii. Z tego względu niezmiernie użytecznym narzędziem do takich zastosowań są programy symulacyjne, jak np. pakiet ATP-EMTP [27].

Rozważając układ testowy 3 (DODATEK) z linią energetyczną wyposażoną w jeden przewód odgromowy, wyznaczono zmienność impedancji linii dla składowej zerowej metodą analityczną [57, 206] oraz metodą symulacyjną za pomocą programu ATP-EMTP [57] (rys. 4.2 – oznaczenie: analit. oraz symul.). Uzyskano dużą zgodność między obliczeniami analitycznymi a wynikami uzyskanymi z symulacji ATP-EMTP.



Rys. 4.2. Przebieg zmian modułu impedancji linii dla składowej zerowej z układu testowego 3 (DODATEK) wzdłuż długości linii (p – numer słupa) przy uziemieniu przewodu odgromowego:

a) tylko w obu rozdzielniach, b) na każdym słupie i w rozdzielniach

Fig. 4.2. Variation of absolute value of a zero sequence impedance of the line from the test system 3 (APPENDIX) along the line length (p – number of a tower) under earthing of the overhead ground wire: a) at both substations only, b) at each tower and at the substations

W badaniach symulacyjnych rozważaną linię zamodelowano w postaci szeregowego połączenia czwórników typu Π , w liczbie odpowiadającej liczbie przęseł linii (20). Parametry każdego czwórnika wyznaczano na podstawie geometrii oraz stałych fizycznych linii, stosując program pomocniczy w ATP-EMTP: LINE CONSTANTS [27]. Wartości impedancji linii dla składowej zerowej (Z'_{0L} (Ω/km)) wyznaczano na podstawie pomiarów składowej zerowej napięć i prądów na początku linii, występujących podczas serii zwarć na kolejnych przęsłach.

4.3. MODEL MATEMATYCZNY LINII DŁUGIEJ

Linie długości przekraczającej 150–200 km [6, 151] są określane jako linie długie i są modelowane z parametrami rozłożonymi wraz z długością linii. Opis linii długich jest przedstawiany w postaci:

- równań różniczkowych cząstkowych dla wielkości chwilowych,
- macierzowej dla stanu ustalonego.

W przypadku opisu dla wielkości chwilowych przyjmuje się, że parametry pośluzne (R , L) oraz pojemność poprzeczna (C) są równomiernie rozłożone wzdłuż linii. Konduktancja linii jest przy tym najczęściej pomijana. Wtedy napięcia (v) i prądy (i) wzdłuż linii są funkcją odległości od końca linii (x) i czasu (t) zgodnie z równaniami telegrafistów

$$\begin{aligned} \frac{\partial v(x,t)}{\partial x} + L \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} &= -Ri(x,t), \\ C \frac{\partial v(x,t)}{\partial x} + \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} &= 0. \end{aligned} \quad (4.6)$$

Układ równań (4.6) może być rozwiązany metodą charakterystyk zaproponowaną przez Collatza [82, 83]. W tym celu równania (4.6) zapisuje się w postaci zmodyfikowanej

$$\begin{aligned} \frac{\partial u(x,t)}{\partial x} - \chi^2 \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} &= -\eta i(x,t), \\ \frac{\partial u(x,t)}{\partial x} - \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} &= 0. \end{aligned} \quad (4.7)$$

gdzie:

$$u = -Cv,$$

$$\chi = \sqrt{LC},$$

$$\eta = RC.$$

Przy opisie macierzowym dla stanu ustalonego linii długiej uzyskuje się następujący opis dwójnika reprezentującego rozważaną linię [6]

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_A \\ \underline{I}_A \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A} & \underline{B} \\ \underline{C} & \underline{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_B \\ \underline{I}_B \end{bmatrix}, \quad (4.8)$$

gdzie:

$$\underline{A} = \cosh(\underline{\gamma}l),$$

$$\underline{B} = \underline{Z}_c \sinh(\underline{\gamma}l),$$

$$\underline{C} = \underline{Y}_c \sinh(\underline{\gamma}l),$$

$$\underline{D} = \underline{A} = \cosh(\underline{\gamma}l),$$

$\underline{z}$, $\underline{y}$ – impedancja i admitancja na jednostkę długości linii,

$\underline{\gamma} = \sqrt{\underline{z}\underline{y}}$ – stała propagacji linii,

$\underline{Z}_c = \frac{\underline{z}}{\underline{\gamma}} = \frac{1}{\underline{Y}_c}$ – impedancja charakterystyczna linii,

$\underline{Y}_c = \frac{\underline{\gamma}}{\underline{z}} = \frac{1}{\underline{Z}_c}$ – admitancja charakterystyczna linii,

l – całkowita długość linii.

Przyjmując do rozważań trójfazową linię dwutorową o identycznych parametrach oraz pełnych cyklach przeplotów symetryzujących dla obu torów, uzyskuje się opis w postaci macierzowej [6]

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_{AA} \\ \underline{V}_{AB} \\ \underline{I}_{AA} \\ \underline{I}_{AB} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A}_S & \underline{A}_M & \underline{B}_S & \underline{B}_M \\ \underline{A}_M & \underline{A}_S & \underline{B}_M & \underline{B}_S \\ \underline{C}_S & \underline{C}_M & \underline{D}_S & \underline{D}_M \\ \underline{C}_M & \underline{C}_S & \underline{D}_M & \underline{D}_S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_{BA} \\ \underline{V}_{BB} \\ \underline{I}_{BA} \\ \underline{I}_{BB} \end{bmatrix}, \quad (4.9)$$

gdzie:

$\underline{z}_A = \underline{z}_B = \underline{z}_S$ – impedancje torów A i B na jednostkę długości (identyczne),

$\underline{y}_A = \underline{y}_B = \underline{y}_S$ – admitancje torów A i B na jednostkę długości (identyczne),

$$\underline{\gamma}_1 = \sqrt{(\underline{z}_S - \underline{z}_M)(\underline{y}_S + \underline{y}_M)},$$

$$\underline{\gamma}_2 = \sqrt{(\underline{z}_S + \underline{z}_M)(\underline{y}_S - \underline{y}_M)},$$

$$\underline{A}_S = \frac{\cosh(\underline{\gamma}_1 l) + \cosh(\underline{\gamma}_2 l)}{2},$$

$$\underline{A}_M = \frac{\cosh(\underline{\gamma}_1 l) - \cosh(\underline{\gamma}_2 l)}{2},$$

$$\underline{B}_S = \frac{\underline{z}_S + \underline{z}_M}{2\underline{\gamma}_1} \sinh(\underline{\gamma}_1 l) + \frac{\underline{z}_S - \underline{z}_M}{2\underline{\gamma}_2} \sinh(\underline{\gamma}_2 l),$$

$$\underline{B}_M = \frac{\underline{z}_S + \underline{z}_M}{2\underline{\gamma}_1} \sinh(\underline{\gamma}_1 l) - \frac{\underline{z}_S - \underline{z}_M}{2\underline{\gamma}_2} \sinh(\underline{\gamma}_2 l),$$

$$\underline{C}_S = \frac{\underline{y}_S - \underline{y}_M}{2\underline{\gamma}_1} \sinh(\underline{\gamma}_1 l) + \frac{\underline{y}_S + \underline{y}_M}{2\underline{\gamma}_2} \sinh(\underline{\gamma}_2 l),$$

$$\underline{C}_M = \frac{\underline{y}_S - \underline{y}_M}{2\underline{\gamma}_1} \sinh(\underline{\gamma}_1 l) - \frac{\underline{y}_S + \underline{y}_M}{2\underline{\gamma}_2} \sinh(\underline{\gamma}_2 l),$$

$$\underline{D}_S = \underline{A}_S,$$

$$\underline{D}_M = \underline{A}_M.$$

Równanie (4.9) jest znacznie prostsze od tego, które uzyskuje się przy różnych parametrach obu torów [6], chociaż występują tu dwie różne stałe propagacji ($\underline{\gamma}_1, \underline{\gamma}_2$).

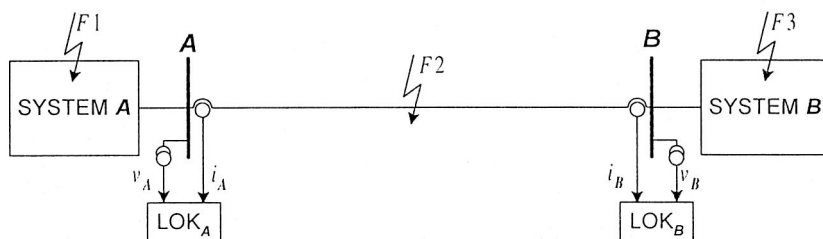
4.4. POMIARY I ESTYMACJA PARAMETRÓW LINII

Dokładna znajomość parametrów podłużnych i poprzecznych linii jest konieczna do zapewnienia dużej dokładności lokalizacji zwarć w linii.

W pierwszym rzędzie parametry linii mogą być obliczone na podstawie wymiarów geometrycznych oraz szczegółowych danych dla przewodów i gleby. W przypadku impedancji dla składowej zerowej trzeba uwzględnić, że rezystywność gleby nie jest stała wzdłuż długości linii i zależy w dużym stopniu od takiego czynnika przypadkowego, jakim jest jej wilgotność. Wymaga to przyjęcia pewnej wartości uśrednionej dla danych warunków. Należy również uwzględnić wpływ przewodów odgromowych.

Inną możliwością są pomiary terenowe parametrów linii przy obniżonym napięciu. Mogą one jednak być prowadzone w ograniczonym zakresie ze względu na ogólnie znane trudności organizacyjne i techniczne [72].

Alternatywnym rozwiązaniem do pomiarów terenowych z celowo przeprowadzanymi zwarciami jest rejestracja przebiegów trójfazowych prądów i napięć na obu końcach linii (rys. 4.3) podczas rzeczywistych zwarć w systemie energetycznym ($F1, F2, F3$). Może to być zrealizowane z użyciem lokalizatorów zwarć lub rejestratorów zakłóceń sieciowych zainstalowanych na obu końcach linii, przy czym pomiary dokonywane w obu urządzeniach nie wymagają stosowania synchronizacji.



Rys. 4.3. Rejestracja sygnałów na obu końcach linii do wyznaczania parametrów impedancyjnych
Fig. 4.3. Recording of signals at both terminals of a line for determining impedance parameters

Z zarejestrowanych przebiegów fazowych należy wyznaczyć fazory dla poszczególnych składowych symetrycznych, odpowiednio: składowej zgodnej przyrostowej (składowa zgodna dla różnicy prądów po zwarcu (indeks: post) oraz prądów przed zwarcem (indeks: pre)), składowej przeciwnej oraz składowej zerowej:

- dla napięć z końca A: $\Delta \underline{V}_{A1} = \underline{V}_{A_post_1} - \underline{V}_{A_pre_1}$; $\underline{V}_{A2}$; $\underline{V}_{A0}$,

- dla prądów z końca A: $\Delta \underline{I}_{A1} = \underline{I}_{A_post_1} - \underline{I}_{A_pre_1}$; $\underline{I}_{A2}$; $\underline{I}_{A0}$,
- analogicznie dla napięć i prądów z końca B.

Na ich podstawie określa się impedancje dla poszczególnych składowych, zmierzone na obu końcach linii. Przykładowo na końcu linii A mierzy się:

$$\underline{Z}_{A1} = \text{MEAN}_{n=n_0 \div n_1} \left(\text{real} \left(\frac{\Delta V_{A1}(n)}{\Delta I_{A1}(n)} \right) \right) + j \text{MEAN}_{n=n_0 \div n_1} \left(\text{imag} \left(\frac{\Delta V_{A1}(n)}{\Delta I_{A1}(n)} \right) \right), \quad (4.10)$$

$$\underline{Z}_{A2} = \text{MEAN}_{n=n_0 \div n_1} \left(\text{real} \left(\frac{V_{A2}(n)}{I_{A2}(n)} \right) \right) + j \text{MEAN}_{n=n_0 \div n_1} \left(\text{imag} \left(\frac{V_{A2}(n)}{I_{A2}(n)} \right) \right), \quad (4.11)$$

$$\underline{Z}_{A0} = \text{MEAN}_{n=n_0 \div n_1} \left(\text{real} \left(\frac{V_{A0}(n)}{I_{A0}(n)} \right) \right) + j \text{MEAN}_{n=n_0 \div n_1} \left(\text{imag} \left(\frac{V_{A0}(n)}{I_{A0}(n)} \right) \right). \quad (4.12)$$

Przy wyznaczaniu impedancji (4.10)–(4.11) stosuje się uśrednianie części rzeczywistej oraz urojonej. Uśrednianie zapisano funkcją MEAN, określającą średnią arytmetyczną ze wszystkich próbek rozważanego przedziału. Przedział uśredniania ($n = n_0 \div n_1$) wybiera się z dostępnego przedziału zarejestrowanych próbek sygnału, tak by nie obejmować interwału występującego bezpośrednio po zwarciu, w którym występuje stan przejściowy filtrów cyfrowych – stosowanych do określenia fazorów składowych symetrycznych sygnałów [141, 183, 199]. Filtry cyfrowe powinny bowiem wcześniej całkowicie wypełnić swoje okna pomiarowe.

Na podstawie interpretacji, stosowanej dla elementu kierunkowego [114], można określić znaczenie impedancji (4.10)–(4.11) [52]. Zależnie od miejsca zwarcia ($F1, F2, F3$) impedancje te, określone w stacji A ($\underline{Z}_{A1}$) oraz B ($\underline{Z}_{B1}$), mają znaczenie jak podano w tabeli 4.1. Widać, że podczas zwarć w linii ($F2$) można wyznaczyć tylko impedancje systemów ekwiwalentnych ($\underline{Z}_{isA}$, $\underline{Z}_{isB}$). Z kolei dla zwarć występujących poza linią ($F1, F3$), w wyniku konfrontacji rezultatów pomiaru z obu stacji określa się impedancję systemu ekwiwalentnego z przeciwnego (w stosunku do zwarcia) końca. Dla zwarcia $F1$ wyznacza się: $\underline{Z}_{isB}$, a dla zwarcia $F3$: $\underline{Z}_{isA}$ oraz całkowitą impedancję linii ($\underline{Z}_{il}$). Należy zwrócić uwagę, że impedancje dla wszystkich składowych symetrycznych (4.10)–(4.11) mogą być określone tylko dla zwarć pojedynczej fazy z ziemią oraz zwarć dwufazowych z ziemią, dla których wszystkie składowe symetryczne są obecne w sygnałach. Innym ograniczeniem jest to, że linia w układzie pokazanym na rysunku 4.3 stanowi jedyne połączenie między stacjami. W razie istnienia dodatkowych połączeń wymagana jest znajomość impedancji tego dodatkowego ekwiwalentnego połączenia. Impedancje systemów ekwiwalentnych, wyznaczone w różnych sytuacjach, są użyteczne dla lokalizatorów zwarć stosujących wyłącznie pomiary lokalne (rozdz. 6.). Z kolei wyznaczone pomiarowo impedancje całej linii

(dla poszczególnych składowych) mogą być użyte do weryfikacji wartości obliczonych z wymiarów geometrycznych oraz parametrów przewodów i gruntu [72].

Tabela 4.1. Interpretacja impedancji zmierzonych na końcach linii A i B dla różnych lokalizacji zwarć

Miejsce zwarcia	$\underline{Z}_{Ai}$	$\underline{Z}_{Bi}$
F1	$\underline{Z}_{isB} + \underline{Z}_{iL}$	$-\underline{Z}_{isB}$
F2	$-\underline{Z}_{isA}$	$-\underline{Z}_{isB}$
F3	$-\underline{Z}_{isA}$	$\underline{Z}_{isA} + \underline{Z}_{iL}$
Indeks i : $i = 1$ (składowa zgodna), $i = 2$ (składowa przeciwna), $i = 0$ (składowa zerowa) $\underline{Z}_{iL}$ – impedancja całkowita linii dla i -tej składowej symetrycznej, $\underline{Z}_{isA}$ – impedancja systemu ekwiwalentnego na końcu A dla i -tej składowej symetrycznej, $\underline{Z}_{isB}$ – impedancja systemu ekwiwalentnego na końcu B dla i -tej składowej symetrycznej.		

W metodzie pomiarowej określania parametrów linii (równania (4.10)–(4.12) wraz z interpretacją jak w tabeli 4.1) korzysta się z pomiarów dokonywanych dla jednostkowego zwarcia występującego poza linią. Do wyznaczenia parametrów linii stosowane są również metody estymacyjne, które opierają się na pomiarach prowadzonych dla szeregu zwarć poza badaną linią [42, 90].

W metodzie zaproponowanej przez Kogolina [90] proces estymacji prowadzony jest następująco:

- rejestrowane są przebiegi prądów i napięć z obu końców linii, przy czym możliwe jest stosowanie zarówno pomiarów synchronicznych, jak i niesynchronicznych,
- próbki rejestrowanych przebiegów są filtrowane i są wyznaczane fazory dla rejestrowanych przebiegów,
- rozważana linia jest zastępowana pasywnym dwójnikiem o zespolonych wielkościach impedancji falowej $\underline{Z}_c$ oraz stałej propagacji $\underline{\gamma}$,
- parametry linii są estymowane przy użyciu ważonej metody najmniejszych kwadratów,
- stosowana jest indykacja błędnych danych i obliczane są przedziały ufności dla estymowanych parametrów linii.

W pracy [42] przedstawiono adaptacyjny estymator impedancji linii dla składowych symetrycznych. W metodzie tej:

- rejestrowane są przebiegi prądów i napięć z obu końców linii, przy czym pomiary są synchroniczne,
- próbki rejestrowanych przebiegów są filtrowane i są wyznaczane fazory dla rejestrowanych przebiegów,
- rejestrowane przebiegi dotyczą przypadków normalnej – symetrycznej pracy linii (wyznaczenie impedancji linii dla składowej zgodnej) lub przypadków zwarć z udziałem ziemi, występujących poza rozważaną linią (wyznaczenie impedancji linii dla składowej zerowej),

- estymacja impedancji linii dla składowych symetrycznych jest dokonywana przy użyciu teorii stabilności Lapunowa.

W pracy [42] zaproponowano również stosowanie filtracji Kalmana do estymacji parametrów elektrycznych linii, które można przyjąć, że są niezmiennie w czasie, chociaż filtracja Kalmana jest na ogół stosowana do estymacji parametrów zmiennych w czasie. Estymacja macierzy parametrów odbywa się rekursywnie według ogólnych zasad filtracji Kalmana. Wyniki badań z [42] wykazały, że estymowane parametry zmierzają do swoich rzeczywistych wartości po czasie wynoszącym, odpowiednio: dla składowej zerowej – 1,5 okresu częstotliwości podstawowej, dla składowej zgodnej – poniżej jednego okresu częstotliwości podstawowej. Pozwala to na zastosowanie w systemie rzeczywistym, bowiem zasadniczo dostępny interwał czasu, określony momentami pojawienia się zwarcia i wyłączenia linii – w wyniku zadziałania zabezpieczenia, jest dla tej metody wystarczający.

5. ZWARCIA W LINIACH PRZESYŁOWYCH – MODELE ZWARĆ, PĘTLE ZWARCIOWE

5.1. WPROWADZENIE

Zwarcia w liniach przesyłowych są powodowane powszechnie znanymi przyczynami i klasyfikowane na wiele sposobów [12, 71, 197, 216, 217]. Mogą być zakłóceniem trwałym lub przejściowym – wynikającym z przebiegu palenia się i gaszenia łuku elektrycznego. Zwarcia (poza trójfazowymi symetrycznymi) wprowadzają asymetrię poprzeczną w linii, lecz również mogą występować łącznie z zakłóceniem podłużnym, którego typowym przykładem jest przerwa spowodowana zerwaniem (upaleniem się) przewodu linii [134]. Zwarcie może wystąpić w jednym punkcie w linii, ale należy się też liczyć, np. w liniach dwutorowych, z możliwością wystąpienia w tym samym czasie zwarć w różnych punktach układu przesyłowego [13, 131, 197].

Zasadniczym elementem charakteryzującym zwarcia jest możliwość wystąpienia rezystancji przejścia, co dzieli zwarcia na metaliczne oraz zwarcia oporowe. Podczas zwarć międzyfazowych rezystancję przejścia stanowi rezystancja łuku. Przy zwarciach doziemnych, oprócz rezystancji łuku, występuje jeszcze rezystancja uziemienia. W przypadku zwarcia do stalowej konstrukcji słupa rezystancję uziemienia stanowi rezystancja uziomu tego słupa wraz z wypadkową rezystancją dla uziomów słupów sąsiednich, które są połączone przewodami odgromowymi. Przyjmuje się, że rezystancja przejścia może wynosić 1–10 Ω , przy czym, jeśli zwarcie doziemne odbywa się przez drzewo lub gdy urwany przewód leży na ziemi, rezystancja przejścia może być $\sim 100 \Omega$ [92, 197, 198].

Publikowane dane o liczbie zwarć w liniach nieco się od siebie różnią (tab. 5.1). Wraz ze wzrostem napięcia liczba zwarć maleje i dla linii w krajach byłego ZSRR o napięciu powyżej 500 kV liczba ta według [12] wynosi tylko 0,2 (zwarcie/rok/100 km).

Tabela 5.1. Statystyki zwarć w liniach różnych napięć (zwarcie/rok/100 km)

Teren, którego dotyczą zwarcia (źródło)	Napięcie 200–250 kV	Napięcie $300 \text{ kV} \leq V \leq 500 \text{ kV}$
Polska [135]	3–5	1–3
CIGRE [12]	0,4–10,4	0,4–4,68
IEEE [12]	1,24	0,83
NORDEL (Dania, Finlandia, Norwegia, Szwecja) [12]	1,0	0,3
Były Związek Radziecki [12]	1,5	1

Inne statystyki dotyczą częstotliwości występowania poszczególnych rodzajów zwarć [12, 216]. Wynika z nich (tab. 5.2), jak również z powszechnie znanych publikacji [6, 197, 217], że zwarcia pojedynczej fazy z ziemią są najczęstszym zakłóceniem.

Tabela 5.2. Statystyki rodzajów zwarć w liniach o różnych napięciach (zwarcie/rok/100 km)

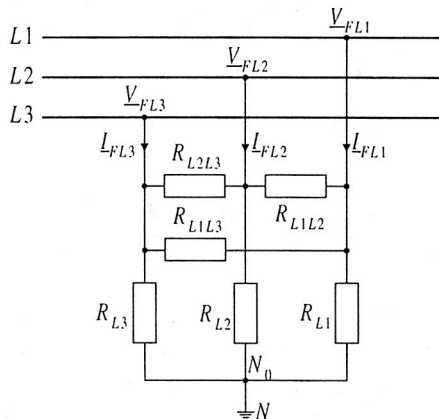
Rodzaj zwarcia	Napięcie 200–250 kV	Napięcie $300 \text{ kV} \leq V \leq 500 \text{ kV}$
Zwarcie pojedynczej fazy z ziemią	2,64	2,2
Zwarcie dwóch faz z ziemią	0,56	0,16
Zwarcia obejmujące więcej niż jeden tor linii	0,11	0,06
Zwarcia pomiędzy systemami o różnych napięciach	0,005	0,004

Problematyka zwarć jest zagadnieniem złożonym, obszernym i ma to odzwierciedlenie w bogatej literaturze specjalistycznej [13, 71, 205]. Dla celów lokalizacji zwarć powszechnie jednak rozważa się podstawowe, konwencjonalne i jednocześnie liniowe modele zwarć. Takie modele są rozważane zarówno dla algorytmów lokalizacji stosujących teorię składowych symetrycznych, jak również metodę współrzędnych fazowych. W szczegółowych analizach, głównie jednak przy modelowaniu, brane są pod uwagę modele zwarć z uwzględnieniem łuku elektrycznego.

5.2. MODELE PODSTAWOWYCH ZWARĆ DLA SKŁADOWYCH SYMETRYCZNYCH

5.2.1. SPADEK NAPIĘCIA W MIEJSCU ZWARCIA

Do rozważań przyjmuje się podstawowe zwarcia oporowe, które mogą być odwzorowane przy użyciu uniwersalnego modelu z rysunku 5.1. Przyjęto przy tym, że każda rezystancja biorąca udział w modelowaniu zwarcia (rezystancje te są wyszczególnione w tab. 5.3a) jest identyczna i wynosi R_F , pozostałe zaś rezystory są zastąpio-
ne wyłącznikami stale otwartymi.



Rys. 5.1. Ogólny model zwarć oporowych w układzie trójfazowym

Fig. 5.1. General model for resistive faults in a three phase grid

Większość algorytmów lokalizacji wymaga określenia spadku napięcia na rezystancji przejścia w miejscu zwarcia. W przypadku obliczeń prowadzonych dla fazów wyznacza się więc wielkość ($\underline{V}_F$), która jest definiowana według zasad formowania sygnałów napięć i prądów pętli zwarciovych – branych przez przekładniki odległościowe do pomiaru impedancji [6, 128, 197, 217]. W tabelach 5.3a,b tę wielkość ($\underline{V}_F$) przedstawiono w funkcji składowych symetrycznych kolejności zgodnej, przeciwniej i zerowej prądów fazowych

$$\underline{V}_F = R_F (\underline{a}_{F1} \underline{I}_{F1} + \underline{a}_{F2} \underline{I}_{F2} + \underline{a}_{F0} \underline{I}_{F0}), \quad (5.1)$$

gdzie:

$$\underline{I}_{F1} = \frac{1}{3} (\underline{I}_{FL1} + \underline{a} \underline{I}_{FL2} + \underline{a}^2 \underline{I}_{FL3}),$$

$$\underline{I}_{F2} = \frac{1}{3} (\underline{I}_{FL1} + \underline{a}^2 \underline{I}_{FL2} + \underline{a} \underline{I}_{FL3}),$$

$$\underline{I}_{F0} = \frac{1}{3} (\underline{I}_{FL1} + \underline{I}_{FL2} + \underline{I}_{FL3}),$$

$\underline{a}_{F1}, \underline{a}_{F2}, \underline{a}_{F0}$ – współczynniki udziału poszczególnych składowych ($\underline{I}_{F1}, \underline{I}_{F2}, \underline{I}_{F0}$) w spadku napięcia ($\underline{V}_F$),

$\underline{a} = \exp^{j2\pi/3} = -0,5 + j \frac{\sqrt{3}}{2}$ – operator obrotu.

W tabelach 5.3a,b podano warianty dla zestawów współczynników udziału występujących w równaniu (5.1). Wynikają one z warunków granicznych dla poszczególnych zwarc. Sposób ich wyznaczenia dla zwarcia L1–N podano poniżej, a dla innych zwarc obliczenia są analogiczne.

Rodzaj zwarcia	Warunki graniczne	Składowe symetryczne prądu zwarcia	Określenie współczynników udziału
L1–N	$\underline{I}_{FL1} = \underline{I}_F \neq 0$ $\underline{I}_{FL2} = \underline{I}_{FL3} = 0$	$\underline{I}_{F1} = \underline{I}_{F2} = \underline{I}_{F0} = \frac{1}{3} \underline{I}_{FL1}$	$\underline{I}_F = \underline{I}_{FL1} = 3\underline{I}_{F1} = 3\underline{I}_{F2} = 3\underline{I}_{F0}$ $\underline{I}_F = \underline{I}_{FL1} = 1,5\underline{I}_{F1} + 1,5\underline{I}_{F2}$

W przypadku zwarc trójfazowych (zwarcie: L1–L2–L3 lub L1–L2–L3–N) spośród 3 możliwych pętli zwarciovych rozważono tylko jedną, tj. pętlę z udziałem pierwszych dwóch faz (L1, L2).

Należy podkreślić, że poszczególne warianty współczynników udziału z tabel 5.3a,b są równoważne i ich wybór zależy od przyjętej preferencji użycia poszczególnych składowych [51]. Eliminacja składowej zerowej (warianty II, III, IV z tab. 5.3b) jest podyktowana potrzebą ograniczenia niekorzystnego wpływu niepewności danych w odniesieniu do impedancji linii dla składowej zerowej na dokładność lokalizacji zwarc [29, 59].

Tabela 5.3. Modele zwarć oporowych dla składowych symetrycznych
– określenie spadku napięcia w miejscu zwarcia

a)

Zwarcie	Rezystancje modelujące zwarcie	Spadek napięcia w miejscu zwarcia (5.1)			
		definicja	współczynniki udziału – wariant I		
			$\underline{a}_{F1}$	$\underline{a}_{F2}$	$\underline{a}_{F0}$
$L1-N$	R_{L1}	$\underline{V}_{F-L1}$	1	1	1
$L2-N$	R_{L2}	$\underline{V}_{F-L2}$	a^2	a	1
$L3-N$	R_{L3}	$\underline{V}_{F-L3}$	a	a^2	1
$L1-L2$	R_{L1L2}	$\underline{V}_{F-L1} - \underline{V}_{F-L2}$	$0,5(1-a^2)$	$0,5(1-a)$	0
$L2-L3$	R_{L2L3}	$\underline{V}_{F-L2} - \underline{V}_{F-L3}$	$0,5(a^2-a)$	$0,5(a-a^2)$	0
$L3-L1$	R_{L3L1}	$\underline{V}_{F-L3} - \underline{V}_{F-L1}$	$0,5(a-1)$	$0,5(a^2-1)$	0
$L1-L2-N$	R_{L1}, R_{L2}	$\underline{V}_{F-L1} - \underline{V}_{F-L2}$	$1-a^2$	$1-a$	0
$L2-L3-N$	R_{L2}, R_{L3}	$\underline{V}_{F-L2} - \underline{V}_{F-L3}$	a^2-a	$a-a^2$	0
$L3-L1-N$	R_{L3}, R_{L1}	$\underline{V}_{F-L3} - \underline{V}_{F-L1}$	$a-1$	a^2-1	0
$L1-L2-L3-N$ ($L1-L2-L3$)	R_{L1}, R_{L2}, R_{L3}	$\underline{V}_{F-L1} - \underline{V}_{F-L2}$	$1-a^2$	$1-a$	0

b)

Zwarcie	Spadek napięcia w miejscu zwarcia (5.1) przy wyeliminowaniu składowej zerowej ($\underline{a}_{F0} = 0$)					
	współczynniki udziału – wariant II		współczynniki udziału – wariant III		współczynniki udziału – wariant IV	
	$\underline{a}_{F1}$	$\underline{a}_{F2}$	$\underline{a}_{F1}$	$\underline{a}_{F2}$	$\underline{a}_{F1}$	$\underline{a}_{F2}$
$L1-N$	0	3	3	0	1,5	1,5
$L2-N$	0	$3a$	$3a^2$	0	$1,5a^2$	$1,5a$
$L3-N$	0	$3a^2$	$3a$	0	$1,5a$	$1,5a^2$
$L1-L2$	0	$1-a$	$1-a^2$	0	$0,5(1-a^2)$	$0,5(1-a)$
$L2-L3$	0	$a-a^2$	a^2-a	0	$0,5(a^2-a)$	$0,5(a-a^2)$
$L3-L1$	0	a^2-1	$a-1$	0	$0,5(a-1)$	$0,5(a^2-1)$
$L1-L2-N$	$1-a^2$	$1-a$	$1-a^2$	$1-a$	$1-a^2$	$1-a$
$L2-L3-N$	a^2-a	$a-a^2$	a^2-a	$a-a^2$	a^2-a	$a-a^2$
$L3-L1-N$	$a-1$	a^2-1	$a-1$	a^2-1	$a-1$	a^2-1
$L1-L2-L3-N$ ($L1-L2-L3$)	$1-a^2$	0	$1-a^2$	0	$1-a^2$	0

W tabeli 5.4 przedstawiono relacje występujące pomiędzy składową zerową prądów w miejscu zwarcia a pozostałymi składowymi, dla zwarć z udziałem ziemi. Relacje te są brane pod uwagę w niektórych algorytmach lokalizacji zwarć [20, 59].

Tabela 5.4. Zwarcia z udziałem ziemi – zestawy współczynników określających relacje między składowymi symetrycznymi prądu w miejscu zwarcia

Zwarcie	$\underline{I}_{F0} = \underline{b}_{F1}\underline{I}_{F1} + \underline{b}_{F2}\underline{I}_{F2}$			
	zestaw 1		zestaw 2	
	$\underline{b}_{F1}$	$\underline{b}_{F2}$	$\underline{b}_{F1}$	$\underline{b}_{F2}$
$L1-N$	0	1	1	0
$L2-N$	0	a^2	a	0
$L3-N$	0	a	a^2	0
$L1-L2-N$	$-a$	$-a^2$	$-a$	$-a^2$
$L2-L3-N$	-1	-1	-1	-1
$L3-L1-N$	$-a^2$	$-a$	$-a^2$	$-a$

5.2.2. ROZPŁYW PRĄDÓW ZWARTCIOWYCH W PODSTAWOWYCH UKŁADACH PRZESYŁOWYCH – WSPÓŁCZYNNIKI ROZGAŁĘZIENIOWE

Przy założeniu występowania symetrycznego zasilania trójfazowego składowe symetryczne prądów w miejscu zwarcia, występujące w równaniu (5.1), mogą być określone jako [13, 20, 29, 197]:

$$\underline{I}_{F1} = \frac{\Delta \underline{I}_{A1}}{\underline{k}_{F1}}, \quad (5.2)$$

$$\underline{I}_{F2} = \frac{\underline{I}_{A2}}{\underline{k}_{F2}}, \quad (5.3)$$

$$\underline{I}_{F0} = \frac{\underline{I}_{A0}}{\underline{k}_{F0}}, \quad (5.4)$$

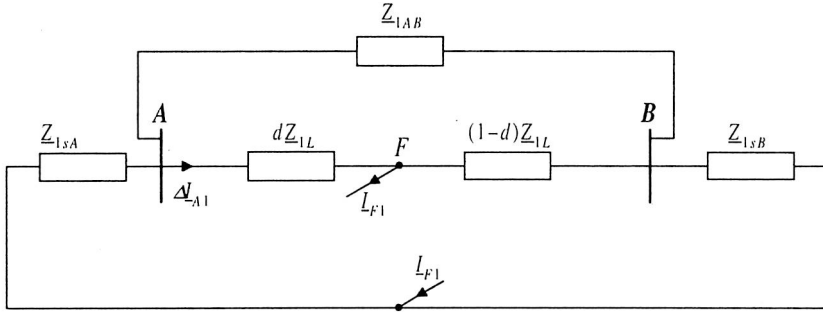
gdzie:

- $\Delta \underline{I}_{A1} = \underline{I}_{A1} - \underline{I}_{A1pre}$; $\underline{I}_{A2}$; $\underline{I}_{A0}$ – składowe symetryczne prądów fazowych mierzonych w stacji (A), przy czym dla składowej zgodnej jest to wielkość przyrostowa (uzyskana przez odjęcie składowej sprzed zwarcia ($\underline{I}_{A1pre}$) od składowej występującej po zwarcu ($\underline{I}_{A1}$)),
- $\underline{k}_{F1}$, $\underline{k}_{F2}$, $\underline{k}_{F0}$ – współczynniki rozgałęzieniowe dla poszczególnych składowych.

Współczynniki rozgałęzieniowe zależą od struktury układu przesyłowego i od jego parametrów impedancyjnych. Podstawowe znaczenie mają współczynniki rozgałęzieniowe dla składowej zgodnej i przeciwnej, najczęściej bowiem składowa zerowa spadku napięcia w miejscu zwarcia jest eliminowana [29, 59]. Jeśli impedancje wszystkich elementów układu dla składowej zgodnej i przeciwnej są identyczne, co jest najczęściej spełnione, to

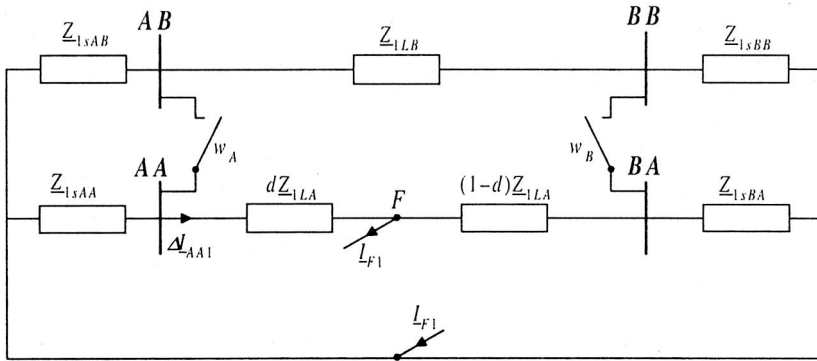
$$\underline{k}_{F1} = \underline{k}_{F2}. \quad (5.5)$$

Współczynniki rozgałęzieniowe ($\underline{k}_{F1} = \underline{k}_{F2}$) dla układów z linią jednotorową (rys. 5.2) oraz dwutorową (rys. 5.3) zawarto w tabeli 5.5. W dostępnej literaturze rozważa się jedynie układ z linią dwutorową, w którym sekcje szyn zbiorczych na obu końcach są połączone. W analizowanym tu układzie (rys. 5.3) uwzględniono dowolny układ połączenia sekcji szyn zbiorczych, odwzorowany stanami wyłączników (w_A, w_B) [52]. Założono również, że impedancje gałęzi w schemacie *kopertowym* (rys. 3.2a) są odpowiednio duże, tak że gałęzie te mogą być pominięte.



Rys. 5.2. Schemat układu z linią jednotorową do wyznaczania współczynnika rozgałęzieniowego $\underline{k}_{F1}$

Fig. 5.2. Circuit diagram with a single line for determining a distribution factor $\underline{k}_{F1}$



Rys. 5.3. Schemat układu z linią dwutorową do wyznaczania współczynnika rozgałęzieniowego $\underline{k}_{F1}$

Fig. 5.3. Circuit diagram with parallel lines for determining a distribution factor $\underline{k}_{F1}$

Współczynnik rozgałęzieniowy można przedstawić w ogólnej postaci

$$\underline{k}_{F1} = \frac{\underline{K}_1 d + \underline{L}_1}{\underline{M}_1}, \quad (5.6)$$

$\underline{K}_1, \underline{L}_1, \underline{M}_1$ – współczynniki zespolone (tab. 5.5).

Tabela 5.5. Zestawienie współczynników formuły (5.6)

Linia jednotorowa	
$\underline{Z}_{1AB} \neq \infty$	$\underline{K}_1 = -\underline{Z}_{1L} \underline{Z}_{1AB} - (\underline{Z}_{1sA} + \underline{Z}_{1sB}) \underline{Z}_{1L}$ $\underline{L}_1 = \underline{Z}_{1L} (\underline{Z}_{1sA} + \underline{Z}_{1sB}) + \underline{Z}_{1AB} (\underline{Z}_{1L} + \underline{Z}_{1sB})$ $\underline{M}_1 = (\underline{Z}_{1sA} + \underline{Z}_{1sB}) (\underline{Z}_{1AB} + \underline{Z}_{1L}) + \underline{Z}_{1L} \underline{Z}_{1AB}$
$\underline{Z}_{1AB} \rightarrow \infty$	$\underline{K}_1 = -\underline{Z}_{1L}$ $\underline{L}_1 = \underline{Z}_{1L} + \underline{Z}_{1sB}$ $\underline{M}_1 = \underline{Z}_{1sA} + \underline{Z}_{1sB} + \underline{Z}_{1L}$
Linia dwutorowa	
$w_A w_B = 00$	$\underline{K}_1 = -\underline{Z}_{1LA}$ $\underline{L}_1 = \underline{Z}_{1sBA} + \underline{Z}_{1LA}$ $\underline{M}_1 = \underline{Z}_{1sAA} + \underline{Z}_{1LA} + \underline{Z}_{1sBA}$
$w_A w_B = 01$	$\underline{K}_1 = -\underline{Z}_{1LA} (\underline{Z}_{1sAB} + \underline{Z}_{1sB} + \underline{Z}_{1LB})$ $\underline{L}_1 = \underline{Z}_{1LA} (\underline{Z}_{1LB} + \underline{Z}_{1sAB} + \underline{Z}_{1sB}) + \underline{Z}_{1LB} (\underline{Z}_{1LB} + \underline{Z}_{1sAB})$ $\underline{M}_1 = (\underline{Z}_{1LA} + \underline{Z}_{1sAA}) (\underline{Z}_{1LB} + \underline{Z}_{1sAB}) + \underline{Z}_{1sB} (\underline{Z}_{1LA} + \underline{Z}_{1sAA} + \underline{Z}_{1LB} + \underline{Z}_{1sAB})$
$w_A w_B = 10$	$\underline{K}_1 = -\underline{Z}_{1LA} (\underline{Z}_{1sA} + \underline{Z}_{1sBB} + \underline{Z}_{1LB})$ $\underline{L}_1 = (\underline{Z}_{1sBA} + \underline{Z}_{1LA}) (\underline{Z}_{1LB} + \underline{Z}_{1sA} + \underline{Z}_{1sBB})$ $\underline{M}_1 = (\underline{Z}_{1LA} + \underline{Z}_{1sBA}) (\underline{Z}_{1sA} + \underline{Z}_{1LB} + \underline{Z}_{1sBB}) + \underline{Z}_{1sA} (\underline{Z}_{1LB} + \underline{Z}_{1sBB})$
$w_A w_B = 11$	$\underline{K}_1 = -\underline{Z}_{1LA} (\underline{Z}_{1sA} + \underline{Z}_{1sB} + \underline{Z}_{1LB})$ $\underline{L}_1 = \underline{Z}_{1LA} (\underline{Z}_{1sA} + \underline{Z}_{1sB} + \underline{Z}_{1LB}) + \underline{Z}_{1LB} \underline{Z}_{1sB}$ $\underline{M}_1 = \underline{Z}_{1LA} \underline{Z}_{1LB} + \underline{Z}_{1LA} (\underline{Z}_{1sA} + \underline{Z}_{1sB}) + \underline{Z}_{1LB} (\underline{Z}_{1sA} + \underline{Z}_{1sB})$
$\underline{Z}_{1sA} = \frac{\underline{Z}_{1sAA} \underline{Z}_{1sAB}}{\underline{Z}_{1sAA} + \underline{Z}_{1sAB}}, \quad \underline{Z}_{1sB} = \frac{\underline{Z}_{1sBB} \underline{Z}_{1sBA}}{\underline{Z}_{1sBB} + \underline{Z}_{1sBA}}$	

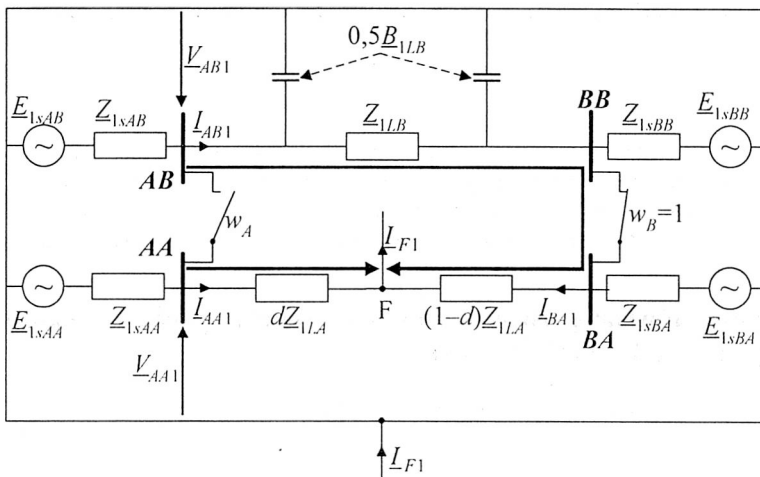
5.2.3. ROZPŁYW PRĄDÓW ZWARCIOWYCH W UKŁADZIE Z LINIĄ DWUTOROWĄ – WSPÓŁCZYNNIKI ROZGAŁĘZIENIOWE PRZY PEŁNEJ DOSTĘPNOŚCI SYGNAŁÓW Z OBU LINII RÓWNOLEGLYCH

W poprzedniej sekcji określono współczynniki rozgałęzieniowe dla układów z linią dwutorową, przy założeniu, że prądy dla składowej zgodnej (przyrostowej) oraz dla przeciwej są dostępne tylko z linii, dla której dokonuje się lokalizacji.

W ostatnich latach zaproponowano poprawę dokładności lokalizacji zwarć w liniach dwutorowych, jak również działania zabezpieczeń odległościowych, przez zastosowanie większej liczby sygnałów mierzonych w stacji lokalnej [158, 159, 174, 213, 214], co obecnie nie przedstawia zbytnich trudności. Dla układu z połączonymi

sekcjami szyn zbiorczych w stacji lokalnej wystarczające jest doprowadzenie tylko prądów fazowych z drugiego toru linii, a w przypadku rozłączonych sekcji szyn zbiorczych – również napięć fazowych.

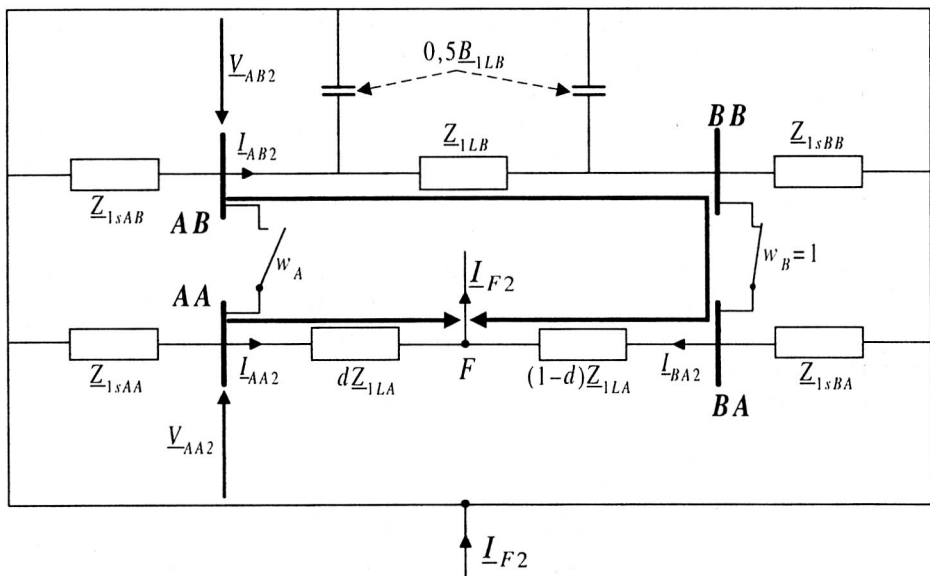
W wyniku zwiększonej ilości sygnałów wejściowych lokalizatora zwarcie nie ma potrzeby stosowania wielkości przedzwarciovych i nie jest wymagana znajomość impedancji systemów ekwiwalentnych z obu końców linii [158, 159, 213, 214]. Nie jest również wymagana znajomość impedancji dla gałęzi ekwiwalentnych z układu *kopertowego*, występującego w ogólnym schemacie (rys. 3.2a). Korzyści te uzyskuje się jedynie dla układu z linią dwutorową, w którym sekcje szyn zbiorczych na przeciwległym końcu są połączone ($w_B = 1$ na rysunkach 5.4 i 5.5) i oba tory linii są załączone. Wynika to z tego, że wtedy spadek napięcia w miejscu zwarcia wyznacza się przy rozpatrzeniu dwóch różnych ścieżek, jak to zaznaczono na rysunkach 5.4 i 5.5.



Rys. 5.4. Schemat układu z linią dwutorową dla składowej zgodnej do określania współczynnika rozgałęzieniowego przy pełnej dostępności sygnałów z linii równoległej

Fig. 5.4. Circuit diagram of parallel lines for the positive sequence for determining a fault current distribution factor under providing complete signals from the parallel line

W pracach [174, 213, 214] rozpyływ prądów zwarciovych analizuje się bez uwzględnienia parametrów poprzecznych linii. Autor niniejszej pracy jest jednak zdania, że ze względu na rozpatrywanie ścieżki zawierającej cały tor bez zwarcia, a więc na ogół o znacznej długości, należy wziąć pod uwagę przynajmniej pojemności tego toru (rys. 5.4, 5.5). Jest to celowe dla poprawy dokładności lokalizacji, tym bardziej, że nie wprowadza dodatkowej komplikacji algorytmu lokalizacji [158].



Rys. 5.5. Schemat układu z linią dwutorową dla składowej przeciwnej do określania współczynnika rozgałęzieniowego przy pełnej dostępności sygnałów z linii równoległej

Fig. 5.5. Circuit diagram of parallel lines for the negative sequence for determining a fault current distribution factor under providing complete signals from the parallel line

W wyniku porównania napięć w miejscu zwarcia (punkt F), określonych dla dwóch różnych ścieżek, oraz uwzględnieniu, że

$$I_{F1} = I_{AA1} + I_{BA1}, \quad (5.7)$$

uzyskuje się

$$I_{F1} = \frac{M_1}{k_{F1}}, \quad (5.8)$$

gdzie:

$$M_1 = I_{AA1} - \left(\frac{Z_{1LB}}{Z_{1LA}} \right) I_{AB1} - \frac{V_{AA1}}{Z_{1LA}} + \frac{V_{AB1}}{Z_{1LA}} + 0,5 \left(\frac{Z_{1LB}}{Z_{1LA}} \right) B_{1LB} V_{AB1},$$

$$k_{F1} = 1 - d.$$

Gdy sekcje szyn zbiorczych w stacji lokalnej są połączone, napięcia na obu sekcjach są identyczne ($V_{AA1} = V_{AB1}$) i licznik w (5.8) przybiera postać

$$M_1 = I_{AA1} - \left(\frac{Z_{1LB}}{Z_{1LA}} \right) I_{AB1} + 0,5 \left(\frac{Z_{1LB}}{Z_{1LA}} \right) B_{1LB} V_{AA1}. \quad (5.9)$$

Analogicznie, dla składowej symetrycznej przeciwnej uzyskuje się

$$\underline{I}_{F2} = \frac{\underline{M}_2}{\underline{k}_{F2}}, \quad (5.10)$$

gdzie:

$$\underline{M}_2 = \underline{I}_{AA2} - \left(\frac{\underline{Z}_{1LB}}{\underline{Z}_{1LA}} \right) \underline{I}_{AB2} - \frac{\underline{V}_{AA2}}{\underline{Z}_{1LA}} + \frac{\underline{V}_{AB2}}{\underline{Z}_{1LA}} + 0,5 \left(\frac{\underline{Z}_{1LB}}{\underline{Z}_{1LA}} \right) \underline{B}_{1LB} \underline{V}_{AB2},$$

$$\underline{k}_{F2} = \underline{k}_{F1} = 1 - d.$$

Gdy sekcje szyn zbiorczych w stacji lokalnej są połączone, napięcia na obu sekcjach są identyczne ($\underline{V}_{AA2} = \underline{V}_{AB2}$) i licznik w równaniu (5.10) przybiera postać

$$\underline{M}_2 = \underline{I}_{AA2} - \left(\frac{\underline{Z}_{1LB}}{\underline{Z}_{1LA}} \right) \underline{I}_{AB2} + 0,5 \left(\frac{\underline{Z}_{1LB}}{\underline{Z}_{1LA}} \right) \underline{B}_{1LB} \underline{V}_{AA2}. \quad (5.11)$$

Dalszą poprawę dokładności lokalizacji zwarć można uzyskać przez uwzględnienie pojemności poprzecznych, nie tylko dla toru *zdrowego*, jak to pokazano powyżej, ale również dla toru ze zwarcie. Wtedy wielkości ($\underline{M}_1$, $\underline{M}_2$), które w równaniach (5.8)–(5.11) są wartościami stałymi, stają się wielomianami trzeciego stopnia – ze względu na poszukiwaną odległość do zwarcia (d) [158]. W konsekwencji uzyskuje się algorytm lokalizacji w postaci równania trzeciego stopnia dla odległości do zwarcia [158].

5.3. MODELE PODSTAWOWYCH ZWARĆ WE WSPÓŁRZĘDNYCH FAZOWYCH

Gdy linia energetyczna nie jest transponowana lub gdy zawiera elementy wprowadzające niesymetrię podłużną, jak np. przy kompensacji szeregowej, algorytmy lokalizacji wymagają do opisu układu stosowania współrzędnych fazowych [68, 117, 159, 161, 162, 164, 167].

Metoda współrzędnych fazowych, przedstawiona w pracach [159, 161, 162, 164, 167], została opracowana do celów lokalizacji zwarć w liniach z kompensacją kondensatorową. Jest ona uniwersalna i może być zastosowana również do linii tradycyjnych. Zgodnie z tą metodą model ogólny zwarć z rysunku 5.1 można określić równaniem macierzowym

$$\underline{I}_F = \frac{1}{R_f} \underline{K}_F \underline{V}_F, \quad (5.12)$$

w którym:

$$\underline{I}_F = [\underline{I}_{FL1} \quad \underline{I}_{FL2} \quad \underline{I}_{FL3}]^T \quad - \text{wektor prądów fazowych w miejscu zwarcia,}$$

$$\underline{V}_F = [\underline{V}_{FL1} \quad \underline{V}_{FL2} \quad \underline{V}_{FL3}]^T \quad - \text{wektor napięć fazowych w miejscu zwarcia,}$$

R_f – wartość zagregowanej rezystancji przejścia,

$$\mathbf{K}_F = \begin{bmatrix} k_{L1L1} & k_{L1L2} & k_{L1L3} \\ k_{L1L2} & k_{L2L2} & k_{L2L3} \\ k_{L1L3} & k_{L2L3} & k_{L3L3} \end{bmatrix} \quad \text{– macierz zależna od rodzaju zwarcia (tab. 5.6).}$$

Tabela 5.6. Wyznaczanie macierzy $\mathbf{K}_F$ dla podstawowych zwarc

Zwarcie	1 krok procedury (5.13)	2 krok procedury (5.14)
$L1-N$	$(\mathbf{K}_F) = \begin{bmatrix} (-1) & 0 & 0 \\ 0 & (0) & 0 \\ 0 & 0 & (0) \end{bmatrix}$	$\mathbf{K}_F = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$
$L2-N$	$(\mathbf{K}_F) = \begin{bmatrix} (0) & 0 & 0 \\ 0 & (-1) & 0 \\ 0 & 0 & (0) \end{bmatrix}$	$\mathbf{K}_F = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$
$L3-N$	$(\mathbf{K}_F) = \begin{bmatrix} (0) & 0 & 0 \\ 0 & (0) & 0 \\ 0 & 0 & (-1) \end{bmatrix}$	$\mathbf{K}_F = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$
$L1-L2$	$(\mathbf{K}_F) = \begin{bmatrix} (0) & -1 & 0 \\ -1 & (0) & 0 \\ 0 & 0 & (0) \end{bmatrix}$	$\mathbf{K}_F = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$
$L2-L3$	$(\mathbf{K}_F) = \begin{bmatrix} (0) & 0 & 0 \\ 0 & (0) & -1 \\ 0 & -1 & (0) \end{bmatrix}$	$\mathbf{K}_F = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$
$L3-L1$	$(\mathbf{K}_F) = \begin{bmatrix} (0) & 0 & -1 \\ 0 & (0) & 0 \\ -1 & 0 & (0) \end{bmatrix}$	$\mathbf{K}_F = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$
$L1-L2-N$	$(\mathbf{K}_F) = \begin{bmatrix} (-1) & -1 & 0 \\ -1 & (-1) & 0 \\ 0 & 0 & (0) \end{bmatrix}$	$\mathbf{K}_F = \begin{bmatrix} 2 & -1 & 0 \\ -1 & 2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$
$L2-L3-N$	$(\mathbf{K}_F) = \begin{bmatrix} (0) & 0 & 0 \\ 0 & (-1) & -1 \\ 0 & -1 & (-1) \end{bmatrix}$	$\mathbf{K}_F = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2 & -1 \\ 0 & -1 & 2 \end{bmatrix}$
$L3-L1-N$	$(\mathbf{K}_F) = \begin{bmatrix} (-1) & 0 & -1 \\ 0 & (0) & 0 \\ -1 & 0 & (-1) \end{bmatrix}$	$\mathbf{K}_F = \begin{bmatrix} 2 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 2 \end{bmatrix}$
$L1-L2-L3-N$	$(\mathbf{K}_F) = \begin{bmatrix} (-1) & -1 & -1 \\ -1 & (-1) & -1 \\ -1 & -1 & (-1) \end{bmatrix}$	$\mathbf{K}_F = \begin{bmatrix} 3 & -1 & -1 \\ -1 & 3 & -1 \\ -1 & -1 & 3 \end{bmatrix}$

Macierz $\mathbf{K}_F$ jest formowana zgodnie z następującym algorytmem:

1. Oblicz elementy diagonalne i pozadiagonalne

$$k_{ij} = \begin{cases} -1 & \dots \text{fazy } i, j \text{ biorą udział w zwarciu} \\ 0 & \dots \text{w przeciwnym razie} \end{cases} \quad i, j = L1, L2, L3. \quad (5.13)$$

2. Zmień elementy diagonalne (odpowiadające zwarciom danej fazy z ziemią)

$$k_{ii} = \sum_{j=L1}^{j=L3} |k_{ij}| \quad i = L1, L2, L3. \quad (5.14)$$

5.4. ZWARCIA ŁUKOWE

Rozróżnia się dwa podstawowe modele łuku elektrycznego dla zwarć w liniach [21, 22, 23, 24, 28, 67, 84, 85, 87, 88, 178]:

- łuk pierwotny z przepływem dużego prądu, bezpośrednio po wystąpieniu zwarcia, a przed otwarciem wyłącznika,
- łuk wtórny po wyłączeniu jednobiegunowym wyłącznika (układ jednofazowego samoczynnego ponownego załączenia – SPZ) i podtrzymywany wskutek sprzężenia magnetycznego faz linii (fazy dotkniętej zwarcie i tych nie biorących udziału w zwarcie), a więc z przepływem małego prądu.

Dla większości przypadków lokalizacji zwarć istotne jest odwzorowanie łuku pierwotnego, wyjątkiem są algorytmy lokalizacji [180, 190], w których wyznacza się odległość do zwarcia na podstawie przebiegów zarejestrowanych po otwarciu wyłącznika.

5.4.1. DYNAMICZNY MODEL ŁUKU PIERWOTNEGO

W pracach [67, 85] sformułowano dynamiczny model łuku pierwotnego w postaci równania różniczkowego

$$\frac{dg_p}{dt} = \frac{1}{T_p} (G_p - g_p), \quad (5.15)$$

w którym:

g_p – dynamiczna przewodność łuku,

$G_p = \frac{|i|}{(V_p + R|i|)l_p}$ – statyczna przewodność łuku,

i – prąd łuku, A,

V_p – średni gradient ($V_p = 9,6 - 25$, V/cm),

R – rezystancja statyczna, Ω/cm ,

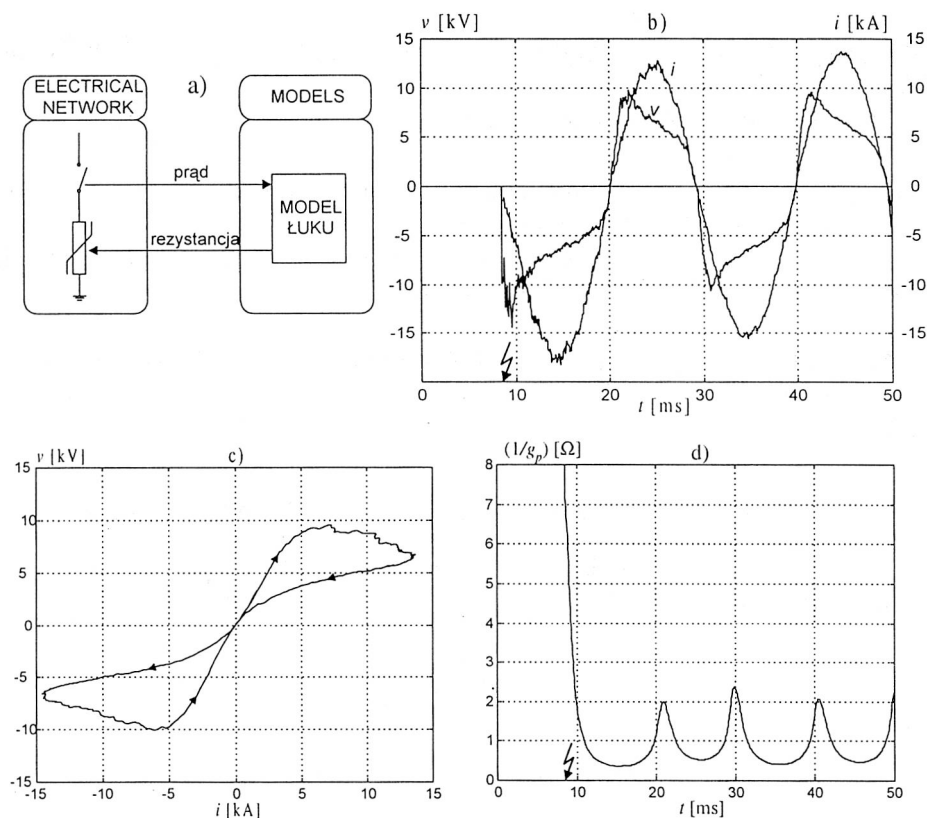
l_p – długość łuku (ogólnie zmienna w czasie), cm,

$T_p = \frac{\alpha I_p}{l_p}$ – stała czasowa, s; $T_p = (0,8 - 1,1) \cdot 10^{-3}$, s,

α – współczynnik empiryczny, uzyskany przez dopasowanie do danych pomiarowych (w [67]: $\alpha = 2,85 \cdot 10^{-5}$),

I_p – wartość maksymalna prądu łuku, A.

Podczas stosowania do symulacji programu ATP-EMTP [27] (rys. 5.6) łuk odzwierciedlono przez nieliniowy rezystor (w module ELECTRICAL NETWORK), a model łuku w segmencie MODELS. Na bieżąco mierzony jest prąd łuku i rozwiązywane równanie różniczkowe (5.15). W wyniku jest określana rezystancja łuku i przekazywana do ustawienia w rezystorze modelującym łuk.



Rys. 5.6. Modelowanie dynamicznego łuku pierwotnego przy użyciu programu EMTP:

a) współdziałanie modułów programu, b) prąd łuku (i) i spadek napięcia na łuku (v),
c) wykres $v-i$, d) rezystancja łuku

Fig. 5.6. Modelling of primary arc with EMTP package: a) interaction between the units of the program, b) current (i) and voltage drop (v) of an arc, c) plot of v vs. i , d) arc resistance

5.4.2. STATYCZNY MODEL ŁUKU PIERWOTNEGO

W wielu zastosowaniach, wystarczające jest stosowanie prostszego, statycznego modelu łuku pierwotnego [21, 22, 23, 24]. Spadek napięcia na łuku jest wtedy określony

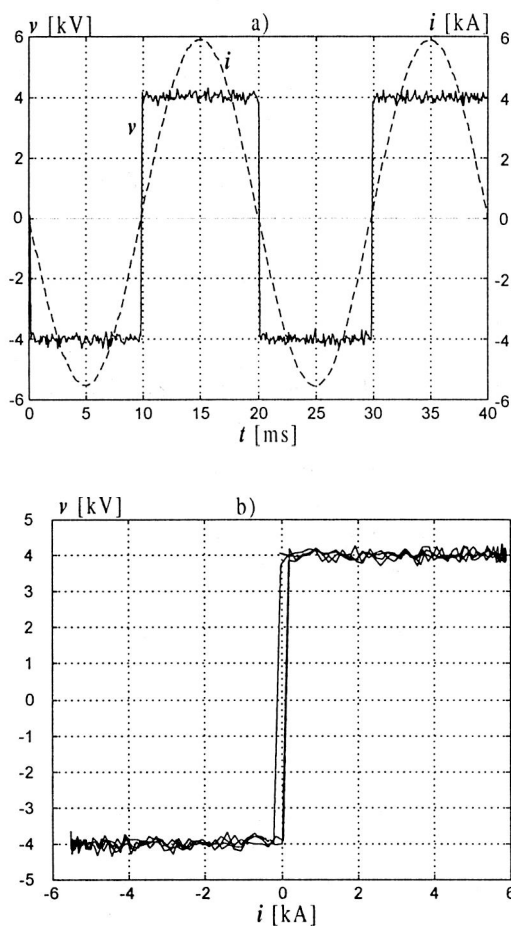
$$v(t) = V_a \operatorname{signum}[i(t)] + \xi(t), \quad (5.16)$$

gdzie:

$V_a = V_p l$ – amplituda przebiegu prostokątnego (V_p, l – jak w (5.15)),

$\xi(t)$ – szum typu Gaussa o zerowej wartości średniej.

Na rysunku 5.7 przedstawiono przebiegi charakterystyczne dla modelu statycznego łuku: przebiegi prądu i napięcia oraz zależność napięcie–prąd.



Rys. 5.7. Model statyczny łuku pierwotnego: a) prąd łuku (i) i spadek napięcia na łuku (v), b) wykres $v-i$

Fig. 5.7. Static model of a primary arc: a) current (i) and voltage drop (v) of an arc, b) plot of v vs. i

5.5. MODELE PĘTLI ZWARCIOWYCH

5.5.1. WPROWADZENIE

W technice zabezpieczeń odległościowych linii energetycznych rozpatruje się, zależnie od rozpoznanego rodzaju zwarcia, odpowiednie pętle zwarciove [13, 128, 131, 192, 197, 217]. Formowane są napięcie i prąd pętli zwarciovej, będące sygnałami wejściowymi algorytmu impedancyjnego. Na ich podstawie jest wyznaczana *widziana* przez zabezpieczenie impedancja pętli zwarciovej. W wyniku porównania jej z charakterystykami impedancyjnymi – odpowiednio ukształtowanymi na płaszczyźnie zespolonej – jest podejmowana decyzja, czy zwarcie wystąpiło w strefie działania zabezpieczenia czy też poza nią. Charakterystycznymi cechami najczęściej stosowanych modeli pętli zwarciowych rozpatrywanych przez zabezpieczenia jest to, że:

- pomijany jest spadek napięcia w miejscu zwarcia na rezystancji przejścia (mierzona impedancja jest więc rzeczywistą miarą odległości do zwarcia tylko dla zwarć bezoporowych), a uproszczenie to jest *kompensowane* przez odpowiednie ukształtowanie charakterystyk impedancyjnych, z którymi tak zmierzona impedancja jest porównywana,
- zmienność impedancji linii dla składowej zerowej, wraz z długością linii, nie jest uwzględniana w modelu pętli zwarciovej, a efekt tego uproszczenia jest ewentualnie korygowany przez modyfikacje nastawień zabezpieczeń [25],
- pojemności poprzeczne linii są uwzględniane tylko w nielicznych przypadkach.

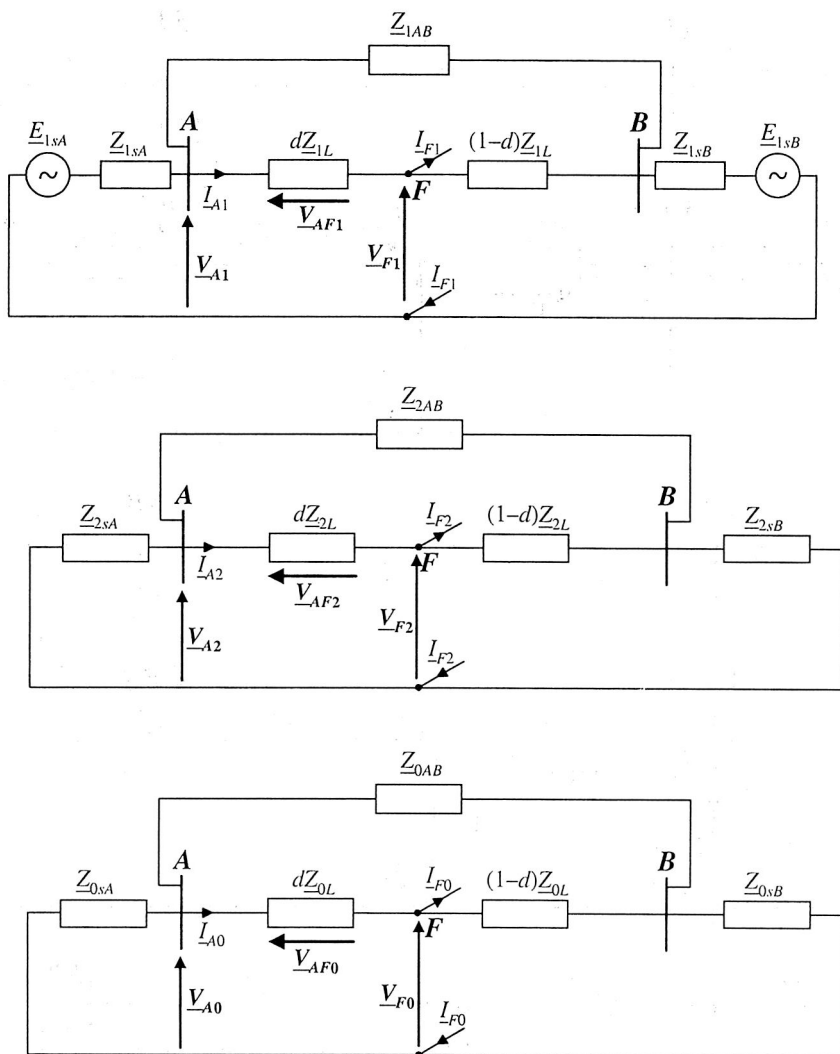
W przypadku lokalizacji zwarć w linii, w modelach pętli zwarciowych jest uwzględniany obligatoryjnie spadek napięcia w miejscu zwarcia, a inne z wyżej wymienionych czynników zależnie od wymaganej dokładności lokalizacji.

5.5.2. PĘTLE ZWARCIOWE – MODELE PODSTAWOWE

Na rysunkach 5.8 i 5.9 przedstawiono schematy układu przesyłowego z linią jednotorową oraz z linią dwutorową dla poszczególnych składowych symetrycznych. Zaznaczono na nich pętle zwarciove w postaci 3 strzałek. Nie uwzględniono przy tym pojemności linii i przyjęto równomierny rozkład impedancji linii dla składowej zerowej wzdłuż jej długości.

W schemacie linii dwutorowej dla składowej zerowej (rys. 5.9) zastosowano schemat [6, 71, 217], który w przypadku połączonych sekcji szyn zbiorczych na obu końcach redukuje się do schematu *widelkowego*, jak na rysunku 5.10.

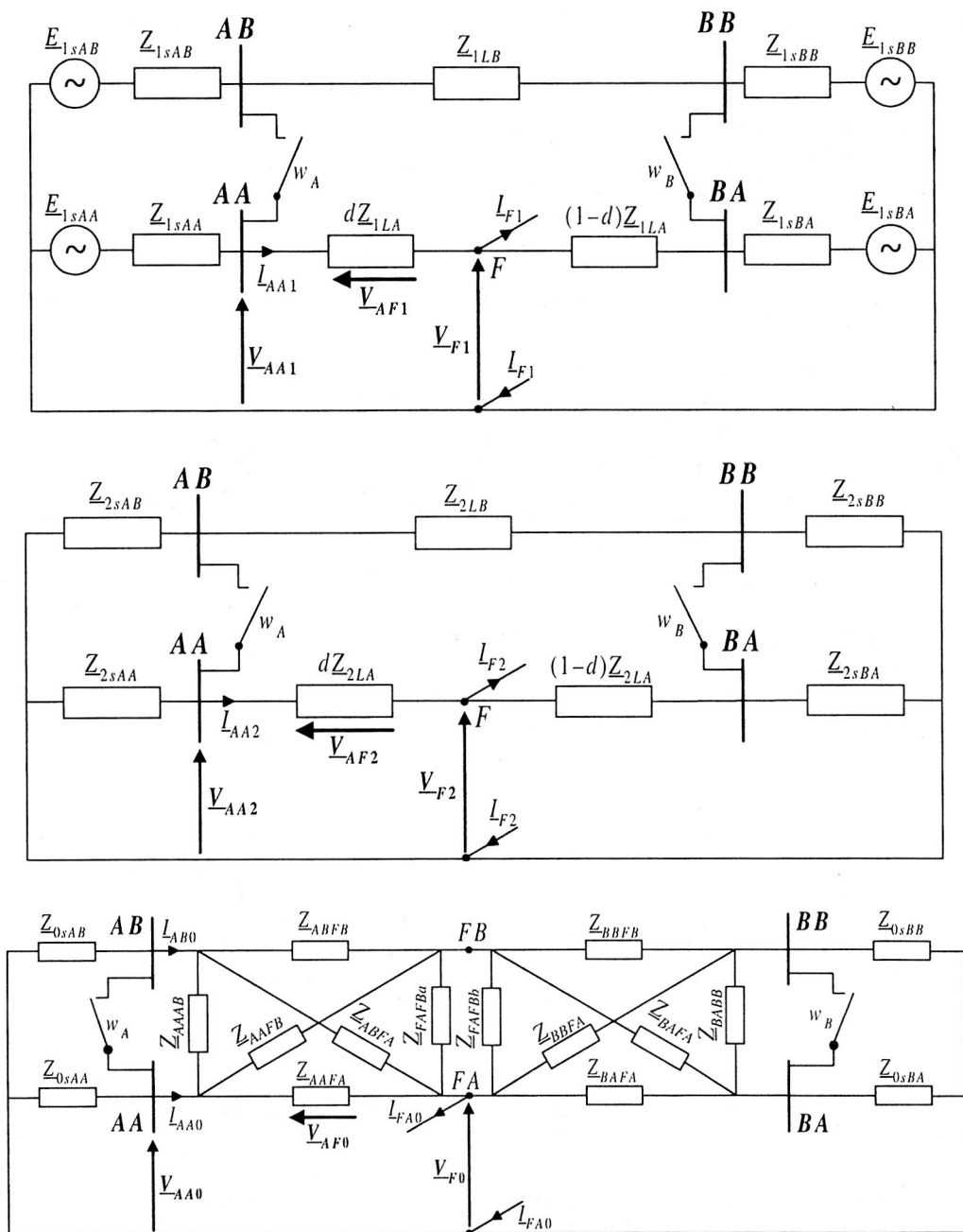
Przy rozpatrywaniu pomiaru w stacji A analizowana jest pętla zwarciova *widziana* z tej stacji, a więc pożądane jest, by schemat *widelkowy* można było zastosować dla odcinka linii od tej stacji do miejsca zwarcia. Wymaga to, by sekcje szyn w tej stacji (A) były połączone, a na końcu przeciwnym (stacja B) układ połączeń może być dowolny. Gdy warunek ten (połączone sekcje szyn w stacji A) nie jest spełniony, uproszczenie to nie może być użyte i należy wtedy stosować schemat *kopertowy* lub wygodniejszy w tym przypadku schemat z *ujemnymi impedancjami* (rys. 5.11) [6, 217].



Rys. 5.8. Schematy linii jednotorowej dla składowych symetrycznych z oznaczeniem pętli zwarciowych

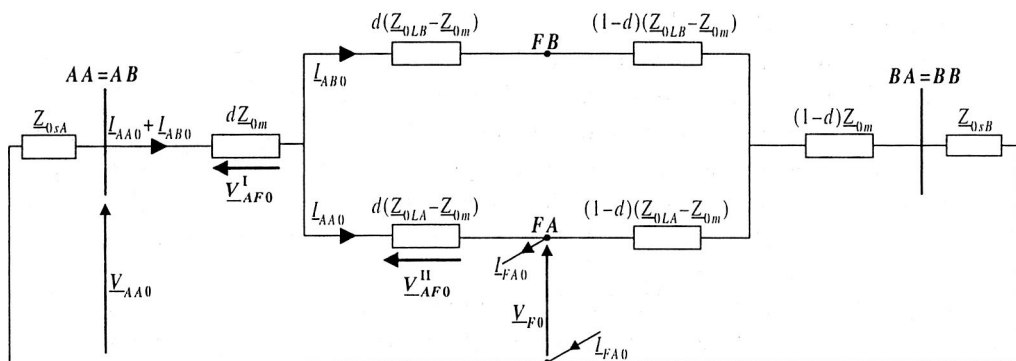
Fig. 5.8. Circuit diagrams of a single line for symmetrical components with the fault loops being indicated

Przypadek linii dwutorowej jest bardziej ogólny i z tego względu przyjęty do dalszych rozważań. Zależności dla linii jednotorowej uzyskuje się natomiast tylko przez pominięcie składników związanych ze sprzężeniem magnetycznym torów linii oraz przez stosowne uwzględnienie indeksów dla mierzonych prądów i napięć: AA: indeksy dla wielkości pomiarowych ze stacji A (1. indeks) oraz toru A (2. indeks), przy czym drugi indeks jest stosowany tylko w przypadku linii dwutorowej.



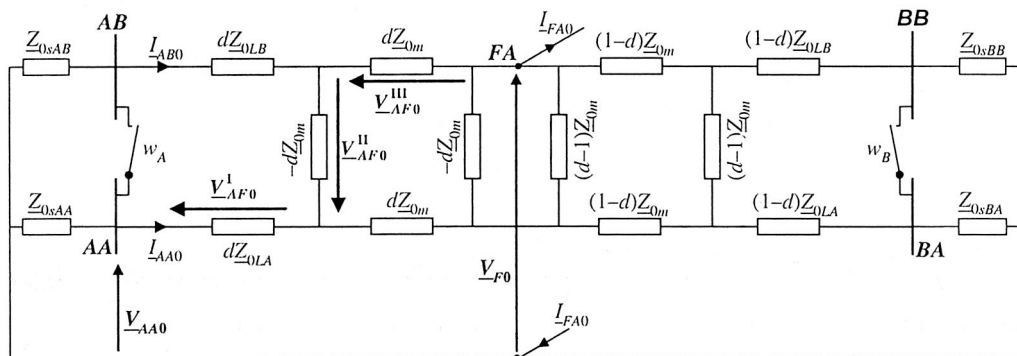
Rys. 5.9. Schematy układu przesyłowego z linią dwutorową dla składowych symetrycznych z oznaczeniem pętli zwarciovych

Fig. 5.9. Circuit diagrams of parallel transmission lines for symmetrical components with the fault loops being indicated



Rys. 5.10. Schemat układu przesyłowego z linią dwutorową dla składowej zerowej przy połączonych sekcjach szyn zbiorczych w obu stacjach z oznaczeniem pętli zwarciowej

Fig. 5.10. Circuit diagram of parallel transmission lines for the zero sequence component in the case of the connected busbars at both substations with the fault loop being indicated



Rys. 5.11. Schemat układu przesyłowego z linią dwutorową dla składowej zerowej przy dowolnym układzie połączeń sekcji szyn zbiorczych w obu stacjach z oznaczeniem pętli zwarciowej

Fig. 5.11. Circuit diagram of parallel transmission lines for the zero sequence component in the general case of the connection of busbars at both the substations with the fault loop being indicated

Sygnały pętli zwarciowej są formowane w taki sposób, by dla zwarć bezporowowych uzyskać impedancję, która jest równa impedancji odcinka linii od punktu pomiarowego do zwarcia dla składowej zgodnej. Dla linii dwutorowej (tab. 5.7) stosuje się [13, 128, 131, 192, 197, 217]:

a) dla zwarć pojedynczej fazy z ziemią:

- napięcie mierzone w fazie dotkniętej zwarcie,
- prąd z fazy dotkniętej zwarcie lecz skompensowany ze względu na składową zerową impedancji chronionego toru (współczynnik kompensacji: k_0) oraz na sprzężenie obu torów linii dla składowej zerowej (współczynnik kompensacji: k_{0m}),

b) dla zwarć wielofazowych:

- różnica napięć mierzonych w fazach ze zwarcie,
- różnica prądów mierzonych w fazach dotkniętych zwarcie.

W tabeli 5.7 zawarto zestawienie sygnałów pętli zwarciovych dla różnych zwarć w zapisie tradycyjnym (zgodnie z przytoczonymi wyżej zasadami) oraz przy zapisie uogólnionym – z użyciem składowych symetrycznych mierzonych wielkości [51]. Zapis uogólniony, zaproponowany przez autora niniejszej pracy, jest bardzo pomocny przy syntezie algorytmów lokalizacji [59, 158, 160].

Stosując zapis uogólniony dla linii dwutorowej, model całkowity pętli zwarcioviej *widzianej* ze stacji A, przy uwzględnieniu modeli dla poszczególnych składowych (składowa zgodna i przeciwna – rys. 5.9, składowa zerowa – rys. 5.11), może być zapisany

$$\underline{a}_1(\underline{V}_{AA1} - \underline{V}_{AF1}) + \underline{a}_2(\underline{V}_{AA2} - \underline{V}_{AF2}) + \underline{a}_0(\underline{V}_{AA0} - \underline{V}_{AF0}) - R_F(\underline{a}_{F1}\underline{I}_{F1} + \underline{a}_{F2}\underline{I}_{F2} + \underline{a}_{F0}\underline{I}_{F0}) = 0, \quad (5.17)$$

gdzie:

$$\underline{V}_{AF1} = d\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{AA1},$$

$$\underline{V}_{AF2} = d\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{AA2},$$

$$\underline{V}_{AF0}^I = d\underline{Z}_{0L}\underline{I}_{AA0},$$

$$\underline{V}_{AF0}^{III} = d\underline{Z}_{0m} \left(\underline{I}_{AB0} + \frac{\underline{V}_{AF0}^{II}}{-d\underline{Z}_{0m}} \right),$$

$$\underline{V}_{AF0} = \underline{V}_{AF0}^I + \underline{V}_{AF0}^{II} + \underline{V}_{AF0}^{III} = d\underline{Z}_{0L}\underline{I}_{AA0} + d\underline{Z}_{0m}\underline{I}_{AB0},$$

$\underline{a}_{F1}$, $\underline{a}_{F2}$, $\underline{a}_{F0}$ – współczynniki udziału składowych symetrycznych prądów w miejscu zwarcia w spadku napięcia na rezystancji przejścia (tab. 5.3a, b),

$\underline{a}_1$, $\underline{a}_2$, $\underline{a}_0$ – współczynniki określające udział modeli dla poszczególnych składowych w modelu całkowitym pętli zwarcioviej (tab. 5.7).

Równanie (5.17) można przedstawić w postaci

$$\underline{V}_{AA_p} - d\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{AA_p} - R_F(\underline{a}_{F1}\underline{I}_{F1} + \underline{a}_{F2}\underline{I}_{F2} + \underline{a}_{F0}\underline{I}_{F0}) = 0, \quad (5.18)$$

gdzie:

napięcie ($\underline{V}_{AA_p}$) i prąd ($\underline{I}_{AA_p}$) pętli zwarcioviej są określone:

$$\underline{V}_{AA_p} = \underline{a}_1\underline{V}_{AA1} + \underline{a}_2\underline{V}_{AA2} + \underline{a}_0\underline{V}_{AA0},$$

$$\underline{I}_{AA_p} = \underline{a}_1\underline{I}_{AA1} + \underline{a}_2\underline{I}_{AA2} + \underline{a}_0 \frac{\underline{Z}_{0L}}{\underline{Z}_{1L}} \underline{I}_{AA0} + \underline{a}_0 \frac{\underline{Z}_{0m}}{\underline{Z}_{1L}} \underline{I}_{AB0}.$$

Po wprowadzeniu współczynników rozgałęzieniowych (5.6) uzyskuje się

$$\underline{V}_{AA_p} - d\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{AA_p} - R_F \left(\underline{a}_{F1} \frac{\Delta \underline{I}_{AA1}}{\underline{k}_{F1}} + \underline{a}_{F2} \frac{\underline{I}_{AA2}}{\underline{k}_{F2}} + \underline{a}_{F0} \frac{\underline{I}_{AA0}}{\underline{k}_{F0}} \right) = 0. \quad (5.19)$$

Tabela 5.7. Sygnały napięcia i prądu pętli zwarciovych dla różnych zwarć

Zwarcie	Sygnały pętli zwarciovych w zapisie tradycyjnym		Sygnały pętli zwarciovych w zapisie uogólnionym dla składowych symetrycznych		
	$\underline{V}_{AA_p}$	$\underline{I}_{AA_p}$	$\underline{V}_{AA_p} = \underline{a}_1 \underline{V}_{AA1} + \underline{a}_2 \underline{V}_{AA2} + \underline{a}_0 \underline{V}_{AA0}$		
			$\underline{I}_{AA_p} = \underline{a}_1 \underline{I}_{AA1} + \underline{a}_2 \underline{I}_{AA2} + \underline{a}_0 \frac{\underline{Z}_{0L}}{\underline{Z}_{1L}} \underline{I}_{AA0} + \underline{a}_{0m} \frac{\underline{Z}_{0m}}{\underline{Z}_{1L}} \underline{I}_{AB0}$		
			$\underline{a}_1$	$\underline{a}_2$	$\underline{a}_0$
$L1-N$	$\underline{V}_{AAL1}$	$\underline{I}_{AAL1} + \underline{k}_0 \underline{I}_{AA0} + \underline{k}_{0m} \underline{I}_{AB0}$	1	1	1
$L2-N$	$\underline{V}_{AAL2}$	$\underline{I}_{AAL2} + \underline{k}_0 \underline{I}_{AA0} + \underline{k}_{0m} \underline{I}_{AB0}$	a^2	a	1
$L3-N$	$\underline{V}_{AAL3}$	$\underline{I}_{AAL3} + \underline{k}_0 \underline{I}_{AA0} + \underline{k}_{0m} \underline{I}_{AB0}$	a	a^2	1
$L1-L2$ $L1-L2-N$ $L1-L2-L3$ $L1-L2-L3-N$	$\underline{V}_{AAL1} - \underline{V}_{AAL2}$	$\underline{I}_{AAL1} - \underline{I}_{AAL2}$	$1 - a^2$	$1 - a$	0
$L2-L3$ $L2-L3-N$	$\underline{V}_{AAL2} - \underline{V}_{AAL3}$	$\underline{I}_{AAL2} - \underline{I}_{AAL3}$	$a^2 - a$	$a - a^2$	0
$L3-L1$ $L3-L1-N$	$\underline{V}_{AAL3} - \underline{V}_{AAL1}$	$\underline{I}_{AAL3} - \underline{I}_{AAL1}$	$a - 1$	$a^2 - 1$	0
$\underline{k}_0 = \frac{\underline{Z}_{0L} - \underline{Z}_{1L}}{\underline{Z}_{1L}}, \quad \underline{k}_{0m} = \frac{\underline{Z}_{0m}}{\underline{Z}_{1L}},$ $\underline{a}_{0m} = 0 \text{ – dla linii jednotorowej, } \underline{a}_{0m} = \underline{a}_0 \text{ – dla linii dwutorowej.}$					

Formuły (5.18)–(5.19) określają model pętli zwarciowej jednocześnie dla przypadku linii dwutorowej i jednotorowej. Zależnie od rodzaju zwarcia wybierane są odpowiednie współczynniki (tab. 5.3a, b, 5.5, 5.7).

5.5.3. PĘTLE ZWARCIOWE – MODELE Z UWZGLĘDNIENIEM POJEMNOŚCI LINII

W celu osiągnięcia większej dokładności lokalizacji zwarć stosuje się modele pętli zwarciovych, w których uwzględnia się wartość pojemności poprzecznej linii.

W przypadku linii jednotorowej model całkowity pętli zwarciowej *widzianej* ze stacji A, przy uwzględnieniu modeli dla poszczególnych składowych (model dla składowej zgodnej – rys. 5.12, a dla pozostałych składowych modele są analogiczne), może być zapisany w postaci równania napięciowego

$$\begin{aligned} & \underline{a}_1(\underline{V}_{A1} - \underline{V}_{AF1}^C) + \underline{a}_2(\underline{V}_{A2} - \underline{V}_{AF2}^C) + \underline{a}_0(\underline{V}_{A0} - \underline{V}_{AF0}^C) \\ & - R_F(\underline{a}_{F1}\underline{I}_{F1}^C + \underline{a}_{F2}\underline{I}_{F2}^C + \underline{a}_{F0}\underline{I}_{F0}^C) = 0, \end{aligned} \quad (5.20)$$

gdzie:

$$\underline{V}_{AF1}^C = d\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{A1} - 0,5d^2\underline{Z}_{1L}\underline{B}_{1L}\underline{V}_{A1},$$

$$\underline{V}_{AF2}^C = d\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{A2} - 0,5d^2\underline{Z}_{1L}\underline{B}_{1L}\underline{V}_{A2},$$

$$\underline{V}_{AF0}^C = d\underline{Z}_{0L}\underline{I}_{A0} - 0,5d^2\underline{Z}_{0L}\underline{B}_{0L}\underline{V}_{A0},$$

$\underline{a}_1, \underline{a}_2, \underline{a}_0$ – współczynniki określające udział modeli dla poszczególnych składowych w modelu całkowitym pętli zwarciowej (tab. 5.7),

$\underline{a}_{F1}, \underline{a}_{F2}, \underline{a}_{F0}$ – współczynniki udziału składowych prądów w miejscu zwarcia w spadku napięcia na rezystancji przejścia (tab. 5.3a, b),

$\underline{B}_{1L}, \underline{B}_{0L}$ – susceptancja całkowita linii dla składowej zgodnej (przeciwniej), zerowej,

$\underline{I}_{F1}^C, \underline{I}_{F2}^C, \underline{I}_{F0}^C$ – składowe symetryczne prądów w miejscu zwarcia.

Składowe symetryczne $\underline{I}_{F1}^C, \underline{I}_{F2}^C, \underline{I}_{F0}^C$, występujące w (5.20), można wyznaczyć na podstawie pomiarów lokalnych oraz z użyciem współczynników rozgałęzieniowych

$$\underline{I}_{F1}^C = \frac{\Delta \underline{I}_{A1}}{\underline{k}_{F1}^C}, \quad (5.21)$$

$$\underline{I}_{F2}^C = \frac{\underline{I}_{A2}}{\underline{k}_{F2}^C}, \quad (5.22)$$

$$\underline{I}_{F0}^C = \frac{\underline{I}_{A0}}{\underline{k}_{F0}^C}. \quad (5.23)$$

Współczynniki rozgałęzieniowe przy uwzględnieniu pojemności poprzecznych mają postać bardziej złożoną niż te zestawione w tabeli 5.5. Na przykład dla najprostszego schematu linii jednorodowej (rys. 5.13) uzyskuje się współczynnik rozgałęzieniowy dla składowej zgodnej w postaci

$$\underline{k}_{F1}^C = \frac{\underline{M}_{2A1}d^2 + \underline{M}_{1A1}d + \underline{M}_{0A1}}{\underline{L}_{4A1}d^4 + \underline{L}_{3A1}d^3 + \underline{L}_{2A1}d^2 + \underline{L}_{1A1}d + \underline{L}_{0A1}}, \quad (5.24)$$

gdzie:

$$\underline{M}_{2A1} = 0,5\underline{Z}_{1sB}\underline{Z}_{1L}\underline{B}_{1L},$$

$$\underline{M}_{1A1} = -\underline{Z}_{1L} - \underline{Z}_{1sB}\underline{Z}_{1L}\underline{B}_{1L},$$

$$\underline{M}_{0A1} = \underline{Z}_{1sB} + \underline{Z}_{1L} + 0,5\underline{Z}_{1sB}\underline{Z}_{1L}\underline{B}_{1L},$$

$$\underline{L}_{4A1} = 0,125\underline{Z}_{1sA}\underline{B}_{1L}^3\underline{Z}_{1L}^2\underline{Z}_{1sB},$$

$$\underline{L}_{3A1} = -0,25 \underline{Z}_{1L} \underline{B}_{1L}^2 (\underline{Z}_{1sA} + \underline{Z}_{1sA} \underline{B}_{1L} \underline{Z}_{1sB} - \underline{Z}_{1sB}),$$

$$\underline{L}_{2A1_a} = -4 \underline{Z}_{1L} - 4 \underline{Z}_{1sB} \underline{Z}_{1L} \underline{B}_{1L} + 2 \underline{Z}_{1sA} \underline{B}_{1L} \underline{Z}_{1sB} + 2 \underline{Z}_{1sA} \underline{B}_{1L} \underline{Z}_{1L} + \underline{Z}_{1sA} \underline{B}_{1L}^2 \underline{Z}_{1sB} \underline{Z}_{1L},$$

$$\underline{L}_{2A1} = 0,125 \underline{Z}_{1L} \underline{B}_{1L} \underline{L}_{2A1_a},$$

$$\underline{L}_{1A1} = -0,25 \underline{Z}_{1L} \underline{B}_{1L} (\underline{Z}_{1sA} \underline{Z}_{1sB} \underline{B}_{1L} - 2 \underline{Z}_{1L} - \underline{Z}_{1sB} \underline{Z}_{1L} \underline{B}_{1L}),$$

$$\underline{L}_{0A1_a} = \underline{Z}_{1sB} + \underline{Z}_{1L} + 0,5 \underline{Z}_{1sB} \underline{Z}_{1L} \underline{B}_{1L},$$

$$\underline{L}_{0A1} = \underline{L}_{0A1_a} + \underline{Z}_{1sA} (1 + \underline{Z}_{1sB} \underline{B}_{1L} + 0,5 \underline{Z}_{1L} \underline{B}_{1L} + 0,25 \underline{Z}_{1sB} \underline{Z}_{1L} \underline{B}_{1L}^2).$$

Ze względu na skomplikowaną postać współczynników rozgałęziennych (5.24) powszechnie jest stosowane uproszczenie [122, 149, 150], polegające na przyjęciu

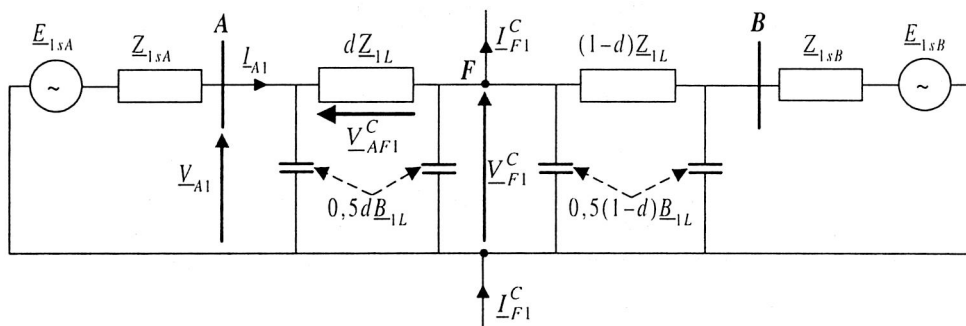
$$\underline{k}_{F1}^C = \underline{k}_{F1}, \quad (5.25)$$

$$\underline{k}_{F2}^C = \underline{k}_{F2}, \quad (5.26)$$

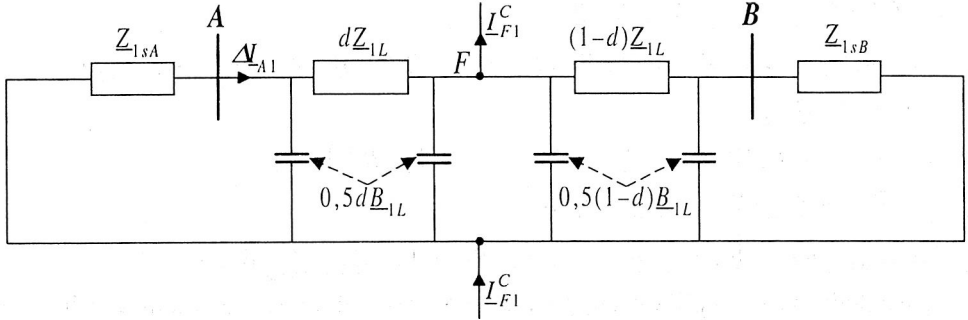
$$\underline{k}_{F0}^C = \underline{k}_{F0}. \quad (5.27)$$

W rezultacie takiego uproszczenia ((5.25)–(5.27)) model pętli zwarciowej znacznie się upraszcza, ale jest popełniany pewien błąd. Jest on jednak niewielki, bo rezystancja przejścia w miejscu zwarcia jest znacznie mniejsza od impedancji poprzecznej linii. Pojemności poprzeczne linii są więc uwzględniane jedynie tylko przy określaniu spadku napięcia na linii (od punktu pomiarowego do zwarcia) prowadząc do modelu pętli zwarciowej

$$\begin{aligned} & \underline{a}_1 (\underline{V}_{A1} - \underline{V}_{AF1}^C) + \underline{a}_2 (\underline{V}_{A2} - \underline{V}_{AF2}^C) + \underline{a}_0 (\underline{V}_{A0} - \underline{V}_{AF0}^C) \\ & - R_f (\underline{a}_{F1} \underline{I}_{F1} + \underline{a}_{F2} \underline{I}_{F2} + \underline{a}_{F0} \underline{I}_{F0}) = 0. \end{aligned} \quad (5.28)$$



Rys. 5.12. Schemat linii jednotorowej dla składowej zgodnej z uwzględnieniem pojemności poprzecznych
Fig. 5.12. Circuit diagram of a single line for the positive sequence with shunt capacitances included



Rys. 5.13. Schemat linii jednorodnej dla składowej zgodnej przyrostowej z uwzględnieniem pojemności

Fig. 5.13. Circuit diagram of a single line for the incremental positive sequence with capacitances included

W przypadku linii dwutorowych pełne uwzględnienie pojemności poprzecznych linii prowadzi do jeszcze bardziej złożonego modelu pętli zwarciowej i z tego względu są one również brane pod uwagę tylko w składnikach określających spadek napięcia na odcinku linii od punktu pomiarowego do zwarcia ($\underline{V}_{AF1}^C$, $\underline{V}_{AF2}^C$, $\underline{V}_{AF0}^C$)

$$\begin{aligned} & \underline{a}_1(\underline{V}_{AA1} - \underline{V}_{AF1}^C) + \underline{a}_2(\underline{V}_{AA2} - \underline{V}_{AF2}^C) + \underline{a}_0(\underline{V}_{AA0} - \underline{V}_{AF0}^C) \\ & - R_F(\underline{a}_{F1}I_{F1} + \underline{a}_{F2}I_{F2} + \underline{a}_{F0}I_{F0}) = 0. \end{aligned} \quad (5.29)$$

Składowa zgodna (rys. 5.14) i składowa przeciwna spadku napięcia na odcinku linii od punktu pomiarowego do zwarcia są określone

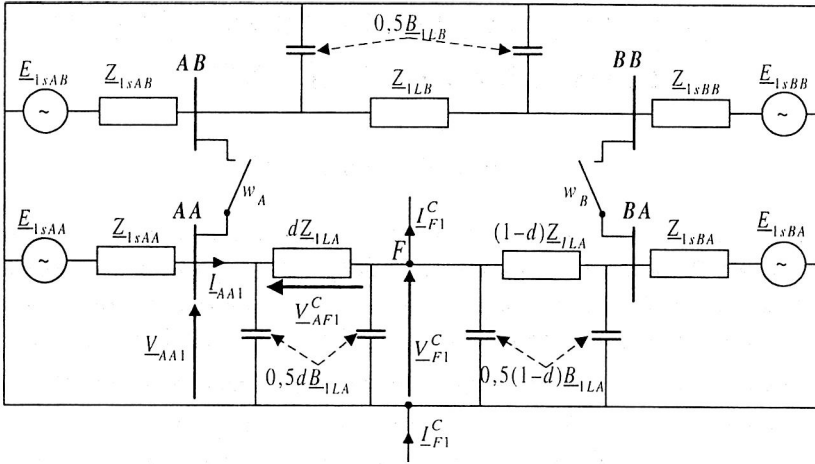
$$\underline{V}_{AF1}^C = d\underline{Z}_{1LA}I_{AA1} - 0,5d^2\underline{Z}_{1LA}\underline{B}_{1LA}\underline{V}_{AA1}, \quad (5.30)$$

$$\underline{V}_{AF2}^C = d\underline{Z}_{1LA}I_{AA2} - 0,5d^2\underline{Z}_{1LA}\underline{B}_{1LA}\underline{V}_{AA2}. \quad (5.31)$$

Na rysunku 5.15 przedstawiono schemat linii dwutorowej dla składowej zerowej z uwzględnieniem pojemności poprzecznych [174]. Przyjęto przy tym, że tory są połączone na obu końcach. Spadek napięcia na odcinku toru ze zwarcie

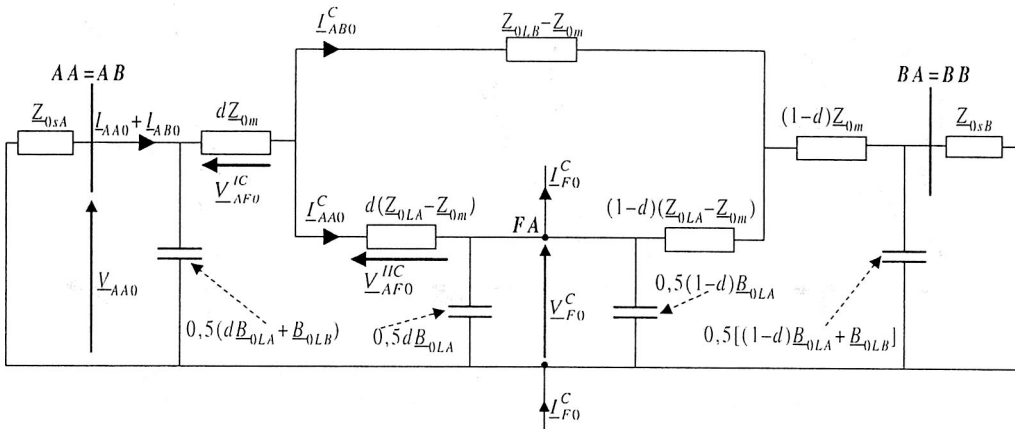
$$\underline{V}_{AF0}^C = d\underline{Z}_{0LA}I_{AA0} - 0,5(d^2\underline{Z}_{0LA}\underline{B}_{0LA}\underline{V}_{AA0} + d\underline{Z}_{0m}I_{AB0} + d\underline{Z}_{0m}\underline{B}_{0LB}\underline{V}_{AA0}), \quad (5.32)$$

gdzie $\underline{B}_{0LA}$, $\underline{B}_{0LB}$ – susceptancja całkowita toru ze zwarcie (indeks: LA) oraz toru zdrowego (indeks: LB) dla składowej zerowej.



Rys. 5.14. Schemat linii dwutorowej dla składowej zgodnej
z uwzględnieniem pojemności poprzecznych

Fig. 5.14. Circuit diagram of parallel lines for the positive sequence
with shunt capacitances included



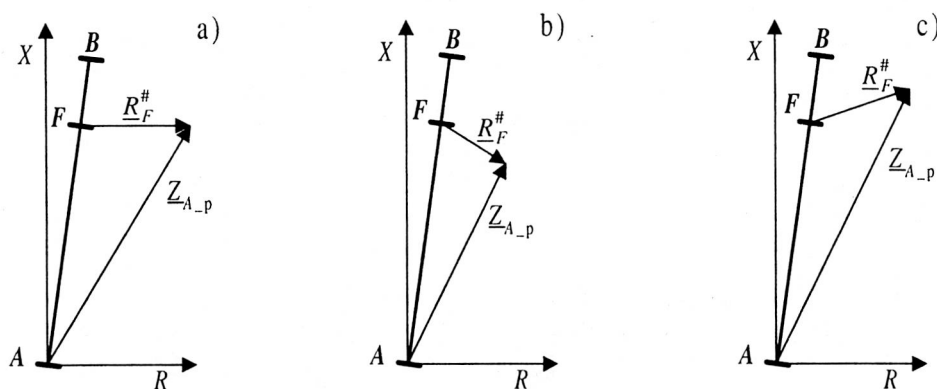
Rys. 5.15. Schemat linii dwutorowej dla składowej zerowej
z uwzględnieniem pojemności poprzecznych

Fig. 5.15. Circuit diagram of parallel lines for the zero sequence
with shunt capacitances included

6. LOKALIZACJA ZWARĆ PRZY UŻYCIU POMIARÓW LOKALNYCH

6.1. WPROWADZENIE

Impedancja pętli zwarciowej, mierzona przez zabezpieczenia odległościowe, jest faktyczną miarą odległości do zwarcia tylko wtedy, gdy rezystancja przejścia w miejscu zwarcia jest pomijalnie mała. W przeciwnym razie, zależnie od kierunku przepływu mocy przed wystąpieniem zwarcia [14, 18, 29, 151, 172, 198, 217], rezystancja w miejscu zwarcia (R_F) jest *widziana* jako pewna impedancja pozorna $\underline{R}_F^{\#}$ (rys. 6.1). Na reaktancję zmierzoną składa się więc faktyczna reaktancja odcinka linii do miejsca zwarcia oraz reaktancja tej impedancji pozornej. Zjawisko takiego zafałszowania pomiaru jest określane jako *efekt reaktancyjny* [29]. Zapewnienie dużej dokładności lokalizacji zwarcia wymaga, w pierwszym rzędzie, kompensacji *efektu reaktancyjnego*. Powstało w tym zakresie wiele metod, które poddano tu analizie.



Rys. 6.1. Ilustracja efektu reaktancyjnego: a) brak obciążenia wstępnego linii, b) przepływ mocy przed zwarcie od stacji A do B, c) przepływ mocy przed zwarcie od stacji B do A (AB – wektor impedancji linii, F – punkt zwarcia, $\underline{Z}_{A_p}$ – impedancja mierzona ze stacji A)

Fig. 6.1. Illustration of the reactance effect: a) no pre-fault power flow, b) pre-fault power flow from the station A towards B, c) pre-fault power flow from the station B towards A (AB – vector of a line impedance, F – fault point, $\underline{Z}_{A_p}$ – impedance measured at the station A)

6.2. PODSTAWOWE METODY LOKALIZACJI Z POMIARAMI LOKALNYMI

Historycznie najwcześniejszymi metodami, w których zastosowano kompensację efektu reaktancyjnego, są metody iteracyjne przedstawione w pracach [139, 172, 187,

188]. Pokazały one, że *efekt reaktancyjny* może być skompensowany i dzięki temu spełniły swoją rolę historyczną. Ich miejsce zajęły następnie metody nieiteracyjne, do których należy zaliczyć przede wszystkim metody opracowane przez Takagiego i innych [186], Wiszniewskiego [198], a następnie przez Eriksona, Sahę i Rockefellera [29].

W algorytmie opracowanym przez Takagiego [186] przetwarzane są napięcia i prądy mierzone ze stacji lokalnej, a postać końcowa algorytmu pozwala zastosować cyfrowe algorytmy opracowane do pomiaru mocy. W odróżnieniu, w metodzie Wiszniewskiego [198] obliczenia są prowadzone przy użyciu:

- składowych impedancji dla pętli zwarciovych,
- składowych symetrycznych dla prądów.

Dzięki temu metoda ta [198] jest ściśle związana z techniką zabezpieczeń odległościowych linii. Wskutek tego, a jednocześnie w wyniku dużej prostoty obliczeń, idea ta jest obecnie rozważana do zastosowań *on-line* w mikroprocesorowych zabezpieczeniach linii [64]. Na podkreślenie zasługuje fakt, że metoda Wiszniewskiego jest nadal atrakcyjna również do celów lokalizacji, o czym świadczy jedna z prac na kolokwium CIGRE [138], referująca pozytywne doświadczenia z implementacji w liniach brazylijskich.

Algorytm opracowany przez Eriksona i Sahę [29], będący dalszym rozwinięciem algorytmów Takagiego [186] i Wiszniewskiego [198], zaowocował udanymi implementacjami w ogromnej liczbie linii w ponad 80 krajach, przechodząc pozytywne próby na obiektach podczas dużej liczby rzeczywistych zwarć [121, 123].

Cytowane metody lokalizacji są przedstawiane w literaturze najpierw dla układu jednofazowego, a następnie są uogólniane do zastosowań w układzie trójfazowym. W dalszej części zaprezentowano te metody w sposób uniwersalny i bardziej efektywny, tj. dla linii jednotorowych oraz dwutorowych jednocześnie i od razu w ujęciu trójfazowym.

6.2.1. ALGORYTM LOKALIZACJI TAKAGIEGO

Stosując model linii z pominiętymi pojemnościami poprzecznymi, rozważa się równanie pętli zwarciovej (5.13)

$$\underline{V}_{AA_p} - d\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{AA_p} - R_F(\underline{a}_{F1}\underline{I}_{F1} + \underline{a}_{F2}\underline{I}_{F2} + \underline{a}_{F0}\underline{I}_{F0}) = 0. \quad (6.1)$$

Wyrażając w nim składowe symetryczne prądów w miejscu zwarcia ($\underline{I}_{F1}$, $\underline{I}_{F2}$, $\underline{I}_{F0}$) z użyciem mierzonych lokalnie wielkości: $\Delta\underline{I}_{AA1}$, $\Delta\underline{I}_{AA2}$, $\Delta\underline{I}_{AA0}$ (zależności (5.2)–(5.4)) oraz współczynników rozgałęzieniowych (5.6), uzyskuje się

$$\underline{V}_{AA_p} - d\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{AA_p} - R_F\left(\underline{a}_{F1}\frac{\Delta\underline{I}_{AA1}}{\underline{k}_{F1}} + \underline{a}_{F2}\frac{\Delta\underline{I}_{AA2}}{\underline{k}_{F2}} + \underline{a}_{F0}\frac{\Delta\underline{I}_{AA0}}{\underline{k}_{F0}}\right) = 0. \quad (6.2)$$

Po uwzględnieniu, że dla współczynników rozgałęzieniowych zachodzi: $\underline{k}_{F1} = \underline{k}_{F2} \neq \underline{k}_{F0}$, okazuje się, że racjonalne jest zastosowanie któregośkolwiek z zestawów współczynników udziału ($\underline{a}_{F1}$, $\underline{a}_{F2}$, $\underline{a}_{F0}$), charakteryzującego się wyeliminowaniem składowej

zerowej ($\underline{a}_{F0} = 0$) – warianty: II, III, IV z tabel 5.3a,b. W wyniku tego unika się przy tym użycia impedancji linii dla składowej zerowej, a więc parametru, odnośnie którego istnieje niepewność – ze względu na zależność od rezystywności gruntu oraz zmienność wraz z długością linii.

Po przyjęciu do dalszych rozważań jednego z wariantów II, III, IV dla zestawów współczynników udziału (tab. 5.3b), dla których $\underline{a}_{F0} = 0$, uzyskuje się

$$\underline{V}_{AA_p} - d \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{AA_p} - \frac{R_F}{k_F e^{j\gamma}} (\underline{a}_{F1} \Delta \underline{I}_{AA1} + \underline{a}_{F2} \Delta \underline{I}_{AA2}) = 0, \quad (6.3)$$

gdzie moduł i argument zagregowanego współczynnika rozgałęzieniowego wynoszą:

$$k_F = |\underline{k}_{F1}| = |\underline{k}_{F2}|,$$

$$\gamma = \arg(\underline{k}_{F1}) = \arg(\underline{k}_{F2}).$$

W wyniku pomnożenia (6.3) przez czynnik: $e^{j\gamma} (\underline{a}_{F1} \Delta \underline{I}_{AA1} + \underline{a}_{F2} \Delta \underline{I}_{AA2})^*$ i po dalszych przekształceniach uzyskuje się zależność na odległość do miejsca zwarcia (d [p.u.]) w postaci [186]

$$d = \frac{\text{imag} [\underline{V}_{AA_p} (\underline{a}_{F1} \Delta \underline{I}_{AA1} + \underline{a}_{F2} \Delta \underline{I}_{AA2})^* e^{j\gamma}]}{\text{imag} [\underline{I}_{AA_p} \underline{Z}_{1L} (\underline{a}_{F1} \Delta \underline{I}_{AA1} + \underline{a}_{F2} \Delta \underline{I}_{AA2})^* e^{j\gamma}]}. \quad (6.4)$$

Współczynniki występujące w formule (6.4) są zawarte w tabelach 5.3b, 5.7 (zarówno dla linii jednotorowej, jak i dwutorowej). Sygnały zespolone dla napięcia i prądu pętli zwarciowej ($\underline{V}_{AA_p}$, $\underline{I}_{AA_p}$) oraz dla składowych symetrycznych prądów ($\Delta \underline{I}_{AA1}$, $\Delta \underline{I}_{AA2}$) można uzyskać przez zastosowanie pary filtrów ortogonalnych [141, 183, 199, 200].

6.2.2. ALGORYTM LOKALIZACJI WISZNIEWSKIEGO

Algorytm zaproponowany przez Wiszniewskiego [198] wyprowadza się z równania pętli zwarciowej (6.3) oraz z zastosowaniem wskazań odnośnie wyboru zestawu współczynników udziału ($\underline{a}_{F1}$, $\underline{a}_{F2}$, $\underline{a}_{F0}$) identycznych jak w metodzie Takagiego [186]. Po wprowadzeniu do (6.3) impedancji pętli zwarciowej mierzonej przez zabezpieczenie odległościowe (przez podzielenie (6.3) przez prąd $\underline{I}_{AA_p}$) i zapisaniu uzyskanego równania oddzielnie dla części rzeczywistej oraz urojonej otrzymuje się

$$R_{AA_p} - d R_{1L} - \frac{R_F}{k_F} a = 0, \quad (6.5)$$

$$X_{AA_p} - d X_{1L} - \frac{R_F}{k_F} b = 0,$$

gdzie:

$$a = \operatorname{real} \left(\frac{\underline{a}_{F1} \Delta \underline{I}_{AA1} + \underline{a}_{F2} \underline{I}_{AA2}}{\underline{I}_{AA_p} e^{j\gamma}} \right),$$

$$b = \operatorname{imag} \left(\frac{\underline{a}_{F1} \Delta \underline{I}_{AA1} + \underline{a}_{F2} \underline{I}_{AA2}}{\underline{I}_{AA_p} e^{j\gamma}} \right),$$

$$\underline{Z}_{1L} = R_{1L} + jX_{1L}$$

– impedancja linii dla składowej zgodnej,

$$\underline{Z}_{AA_p} = \underline{V}_{AA_p} / \underline{I}_{AA_p} = R_{AA_p} + jX_{AA_p}$$

– impedancja pętli zwarciowej mierzona przez zabezpieczenie w stacji A.

Jedną z możliwych form algorytmu określania odległości do zwarcia [198], uzyskaną z (6.5) po wyeliminowaniu rezystancji przejścia (R_F), jest

$$d = \frac{X_{AA_p}}{X_{1L}} - \frac{\frac{R_{AA_p}}{X_{1L}} \operatorname{tg} \varphi_{1L} - \frac{X_{AA_p}}{X_{1L}}}{\frac{a}{b} \operatorname{tg} \varphi_{1L} - 1}, \quad (6.6)$$

gdzie $\operatorname{tg} \varphi_{1L} = \frac{X_{1L}}{R_{1L}}$ – tangens kąta fazowego impedancji linii dla składowej zgodnej.

Formuła (6.6) pozwala na łatwą i pogładową interpretację *efektu reaktancyjnego* [198].

Najprostsze postacie algorytmów (6.4) oraz (6.6) uzyskuje się przy założeniu zerowej wartości dla argumentu współczynnika rozgałęzieniowego ($\gamma = 0$). W rzeczywistości nie jest to dokładnie spełnione i takie uproszczenie jest przyczyną dodatkowych błędów w lokalizacji. Dla linii najwyższych napięć wspomniane założenie jest jednak usprawiedliwione, bowiem dla składowej zgodnej różnica między argumentami impedancji linii oraz impedancji systemów zastępczych (źródeł) jest zazwyczaj mała i w rezultacie wartość argumentu γ jest też niewielka. Pomimo stosowania wspomnianego uproszczenia dokładność lokalizacji jest na ogół wysoka, chyba że inne przyczyny (np. niesymetria fazowa, pojemności poprzeczne) mają znaczący wpływ na błędy.

Dokładność analizowanej metody ilustrują wyniki dla układu testowego 1 (DO-DATEK) przedstawione w tabeli 6.1. Błąd średni dla podanych tam przypadków nie przekracza 1%. Błąd lokalizacji w tabeli 6.1, jak również w dalszej części niniejszej pracy, wyznacza się według powszechnie stosowanej definicji [18, 151, 172, 173]

$$\text{błąd} = \frac{|\text{odl}_{\text{obl}} - \text{odl}_{\text{rzecz}}|}{1} 100 \%, \quad (6.7)$$

gdzie:

odl_{obl} , $\text{odl}_{\text{rzecz}}$ – odległości do zwarcia [p.u.]: odległość uzyskana z algorytmu oraz odległość rzeczywista (w tym wypadku występująca w modelu ATP-EMTP).

Tabela 6.1. Błędy procentowe określania odległości do zwarcia według metody [198]
dla wybranych zwarć – układ testowy 1 (DODATEK): linia jednotorowa 400 kV, 300 km

Odl. do zwarcia, p.u.	Lokalizacja ze strony A			Lokalizacja ze strony B		
	$L1-N$ $R_F = 10 \Omega$	$L1-N$ $R_F = 25 \Omega$	$L1-L1$ $R_F = 2 \Omega$	$L1-N$ $R_F = 10 \Omega$	$L1-N$ $R_F = 25 \Omega$	$L1-L1$ $R_F = 2 \Omega$
0,1	0,03	0,06	0,03	0,07	3,20	2,81
0,2	0,04	0,07	0,07	0,23	0,62	0,86
0,3	0,06	0,06	0,14	0,64	0,25	2,31
0,4	0,16	0,14	0,39	0,39	0,31	0,90
0,5	0,32	0,25	0,55	0,17	0,26	0,59
0,6	0,46	0,39	0,94	0,10	0,24	0,28
0,7	0,68	0,49	1,43	0,12	0,22	0,85
0,8	1,03	0,72	2,29	0,08	0,21	0,07
0,9	1,45	0,81	3,06	0,06	0,18	0,03
Błąd min.	0,03	0,06	0,03	0,06	0,18	0,03
Błąd maks.	1,45	0,81	3,06	0,64	3,20	2,81
Błąd średni	0,47	0,33	0,99	0,21	0,61	0,97

Poprawa dokładności lokalizacji może być osiągnięta przez uwzględnienie rzeczywistej wartości dla argumentu γ co wymaga wstępnego określenia odległości do zwarcia (przy przyjęciu $\gamma = 0$), a następnie wyznaczenia rzeczywistej wartości argumentu γ . Do tego wymagana jest znajomość wszystkich impedancji układu (rys. 5.2) dla składowej zgodnej, a dla linii dwutorowej również układu połączeń sekcji szyn zbiorczych na obu końcach (rys. 5.3).

6.2.3. ALGORYTM LOKALIZACJI Z UWZGLĘDNIENIEM ARGUMENTU WSPÓŁCZYNNIKA ROZGAŁĘZIENIOWEGO

W metodzie tej [29], analogicznie do poprzednich dwóch metod, stosuje się współczynniki udziału ($\underline{a}_{F1}$, $\underline{a}_{F2}$, $\underline{a}_{F0}$) z wyeliminowaniem składowej zerowej ($\underline{a}_{F0} = 0$) – warianty II, III, IV dla zestawów współczynników udziału (tab. 5.3b). Po wprowadzeniu do formuły (6.3) ogólnej postaci określającej współczynnik rozgałęzieniowy (5.6) uzyskuje się

$$\underline{V}_{AA_p} - d \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{AA_p} - \frac{R_F \underline{M}_1}{\underline{K}_1 d + \underline{L}_1} (\underline{a}_{F1} \Delta \underline{I}_{AA1} + \underline{a}_{F2} \underline{I}_{AA2}) = 0. \quad (6.8)$$

W rezultacie dalszych przekształceń uzyskuje się zespolone równanie kwadratowe ze względu na poszukiwaną odległość do zwarcia (d [p.u.]), z dodatkową niewiadomą, która jest rezystancją przejścia R_F

$$\underline{K}_1 \underline{Z}_{1L} d^2 + (\underline{L}_1 \underline{Z}_{1L} - \underline{K}_1 \underline{Z}_{AA_p}) d - \underline{L}_1 \underline{Z}_{AA_p} + R_F \underline{M}_1 \frac{(\underline{a}_{F1} \underline{\Delta I}_{AA1} + \underline{a}_{F2} \underline{I}_{AA2})}{\underline{I}_{AA_p}} = 0. \quad (6.9)$$

Równanie (6.9) zapisane oddzielnie dla części rzeczywistej oraz urojonej daje

$$\begin{aligned} A_{2_Re} d^2 + A_{1_Re} d + A_{0_Re} + A_{00_Re} R_F &= 0, \\ A_{2_Im} d^2 + A_{1_Im} d + A_{0_Im} + A_{00_Im} R_F &= 0, \end{aligned} \quad (6.10)$$

gdzie:

$$A_{2_Re} + jA_{2_Im} = \underline{K}_1 \underline{Z}_{1L},$$

$$A_{1_Re} + jA_{1_Im} = \underline{L}_1 \underline{Z}_{1L} - \underline{K}_1 \underline{Z}_{AA_p},$$

$$A_{0_Re} + jA_{0_Im} = -\underline{L}_1 \underline{Z}_{AA_p},$$

$$A_{00_Re} + jA_{00_Im} = \underline{M}_1 \frac{(\underline{a}_{F1} \underline{\Delta I}_{AA1} + \underline{a}_{F2} \underline{I}_{AA2})}{\underline{I}_{AA_p}},$$

$$\underline{Z}_{1L} = R_{1L} + jX_{1L} \quad - \text{impedancja linii dla składowej zgodnej},$$

$$\underline{Z}_{AA_p} = \frac{\underline{V}_{AA_p}}{\underline{I}_{AA_p}} = R_{AA_p} + jX_{AA_p} \quad - \text{impedancja pętli zwarciowej, zmierzona w stacji A},$$

$$\underline{K}_1, \underline{L}_1, \underline{M}_1 \quad - \text{współczynniki występujące w (5.6) – tabela 5.5.}$$

Po wyeliminowaniu ze wzoru (6.10) rezystancji przejścia (R_F) uzyskuje się równanie kwadratowe wyłącznie z jedną niewiadomą (odległość do zwarcia: d [p.u.]

$$B_2 d^2 + B_1 d + B_0 = 0, \quad (6.11)$$

w którym:

$$B_2 = A_{2_Re} A_{00_Im} - A_{2_Im} A_{00_Re},$$

$$B_1 = A_{1_Re} A_{00_Im} - A_{1_Im} A_{00_Re},$$

$$B_0 = A_{0_Re} A_{00_Im} - A_{0_Im} A_{00_Re}.$$

Równanie (6.11) ma dwa rozwiązania

$$\begin{aligned} d_1 &= \frac{-B_1 - \sqrt{B_1^2 - 4B_2 B_0}}{2B_2}, \\ d_2 &= \frac{-B_1 + \sqrt{B_1^2 - 4B_2 B_0}}{2B_2}, \end{aligned} \quad (6.12)$$

z których tylko jedno określa odległość do zwarcia (d), zgodnie z zasadą

$$\begin{aligned} d &= d_1 & \text{dla } B_2 > 0, \\ d &= d_2 & \text{dla } B_2 < 0. \end{aligned} \quad (6.13)$$

Formuły (6.11)–(6.13) są uniwersalne i mogą być stosowane zarówno do układów z linią jednotorową, jak i dwutorową, a niezbędne informacje do ich stosowania są zawarte w tabelach 5.3b, 5.5, 5.7.

Należy zwrócić uwagę, że do określenia współczynników ($\underline{K}_1$, $\underline{L}_1$, $\underline{M}_1$) wymagana jest znajomość impedancji elementów układu przesyłowego dla składowej zgodnej, w tym dla systemu ekwiwalentnego ze stacji przeciwległej (dla linii jednotorowej (rys. 5.2) impedancja: $\underline{Z}_{1sB}$). Impedancja ta nie może być wyznaczona na podstawie pomiarów lokalnych i ogólnie pozostają następujące możliwości zapewnienia tej danej wejściowej algorytmu lokalizacji:

- zadawana jest wartość uzyskana na drodze ekwiwalentowania, wymagającego znajomości aktualnej struktury systemu i dokładnych impedancji dla poszczególnych jego elementów [20],
- w stacji przeciwległej zainstalowane jest urządzenie (np. rejestrator zakłóceń), które podczas zwarcia w linii dokonuje pomiaru impedancji systemu i jego wynik jest przesyłany do analizowanego lokalizatora [44],
- zadawana jest *reprezentatywna* wartość dla spodziewanej impedancji systemu ze stacji przeciwległej, którą należy rozumieć jako wartość występującą przy najbardziej typowym układzie pracy [29, 121].

Gdy występuje trudność z określeniem *reprezentatywnej* wartości dla impedancji systemu ze stacji przeciwległej, a pierwsze dwie z wymienionych możliwości nie wchodzi w grę, to można dla niej przyjąć wartość równą impedancji systemu lokalnego lub zera [116]. W przypadku różnicy między impedancją systemu ze stacji przeciwległejadaną w algorytmie lokalizacji oraz jej rzeczywistą wartością występuje dodatkowy błąd lokalizacji. Na ogół jest on niewielki, obserwuje się bowiem dużą odporność algorytmu na niedokładność tej danej wejściowej algorytmu [29, 121]. Ilustrują to wyniki dla układu testowego 1 (DODATEK) – tabela 6.2. W badaniach tych przyjęto, że *reprezentatywna* wartość impedancji systemu w stacji przeciwległej (wartość stosowana w algorytmie) jest o 50% mniejsza od faktycznej (wartość stosowana przy modelowaniu): $\underline{Z}_{1sA(B)\text{reprezent.}} = 0,5 \underline{Z}_{1sA(B)}$. Nie powoduje to jednak znaczących błędów: wartości średnie błędów dla przypadków z tabeli 6.2 nie przekraczają 1%.

Tabela 6.2. Błędy procentowe określania odległości do zwarcia według metody [29] dla wybranych zwarć – układ testowy 1 (DODATEK): linia jednotorowa 400 kV, 300 km

Odl. do zwarcia, p.u.	Lokalizacja ze strony A			Lokalizacja ze strony B		
	$L1-N$ $R_F = 10 \Omega$	$L1-N$ $R_F = 25 \Omega$	$L1-L1$ $R_F = 2 \Omega$	$L1-N$ $R_F = 10 \Omega$	$L1-N$ $R_F = 25 \Omega$	$L1-L1$ $R_F = 2 \Omega$
1	2	3	4	5	6	7
0,1	0,01	0,02	0,01	1,03	0,55	2,65
0,2	0,02	0,01	0,01	0,74	0,66	2,16
0,3	0,09	0,03	0,14	0,29	0,52	0,96
0,4	0,09	0,09	0,09	0,23	0,35	0,64
0,5	0,21	0,20	0,34	0,16	0,23	0,38

1	2	3	4	5	6	7
0,6	0,43	0,41	0,67	0,11	0,19	0,12
0,7	0,76	0,68	1,18	0,03	0,13	0,58
0,8	1,30	1,22	1,60	0,01	0,10	0,01
0,9	2,02	2,04	2,55	0,04	0,09	0,02
Błąd min.	0,01	0,01	0,01	0,01	0,09	0,01
Błąd maks.	2,02	2,04	2,55	1,03	0,66	2,65
Błąd średni	0,55	0,52	0,73	0,29	0,31	0,84

6.3. LOKALIZACJA ZWARĆ Z WYKORZYSTANIEM RELACJI MIĘDZY SKŁADOWYMI SYMETRYCZNYMI PRĄDÓW W MIEJSCU ZWARCIA

Djuric i inni zaprezentowali w pracy [20] algorytm stosujący do lokalizacji zwarć wyłącznie sygnały prądowe mierzone w stacji lokalnej. Idea ta, stosowana wcześniej w zabezpieczeniach odległościowych do poprawy pomiaru impedancji pętli zwarciowej podczas zwarć rezystancyjnych, występujących na końcu pierwszej strefy [116, 215], jest oryginalna i interesująca. Jej atrakcyjność wynika z tego, że tylko jeden rodzaj sygnału jest rozpatrywany (w tym przypadku są to prądy fazowe), co jest korzystne, gdy przekładniki pomiarowe dla tych właśnie wielkości odznaczają się dużą dokładnością transformacji – przykładowo są to wysokiej klasy przekładniki niekonwencjonalne. Może się to odnosić zarówno do przekładników prądowych, jak w przypadku rozważanego tu algorytmu [20], ale również do przekładników napięciowych, istnieje bowiem możliwość takiej modyfikacji algorytmu, że do lokalizacji stosuje się wyłącznie sygnały napięciowe. Oprócz prostoty i wspomnianej atrakcyjności, metoda ta ma poważne ograniczenia – nie obejmuje wszystkich rodzajów zwarć. Może być stosowana jedynie do zwarć z udziałem ziemi. Z tego względu, podejście to nie może być jedynym stosowanym przy realizacji lokalizatora zwarć, a jedynie uzupełnieniem innej zasady – np. do weryfikacji rezultatów lub poprawy dokładności [20]. Największe jednak potencjalne możliwości tej metody mogą być upatrywane w zastosowaniu jej do poprawy pracy zabezpieczeń odległościowych linii [116, 215] podczas zwarć ze znaczną rezystancją przejścia.

W tabeli 5.4 przedstawiono relacje między składową zerową prądów w miejscu zwarcia (I_{F0}) a pozostałymi składowymi (I_{F1} , I_{F2}), występujące dla zwarć z udziałem ziemi, w postaci

$$\underline{I}_{F0} = \underline{b}_{F1} \underline{I}_{F1} + \underline{b}_{F2} \underline{I}_{F2}. \quad (6.14)$$

Po wyrażeniu składowych prądów w miejscu zwarcia przez wielkości mierzone w stacji lokalnej oraz przez współczynniki rozgałęzieniowe ((5.2)–(5.4)) uzyskuje się

$$\frac{\underline{I}_{A0}}{\underline{k}_{F0}} = \underline{b}_{F1} \frac{\Delta \underline{I}_{A1}}{\underline{k}_{F1}} + \underline{b}_{F2} \frac{\underline{I}_{A2}}{\underline{k}_{F2}}, \quad (6.15)$$

gdzie:

$\Delta \underline{I}_{A1}, \underline{I}_{A2}, \underline{I}_{A0}$ – składowe symetryczne prądów fazowych mierzonych w stacji A (uwaga: dla składowej zgodnej jest to wielkość przyrostowa),

$\underline{b}_{F1}, \underline{b}_{F2}, \underline{b}_{F0}$ – współczynniki zespolone zależne od rodzaju zwarcia (tab. 5.4).

Z wyjątkiem szczególnych przypadków, współczynniki rozgałęzieniowe dla składowej zgodnej i przeciwnej są identyczne i różnią się od współczynnika dla składowej zerowej

$$\underline{k}_{F1} = \underline{k}_{F2} = \frac{\underline{L}_1 d + \underline{M}_1}{\underline{N}_1}, \quad (6.16)$$

$$\underline{k}_{F0} = \frac{\underline{L}_0 d + \underline{M}_0}{\underline{N}_0}, \quad (6.17)$$

gdzie:

$\underline{L}_1, \underline{M}_1, \underline{N}_1$ – współczynniki zespolone zależne od impedancji układu dla składowej zgodnej (przeciwnej) (tab. 5.5),

$\underline{L}_0, \underline{M}_0, \underline{N}_0$ – współczynniki zespolone zależne od impedancji układu dla składowej zerowej.

Zależność (6.15) po uwzględnieniu wzorów (6.16)–(6.17) prowadzi do formuły na odległość do zwarcia w postaci

$$d = \left| \frac{\underline{M}_1 \underline{N}_0 \underline{I}_{A0} - \underline{M}_0 \underline{N}_1 (\underline{b}_{F1} \Delta \underline{I}_{A1} + \underline{b}_{F2} \underline{I}_{A2})}{\underline{L}_0 \underline{N}_1 (\underline{b}_{F1} \Delta \underline{I}_{A1} + \underline{b}_{F2} \underline{I}_{A2}) - \underline{L}_1 \underline{N}_0 \underline{I}_{A0}} \right|. \quad (6.18)$$

Stosowanie formuły (6.18) wymaga dokładnej znajomości parametrów impedancyjnych układu przesyłowego (zarówno linii, jak i systemów ekwiwalentnych) dla składowej zgodnej i zerowej. Może ona być stosowana jedynie dla zwarć z udziałem ziemi (jednofazowych i dwufazowych), chociaż dla zwarć dwufazowych z ziemią jest to mało celowe, bowiem praktykowany jest wtedy pomiar dla pętli zwarciovych międzyfazowych.

Należy podkreślić, że ze względu na to, że w układach przesyłowych impedancje linii i systemów ekwiwalentnych dla składowej zgodnej oraz składowej przeciwnej są zasadniczo identyczne, istnieje możliwość wykorzystywania do celów lokalizacji tylko relacji między składowymi, dla których impedancje są różne – jak na przykład relacje między składową zerową z jednej strony a składową zgodną lub przeciwną z drugiej strony (tab. 5.4). Błędem jest natomiast, jak proponuje się w pracy [20], by dla zwarć pojedynczej fazy z ziemią wykorzystywać relacje między składową zgodną a składową przeciwną, a więc dla zwarcia L1–N

$$\frac{\Delta I_{A1}}{\underline{k}_{F1}} = \frac{I_{A2}}{\underline{k}_{F2}}, \quad (6.19)$$

z której, przy współczynnikach rozgałęzieniowych dla składowej zgodnej i przeciwnej, będących identycznymi funkcjami ($\underline{k}_{F1}(d) = \underline{k}_{F2}(d)$ – (6.16)), nie jest możliwe wyznaczenie odległości do zwarcia (d). Pomimo niezbitego braku rozwiązania dla (6.19), w pracy [20] autorzy twierdzą, że się je uzyskuje, przy czym kilkudziesięcioprocentowe błędy skomentowano wpływem nieuwzględnienia pojemności linii i potrzebą kompensacji tych błędów przez zastosowanie stelaryzowanego współczynnika korygującego. Zamieszczone dane liczbowe dla rozważanego w pracy [20] układu przesyłowego wyraźnie wskazują, że jest to typowy przypadek, w którym wszystkie impedancje dla składowej zgodnej i przeciwnej są wzajemnie równe.

Dokładność analizowanej metody [20] ilustrują wyniki lokalizacji zwarć w układzie testowym 1 (DODATEK) – tabela 6.3.

Tabela 6.3. Błędy procentowe określania odległości do zwarcia według metody [20]
– układ testowy 1 (DODATEK): linia jednorodna 400 kV, 300 km

Odległość do zwarcia, p.u.	$L1-N$ $R_F = 10 \Omega$	$L1-N$ $R_F = 25 \Omega$	$L1-N$ $R_F = 50 \Omega$	$L1-L2-N$ $R_F = 10 \Omega$
0,1	4,67	4,70	4,71	4,55
0,2	7,26	7,24	7,24	7,20
0,3	8,34	8,37	8,41	8,32
0,4	8,36	8,39	8,43	8,41
0,5	7,46	7,65	7,66	7,76
0,6	6,40	6,39	6,40	6,42
0,7	4,87	4,90	4,92	5,05
0,8	3,42	3,43	3,43	3,57
0,9	1,98	2,06	2,07	2,17
Błąd minimalny	1,98	2,06	2,07	2,17
Błąd maksymalny	8,36	8,39	8,43	8,41
Błąd średni	5,86	5,90	5,92	5,94

Błędy analizowanej metody (tab. 6.3) są stosunkowo duże i są powodowane nieuwzględnieniem pojemności poprzecznych linii. Jeszcze większe wartości błędów mogą się pojawić, gdy parametry impedancyjne układu nie są znane dokładnie (w badaniach z tabeli 6.3 przyjęto dokładną znajomość tych parametrów). Błędy algorytmu wskutek nieuwzględniania pojemności poprzecznych linii mogą być łatwo kompensowane, bez stosowania procedur iteracyjnych. Wynika to z tego, że obliczana odległość do zwarcia (6.18) zależy wyłącznie od parametrów impedancyjnych układu, a nie zależy od rodzaju zwarcia i rezystancji przejścia (tab. 6.3) oraz od wartości i kierunku przepływu mocy przed zwarcie [20]. Można więc dla danego układu stelaryzować współczynnik korekcyjny – ze względu na pominięcie pojemności linii.

Relacje między składowymi symetrycznymi prądów w miejscu zwarcia (6.14) mogą być zastosowane również do sformułowania algorytmu lokalizacji opartego wyłącznie na pomiarze napięć. W tym celu składowe symetryczne prądów mierzonych w stacji A wyraża się

$$\Delta \underline{I}_{A1} = \frac{-\Delta \underline{V}_{A1}}{\underline{Z}_{1sA}}, \quad (6.20)$$

$$\underline{I}_{A2} = \frac{-\underline{V}_{A2}}{\underline{Z}_{1sA}}, \quad (6.21)$$

$$\underline{I}_{A0} = \frac{-\underline{V}_{A0}}{\underline{Z}_{0sA}}. \quad (6.22)$$

Wstawienie wzorów (6.20)–(6.22) do równania (6.15) daje algorytm lokalizacji przeznaczony do stosowania przy pomiarach wyłącznie napięć

$$d = \left| \frac{\underline{Z}_{1sA} \underline{M}_1 \underline{N}_0 \underline{V}_{A0} - \underline{Z}_{0sA} \underline{M}_0 \underline{N}_1 (\underline{b}_{F1} \Delta \underline{V}_{A1} + \underline{b}_{F2} \underline{V}_{A2})}{\underline{Z}_{0sA} \underline{L}_0 \underline{N}_1 (\underline{b}_{F1} \Delta \underline{V}_{A1} + \underline{b}_{F2} \underline{V}_{A2}) - \underline{Z}_{1sA} \underline{L}_1 \underline{N}_0 \underline{V}_{A0}} \right|. \quad (6.23)$$

Algorytm lokalizacji oparty wyłącznie na pomiarach lokalnych napięć (6.23) jak dotychczas nie ma odzwierciedlenia w dostępnej literaturze technicznej, jego wersja przy synchronicznych pomiarach na obu końcach linii [211] jest prezentowana zaś jako remedium na możliwości nasycania się przekładników prądowych.

Należy zwrócić uwagę, że algorytmy lokalizacji (6.18), (6.23) wymagają dokładnej znajomości wszystkich impedancji układu zarówno dla składowej zgodnej, jak i zerowej. Impedancja linii dla składowej zerowej jest szczególnie niepewną daną. Ponadto algorytmy lokalizacji (6.18), (6.23) zostały wyprowadzone przy założeniu, że ta impedancja jest stała wzdłuż długości linii. Zmienność impedancji może być uwzględniona dzięki podejściu, które przedstawiono w p. 6.4 niniejszej pracy.

6.4. ALGORYTM LOKALIZACJI UWZGLĘDNIAJĄCY ZMIENNOŚĆ IMPEDANCJI LINII DLA SKŁADOWEJ ZEROWEJ WZDŁUŻ DŁUGOŚCI LINII

Znajomość impedancji linii dla składowej zerowej jest niezbędna jedynie dla zwarć pojedynczej fazy z ziemią (tab. 5.7). Dla takich zwarć impedancja linii dla składowej zerowej występuje w zależnościach określających:

- spadek napięcia na odcinku linii od punktu pomiarowego do miejsca zwarcia,
- spadek napięcia w miejscu zwarcia.

O ile w pierwszym przypadku impedancja odcinka linii do zwarcia dla składowej zerowej jest niezbędna, o tyle przy określaniu spadku napięcia w miejscu zwarcia

istnieje możliwość uniknięcia użycia tej impedancji. Można to osiągnąć przez wybór takiego zestawu współczynników ($\underline{a}_{F1}$, $\underline{a}_{F2}$, $\underline{a}_{F0}$), dla którego jest spełnione: $\underline{a}_{F0} = 0$ – dla wariantów II, III, IV zestawów współczynników udziału (tab. 5.3b). Z tego względu, w dalszej części rozważono wpływ zmienności impedancji linii dla składowej zerowej tylko w aspekcie określania spadku napięcia na odcinku linii od punktu pomiarowego (stacja A) do miejsca zwarcia (F). Możliwe jest to do przeprowadzenia dla dowolnej z przedstawionych już metod, problem ten zaprezentowano jednak na przykładzie metody uwzględniającej argument współczynnika rozgałęzieniowego [29] (p. 6.2.3) dla linii jednorodnej.

Ogólnie, uwzględnienie nierównomiernego rozkładu impedancji linii dla składowej zerowej wzdłuż długości linii może być przeprowadzone następująco:

- dokonuje się lokalizacji przybliżonej, a następnie, po wprowadzeniu uaktualnionej wartości impedancji odcinka linii od punktu pomiarowego do miejsca zwarcia, wyznacza się dokładniejszą odległość do zwarcia [186, 207] oraz ewentualnie powtarzając ten proces iteracyjnie aż do uzyskania zbieżności,

- w celu uniknięcia obliczeń iteracyjnych wyznacza się – na drodze symulacji dużej liczby przypadków zwarciovych w analizowanym układzie – taką wartość zastępczej impedancji linii dla składowej zerowej, która gwarantuje, że błąd średni (ewentualnie inaczej sformułowany) dla całej populacji rozważanych zwarć jest minimalny [57],

- wprowadza się informację jedynie o całkowitej impedancji linii dla składowej zerowej, a informację o faktycznym jej rozdziale wydobywa się z relacji zachodzących dla składowych symetrycznych prądów płynących w miejscu zwarcia [59].

Na rysunku 6.2 przedstawiono schemat układu przesyłowego z linią jednorodną, dla której uwzględniono nierównomierny rozkład impedancji. Przyjęto, że rozdział tej impedancji jest zgodny z relacją

$$\underline{d}_0 = \frac{\underline{Z}_{0L- AF}}{\underline{Z}_{0L- AB}}, \quad (6.24)$$

w której:

$\underline{Z}_{0L- AB}$ – całkowita impedancja linii dla składowej zerowej (pomiędzy stacjami A, B),

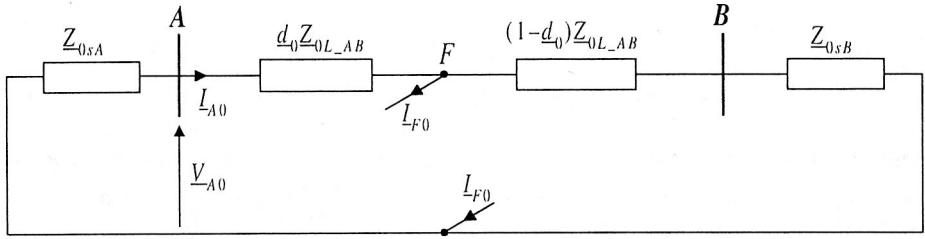
$\underline{Z}_{0L- AF}$ – impedancja składowej zerowej dla odcinka linii pomiędzy punktem pomiarowym (stacja A) a miejscem zwarcia F.

W szczególnym przypadku, gdy jest to równomierny rozkład, uzyskuje się

$$\underline{d}_0 = d, \quad (6.25)$$

gdzie d – geometryczna miara odległości do zwarcia (określona przy użyciu wielkości dla składowej zgodnej lub przeciwnej).

W przeciwnym razie wielkość $\underline{d}_0$ określona w (6.24) nie może być interpretowana w sensie geometrycznym, gdyż w ogólnym przypadku może być ona również liczbą zespoloną.



Rys. 6.2. Schemat układu przesyłowego z linią jednorodną dla składowej zerowej z uwzględnieniem nierównomiernego rozkładu impedancji linii wzdłuż jej długości

Fig. 6.2. Circuit diagram of a transmission system with a single line for the zero sequence with taking into account a non-uniform distribution of an impedance of a line along its length

Zagadnienie lokalizacji sprowadza się więc do wyznaczenia wielkości:

- d – poszukiwana odległość do zwarcia, mająca znaczenie odległości w sensie geometrycznym (dla impedancji linii dla składowej zgodnej (przeciwnej)),
- d_0 – wielkość zdefiniowana w (6.24),
- R_F – rezystancja w miejscu zwarcia.

Autor zaproponował w pracy [59], by relacja pomiędzy składową zerową prądu w miejscu zwarcia i jego pozostałymi składowymi (tab. 5.4) była dodatkowym równaniem, pozwalającym uzyskać końcowe rozwiązanie

$$\underline{I}_{F0} = \underline{b}_{F1} \underline{I}_{F1} + \underline{b}_{F2} \underline{I}_{F2}. \quad (6.26)$$

Po wprowadzeniu wielkości mierzonych dla poszczególnych składowych symetrycznych oraz współczynników rozgałęzieniowych (6.26) można zapisać w postaci

$$\frac{\underline{I}_{A0}}{\underline{k}_{F0}} = \underline{b}_{F1} \frac{\Delta \underline{I}_{A1}}{\underline{k}_{F1}} + \underline{b}_{F2} \frac{\underline{I}_{A2}}{\underline{k}_{F2}}, \quad (6.27)$$

gdzie współczynniki rozgałęzieniowe dla rozpatrywanego układu wynoszą [59]:

$$\begin{aligned} \underline{k}_{F1} &= \underline{k}_{F2} = \frac{-\underline{Z}_{1L}d + \underline{Z}_{1L} + \underline{Z}_{1sB}}{\underline{Z}_{1eq}}, \\ \underline{k}_{F0} &= \frac{-\underline{Z}_{0L-AB}d_0 + \underline{Z}_{0L-AB} + \underline{Z}_{0sB}}{\underline{Z}_{0eq}}, \\ \underline{Z}_{1eq} &= \underline{Z}_{1sA} + \underline{Z}_{1sB} + \underline{Z}_{1L}, \\ \underline{Z}_{0eq} &= \underline{Z}_{0sA} + \underline{Z}_{0sB} + \underline{Z}_{0L-AB}. \end{aligned}$$

Wstawienie tych współczynników rozgałęzieniowych do (6.27) daje

$$\underline{d}_0 = \underline{D}_0 + \underline{D}_1 d, \quad (6.28)$$

gdzie:

$$\underline{D}_0 = 1 + \frac{\underline{Z}_{0sB}}{\underline{Z}_{0L-AB}} - \frac{(\underline{Z}_{1L} + \underline{Z}_{1sB})\underline{Z}_{0_eq}\underline{I}_{A0}}{\underline{Z}_{1_eq}\underline{Z}_{0L-AB}(\underline{b}_{F1}\underline{\Delta I}_{A1} + \underline{b}_{F2}\underline{I}_{A2})},$$

$$\underline{D}_1 = \frac{\underline{Z}_{1L}\underline{Z}_{0_eq}\underline{I}_{A0}}{\underline{Z}_{1_eq}\underline{Z}_{0L-AB}(\underline{b}_{F1}\underline{\Delta I}_{A1} + \underline{b}_{F2}\underline{I}_{A2})},$$

$$\underline{Z}_{1_eq} = \underline{Z}_{1sA} + \underline{Z}_{1L} + \underline{Z}_{1sB},$$

$$\underline{Z}_{0_eq} = \underline{Z}_{0sA} + \underline{Z}_{0L-AB} + \underline{Z}_{0sB}.$$

Pętla zwarciova *widziana* ze stacji A, po uwzględnieniu podziału impedancji linii dla składowej zerowej, jak pokazano na rysunku 6.1, może być opisana następująco

$$\begin{aligned} \underline{a}_1\underline{V}_{A1} + \underline{a}_2\underline{V}_{A2} + \underline{a}_0\underline{V}_{A0} - d\underline{Z}_{1L}(\underline{a}_1\underline{I}_{A1} + \underline{a}_2\underline{I}_{A2}) - \underline{d}_0\underline{Z}_{0L-AB}\underline{a}_0\underline{I}_{A0} \\ - R_F \left(\underline{a}_{F1} \frac{\underline{\Delta I}_{A1}}{\underline{k}_{F1}} + \underline{a}_{F2} \frac{\underline{I}_{A2}}{\underline{k}_{F2}} \right) = 0, \end{aligned} \quad (6.29)$$

gdzie:

$\underline{V}_{A1}, \underline{V}_{A2}, \underline{V}_{A0}$ – składowe symetryczne napięć mierzonych w stacji A,

$\underline{I}_{A1}, \underline{\Delta I}_{A1}, \underline{I}_{A2}, \underline{I}_{A0}$ – składowe symetryczne prądów mierzonych w stacji A,

$\underline{a}_1, \underline{a}_2, \underline{a}_0$ – współczynniki równania pętli zwarciovej (tab. 5.7),

$\underline{a}_{F1}, \underline{a}_{F2}$ – współczynniki udziału (tab. 5.3b).

Po wstawieniu (6.28) do (6.29) uzyskuje się zespolone równanie kwadratowe

$$\underline{A}_2 d^2 + \underline{A}_1 d + \underline{A}_0 + \underline{A}_{00} R_F = 0, \quad (6.30)$$

w którym:

$$\underline{A}_2 = \underline{Z}_{1L}(\underline{Z}_{1L}(\underline{a}_1\underline{I}_{A1} + \underline{a}_2\underline{I}_{A2}) + \underline{E}_1),$$

$$\underline{A}_1 = -\underline{Z}_{1L}(\underline{a}_1\underline{V}_{A1} + \underline{a}_2\underline{V}_{A2} + \underline{a}_0\underline{V}_{A0}) + \underline{Z}_{1L}\underline{E}_0 - (\underline{Z}_{1L} + \underline{Z}_{1sB})(\underline{Z}_{1L}(\underline{a}_1\underline{I}_{A1} + \underline{a}_2\underline{I}_{A2}) + \underline{E}_1),$$

$$\underline{A}_0 = (\underline{Z}_{1L} + \underline{Z}_{1sB})(\underline{a}_1\underline{V}_{A1} + \underline{a}_2\underline{V}_{A2} + \underline{a}_0\underline{V}_{A0} - \underline{E}_0),$$

$$\underline{A}_{00} = -(\underline{Z}_{1sA} + \underline{Z}_{1L} + \underline{Z}_{1sB})(\underline{a}_{F1}\underline{\Delta I}_{A1} + \underline{a}_{F2}\underline{I}_{A2}),$$

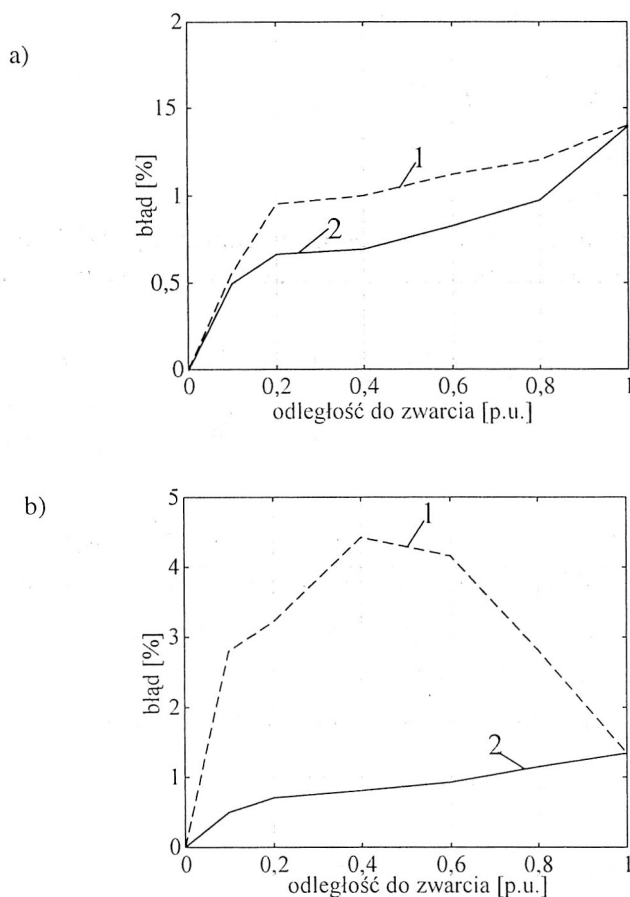
$$\underline{E}_0 = \underline{Z}_{0L-AB}\underline{D}_0\underline{I}_{A0},$$

$$\underline{E}_1 = \underline{Z}_{0L-AB}\underline{D}_1\underline{I}_{A0}.$$

Rozwiązanie (6.30) uzyskuje się przez eliminację rezystancji (R_F), analogicznie do równania (6.8). Efekty stosowania algorytmu (6.30) dla linii z nierównomiernym rozkładem impedancji dla składowej zerowej określono w odniesieniu do lokalizacji w układzie testowym 3 (DODATEK). Dla każdej lokalizacji wyznaczono wartości średnie błędów i przedstawiono je na rysunku 6.3.

Dla obu sposobów uziemienia linki odgromowej (rys. 6.3a,b) uzyskuje się poprawę dokładności lokalizacji zwarć, szczególnie dla przypadku z linką odgromową

uziemioną, ze względów oszczędnościowych, tylko w obu stacjach – gdzie obserwuje się zmniejszenie błędu nawet o ponad 3%.



Rys. 6.3. Błędy lokalizacji bez uwzględnienia (krzywe 1) oraz z uwzględnieniem (krzywe 2) nierównomiernego rozkładu impedancji linii dla składowej zerowej dla linii z linką odgromową uziemioną: a) na każdym słupie i w obu rozdzielniach, b) tylko w obu rozdzielniach
Fig. 6.3. Errors in fault distance estimation with no taking into account (plots 1) and with taking into account (plots 2) the non-uniform distribution of the line zero sequence impedance for a line with the earth overhead wire grounded at: a) each tower and both substations, b) both substations only

Zaletą przedstawionego algorytmu (6.30) jest to, że nie są potrzebne informacje o charakterze zmian tej impedancji, bowiem wystarczające jest podanie wyłącznie całkowitej impedancji linii ($Z_{0L,AB}$). Inną wadą jest natomiast to, że algorytm lokalizacji wymaga dodatkowych danych wejściowych, tj. impedancji systemów ekwiwalentnych na obu końcach linii dla składowej zerowej: Z_{0sA} , Z_{0sB} , lecz są to dane wejściowe stosowane w niektórych algorytmach [20, 172].

6.5. LOKALIZACJA ZWARĆ W LINIACH NIETRANSPONOWANYCH

Metoda składowych symetrycznych może być efektywnie stosowana do układów zawierających wyłącznie elementy trójfazowe symetryczne fazowo. Wtedy macierze, opisujące poszczególne elementy układu, stają się macierzami diagonalnymi, co powoduje wyeliminowanie sprzężeń pomiędzy obwodami poszczególnych faz w opisie układu [71]. Symetria fazowa układów sieciowych nie zawsze występuje i może to być spowodowane następującymi przyczynami:

- w układzie mogą wystąpić długie odcinki linii nie posiadające – ze względów oszczędnościowych – przeplotów symetryzujących [6, 45, 71, 172, 210],
- w liniach może być stosowana szeregową kompensacja przy użyciu kondensatorów (wyposażonych w nieliniowe warystory metalotlenkowe), których impedancja zależy od przepływającego prądu, co powoduje, że podczas zwarć niesymetrycznych jest wprowadzana asymetria fazowa [35, 81, 104, 143, 146, 161, 162].

W warunkach krajowych stopień asymetrii nie przeplecionych linii WN nie jest duży, uważa się jednak, że asymetria ta powinna być uwzględniana nawet w dokładnych obliczeniach zwarciovych dla sieci 400 kV [71].

Wystąpienie asymetrii fazowej w linii energetycznej powoduje, że zastosowanie w tym przypadku przekształcenia 0, 1, 2 do macierzy impedancji linii (lub odcinka linii) objawia się w uzyskaniu macierzy nie posiadającej struktury diagonalnej. Z kolei, uśrednienie elementów diagonalnych oraz pozadiagonalnych macierzy impedancyjnej linii i następnie zastosowanie metody składowych symetrycznych powoduje dodatkowe błędy lokalizacji. Błędów tych można uniknąć przez stosowanie zapisu układu we współrzędnych fazowych (p. 5.3).

Algorytm oparty na takim zapisie, przeznaczony do lokalizacji zwarć w linii jednorodnej, jak również w liniach dwutorowych, opracowano po przyjęciu następujących założeń:

- jedynym elementem asymetrycznym fazowo w rozpatrywanych układach sieciowych jest linia energetyczna (jednorodna lub dwutorowa),
- lokalizacja odbywa się na podstawie sygnałów trójfazowych prądów i napięć z jednego końca linii (stacja A – stacja lokalna), przy czym używane są sygnały sprzed momentu wystąpienia zwarcia jak i bezpośrednio po jego wystąpieniu,
- pomija się upływności i pojemności poprzeczne linii,
- parametry impedancyjne zastępczego systemu w stacji lokalnej są uzyskiwane z pomiaru, a dla systemu zastępczego z przeciwległego końca linii są znane *reprezentatywne* wartości tych parametrów,
- konfiguracja układu oraz siły elektromotoryczne zastępczych systemów po obu stronach linii nie ulegają zmianie wskutek wystąpienia zwarcia w linii,
- moment wystąpienia zwarcia w linii i jego rodzaj jest znany (informacje te uzyskiwane są z odpowiednich algorytmów pomocniczych lokalizatora).

Spadek napięcia na elemencie układu trójfazowego (wektor $\mathbf{V}$), przy uwzględnieniu tylko parametrów podłużnych, może być przedstawiony jako iloczyn macierzy impedancji ($\mathbf{Z}$) i wektora prądów ($\mathbf{I}$)

$$\mathbf{V} = \mathbf{Z}\mathbf{I}, \quad (6.31)$$

gdzie:

$$\mathbf{V} = [\underline{V}_{L1} \quad \underline{V}_{L2} \quad \underline{V}_{L3}]^T,$$

$$\mathbf{I} = [\underline{I}_{L1} \quad \underline{I}_{L2} \quad \underline{I}_{L3}]^T,$$

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{L1L1} & \underline{Z}_{L1L2} & \underline{Z}_{L1L3} \\ \underline{Z}_{L1L2} & \underline{Z}_{L2L2} & \underline{Z}_{L2L3} \\ \underline{Z}_{L1L3} & \underline{Z}_{L2L3} & \underline{Z}_{L3L3} \end{bmatrix},$$

T – indeks górny oznaczający transpozycję wektora, macierzy.

Dla linii energetycznej symetrycznej fazowo elementy diagonalne macierzy impedancji $\mathbf{Z}$ (impedancje własne: indeks – s) jak również wszystkie elementy pozadiagonalne (impedancje wzajemne: indeks – m) są odpowiednio równe:

$$\underline{Z}_s = \underline{Z}_{L1L1} = \underline{Z}_{L2L2} = \underline{Z}_{L3L3}, \quad (6.32)$$

$$\underline{Z}_m = \underline{Z}_{L1L2} = \underline{Z}_{L2L3} = \underline{Z}_{L1L3}. \quad (6.33)$$

Wtedy impedancje własne i wzajemne są związane z impedancjami linii dla składowej zgodnej i zerowej następująco [71]

$$\underline{Z}_s = \frac{\underline{Z}_{0L} + \underline{Z}_{1L}}{3}, \quad \underline{Z}_m = \frac{\underline{Z}_{0L} - \underline{Z}_{1L}}{3} \quad (6.34)$$

i odwrotnie

$$\underline{Z}_{0L} = \underline{Z}_s + 2\underline{Z}_m, \quad \underline{Z}_{1L} = \underline{Z}_s - \underline{Z}_m. \quad (6.35)$$

Wszystkie napięcia i prądy w modelach układu przesyłowego z linią jednotorową dla stanu przedzwarcowego oraz zwarcowego (rys. 6.4, 6.5) przedstawia się jako wektory, np.

$$\mathbf{E}_{sA} = [\underline{E}_{sA_L1} \quad \underline{E}_{sA_L2} \quad \underline{E}_{sA_L3}]^T. \quad (6.36)$$

Impedancje przedstawia się zaś w formie macierzowej, np.

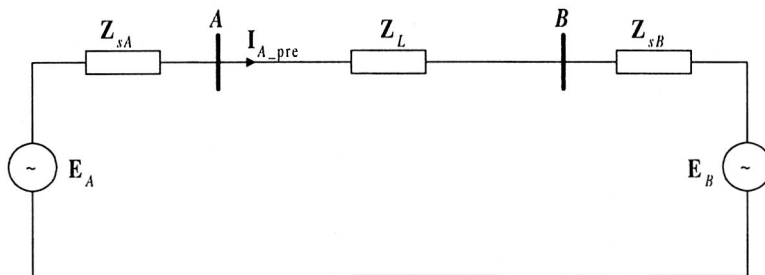
$$\mathbf{Z}_{sA} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{sA_s} & \underline{Z}_{sA_m} & \underline{Z}_{sA_m} \\ \underline{Z}_{sA_m} & \underline{Z}_{sA_s} & \underline{Z}_{sA_m} \\ \underline{Z}_{sA_m} & \underline{Z}_{sA_m} & \underline{Z}_{sA_s} \end{bmatrix}, \quad (6.37)$$

gdzie indeksy poszczególnych elementów są dwuczłonowe i w kolejności oznaczają:

sA – nazwa elementu (w tym przypadku system) oraz punkt w układzie (stacja A),

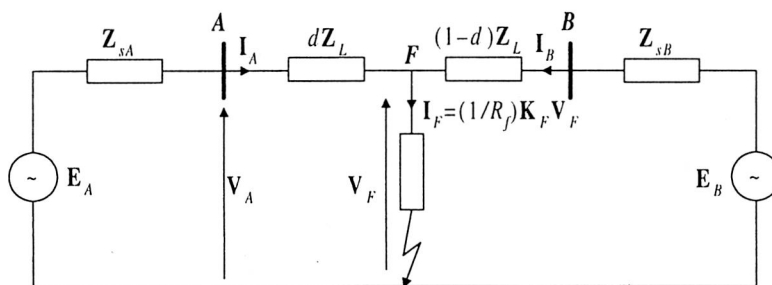
s – impedancja własna,

m – impedancja wzajemna.



Rys. 6.4. Model układu z linią jednotorową dla stanu przedzwarciego

Fig. 6.4. Model of a grid with a single line for pre-fault conditions



Rys. 6.5. Model układu z linią jednotorową dla stanu zwarciego

Fig. 6.5. Model of a grid with a single line for fault conditions

Na rysunkach 6.6 i 6.7 przedstawiono modele układu z linią dwutorową, który jako bardziej ogólny przyjmuje się do dalszych rozważań. Uzyskany w ten sposób algorytm lokalizacji jest bardziej ogólny, jego adaptacja do linii jednotorowej sprowadza się bowiem do pominięcia wszystkich składników związanych ze sprzężeniem obu torów oraz usunięcia składników zawierających prąd obciążenia z toru *zdrowego*.

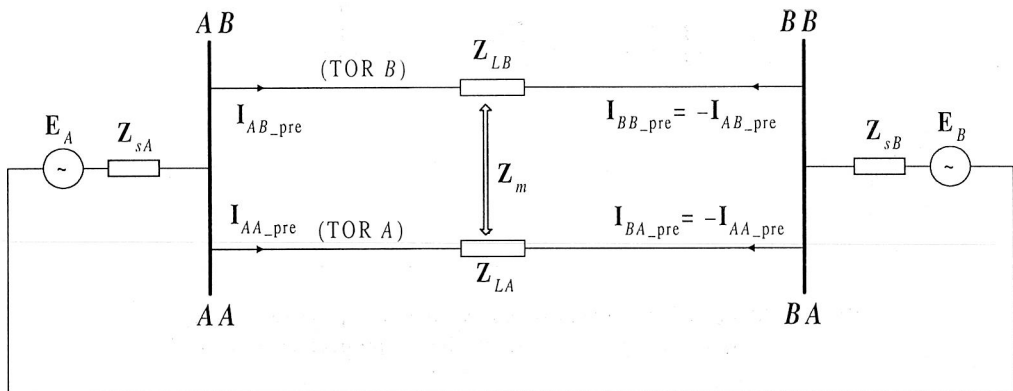
Układ przesyłowy z rysunku 6.7 może być dla zwarcia w linii (zwarcie *F*) określony następującym równaniem

$$\Delta E = E_A - E_B = (Z_{sA} + dZ_{LA})I_{AA} - ((1-d)Z_{LA} + Z_{sB})I_{BA} + (Z_{sA} + Z_{sB})I_{AB} + Z_m I_{AB}, \quad (6.38)$$

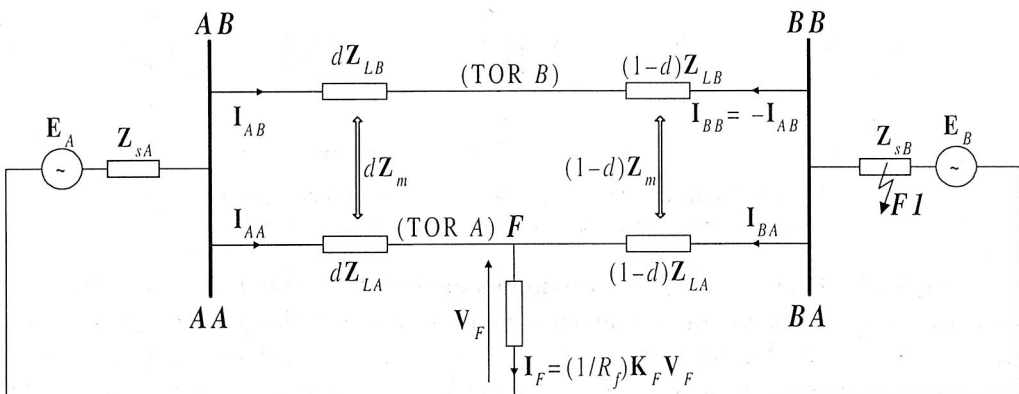
w którym:

$$Z_{LA} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{LA_L1L1} & \underline{Z}_{LA_L1L2} & \underline{Z}_{LA_L1L3} \\ \underline{Z}_{LA_L1L2} & \underline{Z}_{LA_L2L2} & \underline{Z}_{LA_L2L3} \\ \underline{Z}_{LA_L1L3} & \underline{Z}_{LA_L2L3} & \underline{Z}_{LA_L3L3} \end{bmatrix} \quad \text{– macierz impedancyjna dla toru A,}$$

$$Z_m = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{m_L1L1} & \underline{Z}_{m_L1L2} & \underline{Z}_{m_L1L3} \\ \underline{Z}_{m_L1L2} & \underline{Z}_{m_L2L2} & \underline{Z}_{m_L2L3} \\ \underline{Z}_{m_L1L3} & \underline{Z}_{m_L2L3} & \underline{Z}_{m_L3L3} \end{bmatrix} \quad \text{– macierz sprzężenia magnetycznego torów linii.}$$



Rys. 6.6. Model układu z linią dwutorową dla stanu przed zwarcioego
Fig. 6.6. Model of a grid with parallel lines for pre-fault conditions



Rys. 6.7. Model układu z linią dwutorową dla stanu zwarcioego
Fig. 6.7. Model of a grid with parallel lines for fault conditions

Dla przypadku szczególnego, gdy układ jest symetryczny fazowo, elementy diagonalne oraz pozadiagonalne macierzy impedancji linii Z_{LA} wyznacza się zgodnie z zależnościami (6.34), (6.35), natomiast wszystkie elementy macierzy sprzężenia Z_m są wtedy identyczne i wynoszą

$$Z_{m_L1L1} = Z_{m_L2L2} = Z_{m_L3L3} = Z_{m_L1L2} = Z_{m_L1L3} = Z_{m_L2L3} = \frac{Z_{0m}}{3}, \quad (6.39)$$

gdzie Z_{0m} – impedancja sprzężenia magnetycznego torów dla składowej zerowej.

Po przyjęciu, że konfiguracja układu oraz siły elektromotoryczne zastępczych systemów po obu stronach linii nie ulegają zmianie wskutek wystąpienia zwarcia w linii, wektor ΔE (6.38) może być określony z modelu przedzwarcioego (rys. 6.6) jako

$$\Delta \mathbf{E} = \mathbf{E}_{sA} - \mathbf{E}_{sB} = (\mathbf{Z}_{sA} + \mathbf{Z}_{sB} + \mathbf{Z}_{LA}) \mathbf{I}_{AA_pre} + (\mathbf{Z}_{sA} + \mathbf{Z}_m + \mathbf{Z}_{sB}) \mathbf{I}_{AB_pre}. \quad (6.40)$$

Wektor prądów fazowych dla stacji B , płynących w torze A , określony na podstawie (6.38) wynosi

$$\mathbf{I}_{BA} = ((1-d)\mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_{sB})^{-1} ((\mathbf{Z}_{sA} + d\mathbf{Z}_{LA}) \mathbf{I}_{AA} + (\mathbf{Z}_{sA} + \mathbf{Z}_{sB} + \mathbf{Z}_m) \mathbf{I}_{AB} - \Delta \mathbf{E}). \quad (6.41)$$

Wektor napięć w punkcie zwarciovym F (rys. 6.7) jest określony

$$\mathbf{V}_F = \mathbf{V}_A - d \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{I}_{AA} - d \mathbf{Z}_m \mathbf{I}_{AB}. \quad (6.42)$$

Wektor prądów zwarciovych płynących w miejscu zwarcia, po przyjęciu założenia o pominięciu upływności i pojemności poprzecznych linii, wyraża się jako suma

$$\mathbf{I}_F = \mathbf{I}_{AA} + \mathbf{I}_{BA}. \quad (6.43)$$

Po uwzględnieniu wzorów (5.12) i (6.43) zależność (6.42) przybiera postać

$$\frac{1}{R_f} \mathbf{K}_F (\mathbf{V}_A - d \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{I}_{AA} - d \mathbf{Z}_m \mathbf{I}_{AB}) = \mathbf{I}_{AA} + \mathbf{I}_{BA}. \quad (6.44)$$

Po podstawieniu wektora prądów fazowych z przeciwległej stacji $\mathbf{I}_{BA}$ (6.41) do równania (6.44), oraz uwzględnieniu zależności (6.40), uzyskuje się następujące równanie macierzowe

$$\mathbf{A}_c d^2 - \mathbf{B}_c d + \mathbf{C}_c - \mathbf{D}_c = 0, \quad (6.45)$$

w którym:

$$\mathbf{A}_c = \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{K}_F \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{I}_{AA} + \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{K}_F \mathbf{Z}_m \mathbf{I}_{AB},$$

$$\mathbf{B}_c = \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{K}_F (\mathbf{V}_A + \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{I}_{AA}) + \mathbf{Z}_{sB} \mathbf{K}_F \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{I}_{AA} + \mathbf{Z}_m \mathbf{K}_F (\mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_{sB}) \mathbf{I}_{AB},$$

$$\mathbf{C}_c = (\mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_{sB}) \mathbf{K}_F \mathbf{V}_A,$$

$$\mathbf{D}_c = (\mathbf{Z}_{sA} + \mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_{sB}) (\mathbf{I}_{AA} - \mathbf{I}_{AA_pre}) + (\mathbf{Z}_{sA} + \mathbf{Z}_{sB} + \mathbf{Z}_m) (\mathbf{I}_{AB} - \mathbf{I}_{AB_pre}),$$

$$\mathbf{D}_c = \mathbf{D} R_f,$$

R_f – ekwiwalentna rezystancja w modelu zwarcia (5.12).

Uzyskana formuła (6.45) jest macierzowym równaniem zespolonym drugiego rzędu ze względu na poszukiwaną odległość do miejsca zwarcia (d) oraz z drugą niewiadomą: rezystancja (R_f). Rozwiązanie równania (6.45) w postaci macierzowej jest kłopotliwe, dlatego racjonalne jest sprowadzenie go do postaci skalarnej

$$\underline{A} d^2 - \underline{B} d + \underline{C} - R_f = 0, \quad (6.46)$$

gdzie:

$$\underline{A} = \mathbf{P} \mathbf{A}_c,$$

$$\underline{B} = \mathbf{P} \mathbf{B}_c,$$

$$\underline{C} = \mathbf{P} \mathbf{C}_c,$$

$$\mathbf{P} = \frac{\mathbf{D}^T}{\mathbf{D}^T \mathbf{D}}.$$

Skalarne równanie kwadratowe (6.46) może być zapisane oddzielnie dla części rzeczywistej i urojonej, dając układ równań:

$$\text{real}(\underline{A})d^2 - \text{real}(\underline{B})d + \text{real}(\underline{C}) - R_f = 0, \quad (6.47)$$

$$\text{imag}(\underline{A})d^2 - \text{imag}(\underline{B})d + \text{imag}(\underline{C}) = 0. \quad (6.48)$$

Równanie dla części urojonej (6.48) nie zawiera ekwiwalentnej rezystancji (R_f), jego rozwiązanie daje więc poszukiwaną odległość do miejsca zwarcia

$$\begin{aligned} d &= d_1 \quad \text{gdy } \text{imag}(\underline{A}) \geq 0, \\ d &= d_2 \quad \text{gdy } \text{imag}(\underline{A}) < 0, \end{aligned} \quad (6.49)$$

gdzie:

$$d_1 = \frac{\text{imag}(\underline{B}) - \sqrt{(\text{imag}(\underline{B}))^2 - 4 \text{imag}(\underline{A}) \text{imag}(\underline{C})}}{2 \text{imag}(\underline{A})},$$

$$d_2 = \frac{\text{imag}(\underline{B}) + \sqrt{(\text{imag}(\underline{B}))^2 - 4 \text{imag}(\underline{A}) \text{imag}(\underline{C})}}{2 \text{imag}(\underline{A})}.$$

Jeśli jest znana odległość do miejsca zwarcia ($d = d_1$ albo $d = d_2$), można z (6.47) określić wartość ekwiwalentnej rezystancji (R_f) jako

$$R_f = \text{real}(\underline{A})d^2 - \text{real}(\underline{B})d + \text{real}(\underline{C}). \quad (6.50)$$

Zwarcia sięgające poza całkowitą długość linii, a więc występujące w przeciwnym systemie (rys. 6.7 – zwarcie $F1$) powinny być wykryte dzięki użyciu dodatkowej procedury. Taka procedura [167] opiera się na analizie następującego wektora

$$\mathbf{D}_1 = (\mathbf{Z}_{LA} - \mathbf{Z}_m) \mathbf{I}_{AA} - (\mathbf{Z}_{LB} - \mathbf{Z}_m) \mathbf{I}_{AB}. \quad (6.51)$$

Podczas zwarcia w przeciwnym systemie wszystkie elementy wektora $\mathbf{D}_1$ są zerowe (teoretycznie). W praktyce, wskutek nieuwzględniania pojemności poprzecznych linii, wprowadza się pewną wartość progową dla dyskryminacji takich zwarcia.

W przypadku układu przesyłowego z linią jednotorową uzyskuje się następujące równanie macierzowe (należy je sprowadzić do równania skalarne, a następnie rozwiązać w analogiczny sposób do zaprezentowanego powyżej dla układu z linią dwutorową)

$$\mathbf{A}_c d^2 - \mathbf{B}_c d + \mathbf{C}_c - \mathbf{D}_c = 0, \quad (6.52)$$

gdzie:

$$\mathbf{A}_c = \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{K}_F \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{I}_{AA},$$

$$\mathbf{B}_c = \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{K}_F (\mathbf{V}_A + \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{I}_{AA}) + \mathbf{Z}_{sB} \mathbf{K}_F \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{I}_{AA},$$

$$\mathbf{C}_c = (\mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_{sB}) \mathbf{K}_F \mathbf{V}_A,$$

$$\mathbf{D} = (\mathbf{Z}_{sA} + \mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_{sB}) (\mathbf{I}_{AA} - \mathbf{I}_{AA_{pre}}),$$

$$\mathbf{D}_c = \mathbf{D} R_f.$$

Poprawę dokładności lokalizacji zwarć przez uwzględnienie niesymetrii fazowej linii z użyciem algorytmu lokalizacji (6.52) ilustrują wyniki uzyskane dla badań przeprowadzonych dla układu testowego 4 (DODATEK) – tabele 6.4, 6.5, 6.6. Nieuwzględnienie w algorytmie niesymetrii fazowej linii, rozumiane jako zastąpienie linii niesymetrycznej zastępczą linią symetryczną o uśrednionych parametrach, powoduje dodatkowe błędy, wynoszące do 2% dla analizowanego układu.

Tabela 6.4. Stopień niesymetrii dla prądów fazowych przed wystąpieniem zwarcia

Rodzaj linii	Stacja	A				p.u.		
		$ I_{L1} $	$ I_{L2} $	$ I_{L3} $	$ I _{\text{średn.}}$	$\frac{ I_{L1} }{ I _{\text{średn.}}}$	$\frac{ I_{L2} }{ I _{\text{średn.}}}$	$\frac{ I_{L3} }{ I _{\text{średn.}}}$
Przewody odgromowe – wariant I	A	475	487	435	465,7	1,020	1,046	0,934
	B	411	472	464	449	0,915	1,051	1,033
Przewody odgromowe – wariant II	A	484	497	445,5	475,5	1,0179	1,0452	0,9369
	B	417,5	476	468	453,8	0,9198	1,0489	1,0313

Tabela 6.5. Stopień niesymetrii dla napięć fazowych przed wystąpieniem zwarcia

Rodzaj linii	Stacja	V				p.u.		
		$ V_{L1} $	$ V_{L2} $	$ V_{L3} $	$ V _{\text{średn.}}$	$\frac{ V_{L1} }{ V _{\text{średn.}}}$	$\frac{ V_{L2} }{ V _{\text{średn.}}}$	$\frac{ V_{L3} }{ V _{\text{średn.}}}$
Przewody odgromowe – wariant I	A	319230	320980	321220	320480	0,9961	1,0016	1,0023
	B	321340	319820	320810	320660	1,0021	0,9974	1,0005
Przewody odgromowe – wariant II	A	319430	321200	321420	320680	0,9961	1,0016	1,0023
	B	321510	319930	320960	320800	1,0022	0,9972	1,0005

Tabela 6.6. Porównanie dokładności lokalizacji miejsca zwarcia w liniach niesymetrycznych fazowo przy uwzględnieniu oraz pominięciu niesymetrii fazowej

Linia	Zwarcie	R_F, Ω	Odległość, p.u.	Błąd lokalizacji, %		Poprawa, %
				(1) niesymetria uwzgl.	(2) niesymetria nieuwzgl.	(2) – (1) poprawa wskutek uwzgl. niesymetrii
Przewody odgromowe – wariant I	L1–N	10	0,167	0,2	0,1	brak
	L1–N	10	0,833	2,1	3,4	1,3
	L1–L2	0,1	0,167	0,2	0,8	0,6
	L1–L2	0,1	0,833	1,4	3,4	2,0
Przewody odgromowe – wariant II	L1–N	10	0,167	0,2	0,0	brak
	L1–N	10	0,833	0,7	1,3	0,6
	L1–L2	0,1	0,167	0,1	0,8	0,7
	L1–L2	0,1	0,833	1,4	3,0	1,6

6.6. LOKALIZACJA ZWARCÓW W LINIACH DWUTOROWYCH PRZY ZWIĘKSZONEJ LICZBIE SYGNAŁÓW POMIAROWYCH

Współczynniki rozgałęzieniowe prądów zwarciovych w układzie przesyłowym z linią dwutorową, przy pełnej dostępności sygnałów z linii równoległej – *zdrowej*, określono w p. 5.2.2 – formuły (5.8), (5.10).

Podstawą algorytmu lokalizacji jest uogólnione równanie pętli zwarciovowej (5.13). Po uwzględnieniu w nim współczynników rozgałęzieniowych (5.8), (5.10) oraz przyjęciu jednego z wariantów II, III, IV dla zestawów współczynników udziału (tab. 5.3b) uzyskuje się

$$\underline{V}_{AA_p} - d \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{AA_p} - R_F \left(\underline{a}_{F1} \frac{\underline{M}_1}{1-d} + \underline{a}_{F2} \frac{\underline{M}_2}{1-d} \right) = 0, \quad (6.53)$$

lub po zapisaniu oddzielnie dla części rzeczywistej oraz urojonej:

$$\text{real}(\underline{V}_{AA_p}) - d \text{real}(\underline{Z}_{1L} \underline{I}_{AA_p}) - \frac{R_F}{1-d} \text{real}(\underline{a}_{F1} \underline{M}_1 + \underline{a}_{F2} \underline{M}_2) = 0, \quad (6.54)$$

$$\text{imag}(\underline{V}_{AA_p}) - d \text{imag}(\underline{Z}_{1L} \underline{I}_{AA_p}) - \frac{R_F}{1-d} \text{imag}(\underline{a}_{F1} \underline{M}_1 + \underline{a}_{F2} \underline{M}_2) = 0. \quad (6.55)$$

Po wyeliminowaniu składnika $(R_F/(1-d))$ z układu równań (6.54)–(6.55) uzyskuje się

$$d = \frac{\text{imag}(\underline{V}_{AA_p}) \text{real}(\underline{M}_{a12}) - \text{real}(\underline{V}_{AA_p}) \text{imag}(\underline{M}_{a12})}{\text{imag}(\underline{Z}_{1L} \underline{I}_{AA_p}) \text{real}(\underline{M}_{a12}) - \text{real}(\underline{Z}_{1L} \underline{I}_{AA_p}) \text{imag}(\underline{M}_{a12})}, \quad (6.56)$$

gdzie $\underline{M}_{a12} = \underline{a}_{F1} \underline{M}_1 + \underline{a}_{F2} \underline{M}_2$.

Napięcie $(\underline{V}_{AA_p})$ oraz prąd $(\underline{I}_{AA_p})$ pętli zwarciovowej są formowane zgodnie z tabelą 5.7, współczynniki udziału $(\underline{a}_{F1}, \underline{a}_{F2})$ są zawarte w tabeli 5.3b, a składniki $(\underline{M}_1, \underline{M}_2)$ – w (5.8) i (5.10).

Na podkreślenie zasługuje fakt, że dzięki zwiększonej dostępności sygnałów z toru *zdrowego* uzyskuje się algorytm (6.56), który nie wymaga stosowania pomiarów wielkości przedzwarciovych oraz znajomości impedancji systemów ekwiwalentnych z obu stacji. Zaprezentowany algorytm (6.56), w odróżnieniu od innego najbardziej znanego tego typu [214], uwzględnia pojemności poprzeczne toru *zdrowego*, co zwiększa dokładność lokalizacji, nie powodując jego komplikacji. Jednocześnie wyeliminowano częściowo wpływ niepewności odnośnie do wartości impedancji linii dla składowej zerowej na dokładność lokalizacji. Osiągnięto to przez zastosowanie współczynników udziału $(\underline{a}_{F1}, \underline{a}_{F2}, \underline{a}_{F0})$, dla których: $\underline{a}_{F0}$ – warianty II, III, IV dla zestawów współczynników udziału (tab. 5.3b). W odróżnieniu, algorytm [214] opiera się na rozptywie prądów dla składowej zerowej.

Przedstawiona formuła na odległość do zwarcia (6.56) jest wyjściową do jeszcze dokładniejszego określenia rezultatu. Można to osiągnąć przez uwzględnienie pojemności poprzecznych toru linii ze zwarcie. Wtedy, dzięki zastosowaniu (5.25), pętla zwarciowa może być określona

$$\underline{a}_1(\underline{V}_{AA1} - \underline{V}_{AF1}^C) + \underline{a}_2(\underline{V}_{AA2} - \underline{V}_{AF2}^C) + \underline{a}_0(\underline{V}_{AA0} - \underline{V}_{AF0}^C) - R_F \left(\frac{\underline{a}_{F1} \underline{M}_1}{1-d} + \frac{\underline{a}_{F2} \underline{M}_2}{1-d} \right) = 0. \quad (6.57)$$

Spadki napięć ($\underline{V}_{AF1}^C$, $\underline{V}_{AF2}^C$, $\underline{V}_{AF0}^C$), są – przy uwzględnieniu pojemności poprzecznych – określone jako funkcje odległości do zwarcia (d) oraz jej kwadratu (d^2) – zależności (5.26)–(5.28).

Po zapisaniu oddzielnie (6.57) dla części rzeczywistej i urojonej oraz wyeliminowaniu składnika ($R_F/(1-d)$) (będącego liczbą rzeczywistą) uzyskuje się

$$A_2 d^2 + A_1 d + A_0 = 0, \quad (6.58)$$

gdzie: A_2 , A_1 , A_0 – współczynniki rzeczywiste, określone przez parametry podłużne i poprzeczne obu torów oraz pomiary z obu torów, analogicznie do algorytmu wstępnego (6.56).

W ten sposób błędy lokalizacji nie przekraczają 0,5% nawet w przypadku linii dwutorowych o znacznych długościach (300 km) [159].

6.7. LOKALIZACJA ZWARĆ Z UWZGLĘDNIENIEM PARAMETRÓW POPRZECZNYCH LINII

W przypadku linii o znacznych długościach, rozumianych zazwyczaj jako linie powyżej 150 km długości [18, 151, 172], istotne jest uwzględnienie parametrów poprzecznych linii do zapewnienia dużej dokładności lokalizacji zwarć.

W najprostszym przypadku stosuje się modele linii uwzględniające pojemności poprzeczne (schematy dla poszczególnych składowych – rys. 5.12–5.15). Dla algorytmu lokalizacji [29] (rys. 6.8), opartego na równaniu pętli zwarciowej (5.23), stosuje się obliczenia iteracyjne do wyznaczenia odległości do zwarcia. Aktualna wartość ($d_{(i+1)}$) jest wyznaczana na podstawie poprzedniej wartości ($d_{(i)}$), dokonuje się przy tym kompensacji składowych symetrycznych mierzonych prądów ($\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$, $\underline{I}_0$) oraz korzysta z oryginalnych wielkości składowych dla napięć ($\underline{V}_1$, $\underline{V}_2$, $\underline{V}_0$). Dla składowej zgodnej prądu kompensacja jest dokonywana następująco (dla innych składowych jest analogicznie)

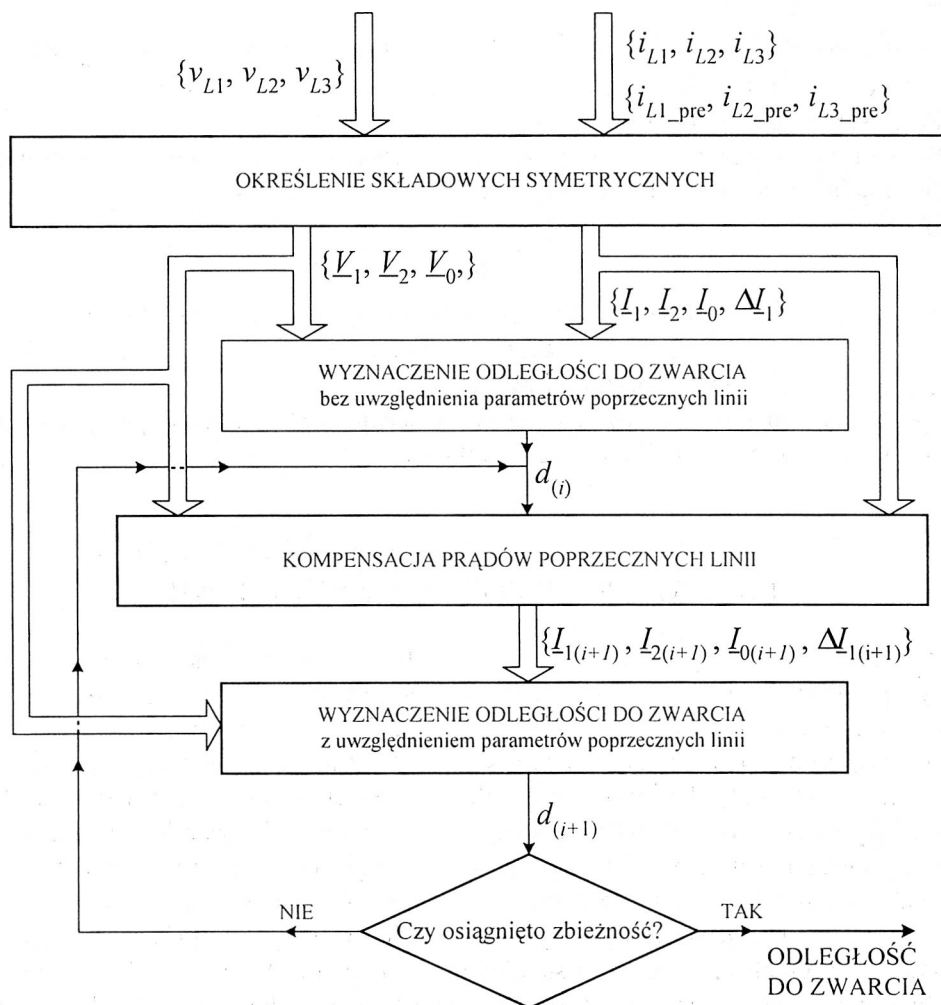
$$\underline{I}_{1(i+1)} = \underline{I}_1 - 0,5d_{(i)} \underline{B}_{1L} \underline{V}_1, \quad (6.59)$$

gdzie $\underline{B}_{1L}$ – susceptancja całkowita linii dla składowej zgodnej.

Obliczenia iteracyjne są prowadzone do osiągnięcia zbieżności z tolerancją (Δd)

$$|d_{(i+1)} - d_{(i)}| < \Delta d. \quad (6.60)$$

Dzięki zastosowaniu metody z rysunku 6.8 do układu testowego 1 (DODATEK), dla którego rezultaty bez uwzględnienia pojemności poprzecznych linii zawarto w tabeli 6.2, uzyskano znaczną poprawę dokładności – maksymalne błędy nie przekraczają 0,25%.



Rys. 6.8. Schemat blokowy algorytmu lokalizacji [29]
z uwzględnieniem parametrów poprzecznych linii

Fig. 6.8. Schematic diagram of location algorithm [29]
with considering the shunt parameters of a line

Inną możliwością poprawy dokładności lokalizacji jest użycie modeli linii długiej dla stanu ustalonego (4.8), (4.9). Wtedy zamiast (6.59) stosuje się kompensację [119, 122]

$$\underline{I}_{l(i+1)} = \underline{I}_l - 0,5d_{(i)} \underline{y} \frac{\tanh(0,5\gamma l d_{(i)})}{0,5\gamma l d_{(i)}} \underline{V}_l. \quad (6.61)$$

Dokładną lokalizację zwarć można również uzyskać z zastosowaniem modelu linii długiej dla wielkości chwilowych: równania telegrafistów (4.6)–(4.7). Algorytmy te, jak np. [136, 153] są bardzo złożone. Jednocześnie uzyskiwana dokładność lokalizacji zwarć, podobnie jak dla pozostałych algorytmów stosujących wyłącznie pomiary lokalne, jest ograniczona. Eliminację tych ograniczeń można uzyskać dopiero dzięki stosowaniu pomiarów z końców linii. Z tego względu model linii długiej dla wielkości chwilowych jest używany głównie w algorytmach stosujących pomiary synchroniczne z końców linii [42, 43].

6.8. LOKALIZACJA ZWARĆ W WARUNKACH ZWARĆ ŁUKOWYCH

Charakter zwarć łukowych jest uwzględniony w algorytmie lokalizacji zaproponowanym w [23]. Na rysunku 6.9 przedstawiono schemat linii ze zwarcie pojedynczej fazy do ziemi, w którym zwarcie odwzorowano przez szeregowo połączenie łuku elektrycznego oraz liniowej rezystancji przejścia (R_F). Spadek napięcia na łuku (v) jest określony formułą (5.16). Rozważając pętlę zwarciovą dla fazy $L1$, uzyskujemy [23]

$$v_{L1}(t) = \left[R_{1L}(i_{L1}(t) - i_0(t)) + \frac{X_{1L}}{\omega_1} \left(\frac{di_{L1}(t)}{dt} + K_L \frac{di_0(t)}{dt} \right) \right] d + V_a \operatorname{signum}(i_0(t)) + R_e i_0(t) + \xi(t), \quad (6.62)$$

gdzie:

$$K_L = \frac{X_{0L} - X_{1L}}{X_{1L}},$$

$$R_e = R_{0L}d + k_a R_F,$$

$$k_a = \frac{i_{FL1}(t)}{i_0(t)},$$

R_{1L} , X_{1L} – rezystancja i reaktancja linii dla składowej zgodnej,

R_{0L} , X_{0L} – rezystancja i reaktancja linii dla składowej zerowej,

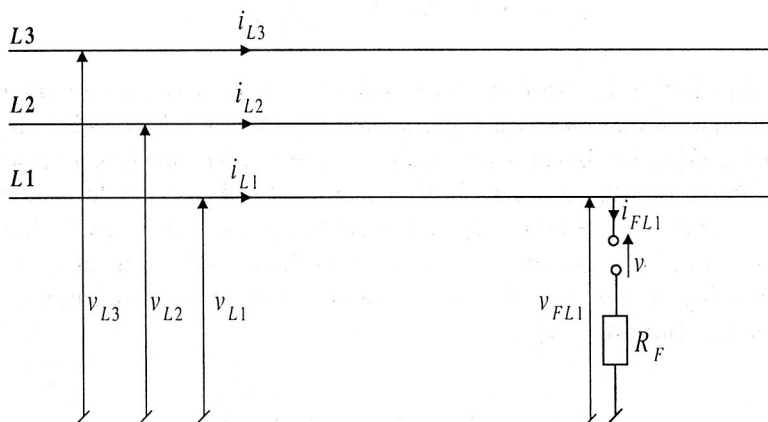
ω_1 – pulsacja dla składowej podstawowej,

$i_0(t)$ – składowa zerowa prądu,

V_a – amplituda napięcia dla przebiegu prostokątnego łuku (5.16),

$\xi(t)$ – szum typu Gaussa reprezentujący wszystkie błędy.

Równanie (6.62) zawiera trzy niewiadome: d (p.u.) – odległość do zwarcia, V_a – amplituda napięcia łuku oraz zmienna R_e . Po jego dyskretyzacji przeprowadza się estymację z użyciem ważonej metody najmniejszych kwadratów [23].



Rys. 6.9. Schemat ideowy linii trójfazowej ze zwarcie fazy L1 do ziemi z udziałem łuku elektrycznego oraz liniowej rezystancji

Fig. 6.9. Schematic diagram of a three-phase line under phase L1-to-ground fault with an electrical arc and a linear resistance

6.9. LOKALIZACJA ZWARĆ W LINIACH Z SZEREGOWĄ KOMPENSACJĄ

6.9.1. WPROWADZENIE

Zastosowanie lokalizatorów zwarcí zaprojektowanych dla linii tradycyjnych, tj. nie kompensowanych, do linii z szeregową kompensacją kondensatorową, objawia się występowaniem znacznych błędów w przeprowadzanej lokalizacji. Podczas zwarcí w linii kompensowanej kondensatory szeregowe (wraz z nieliniowymi warystorami (MOV)) są obecne w pętlach zwarciovych rozpatrywanych przez lokalizator, bądź są na zewnątrz tych pętli – wpływając wtedy na prąd dopływający do miejsca zwarcia ze stacji przeciwległej. Szczególnie w tym pierwszym przypadku (obecność kondensatorów w pętli zwarciovwej) błędy lokalizacji przy użyciu tradycyjnych lokalizatorów mogą być znaczne – sięgać 25% [161, 162]. Zależnie od rodzaju zwarcia, w pętli zwarciovwej może być obecny jeden zespół kondensatora i jego warystora (zwarcie pojedynczej fazy z ziemią) lub nawet dwa takie zespoły – przy zwarciach międzyfazowych [145].

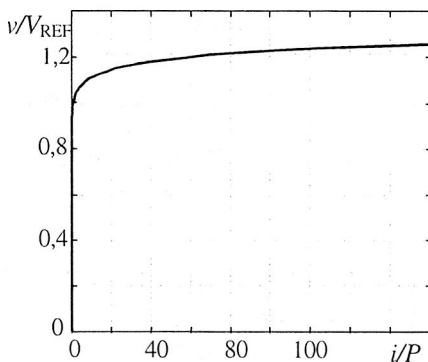
Typowa aproksymacja charakterystyki określającej spadek napięcia na warystorze (v_v) w funkcji jego prądu (i_{MOV}) jest następująca [54, 81, 120, 154, 161, 167]

$$\frac{i_{\text{MOV}}}{P} = \left(\frac{v_v}{V_{\text{REF}}} \right)^q, \quad (6.63)$$

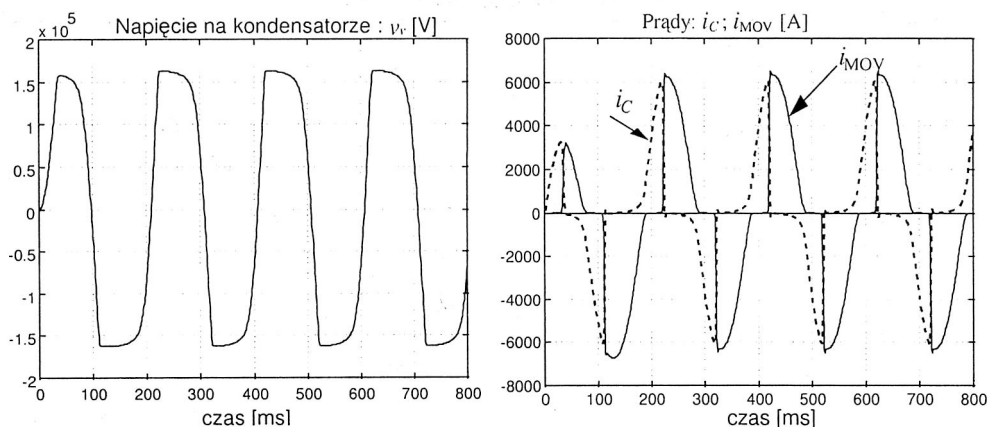
V_{REF} , P – wielkości odniesienia dla napięcia i prądu,
 q – wykładnik aproksymacji.

Podczas zwarć w linii warystory, chroniące kondensatory kompensacyjne przed przepięciami, wchodzi w nieliniowy zakres swojej charakterystyki (rys. 6.10: dla $q = 23$), powodując zniekształcenie sygnałów w układzie (rys. 6.11). Spadek napięcia na kondensatorach kompensacyjnych, zainstalowanych najczęściej w środku linii (rys. 4.5), nie jest wielkością dostępną pomiarowo. Z tego względu należy dokonać jego estymacji przy użyciu prądów fazowych, mierzonych w stacji lokalnej. W tym zakresie powstały zarówno metody deterministyczne [120, 154], jak również z użyciem sztucznych sieci neuronowych [120, 125].

Inną możliwością uwzględnienia kondensatorów z warystorami jest linearyzacja obwodu dla składowej podstawowej i stosowanie ich ekwiwalentów dla pierwszej harmonicznej [41, 54, 161, 162, 164]. Na rysunku 6.12 przedstawiono taką zasadę ekwiwalentowania: składowe dla podstawowej harmonicznej prądu (i_v) oraz spadku napięcia (v_v) w obu układach z rysunku 6.12 powinny być identyczne.

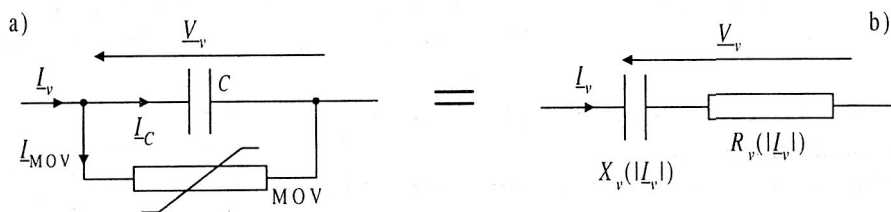


Rys. 6.10. Charakterystyka warystora
 Fig. 6.10. Characteristic of a varistor

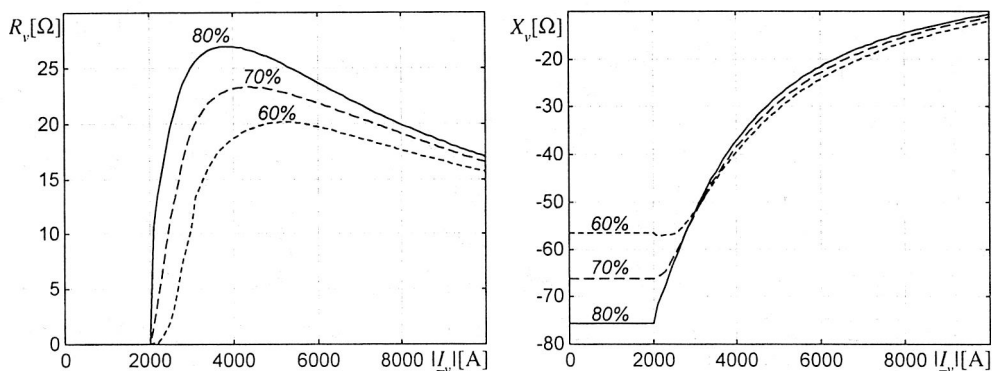
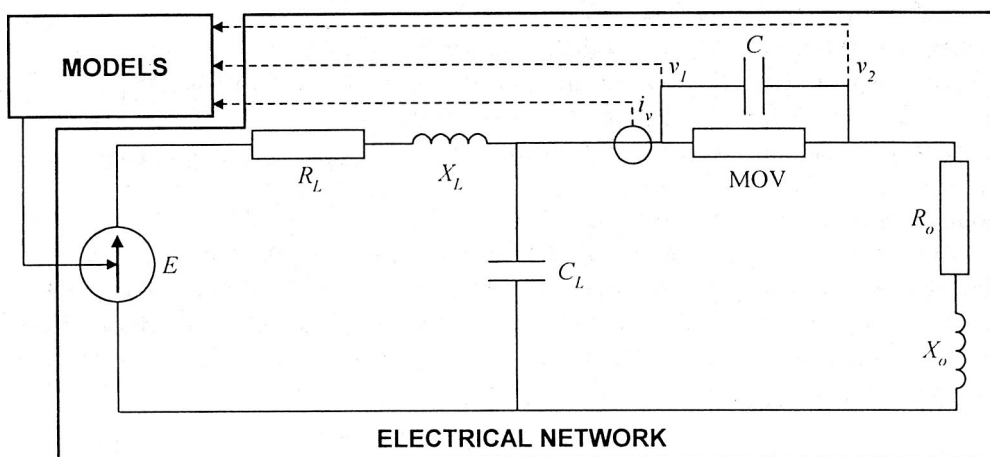


Rys. 6.11. Typowe przebiegi spadku napięcia i prądów dla zespołu kondensatora i jego warystora podczas zwarć w linii

Fig. 6.11. Typical waveforms of a voltage drop and currents for a bank of a capacitor and its varistor under faults in a line



Rys. 6.12. Ekwiwalentowanie dla kondensatora szeregowego (C) wyposażonego w warystor (MOV): a) układ wyjściowy, b) ekwiwalent
 Fig. 6.12. Fundamental frequency equivalencing for a series capacitor (C) equipped with a varistor (MOV): a) the original circuit, b) the equivalent



Rys. 6.13. Zasada ekwiwalentowania gałęzi równoległych kondensatora kompensacyjnego i warystora oraz uzyskane ekwiwalenty dla różnego stopnia kompensacji linii
 Fig. 6.13. Principle of equivalencing of a series capacitor and a varistor parallel branches and the equivalents obtained for different compensation rates of a line

Ekwiwalentowanie przy użyciu modułów ELECTRICAL NETWORK oraz MODELS pakietu ATP-EMTP [27] przedstawiono na rysunku 6.13 [54]. Wyznaczono funkcje ekwiwalentnej rezystancji (R_v) oraz reaktancji (X_v) dla kompensacji linii z układu testowego 5 (DODATEK), wynoszącej odpowiednio 60%, 70%, 80%. Układy trójfazowe kondensatorów (C) wraz z warystorami (MOV) występują w swoim naturalnym otoczeniu: źródło, odcinek linii do miejsca instalacji (R_L, X_L, C_L) oraz dalsza część układu (R_o, X_o). W celu otrzymania ekwiwalentów w szerokim zakresie prądów, źródło ma sterowaną amplitudę SEM-nej (E). Moduł programu MODELS służy do sterowania tego źródła oraz do wyznaczenia ekwiwalentów ($R_v(|I_v|)$, $X_v(|I_v|)$) – na podstawie podstawowych harmonicznym spadku napięcia ($v_v = v_1 - v_2$) oraz prądu (i_v).

Na podstawie wyznaczonych ekwiwalentów ($(R_v(|I_v|)$, $X_v(|I_v|)$) w poszczególnych fazach układu tworzy się trójfazowy ekwiwalent w postaci macierzowej [161, 162, 164]

$$\mathbf{Z}_v(|\mathbf{I}_v|) = \begin{bmatrix} \underline{Z}_v(|I_{v,1}|) & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_v(|I_{v,2}|) & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_v(|I_{v,3}|) \end{bmatrix}. \quad (6.64)$$

6.9.2. LOKALIZACJA ZWARĆ W LINII JEDNOTOROWEJ KOMPENSOWANEJ W ŚRODKU

Do rozważań przyjmuje się linię jednotorową z kondensatorami zainstalowanymi w odległości p (p.u.), licząc od stacji A , dla której rozważa się lokalizację [161, 162, 164]. Schematy zastępcze dla stanu przedzwarcowego oraz dla zwarcia w dwóch charakterystycznych punktach, przedstawiono na rysunkach 6.14–6.16. Tym dwóm lokalizacjom: zwarcie za kondensatorami (patrząc od punktu pomiarowego – rys. 6.15) oraz zwarcie przed nimi (rys. 6.16) odpowiadają odmienne procedury algorytmu określania odległości do zwarcia – odpowiednio procedura 1 (oznaczana dalej jako PROC 1) oraz procedura 2 (PROC 2).

Procedura 1 (dla zwarcia za kondensatorami – rys. 6.15) charakteryzuje się tym, że prąd dopływający do zespołów kondensatorów kompensacyjnych jest mierzalny przez lokalizator ($\mathbf{I}_v = \mathbf{I}_A$) i zachodzi wtedy

$$\mathbf{E}_{sA} - \mathbf{E}_{sB} = (\mathbf{Z}_{sA} + d_1 \mathbf{Z}_L + \mathbf{Z}_v(|\mathbf{I}_A|)) \mathbf{I}_A - ((1 - d_1) \mathbf{Z}_L + \mathbf{Z}_{sB}) \mathbf{I}_B, \quad (6.65)$$

$$\mathbf{V}_A - \mathbf{V}_F = (d_1 \mathbf{Z}_L + \mathbf{Z}_v(|\mathbf{I}_A|)) \mathbf{I}_A, \quad (6.66)$$

$$\mathbf{I}_F = \mathbf{I}_A + \mathbf{I}_B. \quad (6.67)$$

Uzupełnieniem tego układu jest model zwarcia (5.12) oraz następujący opis układu dla stanu przedzwarcowego (rys. 6.14)

$$\mathbf{E}_{sA} - \mathbf{E}_{sB} = (\mathbf{Z}_{sA} + \mathbf{Z}_L + \mathbf{Z}_v(|\mathbf{I}_{A_pre}|) + \mathbf{Z}_{sB}) \mathbf{I}_{A_pre}. \quad (6.68)$$

W wyniku przekształceń wyżej wyszczególnionych równań uzyskuje się

$$\mathbf{A}_c d_1^2 - \mathbf{B}_c d_1 + \mathbf{C}_c - R_{f1} \mathbf{D} = 0, \quad (6.69)$$

gdzie:

$$\mathbf{A}_c = \mathbf{Z}_L \mathbf{K}_F \mathbf{Z}_L \mathbf{I}_A,$$

$$\mathbf{B}_c = \mathbf{Z}_L \mathbf{K}_F (\mathbf{V}_A + (\mathbf{Z}_L - \mathbf{Z}_v (|\mathbf{I}_A|)) \mathbf{I}_A) + \mathbf{Z}_{sB} \mathbf{K}_F \mathbf{Z}_L \mathbf{I}_A,$$

$$\mathbf{C}_c = (\mathbf{Z}_L + \mathbf{Z}_{sB}) \mathbf{K}_F (\mathbf{V}_A - \mathbf{Z}_v (|\mathbf{I}_A|) \mathbf{I}_A),$$

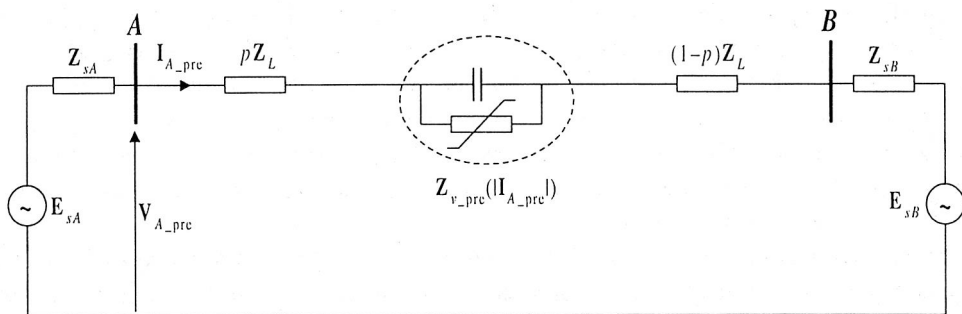
$$\mathbf{D} = (\mathbf{Z}_{sA} + \mathbf{Z}_L + \mathbf{Z}_{sB}) (\mathbf{I}_A - \mathbf{I}_{A_pre}) + \mathbf{Z}_v (|\mathbf{I}_A|) \mathbf{I}_A - \mathbf{Z}_v (|\mathbf{I}_{A_pre}|) \mathbf{I}_{A_pre}.$$

Po transformacji (6.69) do postaci skalarnej uzyskuje się równanie zespolone z niewiadomymi: odległość do zwarcia (d_1) – spełniającą warunek: $p < d_1 < 1$ (p.u.) oraz rezystancja przejścia (R_{f1})

$$\underline{A} d_1^2 + \underline{B} d_1 + \underline{C} - R_{f1} = 0, \quad (6.70)$$

gdzie: $\underline{A} = \mathbf{P} \mathbf{A}_c$, $\underline{B} = \mathbf{P} \mathbf{B}_c$, $\underline{C} = \mathbf{P} \mathbf{C}_c$, $\mathbf{P} = \frac{\mathbf{D}^T}{\mathbf{D}^T \mathbf{D}}$.

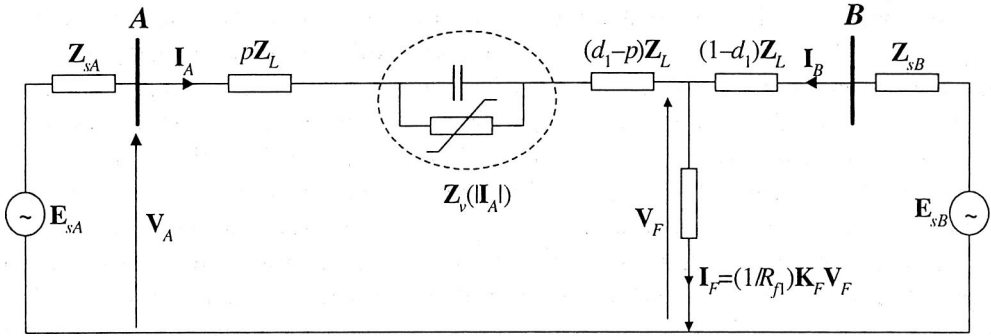
Odległość do zwarcia (d_1) uzyskuje się z (6.70) przez wyeliminowanie rezystancji przejścia (R_{f1}), analogicznie do przedstawionej dla przypadku linii bez kompensacji (6.46).



Rys. 6.14. Schemat zastępczy układu przesyłowego z linią jedynorową kompensowaną w środku dla stanu przedzwarcowego (indeks pre)

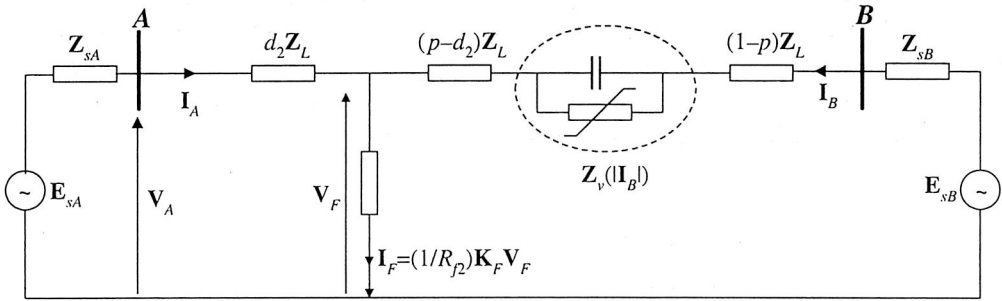
Fig. 6.14. Equivalent diagram for a transmission system with a single line compensated in the middle for pre-fault conditions (subscript pre)

W przypadku procedury 2 (dla zwarć przed kondensatorami) prąd dopływający do zespołów kondensatorów nie jest mierzalny w stacji lokalnej, jest on bowiem równy prądowi ze stacji przeciwległej ($\mathbf{I}_v = \mathbf{I}_B$). Z tego względu stosuje się tu iteracyjne wyznaczenie tego prądu ($\mathbf{I}_B$) i w konsekwencji ekwiwalentu (6.64) – jak to przedstawiono na rysunku 6.17a [161, 162, 164].



Rys. 6.15. Schemat zastępczy układu przesyłowego z linią jednotorową kompensowaną w środku dla zwarcia za kondensatorami kompensacyjnymi (procedura 1: PROC 1)

Fig. 6.15. Equivalent diagram for a transmission system with a single line compensated in the middle for faults occurring behind the compensating capacitors (subroutine 1: PROC 1)



Rys. 6.16. Schemat zastępczy układu przesyłowego z linią jednotorową kompensowaną w środku dla zwarcia przed kondensatorami kompensacyjnymi (procedura 2: PROC 2)

Fig. 6.16. Equivalent diagram for a transmission system with a single line compensated in the middle for faults occurring in the front of the compensating capacitors (subroutine: PROC 2)

Schemat z rysunku 6.16 może być opisany analogicznie do procedury 1, przy czym zamiast (6.65) oraz (6.66) stosuje się:

$$E_{sA} - E_{sB} = (Z_{sA} + d_2Z_L)I_A - ((1-d_2)Z_L + Z_v(|I_B|) + Z_{sB})I_B, \quad (6.71)$$

$$V_A - V_F = d_2Z_L I_A. \quad (6.72)$$

W efekcie uzyskuje się następujące równanie macierzowe dla procedury 2

$$A_c d_2^2 - B_c d_2 + C_c - R_{f2} D = 0, \quad (6.73)$$

gdzie:

$$A_c = Z_L K_F Z_L I_A,$$

$$B_c = Z_L K_F V_A + (Z_L + Z_v(|I_B|) + Z_{sB}) K_F Z_L I_A,$$

$$C_c = (Z_L + Z_{sB} + Z_v(|I_B|)) K_F V_A,$$

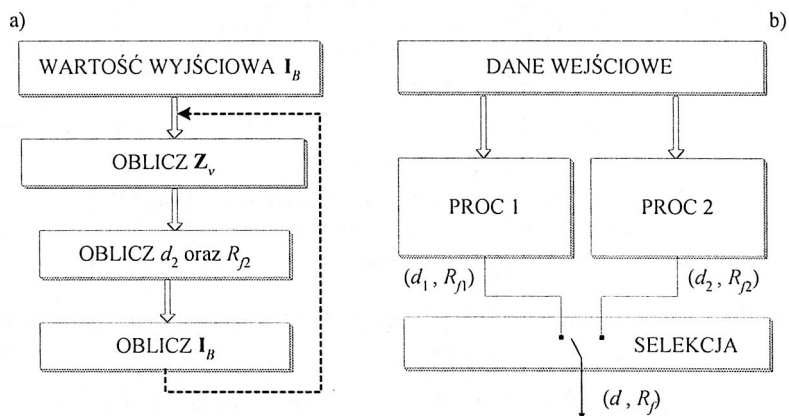
$$D = (Z_{sA} + Z_L + Z_{sB})(I_A - I_{A_pre}) + Z_v(|I_B|) I_A - Z_v(|I_{A_pre}|) I_{A_pre}.$$

Postępując tak jak w przypadku procedury 1 (transformacja równania macierzowego do postaci skalarnej oraz rozwiązanie układu równań dla części rzeczywistej oraz urojonej), uzyskujemy rozwiązanie dla odległości do zwarcia i rezystancji przejścia: d_2, R_{f2} .

Rzeczywistą odległość do zwarcia (d) oraz rezystancję przejścia (R_f) uzyskuje się przez selekcję właściwego rezultatu spośród wyników uzyskanych ze stosowanych procedur: PROC 1, PROC 2 (rys. 6.17b). Miejsce zwarcia w linii, w odniesieniu do punktu zainstalowania kondensatorów kompensacyjnych (odpowiednio za lub przed nimi), nie jest znane, jest to bowiem czynnik losowy. Z tego względu zaproponowano w publikacjach [161, 162, 164], by selekcji obowiązuje dla danego przypadku procedury dokonywać na podstawie agregacji następujących wielkości kryterialnych, estymowanych przez obie procedury:

- rezystancja przejścia: R_{f1}, R_{f2} ,
- amplituda prądów występujących w fazach *zdrowych* w miejscu zwarcia (z wyłączeniem zwarć trójfazowych symetrycznych).

Ujemna wartość rezystancji przejścia wskazuje niewłaściwą procedurę, a w przypadku dodatnich wartości – procedura o mniejszej wartości rezystancji jest obowiązującą dla danego przypadku. Estymowane amplitudy prądów w fazach *zdrowych* w miejscu zwarcia są mniejsze (w idealnym przypadku winny być równe zeru) w przypadku obowiązującej procedury niż dla tej drugiej.

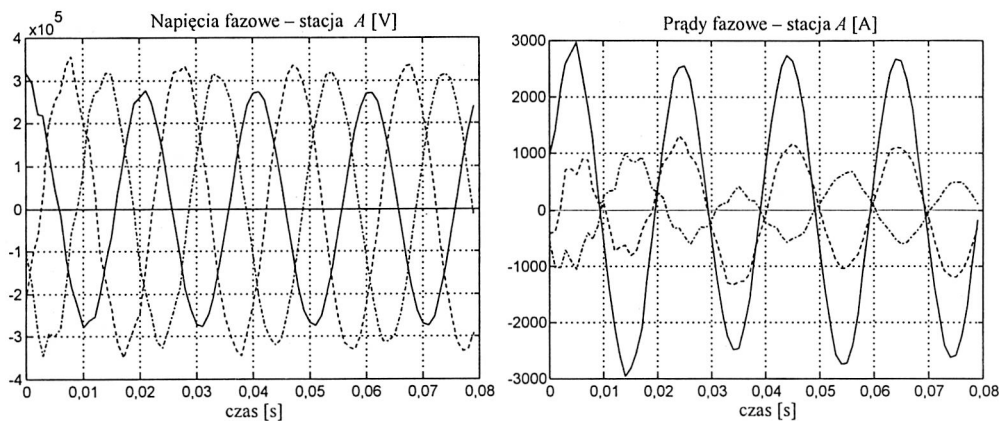


Rys. 6.17. Algorytm iteracyjny dla procedury PROC 2 (a), schemat blokowy całego algorytmu (b)

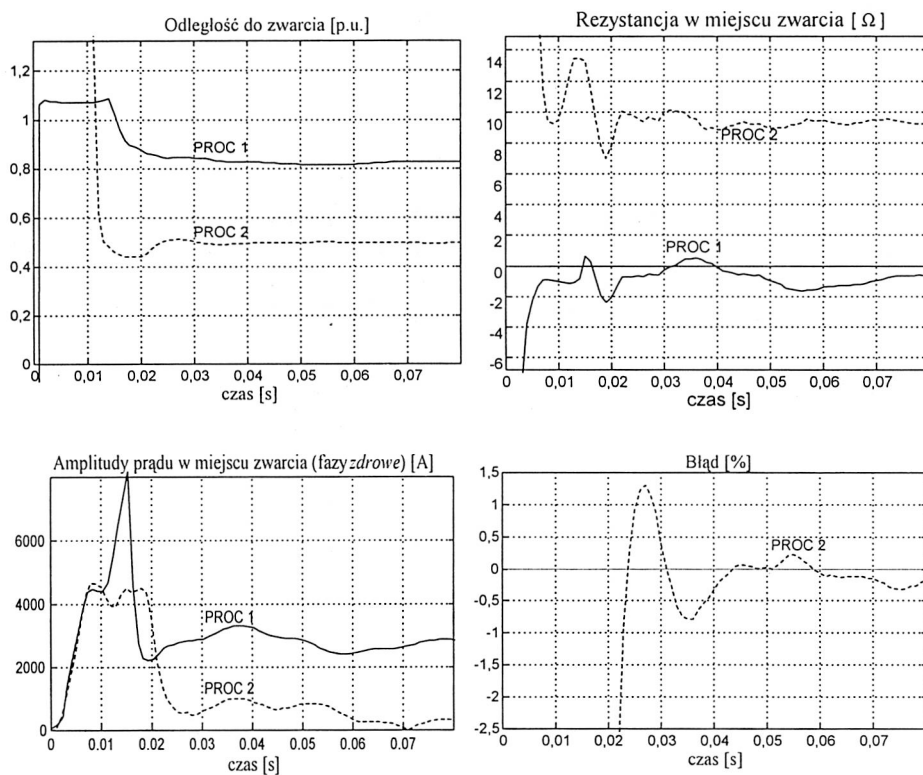
Fig. 6.17. Iterative algorithm for the subroutine PROC 2 (a), block diagram of the complete algorithm (b)

6.9.2.1. PRZYKŁAD LOKALIZACJI ZWARĆ W LINII JEDNOTOROWEJ KOMPENSOWANEJ W ŚRODKU

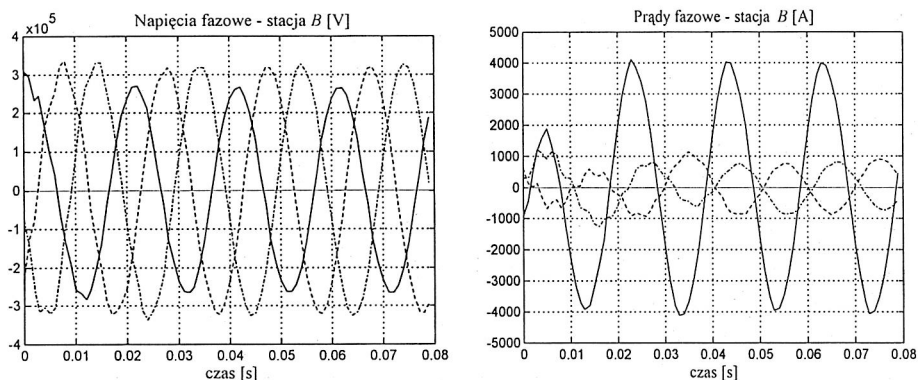
W układzie testowym 5 (DODATEK) zamodelowano zwarcie – typ zwarcia: $L1-N$, rezystancja przejścia: $R_f = 10 \Omega$, odległość do zwarcia: $0,5^-$ p.u. (bezpośrednio przed kondensatorami kompensacyjnymi – patrząc od stacji A). Lokalizację przeprowadzono ze stacji A oraz ze stacji B (rys. 6.18–6.21).



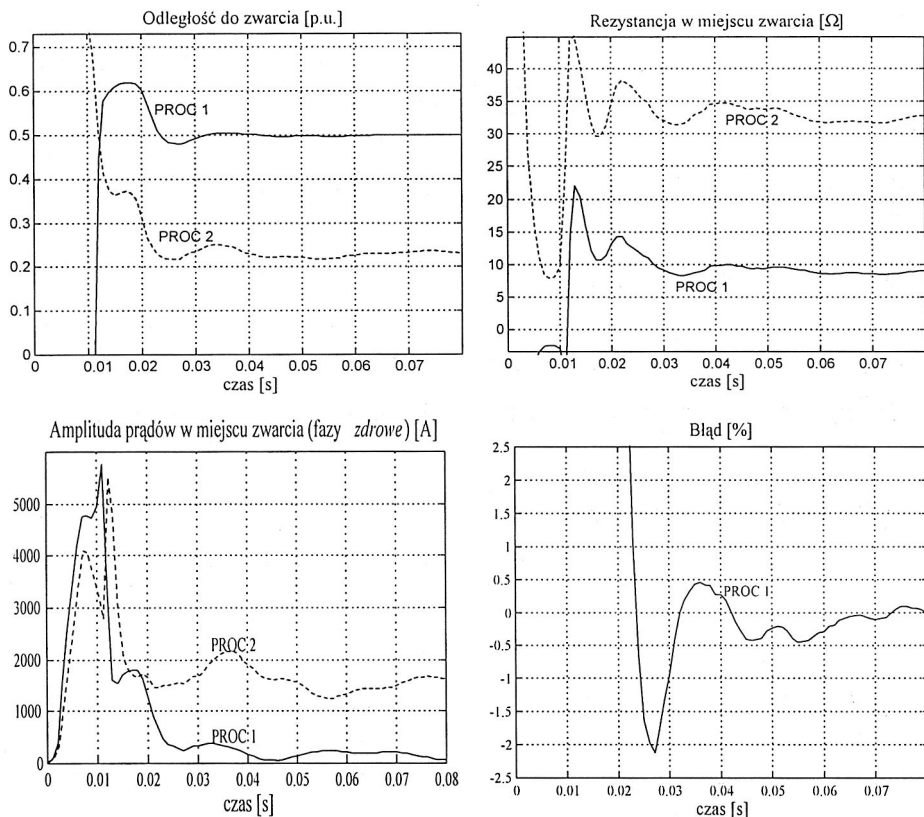
Rys. 6.18. Przykład lokalizacji zwarcia – przebiegi napięć i prądów fazowych w stacji A (po zwarceniu)
 Fig. 6.18. Example of fault location – post-fault waveforms of phase voltages and currents from the substation A



Rys. 6.19. Przykład lokalizacji zwarcia – rezultaty lokalizacji zwarcia ze stacji A
 Fig. 6.19. Example of fault location – results of fault location from the substation A



Rys. 6.20. Przykład lokalizacji zwarcia – przebiegi napięć i prądów fazowych w stacji *B* (po zwarcu)
 Fig. 6.20. Example of fault location – post-fault waveforms of phase voltages and currents from the substation *B*



Rys. 6.21. Przykład lokalizacji zwarcia – rezultaty lokalizacji zwarcia ze stacji *B*
 Fig. 6.21. Example of fault location – results of fault location from the substation *B*

W lokalizacji prowadzonej w stacji *A* (rys. 6.18, 6.19) obowiązującą procedurą jest PROC 2 (zwarcie przed kondensatorami). Selekcja tej procedury na podstawie estymowanej rezystancji przejścia nie jest tu pewna – rezystancja ta waha się bowiem wokół zera. Druga wielkość kryterialna – estymowana amplituda prądów płynących w miejscu zwarcia w fazach *zdrowych* daje pewną selekcję PROC 2, dla której amplituda ta jest znacznie mniejsza niż dla procedury PROC 1.

W lokalizacji prowadzonej w stacji *B* (rys. 6.20, 6.21) obowiązującą procedurą jest PROC 1 (rozważane zwarcie jest widziane z tej stacji jako występujące za kondensatorami). Selekcja procedury PROC 1 zarówno na podstawie estymowanej rezystancji przejścia (mniejsza dodatnia wartość), jak i estymowanej amplitudy prądów płynących w miejscu zwarcia w fazach *zdrowych* (mniejsza amplituda) jest w tym przypadku pewna.

6.9.2.2. STATYSTYCZNA OCENA DOKŁADNOŚCI LOKALIZACJI ZWARĆ W LINII JEDNOTOROWEJ KOMPENSOWANEJ

W celu oceny dokładności przedstawionego powyżej algorytmu lokalizacji zwarć wykonano, za pomocą programu ATP-EMTP, 1944 symulacji różnych zwarć [161, 164]. Lokalizację przeprowadzono dla sygnałów ze stacji *A* oraz ze stacji *B*, co daje łącznie 3888 przypadków. Uzyskano to dla następujących danych:

- rodzaj zwarcia ($L1-N$, $L1-L2$, $L1-L2-N$, $L1-L2-L3$, $L1-L2-L3-N$),
- moment wystąpienia zwarcia (w zerze i w maksimum),
- odległość zwarcia: 50 km, 150⁻ km (przed kondensatorami), 150⁺ km (bepośrednio za kondensatorami oraz 250 km,
- rezystancja przejścia: 0,1 Ω oraz 10 Ω – tylko dla zwarć $L1-N$,
- impedancje źródeł – amplituda: 5, 15, 150 Ω ; kąt fazowy: 80°, 85°, 90°.

Błąd lokalizacji (tab. 6.7) nie przekracza 2%, a jego wartość średnia osiąga od 0,15% (zwarcia przed kondensatorami z małą rezystancją przejścia) do około 1% (zwarcia za kondensatorami). Wartość średnia błędów dla całej populacji 3888 przypadków wynosi około 0,3%. Wykonano również inne badania [161, 164].

Tabela 6.7. Dokładność lokalizacji zwarć w linii kompensowanej (układ testowy 5 – DODATEK)

#	Rodzaj zwarcia	Odległość do zwarcia km	R_F , Ω	Liczba przypadków zwarcia	Błąd lokalizacji, %			
					lokalizacja ze stacji A		lokalizacja ze stacji B	
					średni	maks.	średni	maks.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	$L1-N$	50	0,1	36	0,15	0,18	1,00	1,50
2	$L1-N$	50	10	36	0,21	0,24	1,00	2,00
3	$L1-N$	150 ⁻	0,1	36	0,40	0,50	0,75	0,80
4	$L1-N$	150 ⁻	10	36	0,50	0,75	0,75	0,80
5	$L1-N$	50	0,1&10	72	0,20	0,23	1,00	2,00
6	$L1-N$	150 ⁻	0,1&10	72	0,35	0,50	0,50	0,75

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	$L1-N$	50&150 ⁻	0,1&10	144	0,25	0,50	1,00	1,95
8	$L1-L2$	50	0,1	36	0,25	0,35	0,15	0,20
9	$L1-L2$	150 ⁻	0,1	36	0,50	0,75	0,20	0,30
10	$L1-L2$	50&150 ⁻	0,1	72	0,40	0,55	0,30	0,40
11	$L1-L2-N$	50	0,1	36	0,22	0,25	0,45	0,50
12	$L1-L2-N$	150 ⁻	0,1	36	0,25	0,30	0,50	0,55
13	$L1-L2-N$	50&150 ⁻	0,1	72	0,23	0,27	0,48	0,52
14	$L1-L2-L3$	50	0,1	36	0,25	0,30	0,50	0,55
15	$L1-L2-L3$	150 ⁻	0,1	36	0,75	0,83	0,40	0,45
16	$L1-L2-L3$	50&150 ⁻	0,1	72	0,50	0,53	0,45	0,52
17	$L1-L2-L3-N$	50	0,1	36	0,24	0,30	0,50	0,56
18	$L1-L2-L3-N$	150 ⁻	0,1	36	0,80	0,90	0,25	0,30
19	$L1-L2-L3-N$	50&150 ⁻	0,1	72	0,53	0,60	0,35	0,42

Wpływ niedopasowania impedancji źródeł z algorytmu lokalizacji do rzeczywistych wartości występujących w zamodelowanym układzie badano dla 1296 przypadków zwarciovych. Dla zwarć poprzez małą rezystancję przejścia ($0,1 \Omega$) niedopasowanie to nie ma widocznego wpływu na dokładność. Natomiast dla zwarć poprzez rezystancję 10Ω dodatkowy błąd nie przekracza $1,5\%$.

Wpływ niedokładnej znajomości parametrów aproksymacji charakterystyki warystora (6.63) na dokładność lokalizacji przeprowadzono dla 750 przypadków. Stwierdzono, że niedopasowanie dla parametrów:

- q (21, 23 oraz 25 zamiast wartości 23 używanej w algorytmie) oraz P (90%, 95%, 100%, 105% i 110% wartości stosowanej w algorytmie) jest znikomy,

- V_{REF} – niedopasowanie 1% powoduje dodatkowy błąd w wysokości $0,3\%$ dla zwarć za kondensatorami, a dla zwarć przed kondensatorami wpływ jest znikomy.

Modelując linię energetyczną z pominięciem parametrów poprzecznych (linia 51, 52, 53 w ATP-EMTP [27]) – taki model założono podczas wyprowadzania algorytmu lokalizacji, a z drugiej strony przy użyciu modelu Clarke [27], zbadano wpływ pominięcia w algorytmie lokalizacji pojemności poprzecznych linii. Stwierdzono, że ten błąd lokalizacji nie przekracza $0,8\%$.

Inne badania dotyczyły porównania błędów lokalizacji występujących przy założeniu idealnej transformacji przekładników napięciowych i prądowych oraz ich uwzględnieniu w modelu ATP-EMTP. Błąd powodowany przez przekładniki (przy nienasycaniu się przekładników prądowych) nie przekroczył $0,5\%$.

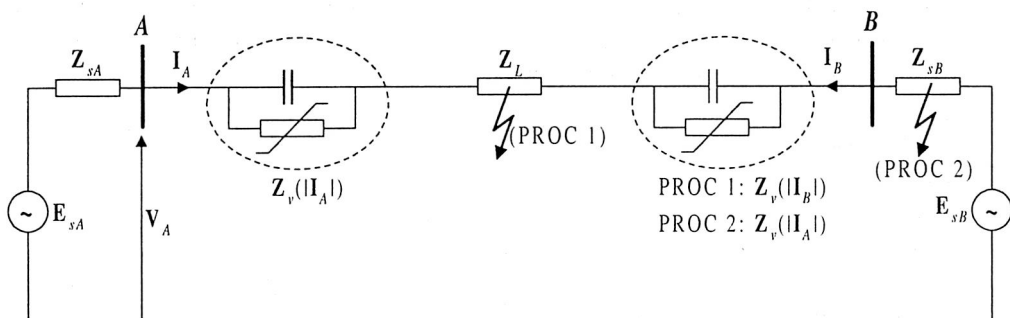
Dalszą poprawę dokładności lokalizacji proponuje się przez zastosowanie komunikacji lokalizatora z urządzeniami ze stacji przeciwległej. Taka komunikacja jest obecnie łatwo realizowalna, nie jest bowiem w tym przypadku wymagana synchronizacja pomiarów z obu stacji. Poprzez kanał komunikacyjny można przesłać zmierzone w przeciwległej stacji impedancje systemu ekwiwalentnego oraz amplitudy prądów fazowych – używanych w procedurze PROC 2. Pozwala to zwiększyć dokładność lokalizacji w niektórych przypadkach nawet o 1% .

Przedstawiony algorytm lokalizacji zwarć został zrealizowany w jednym z terminali zabezpieczeniowych i zainstalowany w wybranych liniach kompensowanych w Szwecji [168]. Obecnie zbierane są doświadczenia z jego pracy.

6.9.3. LOKALIZACJA ZWARĆ W LINII JEDNOTOROWEJ Z KOMPENSACJĄ NA OBU KOŃCACH

Schemat układu przesyłowego z linią jednotorową kompensowaną na obu końcach przedstawiono na rysunku 6.22. Należy tu wyszczególnić dwie charakterystyczne lokalizacje zwarć rozpatrywane przez lokalizator. Zwarcia w linii są lokalizowane przy użyciu podstawowej procedury PROC 1. Zwarcia występujące w przeciwnym systemie mogą jednak być zlokalizowane przy jej użyciu jako zwarcia występujące bliżej, tj. w linii. Z tego względu, algorytm lokalizacji powinien być wyposażony w dodatkową procedurę PROC 2, przeznaczoną do lokalizacji zwarć w systemie przeciwnym.

Wyprowadzenie algorytmu lokalizacji dla układu z rysunku 6.22 można przeprowadzić podobnie jak algorytm do lokalizacji w linii z kompensacją w środku (p. 6.9.2).

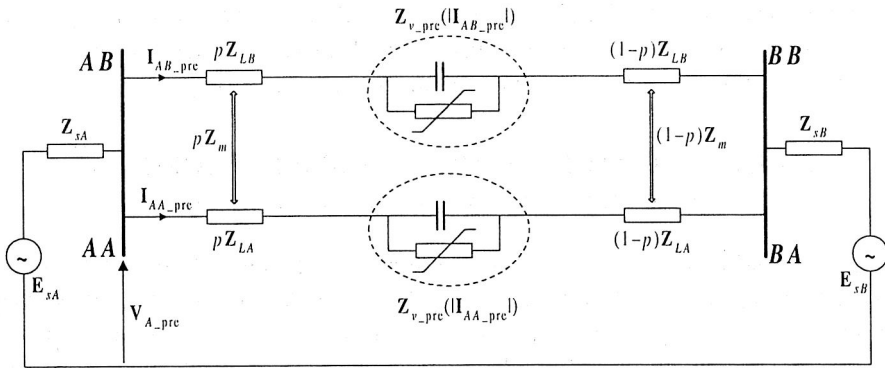


Rys. 6.22. Schemat linii jednotorowej z kompensacją na obu końcach – zwarcia lokalizowane przez dwie różne procedury

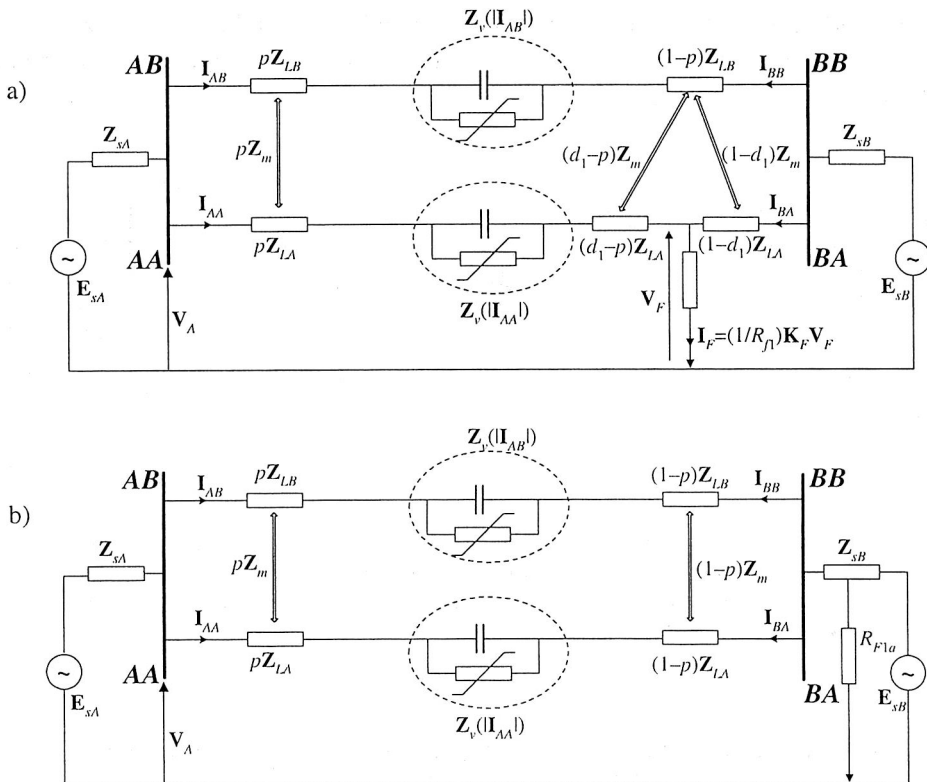
Fig. 6.22. Schematic diagram of a single line with compensation at both ends – faults localized by means of two different subroutines

6.9.4. LOKALIZACJA ZWARĆ W LINIACH DWUTOROWYCH Z KOMPENSACJĄ W ŚRODKU

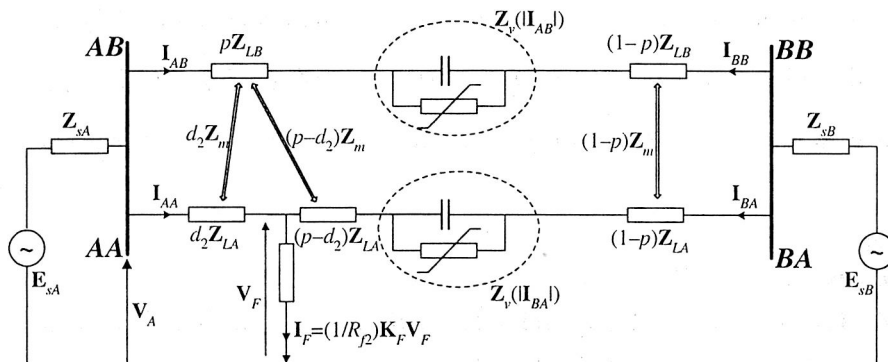
Schematy układu przesyłowego z linią dwutorową, z kondensatorami kompensacyjnymi zainstalowanymi w środku każdego z torów, przedstawiono na rysunkach 6.23–6.25.



Rys. 6.23. Schemat układu z linią dwutorową dla stanu przedzwarciego
Fig. 6.23. Circuit diagram of a transmission system with parallel lines for pre-fault conditions



Rys. 6.24. Schemat układu z linią dwutorową dla zwań za kondensatorami:
a) w linii (procedura PROC 1), b) w systemie przeciwnym (procedura PROC 1a)
Fig. 6.24. Circuit diagram of a transmission system with parallel lines for faults behind the capacitors:
a) within a line (subroutine PROC 1), b) in a remote system (subroutine PROC 1a)



Rys. 6.25. Schemat układu z linią dwutorową dla zwarc

przed kondensatorami kompensacyjnymi: procedura PROC 2

Fig. 6.25. Circuit diagram of a transmission system with parallel lines for faults in the front of the capacitors: subroutine PROC 2

Zwarcia mogą wystąpić zarówno za kondensatorami kompensacyjnymi, jak i przed nimi – patrząc ze stacji, z której prowadzona jest lokalizacja. Tym dwóm charakterystycznym lokalizacjom przyporządkowuje się dwie podstawowe procedury algorytmu lokalizacji:

- procedura PROC 1 – do lokalizacji zwarc występujących w linii, za kondensatorami kompensacyjnymi,
- procedura PROC 2 – do lokalizacji zwarc przed kondensatorami kompensacyjnymi.

Dodatkowo w pracy [167] zaproponowano zastosowanie procedury PROC 1a, przeznaczonej do lokalizacji zwarc za kondensatorami, ale występującymi nie w linii, lecz w przeciwnym systemie. Jest to niezbędne, bowiem bez ograniczenia sprzężenia (Z_m) pomiędzy torami do długości nie przekraczającej całej długości linii, takie zwarcia mogą być – przy użyciu procedury PROC 1 – zlokalizowane jako występujące bliżej, tj. w linii.

W przypadku zwarc w linii za kondensatorami (schemat z rys. 6.24) zachodzi

$$\mathbf{E}_{sA} - \mathbf{E}_{sB} = (\mathbf{Z}_{sA} + d_1 \mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_v(\mathbf{I}_{AA})) \mathbf{I}_{AA} - ((1-d_1) \mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_{LB}) \mathbf{I}_{BA} + (\mathbf{Z}_{sA} + \mathbf{Z}_{sB} + \mathbf{Z}_m) \mathbf{I}_{AB}, \quad (6.74)$$

$$\mathbf{V}_{sA} - \mathbf{V}_F = (d_1 \mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_v(\mathbf{I}_{AA})) \mathbf{I}_{AA} + d_1 \mathbf{Z}_m \mathbf{I}_{AB}, \quad (6.75)$$

$$\mathbf{I}_F = \mathbf{I}_{AA} + \mathbf{I}_{BA}, \quad (6.76)$$

$$\mathbf{I}_F = \frac{1}{R_{f1}} \mathbf{K}_F \mathbf{V}_F. \quad (6.77)$$

gdzie $p < d_1 < 1$ – odległość do zwarcia, p.u.

Uzupełnieniem jest opis układu dla stanu przedzwarciovego (rys. 6.23)

$$\mathbf{E}_{sA} - \mathbf{E}_{sB} = (\mathbf{Z}_{sA} + \mathbf{Z}_{sB} + \mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_v (\mathbf{I}_{AA_pre})) \mathbf{I}_{AA_pre} + (\mathbf{Z}_{sA} + \mathbf{Z}_{sB} + \mathbf{Z}_m) \mathbf{I}_{AB_pre}. \quad (6.78)$$

Równania (6.74)–(6.78) prowadzą do następującego równania macierzowego

$$\mathbf{A}_c d_1^2 - \mathbf{B}_c d_1 + \mathbf{C}_c - R_{f1} \mathbf{D} = 0, \quad (6.79)$$

w którym:

$$\mathbf{A}_c = \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{K}_F \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{I}_{AA} + \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{K}_F \mathbf{Z}_m \mathbf{I}_{AB}^*,$$

$$\mathbf{B}_c = \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{K}_F (\mathbf{V}_A + (\mathbf{Z}_{LA} - \mathbf{Z}_v (\mathbf{I}_{AA} \mathbf{I})) \mathbf{I}_{AA}) + \mathbf{Z}_{sB} \mathbf{K}_F \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{I}_{AA} + \mathbf{Z}_m \mathbf{K}_F (\mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_{sB}) \mathbf{I}_{AB},$$

$$\mathbf{C}_c = (\mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_{sB}) \mathbf{K}_F (\mathbf{V}_A - \mathbf{Z}_v (\mathbf{I}_{AA} \mathbf{I}) \mathbf{I}_{AA}),$$

$$\mathbf{D} = (\mathbf{Z}_{sA} + \mathbf{Z}_{sB}) (\mathbf{I}_{AA} + \mathbf{I}_{AB} - \mathbf{I}_{AA_pre} - \mathbf{I}_{AB_pre}) + \mathbf{Z}_v (\mathbf{I}_{AA} \mathbf{I}) \mathbf{I}_{AA} - \mathbf{Z}_v (\mathbf{I}_{AA_pre} \mathbf{I}) \mathbf{I}_{AA_pre} + \mathbf{Z}_{LA} (\mathbf{I}_{AA} - \mathbf{I}_{AA_pre}) + \mathbf{Z}_m (\mathbf{I}_{AB} - \mathbf{I}_{AB_pre}).$$

Po przetransformowaniu równania macierzowego (6.79) do postaci skalarnej uzyskuje się

$$\underline{A} d_1^2 - \underline{B} d_1 + \underline{C} - R_{f1} = 0. \quad (6.80)$$

$$\text{gdzie: } \underline{A} = \mathbf{P} \mathbf{A}_c, \quad \underline{B} = \mathbf{P} \mathbf{B}_c, \quad \underline{C} = \mathbf{P} \mathbf{C}_c, \quad \mathbf{P} = \frac{\mathbf{D}^T}{\mathbf{D}^T \mathbf{D}}.$$

Rozwiązanie (6.80) uzyskuje się analogicznie do (6.46) – w wyniku otrzymuje się odległość do zwarcia ($p < d_1 < 1$), pod warunkiem, że zwarcie nie wystąpiło w przeciwnym systemie. Zwarcia w przeciwnym systemie, które są również za kondensatorami, można wykryć [167] rozważając następujący wektor (3×1)

$$\mathbf{D}_1 = (\mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_v (\mathbf{I}_{AA} \mathbf{I}) - \mathbf{Z}_m) \mathbf{I}_{AA} - (\mathbf{Z}_{LB} + \mathbf{Z}_v (\mathbf{I}_{AB} \mathbf{I}) - \mathbf{Z}_m) \mathbf{I}_{AB}, \quad (6.81)$$

który podczas takich zwarć powinien mieć wszystkie składniki równe zeru. W praktyce, wprowadza się pewien próg detekcji dla omawianych zwarć.

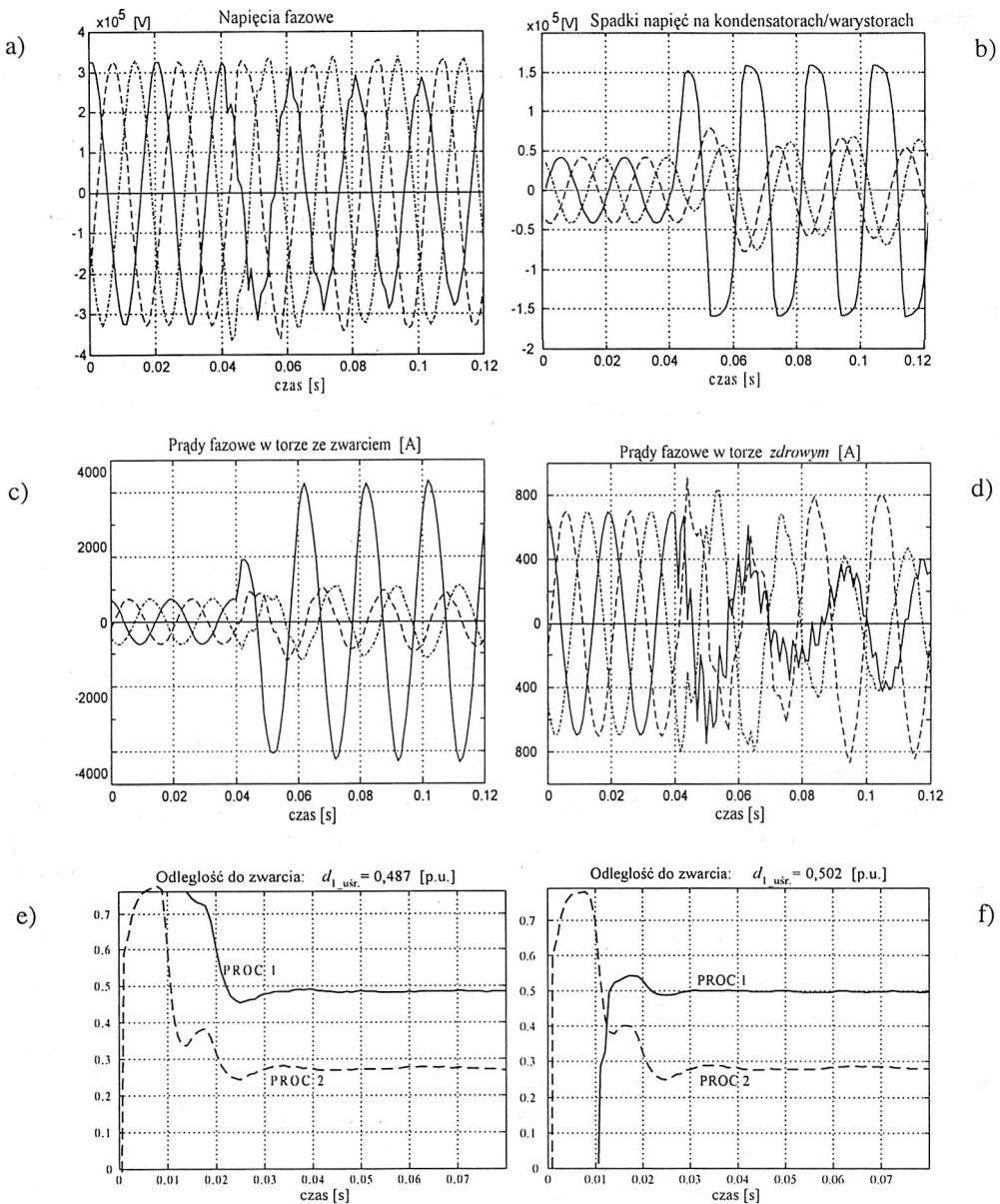
W przypadku zwarć występujących przed kondensatorami kompensacyjnymi (rys. 6.25) należy stosować procedurę PROC 2. Prąd dopływający do zespołów kondensatorów i warystorów pochodzi z przeciwnego systemu i powinien być estymowany na podstawie sygnałów dostępnych w stacji lokalnej i znajomości trójfazowego ekwiwalentu kondensatorów z warystorami – jak to przedstawiono dla linii jednotorowej (rys. 6.17a).

W przypadku zwarć przed kondensatorami należy posłużyć się równaniami (6.74)–(6.78), przedstawionymi podczas wyprowadzania procedury PROC 1, z tym, że zamiast (6.74) i (6.75) należy teraz uwzględnić:

$$\begin{aligned} \mathbf{E}_{sA} - \mathbf{E}_{sB} = & (\mathbf{Z}_{sA} + d_2 \mathbf{Z}_{LA}) \mathbf{I}_{AA} + (\mathbf{Z}_{sA} + \mathbf{Z}_{sB} + \mathbf{Z}_m) \mathbf{I}_{AB} \\ & - ((1 - d_2) \mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_{sB} + \mathbf{Z}_v (\mathbf{I}_{BA} \mathbf{I})) \mathbf{I}_{BA}, \end{aligned} \quad (6.82)$$

$$\mathbf{V}_A - \mathbf{V}_F = d_2 \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{I}_{AA} + d_2 \mathbf{Z}_m \mathbf{I}_{AB}. \quad (6.83)$$

gdzie $0 < d_2 < p$ – odległość do zwarcia dla procedury PROC 2.



Rys. 6.26. Przykład lokalizacji zwarcia dla linii dwutorowej: a) napięcia fazowe, b) spadki napięć na SCs/MOVs, c) prądy fazowe w torze ze zwarcie, d) prądy fazowe w torze bez zwarcia, e) estymowana odległość do zwarcia przy braku komunikacji, f) estymowana odległość do zwarcia przy stosowaniu komunikacji z przeciwnym końcem linii

Fig. 6.26. Example of fault location for parallel lines: a) phase voltages, b) voltage drops across SCs/MOVs, c) phase currents in the line being faulted, d) phase currents in the healthy line, e) estimated distance to fault in case of no communication, f) estimated distance to fault in case of using communication with the remote line terminal

W rezultacie uzyskuje się równanie macierzowe dla procedury PROC 2

$$\mathbf{A}_c d_2^2 - \mathbf{B}_c d_2 + \mathbf{C}_c - R_{f2} \mathbf{D} = 0, \quad (6.84)$$

w którym:

$$\mathbf{A}_c = \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{K}_F \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{I}_{AA} + \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{K}_F \mathbf{Z}_m \mathbf{I}_{AB},$$

$$\mathbf{B}_c = \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{K}_F \mathbf{V}_A + (\mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_v (\mathbf{I}_{BA} \mathbf{I}) + \mathbf{Z}_{sB}) \mathbf{K}_F \mathbf{Z}_{LA} \mathbf{I}_{AA} + \mathbf{Z}_m \mathbf{K}_F (\mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_{sB} + \mathbf{Z}_v (\mathbf{I}_{BA} \mathbf{I})) \mathbf{I}_{AB},$$

$$\mathbf{C}_c = (\mathbf{Z}_{LA} + \mathbf{Z}_{sB} + \mathbf{Z}_v (\mathbf{I}_{BA} \mathbf{I})) \mathbf{K}_F \mathbf{V}_A,$$

$$\mathbf{D} = (\mathbf{Z}_{sA} + \mathbf{Z}_{sB}) (\mathbf{I}_{AA} + \mathbf{I}_{AB} - \mathbf{I}_{AA_pre} - \mathbf{I}_{AB_pre}) + \mathbf{Z}_v (\mathbf{I}_{BA} \mathbf{I}) \mathbf{I}_{AA} - \mathbf{Z}_v (\mathbf{I}_{AA_pre} \mathbf{I}) \mathbf{I}_{AA_pre} + \mathbf{Z}_{LA} (\mathbf{I}_{AA} - \mathbf{I}_{AA_pre}) + \mathbf{Z}_m (\mathbf{I}_{AB} - \mathbf{I}_{AB_pre}).$$

Po przetransformowaniu równania macierzowego (6.84) do postaci skalarnej uzyskuje się

$$\underline{A} d_2^2 - \underline{B} d_2 + \underline{C} - R_{f2} = 0. \quad (6.85)$$

Wyboru procedury obowiązującej w danym przypadku (PROC 1 lub PROC 2) dokonuje się identycznie z selekcją dla linii jednotorowej (rys. 6.17b).

Zaprezentowany tu algorytm lokalizacji jest zasadniczo algorytmem stosującym pomiary tylko z jednej stacji. Jednak, w celu poprawy dokładności lokalizacji zwarć, można go uzupełnić o pomiary – nie wymagające synchronizacji, dokonywane w stacji przeciwległej i przesyłane kanałem komunikacyjnym. Tymi danymi są: impedancja systemu ekwiwalentnego oraz amplitudy prądów fazowych – estymowanych w procedurze PROC 2. Na rysunku 6.26 przedstawiono przykład lokalizacji dla linii dwutorowej – układ testowy 6 (DODATEK). Dotyczy on zwarcia $L1-N$ przez rezystancję przejścia 10Ω , występującego bezpośrednio za kondensatorami kompensacyjnymi ($d = 0,5$ p.u.). Komunikacja z przeciwległym końcem linii (rys. 6.26f) przyczynia się do zmniejszenia błędu lokalizacji – w stosunku do przypadku bez niej (rys. 6.26e) o około 1,5%.

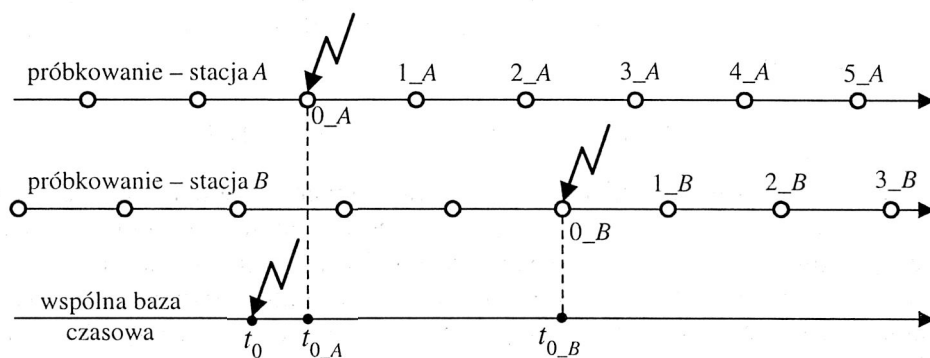
Przedstawiony algorytm jest wariantem podstawowym algorytmu dla linii dwutorowych kompensowanych. Został on wyprowadzony przy założeniu braku dodatkowego połączenia między obiema stacjami (A i B), co nie zawsze występuje. Poza tym algorytm ten wymaga stosowania pomiaru prądów przedzwarciovych oraz znajomości impedancji systemów ekwiwalentnych po obu stronach linii. Postępując podobnie jak to przedstawiono dla linii nie kompensowanych (p. 6.6), tj. wykorzystując tor linii nie dotknięty zwarcie jako medium przepływu sygnałów między stacjami, uzyskuje się algorytm pozbawiony powyższych wad [159].

7. LOKALIZACJA ZWARCÓW ZA POMOCĄ POMIARÓW NAPIĘĆ I PRĄDÓW NA KOŃCACH LINII

7.1. LOKALIZACJA ZA POMOCĄ POMIARÓW NIESYNCHRONICZNYCH

W pierwszym etapie rozwoju środków technicznych przesyłu informacji pomiędzy stacjami pojawiły się możliwości przesyłu danych pomiarowych bez synchronizacji [39, 119, 121, 122, 123, 149, 150, 151, 165, 191]. Przesłane dane z różnych końców linii nie są próbkowane synchronicznie, a niekiedy mogą być nawet próbkowane z różną częstotliwością [119, 121]. Przesunięcie w czasie próbek sygnałów mierzonych na obu końcach linii wynika z następujących czynników (rys. 7.1):

- niesynchroniczne próbkowanie sygnałów z powodu braku synchronizacji zegarów taktujących próbkowanie,
- nierównoczesność detekcji zwarcia na obu końcach linii,
- różne przesunięcia fazowe torów pomiarowych w obu stacjach.



Rys. 7.1. Ilustracja niesynchronicznych pomiarów w stacjach A, B z nierównoczesnym wykryciem zwarcia

Fig. 7.1. Illustration of unsynchronised measurements in substations A, B with non-coincident fault detection

Brak synchronizacji zegarów powoduje przesunięcie czasowe wynoszące wartość ułamkową okresu próbkowania. Z kolei, jedynym odniesieniem czasowym danych pomiarowych z obu końców linii są momenty wykrycia zwarcia (t_{0_A} , t_{0_B}). Wskutek niedoskonałości algorytmów detekcji zwarcia [37, 55, 62, 80, 99, 124, 181], momenty te (t_{0_A} , t_{0_B}) nie pokrywają się z rzeczywistą chwilą wystąpienia zwarcia (t_0). Powodowane jest to tym, że w ogólności, zwarcie, które jest odległe z punktu widzenia danej stacji, jest trudniejsze do wykrycia niż to samo zwarcie, które z kolei z przeciwległej stacji jest *widziane* jako zwarcie bliskie i jest tam wykrywane niezwłocznie.

Występujące różne warunki detekcji zwarcia mogą powodować różnicę w czasie detekcji, wynoszącą nawet kilka okresów próbkowania [62].

Moment próbkowania, w którym wykryto zwarcie, jest informacją powodującą zapamiętanie danych pomiarowych ze ściśle określonego przedziału czasu, rozpoczynającego się od tej chwili, jak również – jeśli istnieje taka możliwość oraz jest to potrzebne – z okresu przedzwarcowego. Dane pomiarowe, zapamiętane na obu końcach linii, są więc w ogólnym przypadku przesunięte (rys. 7.1). Jeśli w algorytmie lokalizacji zastosuje się autonomiczną procedurę detekcji zwarcia, będącą bardziej wyrafinowaną w porównaniu do tej stosowanej w przekaźniku zabezpieczeniowym, to nierównoczesność wykrycia momentów zwarcia może być istotnie zniwelowana. Niejednoczesność tych momentów, wynikająca z braku synchronizacji zegarów taktujących próbkowanie w obu stacjach, pozostaje jednak w dalszym ciągu.

Nieznane przesunięcie zarejestrowanych danych pomiarowych z różnych stacji może być rozpatrywane zarówno w czasie, jak i w dziedzinie kąta fazowego – dla fazy mierzonej wielkości na końcach linii. Kąt fazowy takiego przesunięcia jest określany mianem kąta synchronizacji i jest on w algorytmach traktowany jako dodatkowa niewiadoma, którą można bądź wyeliminować [119, 122, 165, 191], bądź wyznaczyć na podstawie pomiarów i znajomości powiązania wybranych wielkości (np. prądów) w stanie przedzwarcowym lub tych wielkości po zwarcu, ale w fazach *zdrowych* [10, 165].

7.1.1. ANALIZA PODSTAWOWYCH METOD

Novosel i inni w pionierskiej pracy dla rozważanych tu metod [119, 122] jako sygnały wejściowe stosują składowe symetryczne (zasadniczo składowe zgodne) napięcie i prądów z obu stacji. Kąt synchronizacji δ jest tam traktowany jako dodatkowa niewiadoma algorytmu, którą wyznacza się w wyniku rozwiązania złożonego równania trygonometrycznego przy użyciu iteracyjnej procedury Newtona–Raphsona. W tym celu przyjmuje się dla tego kąta pewną wartość początkową, ustawioną zwykle na zero ($\delta_{\text{start}} = 0$) – co odpowiada założeniu idealnej synchronizacji. Po uzyskaniu zbieżności obliczeń iteracyjnych otrzymuje się wartość kąta synchronizacji δ_{end} , za pomocą której wyznacza się poszukiwaną odległość do zwarcia [119, 122].

Uważna analiza algorytmu [119, 122] prowadzi do wniosku, że zastosowane tam rozwiązanie nie jest kompletne z punktu widzenia matematycznego. W celu uzyskania poprawnego rozwiązania równania trygonometrycznego stosowanego w pracach [119, 122], należy dla kąta δ rozważyć zakres podstawowy o szerokości 2π : $[(-\pi) \div (+\pi)]$. Rozwiązania spoza tego podstawowego zakresu, przy uwzględnieniu całej dziedziny liczb rzeczywistych, można z góry wykluczyć jako nierealne. Wynika to z tego, że faktyczna wartość kąta synchronizacji odpowiada co najwyżej kilku okresom próbkowania, a więc z pewnością mieści się w podstawowym przedziale $[(-\pi) \div (+\pi)]$. Zakres podstawowy można jeszcze dalej ograniczyć. Przy typowej czę-

stotliwości próbkowania, wynoszącej 1000 Hz, temu zakresowi odpowiada dopuszczalna różnica detekcji momentów zwarcia w obu stacjach, wynosząca ± 10 okresów próbkowania, a więc wartość zdecydowanie większa od realnych wielkości (maksymalnie 3–4 okresy). W algorytmie proponowanym w pracach [119, 122] w wyniku procedury iteracyjnej uzyskuje się tylko jedno rozwiązanie (δ_1 lub δ_2), spośród dwóch możliwych z zakresu podstawowego (δ_1, δ_2). Jest bowiem osiągnięte pewne rozwiązanie (δ_1 lub δ_2) – mianowicie to, które jest bliższe wartości startowej, ignorując przy tym to drugie rozwiązanie. Tak uzyskane rozwiązanie jest na ogół zgodne z rzeczywistą wartością kąta synchronizacji, bowiem pominięte rozwiązanie zazwyczaj leży poza realnym zakresem dla kąta synchronizacji. Nie można jednak z góry wykluczyć, że oba rozwiązania (δ_1 i δ_2) nie różnią się zbyt wiele i to rozwiązanie, które jest położone tylko nieznacznie dalej od wartości startowej, jest równe faktycznej wartości kąta synchronizacji. Autor niniejszej pracy jest zdania, że taka możliwość jest realna do wystąpienia dla złożonych układów (jak np. linia z szeregową kompensacją kondensatorową) oraz zwarć przez znaczną rezystancję przejścia. W takich szczególnych przypadkach, choć nielicznych, rozwiązanie według [119, 122] prowadzi do błędnego rezultatu.

Tziouvaras i inni w pracy [191] zaprezentowali algorytm lokalizacji stosujący składowe przeciwne napięć i prądów z obu stacji jako sygnały wejściowe algorytmu. Algorytm jest więc przeznaczony do lokalizacji wszystkich zwarć, z wyłączeniem zwarć trójfazowych symetrycznych. Oprócz danych pomiarowych algorytm ten wymaga znajomości impedancji systemów ekwiwalentnych po obu stronach linii. Nie stanowi to jednak wady, ponieważ impedancje te mogą być określone za pomocą stosowanych danych pomiarowych. W rezultacie uzyskano w pracy [191] algorytm w postaci równania kwadratowego ze względu na poszukiwaną odległość do zwarcia. Nie podano jednak sposobu wyboru obowiązującego rozwiązania dla przypadku, gdy oba pierwiastki równania kwadratowego wskazują na zwarcie w linii. Zaletą stosowania składowych przeciwnych jako wielkości wejściowych algorytmu lokalizacji jest duża dokładność lokalizacji, nawet bez kompensacji pojemności poprzecznych linii.

Girgis i inni zaproponowali w publikacji [39] algorytm lokalizacji analogiczny do tego z prac [119, 122], lecz z przeznaczeniem do układu przesyłowego typu T – z linią rozgałęzioną (rys. 3.4). Algorytm ten również stosuje obliczenia iteracyjne. Integralną częścią tego algorytmu jest procedura określania odgałęzienia linii, w którym wystąpiło zwarcie.

W celu uniknięcia błędów lokalizacji powodowanych nasycaniem się przekładników prądowych, Zamora i inni zaproponowali w publikacji [211] algorytm stosujący wyłącznie pomiary napięć (składowych zgodnych) na obu końcach linii. Przyjęto przy tym, że kąt synchronizacji jest znany, tj. uzyskany na drodze pomiarowej. Wadą algorytmu jest konieczność znajomości impedancji systemów ekwiwalentnych po obu stronach linii, które, ze względu na nasycenie przekładników prądowych, nie mogą być w tym przypadku dokładnie zmierzone.

7.1.2. OPTYMALNA LOKALIZACJA ZWARC ZA POMOCĄ POMIARÓW NIESYNCHRONICZNYCH DLA SKŁADOWYCH SYMETRYCZNYCH NAPIĘĆ I PRĄDÓW Z OBU KOŃCÓW LINII

Na rysunku 7.2 przedstawiono uproszczony schemat blokowy optymalnego algorytmu lokalizacji zaproponowanego w pracy [165]. Lokalizację wykonano za pomocą napięć i prądów z obu końców linii, próbkowanych niesymetrycznie. Impedancja linii ($\underline{Z}_{1L}$) oraz jej pojemność (C_1) dla składowej zgodnej są parametrami wejściowymi.

Algorytm rozpoczyna się od rozważenia relacji dla składowej zgodnej, występującej podczas wszystkich rodzajów zwarć. W schemacie układu (rys. 7.3) przyjęto, że fazy dla tej składowej w stacji B ($\underline{I}_{B1}$, $\underline{V}_{B1}$) stanowią bazę odniesienia, a pomiary w stacji A są do nich analitycznie zsynchronizowane, z uwzględnieniem nieznanego kąta synchronizacji δ , tj.: $\underline{I}_{A1}e^{j\delta}$, $\underline{V}_{A1}e^{j\delta}$.

Przyrównując do siebie składowe zgodne spadku napięcia w miejscu zwarcia ($\underline{V}_{F1}$), wyznaczone odpowiednio od strony stacji A oraz B , uzyskuje się

$$\underline{V}_{A1}e^{j\delta} - d\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{A1}e^{j\delta} = \underline{V}_{B1} - (1-d)\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{B1}. \quad (7.1)$$

Równanie (7.1) po zapisaniu oddzielnie dla części rzeczywistej oraz urojonej daje dwa równania z niewiadomymi: d – odległość do zwarcia (p.u.), δ – kąt synchronizacji. Mogą być one niewystarczające do uzyskania jednoznacznego rozwiązania, faktycznie bowiem niewiadomymi są: d , $\sin \delta$, $\cos \delta$, przy czym kąt synchronizacji δ może być zarówno dodatni, jak i ujemny.

W celu uniknięcia iteracyjnych obliczeń, stosowanych w [119, 122], zaproponowano w pracy [165], by określić wartość bezwzględną dla składnika exponencjalnego $\exp(j\delta)$, wyznaczonego z zależności (7.1)

$$|e^{j\delta}| = \left| \frac{\underline{V}_{B1} - \underline{Z}_{1L}\underline{I}_{B1} + d\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{B1}}{\underline{V}_{A1} - d\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{A1}} \right|. \quad (7.2)$$

W rezultacie przekształceń wzoru (7.2) uzyskuje się równanie kwadratowe dla liczb rzeczywistych, w którym jedyną niewiadomą jest odległość do zwarcia (d)

$$A_2 d^2 + A_1 d + A_0 = 0, \quad (7.3)$$

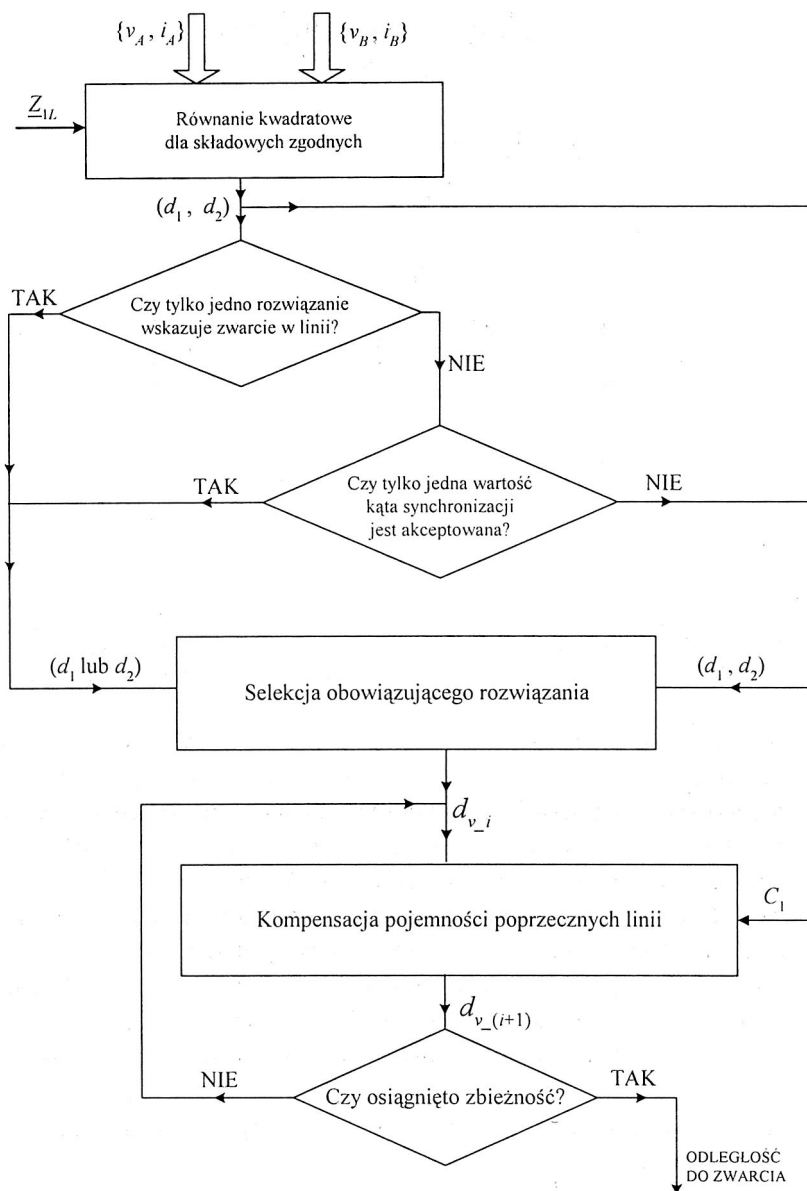
w którym:

$$A_2 = |\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{A1}|^2 - |\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{B1}|^2,$$

$$A_1 = -2 \operatorname{real}(\underline{V}_{A1}(\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{A1})^* + (\underline{V}_{B1} - \underline{Z}_{1L}\underline{I}_{B1})(\underline{Z}_{1L}\underline{I}_{B1})^*),$$

$$A_0 = |\underline{V}_{A1}|^2 - |\underline{V}_{B1} - \underline{Z}_{1L}\underline{I}_{B1}|^2,$$

$(\underline{X})^*$ – liczba sprzężona do $\underline{X}$.



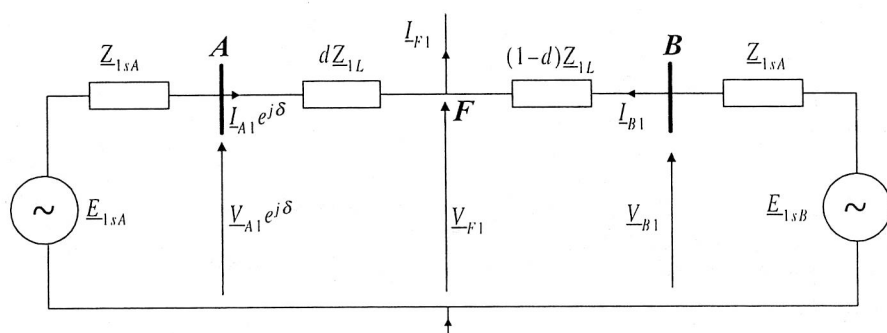
Rys. 7.2. Schemat blokowy optymalnego algorytmu lokalizacji zwarć za pomocą niesynchronicznych pomiarów napięć i prądów na obu końcach linii

Fig. 7.2. Flow-chart of the optimal fault location algorithm with use of unsynchronized measurements of voltages and currents at both ends of a line

Równanie kwadratowe (7.3) ma dwa rozwiązania dla poszukiwanej odległości do zwarcia (d_1, d_2) i w konsekwencji dla kąta synchronizacji (δ_1, δ_2)

$$e^{j\delta_1} = \frac{V_{B1} - \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{B1} + d_1 \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{B1}}{\underline{V}_{A1} - d_1 \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{A1}}, \quad (7.4)$$

$$e^{j\delta_2} = \frac{V_{B1} - \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{B1} + d_2 \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{B1}}{\underline{V}_{A1} - d_2 \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{A1}}. \quad (7.5)$$



Rys. 7.3. Model układu przesyłowego z linią jednororową dla składowej zgodnej

Fig. 7.3. Model of a transmission system with a single line for the positive sequence

Po uwzględnieniu tej wartości kąta synchronizacji, która jest bliższa zero (które jest brane w algorytmie [119, 122] jako wartość startowa), uzyska się rozwiązanie, które jest identyczne z tam uzyskanym wynikiem (przy użyciu procedury iteracyjnej). Nie daje to jednak pewności, że tak uzyskane rozwiązanie jest w każdym warunkach poprawne. Z tego względu obliczenia powinny być kontynuowane.

W pracy [165] zaproponowano, by w pierwszej kolejności sprawdzić, jak obie wartości kąta synchronizacji (7.4)–(7.5), mogące w ogólności przyjąć wartości z przedziału $[(-\pi) \div (+\pi)]$, są położone w stosunku do *realistycznego* przedziału kąta synchronizacji. *Realistyczny* przedział wartości dla kąta synchronizacji przy częstotliwości próbkowania 1000 Hz może być *zgrubnie* i ze sporym zapasem określony jako:

- $\pm 90^\circ$ – gdy korzysta się z detekcji zwarcia przeprowadzanej w przekazywach (4 okresy opóźnienia detekcji momentu zwarcia między obiema stacjami plus 1 okres na niejednoczesność chwil próbkowania),
- $\pm 54^\circ$ – gdy algorytm lokalizacji jest wyposażony w autonomiczny dokładny algorytm określania momentu zwarcia (2 okresy opóźnienia detekcji momentu zwarcia między obiema stacjami plus 1 okres na niejednoczesność chwil próbkowania).

Jeśli tylko jedna wartość kąta synchronizacji jest akceptowana, bowiem jest położona w *realistycznym* przedziale, to ta wartość wskazuje na obowiązujące rozwiązanie. W przeciwnym razie (jeśli obie wartości są w tym przedziale) należy dalej kontynuować selekcję poprawnego rozwiązania. W pracy [165] zaproponowano dwa alternatywne sposoby dalszej selekcji:

1. Bez wyznaczania kąta synchronizacji (opcja podstawowa):

a) dla wszystkich zwarć, z wyłączeniem zwarć trójfazowych symetrycznych, zastosować dodatkowe równanie kwadratowe na poszukiwaną odległość do zwarcia, utworzone przy użyciu składowych przeciwnych dla mierzonych prądów i napięć,

b) dla zwarć trójfazowych symetrycznych sprawdzić, dla której odległości (d_1 , d_2), uzyskanych z równania (7.3), estymowana impedancja w miejscu zwarcia dla składowej zgodnej ($Z_{F1_1}(d_1)$, $Z_{F1_2}(d_2)$) ma charakter bardziej rezystancyjny, w rzeczywistości bowiem jest to *czysta* rezystancja przejścia.

2. Z wyznaczaniem kąta synchronizacji (opcja dodatkowa):

a) sprawdzenie, która wartość kąta synchronizacji (δ_1 , δ_2), uzyskanych z (7.4)–(7.5), jest bardziej zbliżona do wartości uzyskanej z pomiaru (δ_{post}) dokonanego dla wielkości pozwarciovych, wziętych z fazy nie dotkniętej zwarcie; przy czym ze względu na brak fazy *zdrowej* dla zwarć trójfazowych stosuje się wtedy kryterium rezystancyjnego charakteru estymowanej impedancji w miejscu zwarcia – tak jak w p. 1b).

b) sprawdzenie, która wartość kąta synchronizacji (δ_1 , δ_2), uzyskanych z (7.4)–(7.5), jest bardziej zbliżona do wartości uzyskanej z pomiaru (δ_{pre}) dokonanego dla składowej zgodnej wielkości przedzwarciovych – jeśli wielkości przedzwarciove są dostępne.

W opcji podstawowej procedury selekcyjnej (1a), b)) rozważa się wielkości pomiarowe dla składowej przeciwnej (rys. 7.4), które występują dla zwarć nie będących trójfazowymi symetrycznymi. W wyniku przekształceń, jak po wyprowadzeniu równania (7.3), uzyskuje się

$$B_2 d^2 + B_1 d + B_0 = 0, \quad (7.6)$$

gdzie:

$$B_2 = |\underline{Z}_{1L} \underline{I}_{A2}|^2 - |\underline{Z}_{1L} \underline{I}_{B2}|^2,$$

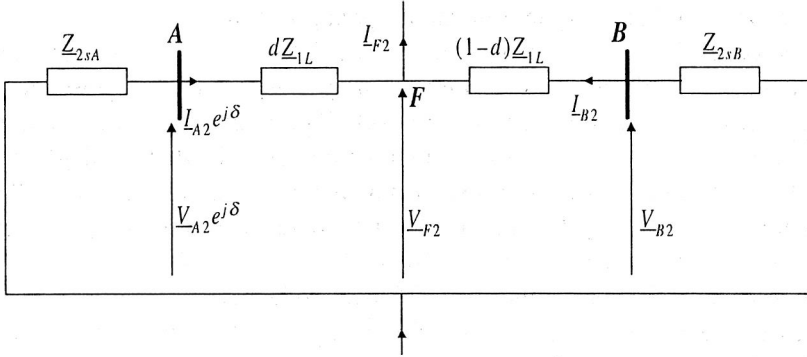
$$B_1 = -2 \operatorname{real} \left(\underline{V}_{A2} (\underline{Z}_{1L} \underline{I}_{A2})^* + (\underline{V}_{B2} - \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{B2}) (\underline{Z}_{1L} \underline{I}_{B2})^* \right),$$

$$B_0 = |\underline{V}_{A2}|^2 - |\underline{V}_{B2} - \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{B2}|^2.$$

W wyniku rozwiązywania równania (7.6) uzyskuje się następną parę rozwiązań dla odległości do zwarcia (d_3 , d_4). Algorytm selekcji rozwiązania obowiązującego sformułowano jako:

$$\begin{aligned} & \text{if } |d_i - d_j| = \min, \\ & \text{gdzie } i = 1 \text{ lub } 2, j = 3 \text{ lub } 4, \\ & d_v = d_j, \\ & \text{end.} \end{aligned} \quad (7.7)$$

Jako obowiązujące rozwiązanie (d_v) w algorytmie (7.7) przyjmuje się jedno z rozwiązań formuły (7.6) dla składowej przeciwnej. Wynika to z tego, że jest ono dokładniejsze – ze względu na mniejszy wpływ pominięcia pojemności poprzecznych – niż to uzyskane z rozwiązania równania dla składowej zgodnej (7.3) [191].



Rys. 7.4. Schemat układu z linią jednotorową dla składowej przeciwnej

Fig. 7.4. Circuit diagram of a system with a single line for the negative sequence

W przypadku zwarć trójfazowych symetrycznych w sygnałach obecne są jedynie składowe zgodne, jak na rysunku 7.5. Bez względu na to, które z zaznaczonych oczek na rysunku 7.5 bierze się do rozważań, impedancja w miejscu zwarcia, odpowiadająca obu rozwiązaniom dla odległości do zwarcia (d_1 , d_2) – uzyskanym z równania (7.3), jest określona

$$\underline{Z}_{F1_1}(d_1) = \frac{V_{F1}(d_1)}{I_{F1}(d_1)} = \underline{B}_2 d_1^2 + \underline{B}_1 d_1 + \underline{B}_0, \quad (7.8)$$

$$\underline{Z}_{F1_2}(d_2) = \frac{V_{F1}(d_2)}{I_{F1}(d_2)} = \underline{B}_2 d_2^2 + \underline{B}_1 d_2 + \underline{B}_0, \quad (7.9)$$

gdzie:

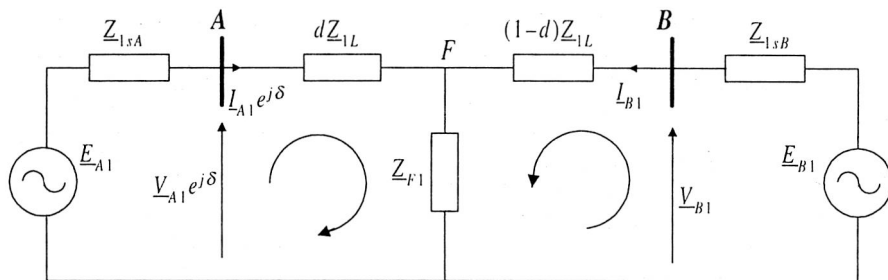
$$\underline{B}_2 = \frac{-\underline{Z}_{1L}^2 \underline{I}_{A1} \underline{I}_{B1}}{\underline{I}_{A1} \underline{V}_{B1} + \underline{I}_{B1} \underline{V}_{A1} - \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{A1} \underline{I}_{B1}},$$

$$\underline{B}_1 = \frac{\underline{Z}_{1L}^2 \underline{I}_{A1} \underline{I}_{B1} + \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{B1} \underline{V}_{A1} - \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{A1} \underline{V}_{B1}}{\underline{I}_{A1} \underline{V}_{B1} + \underline{I}_{B1} \underline{V}_{A1} - \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{A1} \underline{I}_{B1}},$$

$$\underline{B}_0 = \frac{\underline{V}_{A1} \underline{V}_{B1} - \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{B1} \underline{V}_{A1}}{\underline{I}_{A1} \underline{V}_{B1} + \underline{I}_{B1} \underline{V}_{A1} - \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{A1} \underline{I}_{B1}}.$$

W pracy [165] zaproponowano, by selekcji obowiązującego rozwiązania spośród pary d_1 , d_2 dokonać na podstawie warunku, że impedancja w miejscu zwarcia powinna mieć charakter rezystancyjny

$$\begin{aligned} &\text{if } |\text{imag}(\underline{Z}_{F1_1}(d_1))| < |\text{imag}(\underline{Z}_{F1_2}(d_2))| \text{ then } d_v = d_1, \\ &\text{else,} \\ &d_v = d_2, \\ &\text{end.} \end{aligned} \quad (7.10)$$



Rys. 7.5. Schemat układu z linią jednorową dla zwarcia trójfazowego symetrycznego
Fig. 7.5. Circuit diagram of a system with a single line for a three-phase symmetrical fault

Końcowym etapem algorytmu lokalizacji (rys. 7.2) jest poprawa dokładności lokalizacji przez kompensację prądów pojemnościowych linii. Jest to proces iteracyjny analogiczny do przedstawionego w p. 6.7.

7.1.3. OCENA DOKŁADNOŚCI OPTYMALNEGO ALGORYTMU LOKALIZACJI

Za pomocą symulacji ATP-EMTP dla układów testowych 1, 2 (DODATEK) wykonano szczegółowe badania opracowanego algorytmu [165]. W większości przypadków, zamieszczonych w tabelach 7.1, 7.2, lokalizacja może być przeprowadzona wyłącznie jedynie za pomocą składowych zgodnych dla mierzonych niesynchronicznie napięć i prądów na obu końcach linii. Jest to spowodowane tym, że tylko jedno z rozwiązań równania kwadratowego (7.3) mieści się w długości linii – i to rozwiązanie jest brane jako obowiązujące, podczas gdy drugie (wskazujące zwarcie poza linią) jest odrzucane. Tylko nieliczne przypadki (dwa przypadki w tabeli 7.2) nie spełniają tego warunku i jeden z pierwiastków równania dla składowych przeciwnych (7.6), wskazany przez procedurę (7.7), jest przyjmowany jako rozwiązanie obowiązujące.

Jeśli obowiązujące rozwiązanie potraktuje się jako daną wejściową procedury kompensacji prądów pojemnościowych linii, uzyskuje się wynik końcowy. Zamieszczone dane wskazują, że duża dokładność (błąd mniejszy od 0,5%) jest osiągnięta już po 2 iteracjach.

Przedstawiony optymalny algorytm lokalizacji odznacza się prostotą obliczeń oraz dużą dokładnością. Jednocześnie położony jest nacisk na uzyskanie jednoznacznego i poprawnego rezultatu dla dowolnych warunków układowych oraz parametrów zwarcia. W przeciwieństwie do [119, 122], w przedstawionym algorytmie nie stosuje się zasadniczo wielkości przedzwarciovych, chyba że w jednej z opcjonalnych procedur selekcyjnych. Ze względu na nieużywanie w algorytmie wielkości dla składowej zerowej, jest on przeznaczony zarówno do linii jednorowych, jak i dwutorowych (jest identyczny).

Tabela 7.1. Błędy lokalizacji dla linii z układu testowego 1 (DODATEK) – zwarcie $L1-N$, $R_F = 10 \Omega$

Odległość dokładna, p.u.	Odległość wyznaczona, p.u.			Błąd lokalizacji, %		
	bez kompensacji	z kompensacją prądów pojemnościowych		bez kompensacji	z kompensacją prądów pojemnościowych	
	–	po 1 iteracji	po 2 iteracjach	–	po 1 iteracji	po 2 iteracjach
0,1	0,0475	0,1050	0,1013	5,25	0,50	0,13
0,2	0,1477	0,2061	0,2011	5,23	0,61	0,11
0,3	0,2584	0,3058	0,3010	4,16	0,58	0,10
0,4	0,3778	0,4040	0,4010	2,22	0,40	0,10
0,5	0,5012	0,4996	0,4998	0,12	0,04	0,02
0,6	0,6269	0,5954	0,5991	2,69	0,46	0,09
0,7	0,7509	0,6926	0,6992	5,09	0,74	0,08
0,8	0,8667	0,7906	0,7983	6,67	0,94	0,17
0,9	0,9736	0,8916	0,8986	7,36	0,84	0,14

Uwaga: we wszystkich przypadkach tylko jedno rozwiązanie równania (7.3) dla składowych zgodnych mieści się w długości linii (ten pierwiastek wzięty jako obowiązujące rozwiązanie), a drugie wskazuje na zwarcie poza linią.

Tabela 7.2. Błędy lokalizacji dla linii z układu testowego 1 (DODATEK)
– zwarcie $L1-L2-N$, $R_F = 10 \Omega$

Odległość dokładna, p.u.	Odległość wyznaczona, p.u.			Błąd lokalizacji, %		
	bez kompensacji	z kompensacją prądów pojemnościowych		bez kompensacji	z kompensacją prądów pojemnościowych	
	–	po 1 iteracji	po 2 iteracjach	–	po 1 iteracji	po 2 iteracjach
0,1	0,1052*	0,1038	0,1030	0,52	0,38	0,30
0,2	0,2053*	0,2036	0,2028	0,53	0,36	0,28
0,3	0,2865	0,3025	0,3019	1,35	0,25	0,19
0,4	0,3929	0,4014	0,4011	0,71	0,14	0,11
0,5	0,5001	0,5001	0,5001	0,01	0,01	0,01
0,6	0,6076	0,5989	0,5992	0,76	0,11	0,08
0,7	0,7145	0,6978	0,6984	1,45	0,22	0,16
0,8	0,8200	0,7968	0,7977	2,00	0,32	0,23
0,9	0,9241	0,8968	0,8976	2,41	0,32	0,24

*) W tych przypadkach nie mogą być wzięte rozwiązania równania (7.3) (oba pierwiastki wskazują na zwarcie w linii) i są to rozwiązania równania (7.6) dla składowych przeciwnych uzyskane w wyniku procedury selekcyjnej (7.7).
W pozostałych przypadkach tylko jedno rozwiązanie (7.3) mieści się w długości linii (ten pierwiastek wzięty jako obowiązujące rozwiązanie), a drugie wskazuje na zwarcie poza linią.

7.2. LOKALIZACJA ZWARĆ Z ZASTOSOWANIEM POMIARÓW SYNCHRONICZNYCH

W ostatnich latach w krajach wysoko rozwiniętych technicznie, głównie w USA, pojawiły się możliwości synchronicznego próbkowania sygnałów w różnych punktach systemu elektroenergetycznego. Dzięki synchronicznemu próbkowaniu możliwe staje się stworzenie rozległego systemu pomiarowego WAMS (*Wide Area Measurement*

System) przeznaczonego do rozlicznych zastosowań, w tym do lokalizacji zwarć w liniach [42, 43, 49, 82, 83, 107].

Różne środki mogą być stosowane w celu zapewnienia synchronicznego próbkowania sygnałów w punktach znacznie od siebie oddalonych, największe jednak znaczenie uzyskał system satelitarny GPS (*Global Positioning System*) [49]. Jest to system 24 satelitów krążących wokół Ziemi, przy czym są one tak rozmieszczone, że co najmniej 4 satelity są w kontakcie z określonym użytkownikiem. Satelity koordynują utrzymanie jednolitego czasu UTC (*Universal Time Coordinated*) i wysyłają sygnał cyfrowy ze stosowną informacją co 1 sekundę. Rozdzielczość naziemnych odbiorników GPS wynosi $\pm 0,5 \mu\text{s}$, co jest ekwiwalentne do błędu kąтового dla przebiegów o częstotliwości sieciowej (50 Hz) równego $\pm 0,01^\circ$. Jest to błąd pomijalnie mały i z tego względu przy ocenie niejednoczesności próbkowania należy brać pod uwagę jedynie różnice przesunięć fazowych przekładników pomiarowych i filtrów analogowych w różnych punktach systemu [42], które są znacznie większe.

Lokalizacja zwarć za pomocą danych pomiarowych z końców linii próbkowanych synchronicznie nie przedstawia trudności. W przeciwieństwie do pomiarów niesynchronicznych nie ma kłopotu z uzyskaniem wystarczającej liczby równań. Przeciwnie, nadmiar równań jest wykorzystywany do wyznaczenia odległości do zwarcia przy użyciu techniki optymalizacyjnej opartej na metodzie najmniejszych kwadratów [42, 43, 82, 83, 107].

Dalsze zwiększenie dokładności lokalizacji przy stosowaniu pomiarów synchronicznych na końcach linii może być osiągnięte dopiero po wprowadzeniu do algorytmu lokalizacji modelu linii długiej dla wielkości chwilowych [42, 43]. Wiąże się z tym konieczność zapewnienia bardzo wysokiej częstotliwości próbkowania. Fale w linii długiej rozchodzą się z prędkością światła ($3 \cdot 10^8 \text{ m/s}$) i w związku z tym, by uzyskać możliwość zrekonstruowania sygnałów napięć i prądów w odległościach np. co 1 km należy zastosować przetworniki A/C próbkujące z częstotliwością 300 kHz. Narzucone są więc bardzo wysokie wymagania w stosunku do częstotliwości próbkowania, będące poważnym ograniczeniem dla tej techniki. Pewnym uproszczeniem jest stosowanie niższych częstotliwości próbkowania, jak np. w rozwiązaniu przedstawionym w pracach [42, 43], w których zastosowano przetworniki A/C o częstotliwości 20 kHz, pozwalające uzyskać w obliczeniach dla linii długiej segmenty mierzące 15 km. Umożliwia to wstępną lokalizację. Następnie wykonuje się dokładną lokalizację w pobliżu wyznaczonego wstępnie punktu zwarcia – przy zastosowaniu modelu linii krótkiej wewnątrz tego odcinka.

Z powodu wyszczególnionych trudności, zastosowanie w Polsce lokalizacji zwarć stosującej równocześnie pomiary synchroniczne w różnych punktach systemu energetycznego oraz odzwierciedlenie linii przesyłowej jako linii długiej jest raczej odległą perspektywą. Przed omawianą techniką lokalizacji do powszechnego użytku w krajowych sieciach przesyłowych zostaną z pewnością wprowadzone lokalizatory stosujące pomiary w różnych punktach systemu, lecz niesynchroniczne.

8. LOKALIZACJA ZWARC Z ZASTOSOWANIEM POMIARÓW DOKONYWANYCH PRZEZ PRZKAŹNIKI ODLEGŁOŚCIOWE NA KOŃCACH LINII

8.1. WPROWADZENIE

W niniejszym rozdziale rozpatrzono algorytmy lokalizacji zwarcia w linii za pomocą sygnałów z przekaźników odległościowych, zainstalowanych na końcach linii. Głównym zastosowaniem takich algorytmów lokalizacji jest weryfikacja działania zabezpieczeń odległościowych, zwłaszcza podczas zwarc oporowych. W przypadku zapewnienia dużej dokładności lokalizacji algorytmy te mogą być również zastosowane jako standardowe, tj. do lokalizacji w celach inspekcyjno-remontowych.

W ogólności, następujące sygnały z przekaźników mogą być stosowane do lokalizacji [14, 65, 66, 149, 150, 160, 173, 174, 194, 195]:

- fazory napięć i prądów pętli zwarciovych, formowanych w przekaźnikach do pomiaru impedancji, oraz ewentualnie amplitudy tych wielkości,
- fazory określonych składowych symetrycznych prądów pętli zwarciovych,
- zmierzone impedancje (rezystancje i reaktancje) pętli zwarciovych.

Spośród wyszczególnionych sygnałów jedynie amplitudy mierzonych wielkości oraz rezystancja i reaktancja pętli zwarciovej po obu stronach linii nie są w sposób naturalny związane z kątem synchronizacji.

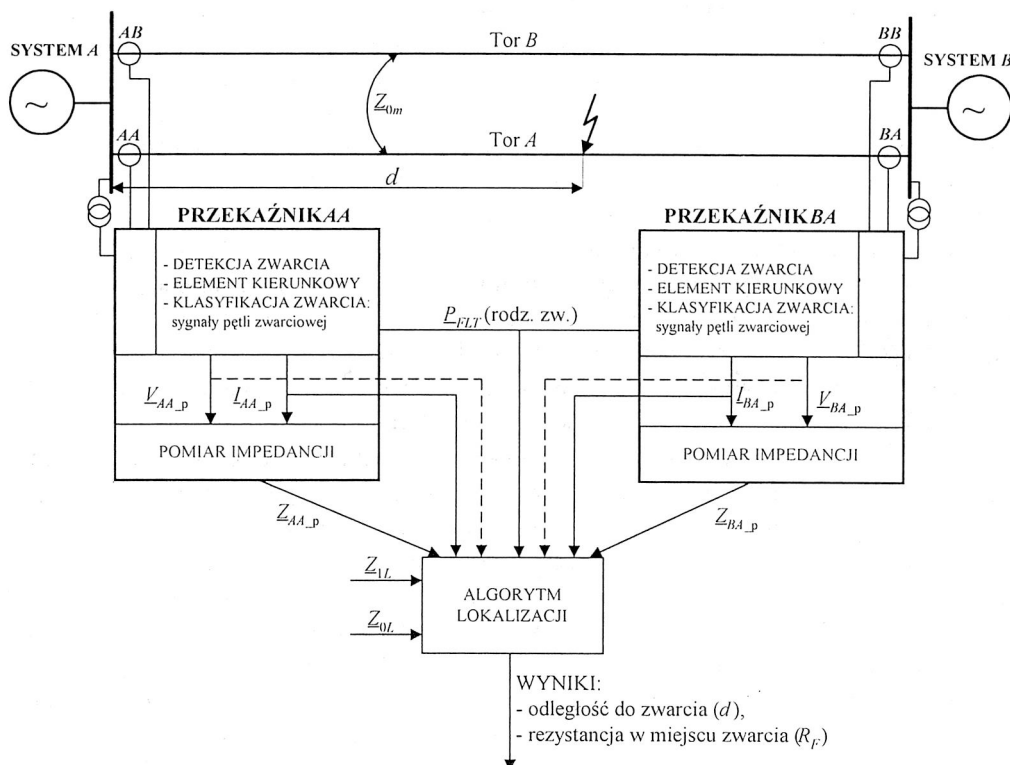
Rozważane tu algorytmy lokalizacji są formułowane przy fundamentalnym założeniu, przyjmującym, że oba przekaźniki identyfikują poprawnie rodzaj zwarcia. Wtedy pomiary z obu stron linii są powiązane faktycznymi więzami, charakterystycznymi dla danego rodzaju zwarcia. Gdy przekaźniki po obu stronach linii, wskutek błędnego rozpoznania zwarcia – na jednym z końców linii lub nawet na jej obu końcach, formują sygnały prądu i napięcia dla niewłaściwej pętli zwarciovej (lub nawet dla niewłaściwych obu pętli zwarciovych), lokalizacja na podstawie tych danych nie może być prawidłowo wykonana. Wtedy do lokalizacji należy użyć sygnałów sprzed formowania sygnałów pętli zwarciovych, co prowadzi do zupełnie odmiennego algorytmu.

8.2. CHARAKTERYSTYKA PODSTAWOWYCH METOD LOKALIZACJI ZWARC STOSUJĄCYCH SYGNAŁY Z PRZKAŹNIKÓW ODLEGŁOŚCIOWYCH

Zastosowanie danych pomiarowych uzyskanych z zabezpieczeniowych przekaźników odległościowych do lokalizacji zwarc zostało zainicjowane w pracach Sachdeva i Agarwala [149, 150], a następnie kontynuowane przez innych autorów [14, 65, 66,

160, 173, 174, 194, 195]. W cytowanych podejściach przyjmuje się pomiary z jednej stacji (np. ze stacji przeciwległej B) jako odniesienie, a pomiary w drugiej stacji (stacji lokalnej A) – z powodu braku synchronizacji – są uwzględniane z nieznanym kątem synchronizacji δ . Kąt synchronizacji jest identyczny dla sygnałów prądu i napięcia, a wobec tego podczas wyznaczania impedancji ulega on automatycznemu wyrugowaniu. W sposób naturalny nie jest on uwzględniany również przy takich wielkościach, jak amplituda sygnału (prądu, napięcia). W przypadku natomiast sygnałów wejściowych algorytmu lokalizacji, będących fazorami prądów lub napięć, kąt synchronizacji powinien być uwzględniony, chyba że wcześniej wielkości te są sprowadzone do wspólnej bazy czasowej. Sprowadzić pomiary do wspólnej bazy można na podstawie pomiarów prądów przedzwarciovych na obu końcach i z wykorzystaniem więzów między fazorami tych prądów, określonych za pomocą dokładnych modeli linii [10, 173].

Ideę analizowanych tu metod zaprezentowano na rysunku 8.1.



Rys. 8.1. Idea określania odległości do miejsca zwarcia na podstawie pomiarów dokonywanych przez przekaźniki odległościowe na obu końcach linii
Fig. 8.1. Schematic diagram for fault location based on measurements of distance relays at the line terminals

W metodzie Sachdeva i Agarwala [149, 150], wyprowadzonej dla linii jednotorowej, są używane pomiary następujących wielkości z przekazników odległościowych:

- dla zwarcia pojedynczej fazy z ziemią: zmierzone impedancje pętli zwarciovych, fazory prądów pętli zwarciovych i fazory składowej zerowej prądów fazowych z obu stacji,

- dla zwarcia międzyfazowych: zmierzone impedancje pętli zwarciovych oraz fazory składowej zgodnej i przeciwnej prądów fazowych z obu stacji.

W celu poprawy dokładności lokalizacji, w algorytmie zaprezentowanym w pracach [149, 150] zastosowano kompensację pojemności poprzecznych linii. Wymaga to dostępności również fazorów dla napięć fazowych z obu końców linii.

W metodzie Jeyasuryi i Rahmana [66] już od samego początku (a więc przed kompensacją pojemności poprzecznych linii) do lokalizacji zwarcia są stosowane wszystkie wielkości wejściowe i wyjściowe algorytmów impedancyjnych przekazników odległościowych, tj. zarówno fazory prądów i napięć pętli zwarciovych, jak i zmierzone impedancje przez przekazniki z obu stacji.

O ile w metodach tych korzysta się zarówno z sygnałów wejściowych, jak i wyjściowych algorytmów impedancyjnych zabezpieczeń odległościowych z obu końców linii, o tyle metody proponowane przez Shenga i Elangovana [173, 174] są bardziej racjonalne w tym względzie. Do lokalizacji zwarcia są bowiem używane jedynie fazory napięć i prądów pętli zwarciovych – po uprzednim sprowadzeniu ich do wspólnej bazy czasowej. Z drugiej strony, sprowadzenie niesynchronicznych pomiarów do wspólnej bazy czasowej jest niekiedy kłopotliwe – zwłaszcza podczas kołysań mocy.

Cytowane tu algorytmy lokalizacji [65, 66, 149, 150, 173, 174] opierają się na analizie pętli zwarciovych *widzianych* z obu końców linii i ich wzajemnego powiązania. Każdy rodzaj zwarcia jest rozpatrywany oddzielnie i w rezultacie uzyskuje się algorytmy o bardzo złożonej postaci. W fundamentalnej (dla rozważanej tu grupy algorytmów) pracy [149, 150] doprowadzono algorytm do postaci zawierającej 28 czynności obliczeniowych, których postać oraz kolejność wykonywania zależy od rodzaju zwarcia. Takie przedstawienie algorytmu powoduje, że traci on na atrakcyjności, a jednocześnie z pewnością nie może być rozpatrywany do potencjalnego przyszłościowego zastosowania w trybie *on-line* do celów zabezpieczeniowych – w warunkach komunikowania się zabezpieczeń. Ponadto w obu algorytmach lokalizacji [66, 149, 150] korzysta się z zależności trygonometrycznych, nie biorąc przy tym pod uwagę, że dla każdej rozważanej wielkości kątowej należy uwzględniać wartości z pełnego przedziału o szerokości 2π , np.: $[(-\pi) \div (+\pi)]$. Przykładowo, w pracach [149, 150] zakłada się dla jednego z kątów, że jego funkcja kosinus jest dodatnim pierwiastkiem uzyskanego algebraicznego równania kwadratowego. Nie wykazano przy tym, że drugie z uzyskiwanych rozwiązań przybiera jedynie wartości ujemne. Autor jest zdania, że takie uchybienia mogą prowadzić do błędnych rezultatów w pewnych szczególnych warunkach zwarciovych lub na przykład przy adaptacji takiego algorytmu lokalizacji do układów bardziej złożonych – np. do linii z szeregową kompensacją kondensatorową.

Cook w pracy [14] również prezentuje algorytmy lokalizacji stosujące pomiary z przekąźników odległościowych. Odniesienia algorytmów opracowanych przez autora do algorytmów Cooka [14] dokonano w zakończeniu niniejszego rozdziału.

8.3. OPTYMALNA LOKALIZACJA ZWARĆ ZA POMOCĄ POMIARÓW DOKONYWANYCH PRZEZ PRZEKAŹNIKI ODLEGŁOŚCIOWE NA OBU KOŃCACH LINII

Z inspiracji omówionych wad cytowanych algorytmów [66, 149, 150, 173] autor opracował nową znacznie prostszą formę algorytmu lokalizacji [160]. Pozwala on na lokalizację zwarć zarówno w linii jednotorowej, jak i dwutorowej, podczas gdy cytowane algorytmy są przedstawione jedynie dla linii jednotorowej. Autor wykazał również, że lokalizacja zwarcia może być przeprowadzona przy użyciu mniejszej liczby danych pomiarowych. Podstawą opracowanego algorytmu lokalizacji – w dwóch wersjach: *podstawowej* i *uproszczonej* jest zastosowanie uogólnionego modelu pętli zwarciovych dla niesynchronicznych pomiarów na obu końcach linii. Zwrócono przy tym uwagę, by dla dowolnych warunków układowych i zwarciovych uzyskać jednoznaczne rozwiązanie dla poszukiwanej odległości do zwarcia.

8.3.1. ALGORYTM PODSTAWOWY

Algorytm podstawowy [160] jest tu sformułowany dla przypadku bardziej ogólnego, tj. układu przesyłowego z linią dwutorową. Wykazano jednocześnie, że uzyskany algorytm lokalizacji jest identyczny dla linii dwutorowej i jednotorowej, tzn. sprzężenie magnetyczne pomiędzy torami linii jest automatycznie wyeliminowane w samym algorytmie. Należy jednocześnie zwrócić uwagę, że sprzężenie to jest istotne dla przekąźników odległościowych do poprawnego określenia impedancji pętli zwarcioviej i jest ono do tego celu stosownie uwzględnione.

W przypadku zwarcia w torze A przekąźnik odległościowy AA (rys. 8.1) mierzy impedancję na podstawie sygnałów napięcia $\underline{V}_{AA_p}$ oraz prądu $\underline{I}_{AA_p}$, uformowanych stosownie do rodzaju zwarcia (tab. 5.5)

$$\underline{V}_{AA_p} = \underline{a}_1 \underline{V}_{AA1} + \underline{a}_2 \underline{V}_{AA2} + \underline{a}_0 \underline{V}_{AA0}, \quad (8.1)$$

$$\underline{I}_{AA_p} = \underline{a}_1 \underline{I}_{AA1} + \underline{a}_2 \underline{I}_{AA2} + \underline{a}_0 \frac{\underline{Z}_{0L}}{\underline{Z}_{1L}} \underline{I}_{AA0} + \underline{a}_{0m} \frac{\underline{Z}_{0m}}{\underline{Z}_{1L}} \underline{I}_{AB0}. \quad (8.2)$$

Analogicznie opisuje się sygnały napięcia i prądu przekąźnika BA z przeciwległego końca.

Pętla zwarciova widziana przez przekąźnik AA, z uwzględnieniem spadku napięcia na rezystancji przejścia w miejscu zwarcia, jest określona równaniem

$$\underline{V}_{AA_p} e^{j\delta} - d \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{AA_p} e^{j\delta} - R_F \sum_{i=0}^2 \underline{a}_{Fi} \underline{I}_{Fi} = 0, \quad (8.3)$$

w którym:

- δ – kąt synchronizacji pomiarów w stacji A, odniesionych do pomiarów w stacji B, przyjętych tu jako punkt odniesienia,
 $\underline{I}_{F1}, \underline{I}_{F2}, \underline{I}_{F0}$ – składowe symetryczne prądów w miejscu zwarcia,
 $\underline{a}_{F1}, \underline{a}_{F2}, \underline{a}_{F0}$ – współczynniki składowych symetrycznych (tab. 5.3a, b).

Analogiczna zależność opisuje pomiar przekąźnika BA z przeciwległej stacji

$$\underline{V}_{BA_p} - (1-d) \underline{Z}_{1L} \underline{I}_{BA_p} - R_F \sum_{i=0}^2 \underline{a}_{Fi} \underline{I}_{Fi} = 0. \quad (8.4)$$

Po uwzględnieniu (8.3) i (8.4) uzyskuje się

$$\underline{I}_{AA_p} e^{j\delta} + \underline{I}_{BA_p} - R_F \sum_{i=0}^2 \underline{a}_{Fi} \underline{I}_{Fi} \left[\frac{1}{\underline{Z}_{AA_p} - d \underline{Z}_{1L}} + \frac{1}{\underline{Z}_{BA_p} - (1-d) \underline{Z}_{1L}} \right] = 0, \quad (8.5)$$

gdzie impedancje, mierzone przez oba przekąźniki odległościowe, są niezależne od kąta synchronizacji i określone jako

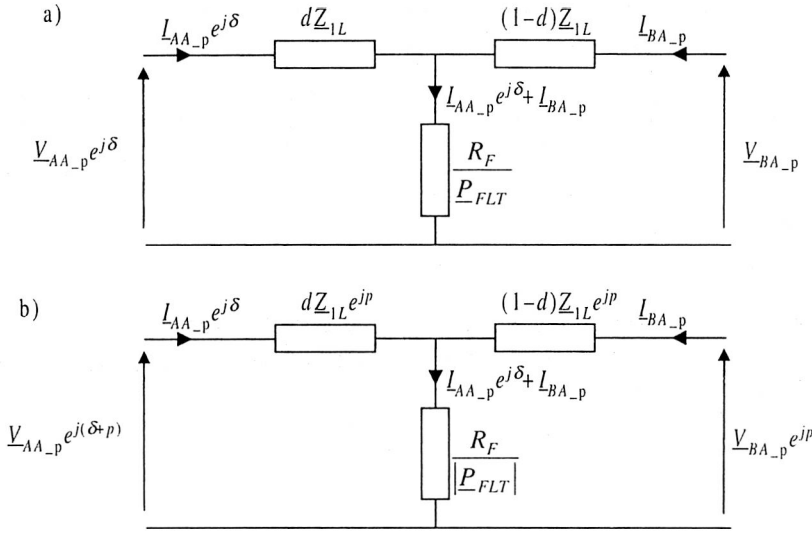
$$\underline{Z}_{AA_p} = \frac{\underline{V}_{AA_p} e^{j\delta}}{\underline{I}_{AA_p} e^{j\delta}} = \frac{\underline{V}_{AA_p}}{\underline{I}_{AA_p}}, \quad \underline{Z}_{BA_p} = \frac{\underline{V}_{BA_p}}{\underline{I}_{BA_p}}.$$

Podstawą algorytmu zaproponowanego w pracy [160] jest oryginalny uogólniony model pętli zwarciovych przy niesynchronicznych pomiarach na obu końcach linii (rys. 8.2). Podczas wyprowadzenia tego modelu przyjęto, że spadek napięcia na rezystancji przejścia w miejscu zwarcia, występujący w (8.3)–(8.5), jest przyrównany do spadku napięcia na pewnej ekwiwalentnej impedancji modelującej zwarcie ($R_F / \underline{P}_{FLT}$) – przy przepływie prądów obu przekąźników ($\underline{I}_{AA_p} e^{j\delta} + \underline{I}_{BA_p}$). Ta ekwiwalentna impedancja zależy od wartości rezystancji przejścia (R_F) oraz od rodzaju zwarcia, reprezentowanego przez współczynnik $\underline{P}_{FLT}$. Przyrównanie tych dwóch formuł na spadek napięcia w miejscu zwarcia daje

$$R_F \sum_{i=0}^2 \underline{a}_{Fi} \underline{I}_{Fi} = \frac{R_F}{\underline{P}_{FLT}} (\underline{I}_{AA_p} e^{j\delta} + \underline{I}_{BA_p}). \quad (8.6)$$

Zależność (8.6) prowadzi do uogólnionego modelu pętli zwarciovych (rys. 8.2a). Oznaczone tam napięcia i prądy odpowiadają sygnałom formowanym przez zabezpieczenia do pomiaru impedancji:

- przekąźnik AA – sygnały: $\underline{V}_{AA_p}, \underline{I}_{AA_p}$,
- przekąźnik BA – sygnały: $\underline{V}_{AB_p}, \underline{I}_{AB_p}$.



Rys. 8.2. Uogólnione modele pętli zwarciovych przy niesynchronicznych pomiarach na końcach linii:
a) model podstawowy, b) model zmodyfikowany z rezystancyjną gałęzią poprzeczną dla zwarć pojedynczej fazy z ziemią

Fig. 8.2. Generalised models of fault loops for unsynchronized measurements at the terminals of a line:
a) basic model, b) modified model with resistive fault branch for single phase-to-ground faults

Po wstawieniu do równania (8.6) dowolnego z zestawów współczynników udziału $\underline{a}_{Fi}$ (wziętego z tabel 5.3a, b) oraz wyrażeniu prądów pętli zwarciovych jako kombinacji składowych symetrycznych (jak w równaniu (8.2) oraz użyciu współczynników z tab. 5.5) uzyskuje się wartości dla współczynnika $\underline{P}_{FLT}$ jak w tabeli 8.1. Dla wszystkich rodzajów zwarć, z wyłączeniem zwarć pojedynczej fazy z ziemią, ekwiwalentna impedancja zwarciova ($R_F/\underline{P}_{FLT}$) ma charakter rezystancyjny. Dla zwarć jednofazowych doziemnych impedancja ekwiwalentna jest wielkością zespoloną, chyba że kąty fazowe impedancji linii dla składowej zgodnej i zerowej są sobie równe

$$\arg(\underline{Z}_{1L}) = \arg(\underline{Z}_{0L}). \quad (8.7)$$

Warunek (8.7) dla rzeczywistych linii nie jest jednak spełniony. W celu zapewnienia rezystancyjnego charakteru dla ekwiwalentnej impedancji zwarciovej, co jest wymagane przy formułowaniu *algorytmu uproszczonego* – prezentowanego w dalszej części tego rozdziału, wprowadza się model zmodyfikowany (rys. 8.2b). Wymaga on, by w algorytmie wprowadzić zmodyfikowane wartości dla impedancji linii (dla składowej zgodnej) oraz dla zmierzonych impedancji przez oba przekładniki odległościowe

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{1L} &\Rightarrow \underline{Z}_{1L} \exp(jp), \\ \underline{Z}_{AA_p} &\Rightarrow \underline{Z}_{AA_p} \exp(jp), \\ \underline{Z}_{BA_p} &\Rightarrow \underline{Z}_{BA_p} \exp(jp), \end{aligned} \quad (8.8)$$

gdzie $p = \arg(\underline{P}_{FLT})$.

Tabela. 8.1. Wartości współczynnika $\underline{P}_{FLT}$ dla różnych rodzajów zwarć

Rodzaj zwarcia	$L1-N$ $L2-N$ $L3-N$	$L1-L2$ $L2-L3$ $L3-L1$	$L1-L2-N$ $L2-L3-N$ $L3-L1-N$ $L1-L2-L3$ $L1-L2-L3-N$
$\underline{P}_{FLT}$	$\frac{2\underline{Z}_{1L} + \underline{Z}_{0L}}{3\underline{Z}_{1L}}$	2	1

W wyniku zastosowania uogólnionego modelu pętli zwarciovych (rys. 8.2a), zależność (8.5) po uwzględnieniu (8.6) sprowadza się do następującego zespolonego równania kwadratowego

$$\underline{D}_2 d^2 + \underline{D}_1 d + \underline{D}_0 + \frac{R_F}{\underline{P}_{FLT}} \underline{N}_0 = 0, \quad (8.9)$$

w którym:

$$\underline{N}_0 = \underline{Z}_{AA-p} + \underline{Z}_{BA-p} - \underline{Z}_{1L},$$

$$\underline{D}_2 = \underline{Z}_{1L} \underline{Z}_{1L},$$

$$\underline{D}_1 = \underline{Z}_{1L} \underline{Z}_{BA-p} - \underline{Z}_{1L} \underline{Z}_{1L} - \underline{Z}_{1L} \underline{Z}_{AA-p},$$

$$\underline{D}_0 = \underline{Z}_{1L} \underline{Z}_{AA-p} - \underline{Z}_{AA-p} \underline{Z}_{BA-p},$$

$\underline{P}_{FLT}$ – współczynnik zespolony zależny od rodzaju zwarcia (tab. 8.1).

W przypadku wystąpienia zwarcia metalicznego jest spełniony warunek

$$\underline{N}_0 = \underline{Z}_{AA-p} + \underline{Z}_{BA-p} - \underline{Z}_{1L} = 0. \quad (8.10)$$

Należy zwrócić uwagę, że warunek (8.10) zachodzi również dla wszystkich zwarć (zarówno metalicznych, jak i oporowych) występujących poza linią. Elementy kierunkowe zabezpieczeń wykrywają jednak takie zwarcia jako zewnętrzne i pomiar impedancji przez przekładniki nie jest wtedy dokonywany.

Rozpoznanie zwarcia metalicznego lub z niewielką rezystancją przejścia (ułamki ohma) może być dokonane na podstawie warunku uwzględniającego, że prawa strona (8.10) przybiera wtedy niewielkie wartości (γ – ułamkowy współczynnik)

$$|\underline{Z}_{AA-p} + \underline{Z}_{BA-p} - \underline{Z}_{1L}| < \gamma |\underline{Z}_{1L}|. \quad (8.11)$$

W przypadku zatem spełnienia (8.11) odległość do zwarcia może być wyznaczona bezpośrednio z pomiarów impedancji

$$d_1 = \frac{|\underline{Z}_{AA-p}|}{|\underline{Z}_{1L}|}, \quad d_2 = 1 - \frac{|\underline{Z}_{BA-p}|}{|\underline{Z}_{1L}|}, \quad d = \frac{(d_1 + d_2)}{2}, \quad (8.12a)$$

lub rozwiązania (8.9) przy uwzględnieniu (8.10)

$$d = \frac{-\text{real}(\underline{D}_0) \text{imag}(\underline{D}_2) + \text{imag}(\underline{D}_0) \text{real}(\underline{D}_2)}{\text{real}(\underline{D}_1) \text{imag}(\underline{D}_2) - \text{imag}(\underline{D}_1) \text{real}(\underline{D}_2)}. \quad (8.12b)$$

W przeciwnym razie, tj. przy niespełnieniu (8.11), rezystancja w miejscu zwarcia powinna być uwzględniona podczas określania odległości do zwarcia. Zespółone równanie kwadratowe (8.9) ma dwie niewiadome (d – odległość do zwarcia, R_F – rezystancja w miejscu zwarcia) i po rozpisaniu dla części rzeczywistej i urojonej daje wynikowe równanie na odległość do zwarcia w postaci

$$F_A(d) = A_2 d^2 + A_1 d + A_0 = 0, \quad (8.13)$$

gdzie:

$$A_2 = \text{real}(\underline{D}_2) \text{imag}\left(\frac{\underline{N}_0}{\underline{P}_{FLT}}\right) - \text{imag}(\underline{D}_2) \text{real}\left(\frac{\underline{N}_0}{\underline{P}_{FLT}}\right),$$

$$A_1 = \text{real}(\underline{D}_1) \text{imag}\left(\frac{\underline{N}_0}{\underline{P}_{FLT}}\right) - \text{imag}(\underline{D}_1) \text{real}\left(\frac{\underline{N}_0}{\underline{P}_{FLT}}\right),$$

$$A_0 = \text{real}(\underline{D}_0) \text{imag}\left(\frac{\underline{N}_0}{\underline{P}_{FLT}}\right) - \text{imag}(\underline{D}_0) \text{real}\left(\frac{\underline{N}_0}{\underline{P}_{FLT}}\right).$$

Równanie (8.13) daje dwa rozwiązania dla poszukiwanej odległości do zwarcia (d_1 , d_2) i jest ono wystarczające jedynie tylko wtedy, gdy jedno z rozwiązań wskazuje na wystąpienie zwarcia w linii, drugie zaś – poza linią. Wtedy więc lokalizacja może być wykonana wyłącznie przy użyciu wyników pomiaru impedancji przez zabezpieczenia odległościowe na obu krańcach linii.

Gdy oba rozwiązania (8.13) mieszczą się w długości linii, problem selekcji właściwego rezultatu proponuje się rozwiązać z wykorzystaniem informacji zawartej w amplitudach sygnałów prądowych zabezpieczeń odległościowych [160]. Stosunek amplitud prądów pętli zwarciovych z obu końców (Q) jest powiązany z odległością do zwarcia (d) oraz zmierzonymi impedancjami ($\underline{Z}_{AA_p}$, $\underline{Z}_{BA_p}$) zależnością

$$Q = \left| \frac{I_{AA_p} e^{j\delta}}{I_{BA_p}} \right| = \left| \frac{I_{AA_p}}{I_{BA_p}} \right| = \left| \frac{\underline{Z}_{BA_p} - (1-d)\underline{Z}_{1L}}{\underline{Z}_{AA_p} - d\underline{Z}_{1L}} \right|. \quad (8.14)$$

W wyniku przekształceń (8.14) uzyskuje się algebraiczne równanie kwadratowe

$$F_B(d) = B_2 d^2 + B_1 d + B_0 = 0, \quad (8.15)$$

w którym:

$$B_2 = |\underline{Z}_{1L}|^2 (1 - Q^2),$$

$$B_1 = 2 \text{real}[(\underline{Z}_{BA_p} - \underline{Z}_{1L}) \underline{Z}_{1L}^*] + 2Q^2 \text{real}[\underline{Z}_{AA_p} \underline{Z}_{1L}^*],$$

$$B_0 = |\underline{Z}_{BA_p} - \underline{Z}_{1L}|^2 - Q^2 |\underline{Z}_{AA_p}|^2.$$

W przypadku szczególnym, gdy amplitudy prądów obu przekładników są sobie równe ($Q = 1$), równanie (8.15) staje się równaniem pierwszego rzędu ($B_2 = 0$). Biorąc

to pod uwagę, rozwiązanie spełniające oba równania (8.13) i (8.15), a równocześnie dające poprawny rezultat w powyższym przypadku szczególnym można wyrazić

$$d = \sqrt{\frac{A_1 B_0 - A_0 B_1}{A_2 B_1 - A_1 B_2}}, \quad (8.16)$$

gdzie:

A_2, A_1, A_0 – współczynniki zdefiniowane w (8.13),

B_2, B_1, B_0 – współczynniki zdefiniowane w (8.15).

Przedstawiony algorytm lokalizacji można porównać z *quadratic algorithm*, zaprezentowanym przez Cooka w publikacji [14]. Algorytm ten został wyprowadzony na podstawie żmudnej analizy wektorowej, przeprowadzonej dla zwarcia międzyfazowego. W zamieszczonym wyprowadzeniu nie występuje kąt synchronizacji i nie podano, czy ulega on wyrugowaniu, czy też istnieje konieczność wcześniejszej synchronizacji danych pomiarowych. W rezultacie analizy uzyskano pojedyncze równanie kwadratowe na poszukiwaną odległość do zwarcia. Na podstawie zamieszczonych tam badań (łącznie 4 przypadki zwarcia) stwierdzono, że *na ogół* nie ma problemów z określeniem, który z pierwiastków równania kwadratowego wskazuje rzeczywistą odległość do zwarcia. Dla analizowanych tam przypadków uzyskano, że tylko jedno z rozwiązań wskazuje na zwarcie w linii, a drugie z nich – zawsze poza linią. Nie podano jednak, jak należy dokonać selekcji rozwiązania gdy zajdzie przypadek, w którym oba rozwiązania wskazują na zwarcie w linii. Po wyprowadzeniu równania kwadratowego na przykładzie zwarcia międzyfazowego stwierdzono w [14], że używany algorytm obowiązuje dla wszystkich rodzajów zwarć – w tym dla zwarć pojedynczej fazy z ziemią. Na podstawie analizy, autor niniejszej pracy jest zdania, że uogólnienie algorytmu na wszystkie rodzaje zwarć jak w publikacji [14] nie wprowadza dodatkowych błędów jedynie wówczas, gdy $\arg(\underline{Z}_{1L}) = \arg(\underline{Z}_{0L})$, co powoduje, że: $\arg(\underline{P}_{FLT}) = 0$. Jeśli taki warunek nie jest spełniony, co jest bardzo realne, to występują dodatkowe błędy. W zaprezentowanym w pracy [14] jednostkowym przykładzie zwarcia pojedynczej fazy z ziemią takie dodatkowe błędy nie wystąpiły, przyjęto bowiem dane, dla których kąty fazowe impedancji linii dla składowej zgodnej oraz zerowej różnią się tylko nieznacznie ($\arg(\underline{Z}_{1L}) = 78,37^\circ$, $\arg(\underline{Z}_{0L}) = 78,44^\circ$).

8.3.2. ALGORYTM PODSTAWOWY – OCENA DOKŁADNOŚCI

Zaprezentowany algorytm lokalizacji został poddany wszechstronnej ocenie przy użyciu sygnałów uzyskanych z programu ATP-EMTP [27]. Dokładność lokalizacji w układach testowych 1, 2 (DODATEK) zilustrowano tabelami 8.2 i 8.3.

Pomimo braku kompensacji pojemności poprzecznych dla linii 300 km, wartość średnia błędu określania odległości do zwarcia nie przekracza 0,5%. Kompensacja pojemności może być ewentualnie pożądana dla rezystancji przejścia znacznie większych niż dla przeprowadzonych badań.

Tabela 8.2. Algorytm lokalizacji podstawowy – procentowe wartości błędów określania odległości do zwarcia w układzie testowym 1 (DODATEK): linia jednotorowa, 400 kV, 300 km

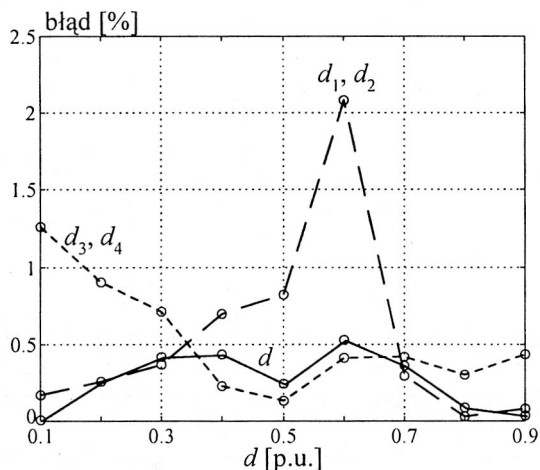
Odległość do zwarcia p.u.	$L1-N$ $R_F = 10 \Omega$	$L1-N$ $R_F = 25 \Omega$	$L1-L1$ $R_F = 2 \Omega$	$L1-L2-N$ $R_F = 10 \Omega$	$L1-L2-L3$ $R_F = 10 \Omega$
0,1	0,01	0,55	0,09	0,46	0,46
0,2	0,26	0,34	0,23	0,20	0,20
0,3	0,42	0,75	0,30	0,47	0,47
0,4	0,43	0,93	0,29	0,61	0,61
0,5	0,24	0,79	0,05	0,49	0,49
0,6	0,53	0,42	0,89	0,97	1,01
0,7	0,36	1,64	0,06	1,27	1,26
0,8	0,09	0,93	0,24	0,08	0,10
0,9	0,04	0,45	0,28	0,14	0,12
Błąd min.	0,01	0,34	0,05	0,08	0,10
Błąd maks.	0,53	1,64	0,89	1,27	1,26
Błąd średni	0,26	0,76	0,27	0,52	0,52
Błąd min.	0,01				
Błąd maks.	1,64				
Błąd średni	0,47				

Tabela 8.3. Algorytm lokalizacji podstawowy – procentowe wartości błędów określania odległości do zwarcia w układzie testowym 2 (DODATEK): linia dwutorowa, 400 kV, 300 km

Odległość do zwarcia, p.u.	$L1-N$ $R_F = 10 \Omega$	$L1-N$ $R_F = 25 \Omega$	$L1-L1$ $R_F = 2 \Omega$	$L1-L2-N$ $R_F = 10 \Omega$	$L1-L2-L3$ $R_F = 10 \Omega$
0,1	0,11	0,30	0,02	0,62	0,62
0,2	0,21	0,29	0,04	0,09	0,10
0,3	0,28	0,50	0,05	0,07	0,07
0,4	0,43	0,65	0,22	0,06	0,05
0,5	0,52	0,71	0,48	0,17	0,16
0,6	0,43	0,28	0,27	0,81	0,87
0,7	0,03	0,33	0,72	0,15	0,15
0,8	0,08	0,34	0,46	0,20	0,21
0,9	0,07	0,27	0,26	0,10	0,10
Błąd minimalny	0,03	0,27	0,02	0,06	0,05
Błąd maksymalny	0,52	0,71	0,72	0,81	0,87
Błąd średni	0,24	0,40	0,20	0,25	0,26
Błąd minimalny	0,02				
Błąd maksymalny	0,87				
Błąd średni	0,27				

Dzięki równoczesnemu wykorzystaniu obu równań (8.13) i (8.15) uzyskuje się jednoznaczny rezultat (8.16), a równocześnie błąd jest mniejszy niż gdyby oddzielnie stosować każde z równań i dokonywać selekcji poprawnego rozwiązania przez pomiar kąta synchronizacji. Zilustrowano to na rysunku 8.3, gdzie przedstawiono wartości

błędów lokalizacji zwarć w linii jednotorowej (układ testowy 1 – DODATEK) podczas zwarć jednofazowych z ziemią przez rezystancję przejścia $R_F = 10 \Omega$.



Rys. 8.3. Wartości błędów określania odległości do zwarcia:
 krzywa (d_1, d_2) – błąd dla poprawnego rezultatu, wybranego z rozwiązań (d_1, d_2) równania (8.13),
 krzywa (d_3, d_4) – błąd dla poprawnego rezultatu, wybranego z rozwiązań (d_3, d_4) równania (8.15),
 krzywa (d) – błąd dla rozwiązania równania (8.16)

Fig. 8.3. Errors in fault distance estimation:

plot (d_1, d_2) – error for the valid result selected from among the solutions (d_1, d_2) of (8.13),
 plot (d_3, d_4) – error for the valid result selected from among the solutions (d_3, d_4) of (8.15),
 plot (d) – error for the solution of (8.16)

8.3.3. ALGORYTM UPROSZCZONY

Stosując uogólniony model pętli zwarciovych z rysunku 8.2a, można zapisać następujące formuły dla pomiaru impedancji przez przekązniki odległościowe w obu stacjach

$$\underline{Z}_{AA_p} - d\underline{Z}_{1L} - \frac{R_F}{\underline{P}_{FLT}} \frac{(\underline{I}_{AA_p} e^{j\delta} + \underline{I}_{BA_p})}{\underline{I}_{AA_p} e^{j\delta}} = 0, \quad (8.17)$$

$$\underline{Z}_{BA_p} - (1-d)\underline{Z}_{1L} - \frac{R_F}{\underline{P}_{FLT}} \frac{(\underline{I}_{AA_p} e^{j\delta} + \underline{I}_{BA_p})}{\underline{I}_{BA_p}} = 0. \quad (8.18)$$

Równania te można również zapisać w postaci

$$\underline{Z}_{AA_p} - d\underline{Z}_{1L} - \frac{R_F}{\underline{P}_{FLT}} \left(1 + \frac{1}{x + jy} \right) = 0, \quad (8.19)$$

$$\underline{Z}_{BA_p} - (1-d)\underline{Z}_{1L} - \frac{R_F}{P_{FLT}}(1+x+jy)=0, \quad (8.20)$$

gdzie:

$$x = \text{real} \left(\frac{\underline{I}_{AA_p} e^{j\delta}}{\underline{I}_{BA_p}} \right),$$

$$y = \text{imag} \left(\frac{\underline{I}_{AA_p} e^{j\delta}}{\underline{I}_{BA_p}} \right).$$

Po zapisaniu równań (8.19), (8.20) oddzielnie dla części rzeczywistej i urojonej uzyskuje się

$$R_{AA_p} - dR_{1L} - \frac{R_F}{|\underline{P}_{FLT}|^2} \left(\text{real}(\underline{P}_{FLT}) \frac{Q^2 + x}{Q^2} - \text{imag}(\underline{P}_{FLT}) \frac{y}{Q^2} \right) = 0, \quad (8.21)$$

$$X_{AA_p} - dX_{1L} - \frac{R_F}{|\underline{P}_{FLT}|^2} \left(-\text{imag}(\underline{P}_{FLT}) \frac{Q^2 + x}{Q^2} - \text{real}(\underline{P}_{FLT}) \frac{y}{Q^2} \right) = 0, \quad (8.22)$$

$$(R_{BA_p} - R_{1L}) + dR_{1L} - \frac{R_F}{|\underline{P}_{FLT}|^2} (\text{real}(\underline{P}_{FLT})(1+x) + \text{imag}(\underline{P}_{FLT})y) = 0, \quad (8.23)$$

$$(X_{BA_p} - X_{1L}) + dX_{1L} - \frac{R_F}{|\underline{P}_{FLT}|^2} (-\text{imag}(\underline{P}_{FLT})(1+x) + \text{real}(\underline{P}_{FLT})y) = 0, \quad (8.24)$$

gdzie:

$$Z_{AA_p} = R_{AA_p} + jX_{AA_p},$$

$$Z_{BA_p} = R_{BA_p} + jX_{BA_p},$$

$$Q = \sqrt{x^2 + y^2} = \left| \frac{\underline{I}_{AA_p} e^{j\delta}}{\underline{I}_{BA_p}} \right| = \frac{|\underline{I}_{AA_p}|}{|\underline{I}_{BA_p}|}.$$

Równania (8.21)–(8.24) są układem czterech równań z taką samą liczbą niewiadomych: d – odległość do zwarcia, R_F – rezystancja w miejscu zwarcia, oraz zmienne (x, y) (zdefiniowane w (8.19) i (8.20)).

Jeśli współczynnik $\underline{P}_{FLT}$, zależny od rodzaju zwarcia (tab. 8.1), jest liczbą rzeczywistą ($\underline{P}_{FLT} = P_{FLT} + j0$), to rozwiązanie układu równań (8.21)–(8.22) uzyskuje się w bardzo prostej postaci. Wtedy bowiem

$$R_{AA_p} - dR_{1L} - \frac{R_F}{P_{FLT}} \left(\frac{Q^2 + x}{Q^2} \right) = 0, \quad (8.25)$$

$$X_{AA_p} - dX_{1L} - \frac{R_F}{P_{FLT}} \left(\frac{-y}{Q^2} \right) = 0, \quad (8.26)$$

$$(R_{BA_p} - R_{1L}) + dR_{1L} - \frac{R_F}{P_{FLT}}(1+x) = 0, \quad (8.27)$$

$$(X_{BA_p} - X_{1L}) + dX_{1L} - \frac{R_F}{P_{FLT}}y = 0. \quad (8.28)$$

Na podstawie (8.26), (8.28) uzyskuje się zależność na odległość do zwarcia jako

$$d = \frac{X_{AA_p}Q^2 + X_{BA_p} - X_{1L}}{X_{1L}(Q^2 - 1)}. \quad (8.29)$$

Uzyskana zależność (8.29) pozwala więc wyznaczyć odległość do zwarcia (d) na podstawie tylko pomiarów reaktancji przez przekąźniki odległościowe (X_{AA_p} , X_{BA_p}) oraz stosunku amplitud prądów pętli zwarciovych (Q). Jest to możliwe, jeśli amplitudy prądów uformowanych przez przekąźniki odległościowe na obu końcach linii są różne ($Q \neq 1$).

Gdy stosunek amplitud prądów (Q) jest równy lub bardzo bliski jedności, lokalizację zwarcia należy przeprowadzać na podstawie pomiaru rezystancji, co z pewnością wiąże się z mniejszą dokładnością. Z (8.25) i (8.27) uzyskuje się zależność

$$d = \frac{R_{AA_p} - R_{BA_p} + R_{1L} - \frac{R_F}{P_{FLT}} \frac{(1-Q^2)}{Q^2} x}{2R_{1L}}, \quad (8.30)$$

która w przypadku jednakowych amplitud prądów ($Q = 1$) daje

$$d = \frac{R_{AA_p} - R_{BA_p} + R_{1L}}{2R_{1L}}. \quad (8.31)$$

W praktyce należy wprowadzić pewien wąski przedział wokół punktu, w którym amplitudy prądów są równe $Q = 1$. W przedziale tym

$$(1 - \varepsilon) < Q < (1 + \varepsilon) \quad (8.32)$$

odległość do zwarcia wyznacza się według (8.31).

Współczynnik P_{FLT} dla zwarć jednofazowych z ziemią (tab. 8.1), nie jest w ogólnym przypadku liczbą rzeczywistą. Wtedy, w celu zapewnienia możliwości stosowania przedstawionego tu *algorytmu uproszczonego*, należy zastosować zmodyfikowany model pętli zwarciovowej z rysunku 8.2b. Model ten wymaga modyfikacji danych wejściowych algorytmu lokalizacji przedstawionych w (8.8).

Przedstawiony *algorytm uproszczony* można porównać z *linear algorithm*, zaprezentowanym przez Cooka w pracy [14], który został wyprowadzony na podstawie żmudnej analizy wektorowej, przeprowadzonej dla zwarcia międzyfazowego. Postać *linear algorithm* jest identyczna z zaprezentowanym tu *algorytmem uproszczonym*, ale tylko w wersji dla zwarć wielofazowych. W pracy [14] stwierdzono, że uzyskany tam

algorytm obowiązuje dla wszystkich rodzajów zwarć – w tym dla zwarć pojedynczej fazy z ziemią. Takie uogólnienie algorytmu na wszystkie rodzaje zwarć jak w [14] nie wprowadza dodatkowych błędów, jedynie gdy kąty fazowe impedancji linii dla składowej zgodnej oraz zerowej są identyczne (warunek: (8.8)), co powoduje, że: $\arg(\underline{P}_{FLT}) = 0$. Dla rzeczywistych linii warunek ten nie jest spełniony i występują dodatkowe błędy w lokalizacji zwarć. Dla uniknięcia tych błędów autor niniejszej pracy wprowadził zmodyfikowany model pętli zwarciowej. W jednostkowym przykładzie zwarcia pojedynczej fazy z ziemią, zaprezentowanym przez Cooka w [14], takie dodatkowe błędy nie wystąpiły, bowiem przyjęto tam dane, dla których kąty fazowe impedancji linii dla składowej zgodnej oraz zerowej różnią się tylko nieznacznie ($\arg(\underline{Z}_{1L}) = 78,37^\circ$, $\arg(\underline{Z}_{0L}) = 78,44^\circ$).

8.3.4. ALGORYTM UPROSZCZONY – OCENA DOKŁADNOŚCI

Zaprezentowany *algorytm uproszczony* został poddany wszechstronnej ocenie przy użyciu danych pomiarowych uzyskanych z programu ATP-EMTP [27]. Dokładność algorytmu uproszczonego dla zwarć w testowych układach 1 oraz 2 (DODATEK) ilustrują rezultaty w tabelach 8.4, 8.5a, b; 8.6a, b.

Na podstawie uzyskanych wyników (tab. 8.4) stwierdzono, że w przypadku zwarć pojedynczej fazy z ziemią powinien być stosowany zmodyfikowany model pętli zwarciowej (rys. 8.2b). Pozwala on na uniknięcie dodatkowych błędów, powodowanych uproszczeniem polegającym na przyjęciu, że: $\text{imag}(\underline{P}_{FLT}) = 0$, a więc, że kąty fazowe impedancji linii dla składowej zgodnej oraz zerowej są identyczne. Te dodatkowe błędy można określić jako różnicę między błędami dla przypadków, odpowiednio: ze wspomnianym uproszczeniem ($\text{imag}(\underline{P}_{FLT}) = 0$) oraz bez tego uproszczenia (tab. 8.4). Sięgają one kilka procent, maksymalnie 6% – dla zwarcia w odległości 0,6 p.u.

Tabela 8.4. Algorytm lokalizacji uproszczony – porównanie błędów określania odległości do zwarcia w układzie testowym 1 (DODATEK): linia jednotorowa, 400 kV, 300 km, zwarcie L1–N, $R_F = 10 \Omega$, przy stosowaniu uproszczenia ($\text{imag}(\underline{P}_{FLT}) = 0$) oraz bez tego uproszczenia

Odległość do zwarcia, p.u.	$Q, -$	Błąd, %	
		uproszczenie: $\text{imag}(\underline{P}_{FLT}) = 0$	bez uproszczenia
0,1	6,2655	0,7566	0,1232
0,2	3,6769	0,8893	0,2137
0,3	2,4472	1,1526	0,3342
0,4	1,7291	1,7892	0,5316
0,5	1,2589	4,3333	1,0471
0,6	0,9273	8,2765*	2,1485*
0,7	0,6814	2,9160	0,3189
0,8	0,4920	1,7401	0,0656
0,9	0,3419	1,3048	0,0426

* Lokalizacja na podstawie rezystancji (8.33).

Tabela 8.5. Algorytm lokalizacji uproszczony – procentowe wartości błędów określania odległości do zwarcia w układzie testowym I (DODATEK): linia jednororowa, 400 kV, 300 km

a)

Odległość do zwarcia, p.u.	$L1-N$ $R_F = 10 \Omega$		$L1-N$ $R_F = 25 \Omega$	
	$Q, -$	błąd, %	$Q, -$	błąd, %
0,1	6,2655	0,12	8,2328	0,38
0,2	3,6769	0,21	4,4210	0,52
0,3	2,4472	0,33	2,8355	0,70
0,4	1,7291	0,53	1,9675	0,99
0,5	1,2589	1,05	1,4204	1,67
0,6	0,9273	2,15*	1,0443	2,71*
0,7	0,6814	0,32	0,7704	1,69
0,8	0,4920	0,07	0,5622	0,67
0,9	0,3419	0,04	0,3991	0,37
Błąd minimalny		0,04		0,37
Błąd maksymalny		2,15		2,71
Błąd średni		0,54		1,08

* Lokalizacja na podstawie rezystancji (8.33).

b)

Odległość do zwarcia, p.u.	$L1-L2$ $R_F = 2 \Omega$		$L1-L2-N$ $R_F = 10 \Omega$		$L1-L2-L3$ $R_F = 10 \Omega$	
	$Q, -$	błąd, %	$Q, -$	błąd, %	$Q, -$	błąd, %
0,1	5,4970	0,06	6,3508	0,22	6,3508	0,22
0,2	3,5066	0,12	3,9036	0,30	3,9036	0,30
0,3	2,4420	0,09	2,6705	0,35	2,6705	0,36
0,4	1,7818	0,10	1,9297	0,47	1,9297	0,46
0,5	1,3328	0,05	1,4364	0,61	1,4364	0,66
0,6	1,0084	0,61*	1,0850	1,98	1,0850	2,00
0,7	0,7635	0,47	0,8225	0,46	0,8225	0,44
0,8	0,5726	0,28	0,6195	0,04	0,6195	0,05
0,9	0,4198	0,25	0,4581	0,05	0,4581	0,03
Błąd minimalny		0,06		0,04		0,03
Błąd maksymalny		0,61		1,98		2,00
Błąd średni		0,23		0,45		0,50

* Lokalizacja na podstawie rezystancji (8.33).

Uzyskana dokładność lokalizacji za pomocą *algorytmu uproszczonego* – nawet ze stosowaniem zmodyfikowanego modelu pętli zwarciowej (tab. 8.5, 8.6), w porównaniu z przypadkiem *algorytmu podstawowego* (tab. 8.2, 8.3), jest gorsza. Szczególnie dla zwarć w linii, dla których amplitudy prądów przekąźników odległościowych z obu końców są do siebie zbliżone ($Q \approx 1$), lokalizacja jest mniej dokładna, bowiem błędy mogą sięgać 2–4,5%.

Tabela 8.6. Algorytm lokalizacji uproszczony – procentowe wartości błędów określania odległości do zwarcia w układzie testowym 2 (DODATEK): linia dwutorowa, 400 kV, 300 km

a)

Odległość do zwarcia, p.u.	$L1-N$ $R_F = 2 \Omega$		$L1-N$ $R_F = 25 \Omega$	
	$Q, -$	błąd, %	$Q, -$	błąd, %
0,1	6,1446	0,12	7,5084	0,28
0,2	3,5607	0,23	4,0743	0,36
0,3	2,3580	0,41	2,6266	0,50
0,4	1,6626	0,74	1,8278	0,76
0,5	1,2074	1,72	1,3197	1,47
0,6	0,8858	2,67*	0,9674	1,72
0,7	0,6460	0,51	0,7083	0,88
0,8	0,4600	0,18	0,5093	0,41
0,9	0,3114	0,05	0,3518	0,27
Błąd minimalny		0,05		0,27
Błąd maksymalny		2,67		1,47
Błąd średni		0,74		0,74

* Lokalizacja na podstawie rezystancji wg (8.33).

b)

Odległość do zwarcia, p.u.	$L1-L1$ $R_F = 10 \Omega$		$L1-L2-N$ $R_F = 10 \Omega$		$L1-L2-L3$ $R_F = 10 \Omega$	
	$Q, -$	błąd, %	$Q, -$	błąd, %	$Q, -$	błąd, %
0,1	6,1431	0,02	6,9252	0,14	6,9252	0,14
0,2	3,6492	0,13	3,9690	0,08	3,9690	0,13
0,3	2,4372	0,31	2,6092	0,03	2,6092	0,03
0,4	1,7225	0,71	1,8296	0,21	1,8296	0,22
0,5	1,2517	1,86	1,3247	0,64	1,3247	0,63
0,6	0,9199	4,79*	0,9728	4,46*	0,9728	4,50*
0,7	0,6730	1,10	0,7132	0,66	0,7132	0,66
0,8	0,4833	0,54	0,5151	0,30	0,5151	0,31
0,9	0,3333	0,27	0,3591	0,10	0,3591	0,10
Błąd minimalny		0,02		0,03		0,03
Błąd maksymalny		4,79		4,46		4,50
Błąd średni		1,08		0,74		0,75

* Lokalizacja na podstawie rezystancji wg (8.33).

9. ALGORYTMY POMOCNICZE DO LOKALIZACJI ZWARĆ

Do algorytmów pomocniczych lokalizatorów zwarcć zaliczają się głównie procedury przeznaczone do:

- detekcji zwarcia,
- określenia kierunku wystąpienia zwarcia,
- klasyfikacji zwarcia,
- korekcji błędów transformacji przekładników napięciowych i prądowych,
- pomiaru parametrów elektrycznych linii energetycznej oraz impedancji systemu ekwiwalentnego w stacji, z której wyprowadzona jest linia (zagadnienie to rozważono w rozdziale 4.).

9.1. ALGORYTMY DETEKЦИИ ZWARCIA

Detekcja zwarcia jest niezbędna do uruchomienia procedury określenia miejsca zwarcia. Prawidłowe rozpoznanie chwili powstania zwarcia jest szczególnie ważne, gdy algorytm lokalizacji oprócz wielkości pozwarciovych używa również tych sprzed stanu zwarcia. Opóźniona detekcja zwarcia skraca szerokość dostępnego przedziału wielkości pozwarciovych (od momentu detekcji do wyłączenia linii przez wyłącznik).

Lokalizatory zwarcć najczęściej korzystają z detekcji zwarcia dokonywanej przez zabezpieczenia elektroenergetyczne. Niekiedy jednak mają autonomiczne algorytmy detekcji zwarcia, jak również użytkownik może mieć możliwość interakcyjnego wprowadzania zmiany rozpoznanego momentu zwarcia, w ramach dostępnego przedziału zarejestrowanych sygnałów napięć i prądów [52].

W technice cyfrowej najczęściej stosowanymi podejściami do detekcji zwarcia w linii energetycznej są:

- obserwacja wyników pomiaru cyfrowego takich wielkości, jak: amplitudy prądów i napięć fazowych, amplitudy składowych symetrycznych prądu i napięcia, moduły impedancji fazowych [52, 55, 62, 217],
- obserwacja sygnałów różnicowych metodą *próbka po próbce*, oparta na określaniu przyrostu między dwoma kolejnymi próbkami (aproksymacja pierwszej pochodnej sygnału) [37],
- obserwacja sygnałów różnicowych metodą *okres po okresie* – określanie różnicy pomiędzy bieżącą próbką sygnału a odpowiadającą jej próbką sprzed okresu (20 ms) [37],
- metoda analizy widmowej sygnałów zabezpieczeniowych, przeznaczona do detekcji zwarcć w liniach napowietrznych przez dużą rezystancję, polegającą na wyznaczeniu odpowiednich miar i porównaniu ich wartości ze stosownie dobranym progiem [99],
- stosowanie filtru medianowego oraz filtru uśredniającego i porównanie bezwzględnej różnicy wyjść obu filtrów z wartością progową wskaźnika [37, 62].

Aplikacja wymienionych metod wymaga określenia wartości optymalnych dla progów rozruchowych, zapewniających z jednej strony wystarczającą czułość i szybkość działania, z drugiej zaś – odstrojenie od możliwych zmian parametrów sygnałów kryterialnych w stanie normalnej pracy systemu (podczas zmian obciążenia, operacji łączeniowych, regulacji napięcia na zaczepekach transformatorów itp.). Czas detekcji zwarcia zależy od przyjętych wartości progowych, dla których należy przeprowadzić statystyczną optymalizację [62].

Do detekcji zwarć stosowane są również metody nowoczesne z wykorzystaniem teorii zbiorów rozmytych, sztucznych sieci neuronowych (SSN), teorii fal wędrownych, filtracji Kalmana i sekwencyjnego testu ilorazu wiarygodności [15, 31, 32, 33, 89, 137].

9.2. ALGORYTMY OKREŚLENIA KIERUNKU WYSTĄPIENIA ZWARCIA

Zadaniem elementu kierunkowego jest określenie, czy zwarcie wystąpiło w kierunku zabezpieczanej linii i występuje konieczność lokalizacji zwarcia, czy też w przeciwnym.

Duże znaczenie ma element kierunkowy z polaryzacją sygnałów napięciowych typu poprzecznego, pamięciową lub ich kombinacją [169]. Przy pełnej polaryzacji poprzecznej napięcie polaryzujące jest brane całkowicie z faz nie dotkniętych zwarcie [169]. Jeśli stosuje się ją wraz z jednoczesną eliminacją wpływu prądu obciążenia wstępnego (indeks: pre) impedancja, przykładowo dla fazy $L1$, jest wyznaczana następująco

$$\underline{Z}_{L1} = \frac{\underline{V}_{L2-L3}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L1_pre}} \quad (9.1)$$

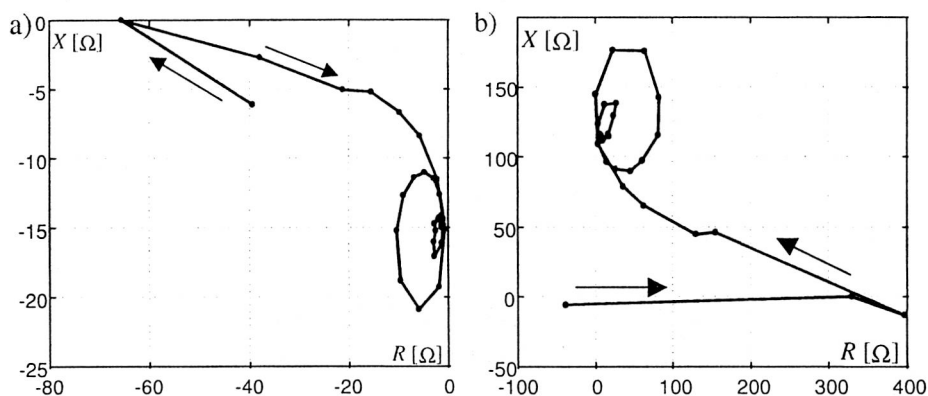
Dla zwarć w kierunku zabezpieczanej linii argument tej impedancji powinien zawierać się w granicach: od -15° do 115° [169].

W innym bardzo oryginalnym rozwiązaniu elementu kierunkowego wykorzystuje się przyrost impedancji dla składowej zgodnej [114], określonej przez składowe zgodne dla napięć i prądów – skompensowanych wartościami sprzed zwarcia

$$\Delta \underline{Z}_1 = \frac{(\underline{V} - \underline{V}_{pre})_1}{(\underline{I} - \underline{I}_{pre})_1} \quad (9.2)$$

Dla zwarć w linii impedancja (9.2), niezależnie od odległości zwarcia, ustala się w III ćwiartce płaszczyzny zespolonej na wartości równej składowej zgodnej impedancji systemu lokalnego, pomnożonej przez -1 (rys. 9.1a). Dla zwarć wstecz od punktu pomiarowego impedancja (9.2) ustala się w I ćwiartce na wartości będącej sumą impedancji (dla składowej zgodnej) całej linii oraz systemu zasilającego z przeciwniejszej stacji (rys. 9.1b).

Oprócz metod tradycyjnych do realizacji funkcji elementu kierunkowego są stosowane różne nowoczesne metody, włącznie z użyciem sztucznych sieci neuronowych.



Rys. 9.1. Ilustracja działania elementu kierunkowego (9.2) dla zwarcia:

a) w linii, b) wstecznego

Fig. 9.1. Illustration of operation of the directional element (9.2) under:

a) fault in a line, b) backward fault

9.3. KLASYFIKACJA ZWARĆ

Prawidłowa klasyfikacja jest niezbędna dla algorytmów lokalizacji zwarcia stosujących formowanie sygnałów pętli zwarciovych jak w zabezpieczeniach odległościowych. Odnosi się to głównie do algorytmów lokalizacji opartych na pomiarach lokalnych oraz algorytmów stosujących pomiary z przekazników zabezpieczeniowych.

Klasyfikacja rodzaju zwarcia polega na rozpoznaniu faz, które biorą udział w zwarcu oraz na sprawdzeniu, czy zaistniałe zwarcie jest izolowane czy doziemne. Zadanie to można rozwiązać z zastosowaniem podejścia jedno- lub trójfazowego [61].

Sygnałami wejściowymi procedury klasyfikacji zwarcia mogą być napięcia i prądy z poszczególnych faz układu i ich pochodne (impedancje, moce itp.) oraz sygnały kolejności zerowej (napięcia, prądy, impedancje), a także pewne sygnały niestandardowe. Selekcja faz biorących udział w zwarcu opiera się zazwyczaj na [61, 197, 217]:

- obserwacji wyznaczonych numerycznie impedancji fazowych, których wartość w przypadku uczestnictwa danej fazy w zwarcu spada znacząco poniżej pewnej wartości progowej (skorelowanej z wartością odpowiadającą maksymalnemu obciążeniu linii),
- obserwacji wartości składowych symetrycznych (lub Clarke'a) prądu i napięcia,
- śledzeniu próbek lub zmian amplitudy sygnałów tzw. czystozwarciovych.

Zastosowanie wymienionych metod do klasyfikacji faz zwartych wymaga ostrożnego określenia wartości progów rozruchowych, zapewniających prawidłową pracę algorytmu, tj. wystarczającą czułość i szybkość działania oraz odstrojenie od możliwych zmian parametrów sygnałów kryterialnych w stanie normalnej pracy systemu. Wymaga to zastosowania stosownej zwłoki czasowej lub licznika akumulacyjnego [61].

W ostatnich latach została opracowana cała rodzina zupełnie nowych metod klasyfikacji zwarć, opartych na niestandardowych sygnałach i metodach przetwarzania informacji: technikę zbiorów rozmytych, sztuczne sieci neuronowe, analizę fal wędrovnych, filtrację Kalmana, metody probabilistyczne [17, 31, 80, 89, 137].

9.4. KOMPENSACJA BŁĘDÓW POJEMNOŚCIOWYCH PRZEKŁADNIKÓW NAPIĘCIOWYCH

W sieciach najwyższych napięć do pomiaru napięć stosowane są pojemnościowe przekładniki napięciowe (PPN). W przypadku obniżki napięcia pierwotnego, jak podczas zwarć w linii, w napięciu wtórnym PPN występują składowe przejściowe, które są generowane w obwodzie przekładnika. Eliminacja tych składowych jest szczególnie pożądana dla szybkich i czułych zabezpieczeń odległościowych linii energetycznych [56, 105, 156, 170, 177, 202, 203]. W przypadku lokalizacji zwarć taka kompensacja prowadzi do poprawy dokładności lokalizacji, szczególnie wówczas, gdy dysponuje się stosunkowo krótkim przedziałem zarejestrowanych wielkości zwarciovych, tj. przedziałem krótszym od dwóch okresów częstotliwości podstawowej. Dalej przedstawiono algorytm korekcyjny do eliminacji błędów przejściowych PPN, zaproponowany w publikacji [56].

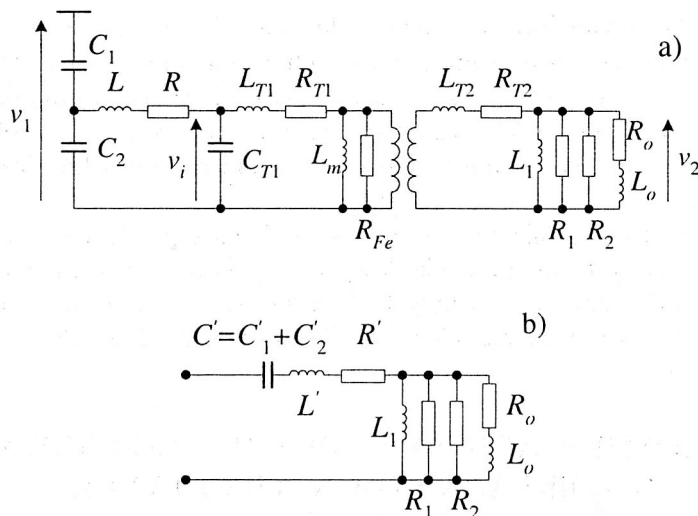
W schemacie zastępczym PPN (rys. 9.2a) poszczególne elementy oznaczają:

C_1, C_2 ,	– dzielnik kondensatorowy,
L, R	– dławik rezonansowy,
L_1, R_1, R_2	– układ tłumiący drgania ferorezonansowe [202],
L_o, R_o	– obciążenie przekładnika,
$L_{T1}, R_{T1}, L_{T2}, R_{T2}, L_m, R_{Fe}, C_{T1}$	– elementy reprezentujące transformator pośredniczący w schemacie zastępczym.

Po sprowadzeniu wszystkich elementów schematu zastępczego do jednego poziomu napięcia i przyjęciu typowych założeń upraszczających [56] uzyskuje się model jak na rysunku 9.2b, dla którego funkcja przejścia ma postać

$$G_{PPN}(s) = \frac{A_3 s^3 + A_2 s^2}{B_4 s^4 + B_3 s^3 + B_2 s^2 + B_1 s + B_0}, \quad (9.3)$$

gdzie: $A_3, A_2, B_4, B_3, B_2, B_1, B_0$ – współczynniki określone przez parametry modelu.



Rys. 9.2. Schemat zastępczy (a) oraz model PPN przyjęty do korekcji (b)
Fig. 9.2. Schematic diagram (a) and model of PPN assumed for the compensation (b)

W celu kompensacji składowych przejściowych generowanych w obwodzie PPN należy dokonać inwersji jego funkcji przejścia (9.3). Dokładna inwersja nie jest tu możliwa i w pracy [56] zaproponowano użycie takiej inwersji, że daje to

$$G_{PPN}(s) G_{COM_1}(s) = \frac{s^2}{A_4 s^3 + A_5 s^2 + A_6 s + A_7}, \quad (9.4)$$

gdzie: A_4, A_5, A_6, A_7 – współczynniki, które można dobrać ze względu na pożądaną transmitancję pewnego *umyślnego* PPN, *uzyskiwanego* jako wynik takiej inwersji.

Na rysunku 9.3 przedstawiono zasadę projektowania korektora cyfrowego, zdolnego do kompensacji składowych przejściowych generowanych w obwodzie PPN oraz mającego korzystną charakterystykę częstotliwościową [56]. W pierwszej kolejności wprowadza się cyfrową reprezentację członu $G_{COM_1}(s)$, zapewniającego inwersję (9.4). Do tego celu można zastosować dyskretyzację według metody trapezów

$$s \Rightarrow w \frac{(1 - z^{-1})}{(1 + z^{-1})}, \quad (9.5)$$

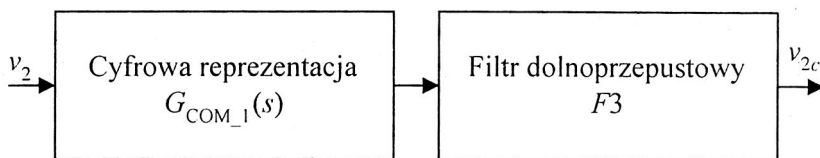
gdzie:

$$w = \frac{\omega_1 T_s}{\tan(0,5\omega_1 T_s)},$$

ω_1 – pulsacja podstawowa,

T_s – okres próbkowania,

z^{-1} – operator opóźnienia o jeden okres próbkowania.



Rys. 9.3. Zasada projektowania cyfrowego korektora do kompensacji błędów przejściowych PPN
Fig. 9.3. Principle of design of a digital corrector for compensating PPN-induced transients

Następnym elementem w kaskadzie z rysunku 9.3 jest filtr cyfrowy nierekursywny ($F3$), dla którego sformułowano następujące wymagania:

- zerowe wzmocnienie dla połowy częstotliwości próbkowania,
- moduł równy jedności i brak przesunięcia fazowego dla częstotliwości podstawowej,
- krótkie okno pomiarowe (możliwie najkrótsze: 3-próbkowe).

W rezultacie kaskada z rysunku 9.3 prowadzi do następującego filtru cyfrowego rekursywnego, stanowiącego projektowany korektor

$$v_{2c}(n) = \sum_{i=0}^{i=6} P_i v_2(n-i) - \sum_{i=1}^{i=4} Q_i v_{2c}(n-i), \quad (9.6)$$

gdzie:

v_{2c} – napięcie wtórne PPN po korekcji,

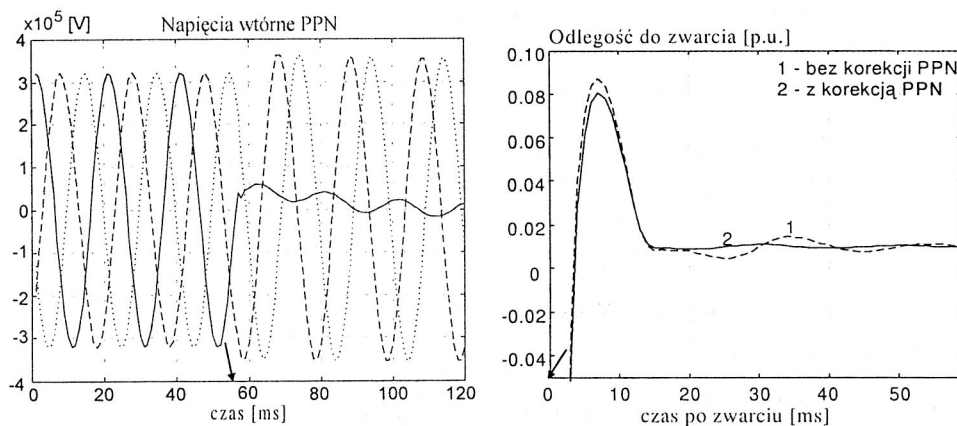
P_i, Q_i – współczynniki określone stosownie przez stałe występujące we wzorach (9.3) i (9.4).

Efekt zastosowania korektora (9.6), zaprojektowanego dla częstotliwości próbkowania 1000 Hz, wszechstronnie oceniono z użyciem danych z symulacji ATP-EMTP [56, 156, 170].

Na rysunku 9.4 zilustrowano wpływ kompensacji składowych przejściowych PPN na przebieg estymowanej odległości do zwarcia (algorytm lokalizacji z pracy [29]). Badanie to dotyczy zwarcia $L1-N$, występującego w odległości 0,01 p.u. w układzie testowym 1 (DODATEK).

W napięciu wtórnym fazy ze zwarcie (rys. 9.4 – napięcia są wyrażone w jednostkach pierwotnych) występują wolno zanikające składowe przejściowe. Zwiększają one fluktuacje w wyznaczonej odległości do zwarcia, co wymaga uważnego uśredniania do uzyskania wyniku końcowego w postaci jednej liczby.

Zastosowanie korektora (9.6) powoduje znaczące zmniejszenie oscylacji dla wyznaczonej odległości i w efekcie uśrednianie wyniku jest łatwiejsze – rezultat końcowy jest mniej zależny od wyboru przedziału, w którym to uśrednianie jest dokonywane.



Rys. 9.4. Ilustracja wpływu kompensacji błędów przejściowych PPN na wyznaczaną odległość do zwarcia

Fig. 9.4. Illustration of impact of compensation of PPN transients upon the estimated distance to a fault

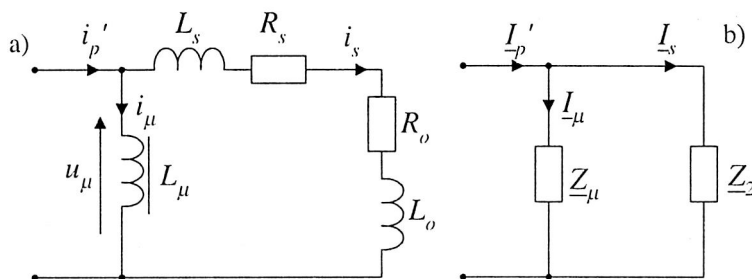
9.5. KOMPENSACJA BŁĘDÓW PRZEKŁADNIKÓW PRĄDOWYCH

W przypadku nasycenia rdzenia magnetycznego, co może wystąpić przy wzroście prądu pierwotnego i zawartości w nim składowej aperiodycznej oraz ewentualnej obecności strumienia resztkowego w rdzeniu o odpowiedniej polaryzacji, klasyczne przekładniki prądowe (PP) mogą wprowadzać duże błędy transformacji prądów z systemu energetycznego do urządzeń automatyki elektroenergetycznej [48, 77, 93, 115, 139, 170, 201, 203, 204]. W wyniku nasycenia prąd wtórny przekładnika może być znacznie zniekształcony, powodując znane trudności dla układów zabezpieczeń, ale również dla lokalizatorów zwarc.

Richards i Tan w pracy [139] zaproponowali algorytm lokalizacji uwzględniający (kompensujący) błędy transformacji PP w warunkach ich nasycenia. Rozpatrzono tam proces estymacji, w którym – oprócz nieznanymi parametrów samej lokalizacji: odległość do zwarcia i rezystancja przejścia – występują jeszcze dwa parametry charakterystyki magnesowania według Froelicha. Wektor tych czterech parametrów jest estymowany przy użyciu ważonej metody najmniejszych kwadratów. Obliczenia są iteracyjne i specjalną uwagę należy zwrócić na osiągnięcie zbieżności. Algorytm z pracy [139] ze względu na swoją złożoność nie uzyskał akceptacji do praktycznych zastosowań.

Algorytm znacznie prostszy od zacytowanego przedstawił Wiszniewski w pracy [201]. Wprowadza on model PP dla podstawowej harmonicznej (rys. 9.5b), w którym gałąź magnesowania jest reprezentowana przez impedancję (Z_μ). Impedancja ta nie jest czystą reaktancją, chociaż w modelu wyjściowym dla wielkości chwilowych (rys. 9.5a) występuje jedynie nieliniowa indukcyjność. Procedura korekcyjna w pierwszym

etapie odtwarza składową podstawową prądu pierwotnego, a następnie kompensowany jest *efekt reaktancyjny* – jak w metodach przedstawionych w rozdziale 6. Do odtworzenia składowej podstawowej prądu pierwotnego wykorzystywana jest wiedza aprioryczna odnośnie do argumentu impedancji systemu ekwiwalentnego w stacji lokalnej oraz argumentu impedancji gałęzi magnesowania (Z_μ) – wyznaczanego z formuły empirycznej. Jeśli jest znany moduł impedancji systemu ekwiwalentnego w stacji lokalnej, argument impedancji magnesowania (Z_μ) nie jest już wymagany przez procedurę korekcyjną.



Rys. 9.5. Model przekładnika prądowego dla wartości chwilowych (a) i podstawowej harmonicznej (b)

Fig. 9.5. Model of a current transformer for instantaneous values (a) and for fundamental harmonic (b)

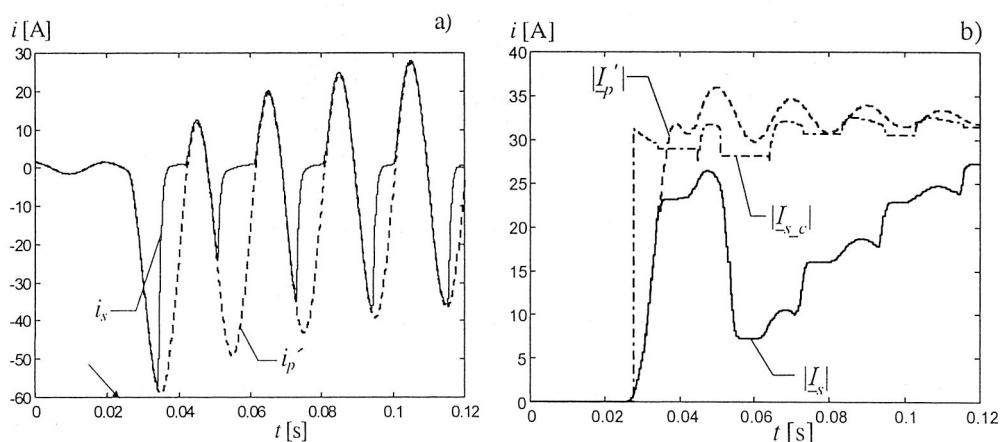
Inny sposób korekcji błędów przejściowych PP zasada się na obserwacji, że w typowych przypadkach w przebiegach nasycającego się przekładnika występują na przemian interwały dokładnej transformacji (brak nasycenia) oraz przedziały o znacznych błędach transformacji (nasycenie). Poprawną informację o stanie chronionej linii wydobywa się z prądu wtórnego PP, zawartego w przedziałach dokładnej transformacji [77, 170, 204]. W tym celu dokonuje się ortogonalizacji sygnału prądu przy użyciu pary filtrów ortogonalnych mających okna pomiarowe o zmiennej (rosnącej) szerokości ($L = \text{var próbek}$) [77, 141, 170, 183, 204, 209]. Dla sygnału napięciowego nie ma potrzeby stosowania takiej techniki i ortogonalizacja może być przeprowadzana za pomocą pary filtrów o oknach mających stałą szerokość (N próbek). Składowe ortogonalne prądów i napięć, uzyskane przy tak różniących się procesach filtracyjnych, mogą być użyte w algorytmie lokalizacji (lub algorytmie odległościowym) dopiero po zastosowaniu procedury kompensującej różne przesunięcia fazowe [77]. W tym celu wprowadza się dodatkowe opóźnienie składowych ortogonalnych prądu

$$\Delta \varphi(k) = \varphi_v - \varphi_i(k) = \frac{\pi}{N} (N - L(k)). \quad (9.7)$$

Skorygowane składowe ortogonalne prądu, opóźnione o $\Delta \varphi(k)$ w stosunku do oryginalnych składowych uzyskuje się [77]

$$\begin{bmatrix} i_d(k) \\ i_q(k) \end{bmatrix}_{\text{koryg.}} = \begin{bmatrix} \cos(\Delta\varphi(k)) & \sin(\Delta\varphi(k)) \\ -\sin(\Delta\varphi(k)) & \cos(\Delta\varphi(k)) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d(k) \\ i_q(k) \end{bmatrix}_{\text{oryginal.}} \quad (9.8)$$

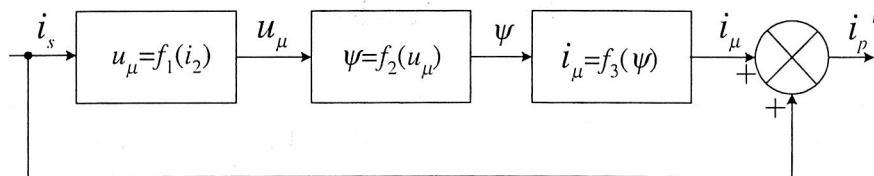
Ilustrację pomiarów z użyciem omawianej metody przedstawiono na rysunku 9.6. W wyniku nasycenia przebieg prądu wtórnego (i_s) jest silnie zniekształcony (rys. 9.6a). Amplituda tego prądu ($|I_s|$ – rys. 9.6b), zmierzona za pomocą algorytmu Fouriera pełnookresowego, w sposób znaczny odbiega od amplitudy wyznaczonej dla hipotetycznego prądu pierwotnego ($|I_p'|$). Przetwarzanie sygnału wyłącznie w interwałach nienasycenia omawianą metodą – daje rezultat ($|I_{s,c}|$), który jest zbliżony do uzyskanego dla prądu pierwotnego, a więc efekt nasycenia jest znacząco skompensowany.



Rys. 9.6. Ilustracja pomiarów z przetwarzania sygnału w interwałach braku nasycenia przekładnika prądowego: a) prąd pierwotny (przeliczony na stronę wtórną) i wtórny, b) pomiar amplitudy
Fig. 9.6. Illustration of measurement with signal processing under no saturation of a current transformer: a) primary current (related to the secondary) and secondary current, b) measurement of amplitude

Jeszcze innym podejściem do korekcji przekładników prądowych jest ich inwersja, dokonywana na drodze cyfrowej [74]. Schemat ideowy tej metody przedstawiono na rysunku 9.7.

W pierwszej kolejności wyznaczane jest napięcie na gałęzi magnesowania (funkcja f_1) – na podstawie prądu wtórnego oraz parametrów wypadkowego obciążenia uzwojenia wtórnego, wliczając jego impedancję. Następnie, w wyniku całkowania, uzyskiwany jest strumień w rdzeniu (funkcja f_2). Na podstawie charakterystyki magnesowania określa się prąd magnesujący (funkcja f_3). Po dodaniu prądu magnesowania do prądu wtórnego odtwarza się prąd pierwotny nasyconego przekładnika. Metoda ta została zrealizowana w technice mikroprocesorowej i przeszła pozytywnie próby laboratoryjne [74].



Rys. 9.7. Schemat blokowy inwersji nieliniowego przekładnika prądowego

Fig. 9.7. Block diagram of inversion of nonlinear current transformer

Podjęmowane były również inne próby korekcji przekładników prądowych, zreferowane w [203], nie spełniły jednak pokładanych nadziei. Autor jest przekonany, że całkowite rozwiązanie kłopotów z tradycyjnymi przekładnikami prądowymi nastąpi w niedalekiej przyszłości, w wyniku wprowadzenia do powszechnego użytku przekładników niekonwencjonalnych – pozbawionych rozważanych tu wad. Z drugiej strony, skutecznym rozwiązaniem kłopotów z nasycaniem przekładników prądowych, w odniesieniu do lokalizacji zwarć w liniach, będzie opracowanie algorytmów, które nie będą używały do obliczeń sygnałów zniekształconych. Stosować będą natomiast wszystkie pozostałe sygnały będące w dyspozycji. Cel ten może być osiągnięty w przypadku stosowania sygnałów wejściowych uzyskanych z pomiarów w różnych punktach systemu energetycznego. Wtedy bowiem istnieje nadmiar informacji.

10. WNIOSKI

1. Przedmiotem niniejszej pracy jest analiza dotychczasowych podstawowych algorytmów, a zasadniczo synteza nowych algorytmów lokalizacji zwarć w liniach przesyłowych, należących do grupy metod impedancyjnych. Rozważane algorytmy są przeznaczone do celów inspekcyjno-remontowych oraz weryfikacji działania zabezpieczeń odległościowych linii. Celem ich stosowania jest dokładne określenie miejsca zwarcia w linii, co jest kluczowe dla maksymalnego skrócenia przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do jej odbiorców.

2. Podstawą syntezy i analizy dla większości z przedstawionych algorytmów są opracowane przez autora uogólnione modele zwarć i pętli zwarciovych. Modele zostały wprowadzone dla składowych symetrycznych oraz we współrzędnych fazowych. Modele uogólnione dla składowych symetrycznych nie były stosowane w dotychczasowych algorytmach lokalizacji, przyjmowano w nich bowiem podejście przeniesione bezpośrednio z techniki zabezpieczeń odległościowych linii. Modele we współrzędnych fazowych opracowano zasadniczo do zastosowania w algorytmach lokalizacji zwarć w liniach z kompensacją szeregową. Mogą one być również użyte do algorytmów dla linii nietransponowanych bez kompensacji.

3. W wyniku zastosowania opracowanych modeli zwarć i pętli zwarciovych do analizy dotychczasowych algorytmów lokalizacji uzyskano ich efektywny zapis, z uwzględnieniem przypadków linii jednotorowej oraz dwutorowej i dla różnych rodzajów zwarć jednocześnie. Pozwoliło to w sposób jasny określić właściwości analizowanych algorytmów i istniejące stopnie swobody odnośnie danych pomiarowych, które są niezbędne do wyznaczenia odległości do miejsca zwarcia.

4. Zaproponowane uogólnione modele zwarć i pętli zwarciovych stały się podstawą do sformułowania nowych algorytmów lokalizacji. Najważniejsze z nich, które zdaniem autora mogą być uważane za własne, są następujące:

a) Sformułowano algorytm dla pomiarów lokalnych uwzględniający zmienność impedancji linii dla składowej zerowej wzdłuż jej długości. Na podstawie relacji między składowymi symetrycznymi dla prądu w miejscu zwarcia uzyskano nieiteracyjny algorytm. W dotychczasowych algorytmach stosowano obliczenia iteracyjne lub przyjmowano dla tej impedancji wartość uśrednioną, przy której uzyskuje się minimalny błąd – dla ściśle określonej populacji warunków zwarciovych. Zaletą opracowanego algorytmu jest to, że nie jest wymagana znajomość zmienności impedancji linii dla składowej zerowej, a jedynie jej wartość dla całej linii. Dodatkową daną wejściową algorytmu jest wartość impedancji systemów ekwiwalentnych dla składowej zerowej.

b) Przedstawiono nowy algorytm lokalizacji dla linii dwutorowej przy dostępności kompletnych sygnałów prądów i napięć fazowych mierzonych na wspólnym końcu obu torów linii równoległych. Nowy algorytm lokalizacji zapewnia większą dokładność w porównaniu z innymi algorytmami tego typu, zaczerpniętymi z literatury. Al-

gorytm ten bowiem charakteryzuje się tym, że nie jest rozważany rozptył prądów zwarcia dla składowej zerowej. Dzięki temu częściowo został wyeliminowany niekorzystny wpływ niepewności co do wartości impedancji linii dla składowej zerowej na dokładność lokalizacji. Podano również, jak można efektywnie wprowadzić dalszą poprawę dokładności lokalizacji przez uwzględnienie parametrów poprzecznych linii.

c) Na podstawie uogólnionego modelu zwarć sformułowanego we współrzędnych fazowych opracowano uniwersalny algorytm lokalizacji zwarć. Pozwala on na lokalizację zwarć w liniach zarówno z kompensacją szeregową, jak i bez kompensacji. W pracy przedstawiono szczegółowo sposób zastosowania dla tych linii w wykonaniu jednorowym oraz dwutorowym. W ogólnym przypadku mogą to być linie nietransponowane, tj. nie w pełni przeplecione. Szczególnie w odniesieniu do linii z kompensacją szeregową przedstawione w pracy algorytmy są nowatorskie i nie mają swoich odpowiedników.

d) Rozważono lokalizację zwarć za pomocą wielkości pomiarowych z przekaźników odległościowych na końcach linii. Przedstawione w niniejszej pracy dwie optymalne wersje nowego algorytmu lokalizacji odznaczają się stosowaniem mniejszej liczby sygnałów wejściowych, dużą dokładnością i są znacznie prostsze od podstawowych dotychczasowych algorytmów, obejmując jednocześnie przypadek linii jednorowej i dwutorowej.

5. Zasadnicze uniknięcie wad charakterystycznych dla algorytmów stosujących wyłącznie pomiary lokalne stało się możliwe dopiero wraz z wprowadzeniem do użytku środków komunikacji, pozwalających efektywnie przysyłać dane pomiarowe z wielu punktów pomiarowych w systemie energetycznym do wybranego miejsca, gdzie te dane są przetwarzane. Jako pierwsze pojawiły się możliwości przesyłu danych uzyskanych na drodze pomiarów niesynchronicznych, co spowodowało powstanie nowej grupy algorytmów. W pracy przedstawiono analizę tych algorytmów. Wskazano na możliwość uzyskania w nich niejednoznacznego rozwiązania w pewnych szczególnych przypadkach zwarciovych. Na podstawie tego sformułowano optymalny algorytm lokalizacji stosujący niesynchroniczne pomiary składowych symetrycznych prądów i napięć z obu końców linii. W zaproponowanym algorytmie nie stosuje się procedur iteracyjnych do wyznaczenia kąta synchronizacji, a szczególny nacisk kładzie się na zapewnienie jednoznacznego rozwiązania dla wyznaczonej odległości do miejsca zwarcia dla różnych konfiguracji sieci i specyfikacji zwarć.

6. Scharakteryzowano lokalizację zwarć za pomocą danych pomiarowych z końców linii próbkowanych synchronicznie. Zapewnienie synchronicznego próbkowania sygnałów w punktach znacznie od siebie oddalonych wymaga stosowania zaawansowanych technik, jak na przykład systemu satelitarnego GPS (*Global Positioning System*). Dalsze zwiększenie dokładności lokalizacji dzięki pomiarom synchronicznym, w porównaniu do przypadku stosowania pomiarów niesynchronicznych, może być osiągnięte dopiero po wprowadzeniu do algorytmu lokalizacji modelu linii długiej dla wielkości chwilowych. Wiąże się z tym konieczność zapewnienia bardzo wysokiej częstotliwości próbkowania sygnałów wejściowych lokalizatora, sięgających 1 MHz.

Z tych względów powszechne stosowanie technik z próbkowaniem synchronicznym w krajowych układach przesyłowych jest jeszcze raczej odległą perspektywą. Przed omawianą techniką lokalizacji do powszechnego użytku zostaną z pewnością wprowadzone lokalizatory stosujące pomiary w różnych punktach systemu, lecz jeszcze niesynchroniczne.

7. Przeanalizowano procedury pomocnicze algorytmów lokalizacji zwarć, w tym głównie algorytmy do kompensacji błędów transformacji przekładników napięciowych i prądowych. Procedury kompensacyjne są przedstawiane w literaturze głównie w kontekście poprawy działania szybkich i czułych zabezpieczeń linii energetycznych. Złożone algorytmy kompensacyjne mogą jednak – zdaniem autora – być stosowane przede wszystkim podczas lokalizacji zwarć, dla której czas obliczeń nie jest tak krytyczny jak w przypadku zabezpieczeń.

8. Niezmiernie istotnym zagadnieniem jest testowanie i ocena dokładności algorytmów lokalizacji zwarć. Podstawą tego powinny być przebiegi zarejestrowane podczas rzeczywistych zwarć w linii, dla której jest projektowany lokalizator zwarć lub w linii podobnej. Lokalizatory zwarć opracowane z udziałem autora [52, 168] przechodzą obecnie próby w warunkach rzeczywistych. W razie braku odpowiedniej liczby przebiegów dla rzeczywistych zwarć, co jest częstym przypadkiem, należy zastosować sygnały wygenerowane z użyciem wiernego modelu analizowanego układu przesyłowego. W niniejszej pracy do tego celu powszechnie jest stosowany pakiet programowy ATP-EMTP. Przy jego użyciu prowadzono rozliczne wielowariantowe symulacje i wykonano analizy dokładności przedstawionych algorytmów lokalizacji.

9. Stosowanie lokalizatorów zwarć do linii pracujących w coraz bardziej złożonych układach przesyłowych, a jednocześnie stawianie zwiększonych wymagań co do dokładności lokalizacji, wymusza coraz to częstsze stosowanie do lokalizacji nowoczesnych technik sztucznej inteligencji – sztucznych sieci neuronowych (SSN) [5, 79, 80, 89, 163], logiki rozmytej [5, 110] oraz transformaty falkowej [108, 180, 190]. Funkcje lokalizacji zwarć w liniach energetycznych są stosowane w nowoczesnych, komputerowych systemach sterowania i kontroli systemów energetycznych. Implementacja tych funkcji oraz jednoczesne wprowadzanie systemów ekspertowych [189] pozwoli na efektywną i niezawodną identyfikację awarii w systemie energetycznym.

11. DODATEK

Badanie dokładności przedstawionych algorytmów lokalizacji zwarć wykonano dla układów testowych. Układy zamodelowano za pomocą programu ATP-EMTP [27] i przeprowadzono symulacje zwarć w liniach. Uzyskane przebiegi napięć i prądów w linii użyto jako sygnały wejściowe badanych algorytmów lokalizacji.

UKŁAD TESTOWY 1 – LINIA JEDNOTOROWA TRANSPONOWANA

Linia energetyczna:

- napięcie: 400 kV,
- długość: 300 km,
- impedancja linii dla składowej zgodnej: $\underline{Z}_{1L}' = (0,0276 + j0,315) \Omega/\text{km}$,
- pojemność poprzeczna linii dla składowej zgodnej: $C_1' = 11 \text{ nF/km}$,
- impedancja linii dla składowej zerowej: $\underline{Z}_{0L}' = (0,275 + j1,0265) \Omega/\text{km}$,
- pojemność poprzeczna linii dla składowej zerowej: $C_0' = 8,5 \text{ nF/km}$,
- odwzorowanie linii w ATP-EMTP: linia długa według modelu Clarke'a [27] w postaci 10 segmentów o długości 30 km każdy.

Systemy ekwiwalentne:

- system A: $\underline{Z}_{1sA} = 15 \Omega \angle 80^\circ$; $\underline{Z}_{0sA} = 26,7 \Omega \angle 80^\circ$,
- system B: $\underline{Z}_{1sB} = 30 \Omega \angle 80^\circ$; $\underline{Z}_{0sB} = 53,4 \Omega \angle 80^\circ$.

UKŁAD TESTOWY 2 – LINIA DWUTOROWA TRANSPONOWANA

Parametry jak dla układu testowego 1 oraz:

- impedancja wzajemna torów dla składowej zerowej: $\underline{Z}_{0m}' = (0,198 + j0,628) \Omega/\text{km}$,
- pojemność wzajemna torów dla składowej zerowej: $C_{0m}' = 5,0 \text{ nF/km}$.

UKŁAD TESTOWY 3 – LINIA JEDNOTOROWA NIETRANSPONOWANA (PARAMETRY LINII ZACZERPNIĘTO Z [8])

Do rozważań przyjęto linię o parametrach jak dla linii krajowej 400 kV z uwzględnieniem dwóch wariantów uziemienia przewodów odgromowych [8].

Linie zamodelowano w postaci 6 czwórników odwzorowujących odcinki linii długości 50 km każdy, przy użyciu niesymetrycznego fazowo modelu K.C. Lee [27].

1 wariant

Parametry linii 400 kV, rozwieszanej na słupach Y52, z dwuprzewodowymi wiązkami fazowymi oraz dwoma przewodami odgromowymi izolowanymi od konstrukcji słupa, przy przyjęciu konduktywności ziemi jako: $1/\sigma = 0,025 \text{ S/m}$, wynoszą:

- macierz impedancji

$$\mathbf{Z}_L = \begin{bmatrix} 0,0739 + j0,5708 & 0,0458 + j0,2649 & 0,0458 + j0,2216 \\ 0,0458 + j0,2649 & 0,0737 + j0,5710 & 0,0458 + j0,2649 \\ 0,0458 + j0,2216 & 0,0458 + j0,2610 & 0,0739 + j0,5708 \end{bmatrix} \Omega/\text{km},$$

- macierz pojemności cząstkowych

$$\mathbf{C}_L = \begin{bmatrix} 9,3169 & -2,0635 & -0,8353 \\ -2,0635 & 9,6339 & -2,0635 \\ -0,8353 & -2,0635 & 9,3169 \end{bmatrix} \text{nF/km}.$$

2 wariant

Parametry linii 400 kV, rozwieszonej na słupach Y52, z dwuprzewodowymi wiązkami fazowymi oraz dwoma przewodami odgromowymi uziemionymi, przy przyjęciu konduktywności ziemi jako: $1/\sigma = 0,025 \text{ S/m}$, wynoszą:

- macierz impedancji

$$\mathbf{Z}_L = \begin{bmatrix} 0,0951 + j0,4501 & 0,0669 + j0,1411 & 0,0633 + j0,1048 \\ 0,0669 + j0,1411 & 0,0967 + j0,4421 & 0,0669 + j0,1411 \\ 0,0633 + j0,1048 & 0,0669 + j0,1411 & 0,0951 + j0,4501 \end{bmatrix} \Omega/\text{km},$$

- macierz pojemności cząstkowych

$$\mathbf{C}_L = \begin{bmatrix} 9,7732 & -1,6792 & -0,5794 \\ -1,6792 & 10,0492 & -1,6792 \\ -0,5794 & -1,6792 & 9,7732 \end{bmatrix} \text{nF/km}.$$

UKŁAD TESTOWY 4 – LINIA JEDNOTOROWA

Z UWZGLĘDNIENIEM NIERÓWNOMIERNEGO ROZKŁADU IMPEDANCJI LINII DLA SKŁADOWEJ ZEROWEJ (PARAMETRY ZACZERPNIĘTO Z [206])

Linia energetyczna:

- napięcie: 110 kV,
- długość: 20 km,
- impedancja linii dla składowej zgodnej: $\underline{Z}'_{1L} = (0,13 + j0,4) \Omega/\text{km}$,
- impedancja linii dla składowej zerowej zmienna wzdłuż długości linii:
 - a) rozkład jak dla linii z przewodem odgromowym uziemionym tylko w obu rozdzielniach (uziemienia: $0,5 \Omega$) – (rys. 4.2a)

$$\underline{Z}'_{0L} = (0,2084 + j1,3712) \div (0,3028 + j1,0673) \Omega/\text{km},$$

b) rozkład jak dla linii z przewodem odgromowym uziemionym na każdym słupie (uziemienia: 5Ω) oraz w obu rozdzielniach (uziemienia: $0,5 \Omega$) – (rys. 4.2b)

$$\underline{Z}'_{0L} = (1,5048 + j1,2529) \div (0,3235 + j1,0517) \Omega/\text{km},$$

- zwarcie: $L1-N$, $R_F = 0,1$; 10 i 20 Ω ,
- odległość zwarcia – równomiernie co 0,05 p.u.

Systemy ekwiwalentne na obu końcach:

- impedancje: $\underline{Z}_{1sA} = \underline{Z}_{1sB} = (2,6 + j8,0) \Omega$, $\underline{Z}_{0sA} = \underline{Z}_{0sB} = (3,25 + j10,0) \Omega$,
- rozchyl kątowy źródeł: SEM-ne w stacji B opóźnione o 5° w stosunku do stacji A .

**UKŁAD TESTOWY 5 – LINIA JEDNOTOROWA
Z SZEREGOWĄ KOMPENSACJĄ KONDENSATOROWĄ**

Parametry jak dla układu testowego 1 oraz następujące dane przyjęto dla kompensacji kondensatorowej:

- stopień kompensacji w każdej fazie identyczny: 70% ($X_C = 0,7 X_{1L}$),
- miejsce instalacji kondensatorów: środek linii (150 km od obu stacji),
- aproksymacja charakterystyki MOV według formuły (6.63):

$$q = 23,$$

$$P = 1 \text{ kA},$$

$$V_{\text{REF}} = 150 \text{ kV}.$$

**UKŁAD TESTOWY 6 – LINIA DWUTOROWA
Z SZEREGOWĄ KOMPENSACJĄ KONDENSATOROWĄ**

Parametry jak dla układu testowego 2 oraz zastosowanie kompensacji kondensatorowej we wszystkich fazach obu torów jak podano w układzie testowym 5.

LITERATURA

- [1] ABE M., OTSUZUKI N., EMURA T., TAKEUCHI M., *Development of a new fault location system for multi-terminal single transmission lines*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, 1995, s. 159–168.
- [2] AGGARWAL R.K., ASLAN Y., JOHNS A.T., *An interactive approach to fault location on overhead distribution lines with load taps*, Proceedings of the International Conference on Developments in Power System Protection, 25–27th March 1997, Conference Publication No. 434, 1997, s. 184–187.
- [3] AGGARWAL R.K., COURRY D.V., JOHNS A.T., KALAM A., *A practical approach to accurate fault location on extra high voltage teed feeders*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 3, July 1993, s. 874–883.
- [4] AGGARWAL R.K., JOHNS A.T., BO Z.Q., GOODY J., GWYN B., *High voltage laboratory testing of a new concept in power system protection based on non-unit principles*, Proceedings of the IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference, Stockholm, Sweden, June 18–22, 1995, s. 453–459.
- [5] AGGARWAL R.K., JOORABIAN M., SONG Y.H., *Fuzzy neural network approach to accurate transmission line fault location*, International Journal of Engineering Intelligent Systems for Electrical Engineering and Communications, Vol. 5, No. 4, December 1997, CRL Publishing Ltd., s. 251–258.
- [6] ANDERSON P.M., *Power system protection*, McGraw-Hill, 1999.
- [7] BADOWSKI T., KACZMAREK W., IŻYKOWSKI J., *Nowoczesny system rejestracji zakłóceń sieciowych – rejestrator MRZ-4L*, materiały I konferencji naukowo-technicznej: Diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych zakładów przemysłowych, Płock, 5–7.04.2000, s. 159–164.
- [8] BAJOREK J., *Parametry elektryczne linii elektroenergetycznych najwyższych napięć*, Zeszyty Naukowe Politechniki Rzeszowskiej, nr 110, Elektrotechnika z. 13, 1993, s. 17–55.
- [9] BERNAS S., CIOK Z., *Modele matematyczne elementów systemu elektroenergetycznego*, Warszawa, WNT, 1977.
- [10] BRINKIS K., LIEBACH T., *Problems and possibilities of fault location in a power transmission system*, CIGRE – Study Committee 34 Colloquium and Meeting, Preferential Subject 2 – Fault Location and System Restoration, Paper 206, 11–15.10.1999, Florence, Italy.
- [11] CHAN S.M., *Computing overhead line parameters*, IEEE Computer Applications in Power, Vol. 6, No. 1, 1993, s. 448–453.
- [12] CIGRE Study Committee 34, Working Group 01, *Reliable fault clearance and back-up protection – final report*, Document BACKC00, 16.06.1997.
- [13] COOK V., *Analysis of distance protection*, Research Studies, Press Book, London, 1985.
- [14] COOK V., *Fundamental aspects of fault location algorithms used in distance protection*, IEE Proceedings, Vol. 133, Pt.C, No. 6, September 1986, s. 359–368.
- [15] CROSSLEY P.A., McLAREN P.G., *Distance protection based on travelling waves*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, 1983, s. 2971–2983.
- [16] CROSSLEY P.A., SOUTHERN E., *The impact of the global positioning system (GPS) on protection & control*, Proceedings of the 11th International Conference on Power System Protection – PSP '98, Bled, Slovenia, 1998, s. 1–5.
- [17] DALSTEIN T., KULICKE B., *Neutral-network approach to fault classification for high-speed protective relaying*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 2, April 1995, s. 1002–1011.
- [18] DAS R., NOVOSEL D., *Review of fault location techniques for transmission and subtransmission lines*, Proceedings of Georgia Tech Conference, April 2000, s. 1–16.

- [19] DAWLIBI F., *Ground current distribution between soil and neutral conductors*, IEEE Transactions on Power Apparatus And Systems-99, No. 2, 1980, s. 452-461.
- [20] DJURIC M.B., RADOJEVIC Z.M., TERZIJA V., *Distance protection and fault location utilizing only phase current phasors*, IEEE PES SM, Berlin, July 1997, paper PE-023-PWRD-1-04-1997.
- [21] DJURIC M.B., RADOJEVIC Z.M., TERZIJA V.V., *Time domain solution of fault distance estimation and arcing fault detection on overhead lines*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 1, January 1999, s. 60-65.
- [22] DJURIC M.B., TERZIJA V., *A new approach to the arcing faults detection for autoreclosure in transmission systems*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 4, 1995, s. 1793-1798.
- [23] DJURIC M.B., TERZIJA V., RADOJEVIC Z.M., *Overhead lines fault location and arc voltage estimation numerical algorithm derived in time domain*, Electrical Engineering 81, 1998, s. 45-53.
- [24] DJURIC M.B., TERZIJA V., SKOLJEV I., *Transmission line arcing faults recognition from the voltage signal*, Proceedings of the 11th Power System Computations Conference – PSCC '93, September 1993, s. 1037-1040.
- [25] DOŁOWY M., KOBOSKO S., *Współczynnik kompensacji ziemnozwarciowej podczas zwarć w liniach 110 i 220 kV*, Prace Naukowe Politechniki Warszawskiej, Elektryka z. 105, 1998, s. 81-87.
- [26] DOMMEL H., *Digital computer solution of electromagnetic transients in single- and multi-phase networks*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, No. 4, April 1969, s. 338-396.
- [27] DOMMEL H., *ElectroMagnetic Transients Program*, BPA, Portland, Oregon, 1986.
- [28] DUDURYCH I., ROSOŁOWSKI E., *Analysis of overvoltages in overhead ground wires of EHV power transmission line shield under single phase-to-ground faults*, Electric Power Systems Research, Vol. 53/2, December 1999, s. 105-111.
- [29] ERIKSSON L., SAHA M.M., ROCKEFELLER G.D., *An accurate fault locator with compensation for apparent reactance in the fault resistance resulting from remote-end infeed*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 2, February 1985, s. 424-436.
- [30] FARDANESH B., ZELINGHER S., MELIPOLOS A.P.S., COKKINIDES G., INGLESON J., *Multifunctional synchronized measurement network*, IEEE Computer Applications in Power, January 1998, s. 26-30.
- [31] FERRERO A., SANGIOVANNI S., ZAPITELLI E., *A fuzzy-set approach to fault-type identification in digital relaying*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, 1995, s. 169-175.
- [32] GALE P.F., CROSSLEY P.A., BINGYIN X., YAOZHONG G., CORY B.J., BAKER J.R.G., *Fault location based on travelling waves*, Proceedings of the Fifth International Conference on Developments in Power System Protection, Conference Publication No. 368, 1993, s. 54-59.
- [33] GALE P.F., CROSSLEY P.A., *Fault location on overhead power lines using travelling waves*, Proceedings of the 11th International Conference on Power System Protection – PSP '98, Bled, Slovenia, 1998, s. 89-94.
- [34] GALE P.F., MERRON J.P., HALL B.D., *The role of fault recorders and fault locators in an integrated substation*, Proceedings of the 51st Annual Conference for Protective Relay Engineers, Texas A&M University, 1998,
- [35] GHASSEMI F., JOHNS A.T., GODDARZI J., *A method for eliminating the effect of MOV operation on digital distance relays when used in series compensated lines*, Proceedings of 32nd Universities Power Engineering Conference – UPEC '97, Manchester, UK, 1997, s. 113-116.
- [36] GILANY M.I., MALIK O.P., HOPE G.S., *A digital protection technique for parallel transmission lines using a single relay at each end*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 1, January 1992, s. 118-123.

- [37] GILBERT D.M., MORRISON I.F., *A statistical method for detection of power system faults*, Proceedings of the International Conference on Power System Transients, Lisbon, Portugal, 1995, s. 288–293.
- [38] GILKEON F.P., et al., *An accurate fault locator with compensation for apparent reactance in the fault resistance resulting from remote-end feed*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems – 104, (2), February 1985.
- [39] GIRGIS A.A., HART D.G., PETERSON W.L., *A new fault location technique for two- and three-terminal lines*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 1, January 1992, s. 98–107.
- [40] GIRGIS A.A., MAKRAM E.B., *Application of adaptive Kalman filtering in fault classification distance protection and fault location using mikroprocessors*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 1, February 1988, s. 301–309.
- [41] GOLDSWORTHY D.L., *A linearized model for MOV-protected series capacitors*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, No. 4, November 1987, s. 953–958.
- [42] GOPALAKRISHNAN A., *Fault location and parameter estimation on overhead transmission lines using synchronized sampling*, Doctoral dissertation, Texas A&M University, USA, 1999.
- [43] GOPALAKRISHNAN A., KEZUNOVIC M., McKENNA S.M., HAMAI D.M., *Extension to fault location algorithm based on synchronized sampling*, CIGRE – Study Committee 34 Colloquium and Meeting, Preferential Subject 2 – Fault Location and System Restoration, Paper 216, 11–15.10.1999, Florence, Italy.
- [44] HARMEET SINGH K., RAGHUVVEER T., *A new design distance to fault locator for power transmission lines*, Proceedings of the International Conference on Modern Trends in the Protection Schemes of Electric Power Apparatus and Systems, October 28–30, 1998, New Delhi, India, s. VI–7–11.
- [45] HUPFAUER H., SCHEGNER P., SIMON R., *Distance protection of unsymmetrical lines*, ETEP Vol. 6, No. 2, March–April 1996, s. 91–96.
- [46] IBE A.O., CORY B.J., *A travelling wave-based fault locator for two- and three-terminal networks*, IEEE Proceedings on Power Delivery, No. 2, 1986, s. 283–288.
- [47] IBE A.O., CORY B.J., *Fault location algorithm for multi-phase power lines*, IEE Proceedings, Part C, No. 1, January 1987, s. 43–50.
- [48] IEEE Working Group Report, Power System Relaying Committee, *Guide for the application of current transformers used for protective relaying purposes*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 1, January 1999, s. 94–97.
- [49] IEEE Working Group Report, Power System Relaying Committee, *Synchronized sampling and phasor measurements for relaying and control*, IEEE Transactions on Power Delivery, PWRD–9, 1994, s. 442–449.
- [50] IŻYKOWSKI J., *Evaluation of errors of fault location algorithms*, Proceedings of the 33rd Universities Power Engineering Conference – UPEC '98, Edinburgh, UK, 8–18 September 1998, Vol. 1, s. 356–359.
- [51] IŻYKOWSKI J., *Uogólnione równanie pętli zwarciowej do syntezy i analizy algorytmów lokalizacji zwarć w przesyłowych liniach energetycznych jedno i dwutorowych*, Raporty Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, seria Sprawozdania nr 43/99.
- [52] IŻYKOWSKI J. (pod kierunkiem), *Adaptacyjny lokalizator zwarć z rejestratorem zakłóceń sieciowych – analiza uzyskanych rezultatów i końcowe opracowanie algorytmów (opracowanie w ramach projektu celowego KBN, nr 8T 10B 04297C/1830)*, Raporty Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, seria Sprawozdania, nr 59/98.
- [53] IŻYKOWSKI J., KASZTENNY B., ROSOŁOWSKI E., *Pomiar impedancji pętli zwarciowej przez cyfrowe zabezpieczenie odległościowe linii elektroenergetycznej z szeregową kompensacją pojemnościową*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 8, 1996, s. 199–204.

- [54] IŻYKOWSKI J., KASZTENNY B., ROSOŁOWSKI E., SAHA M.M., *Fundamental frequency equivalent of series capacitors equipped with MOVs under fault conditions of a series-compensated line*, Proceedings of the 8th International Symposium on Short-Circuit Currents in Power Systems, Brussels, Belgium, 8–10 October 1998, s. 13–18.
- [55] IŻYKOWSKI J., KASZTENNY B., ROSOŁOWSKI E., SAHA M.M., *Metody detekcji zwarć, wyboru zwartych faz i określania kierunku wystąpienia zwarcia*, Automatyka Elektroenergetyczna, nr 3–4, 1997, s.17–20.
- [56] IŻYKOWSKI J., KASZTENNY B., ROSOŁOWSKI E., SAHA M.M., HILLSTROM B., *Dynamic compensation of capacitive voltage transformers*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 113, No. 1, January 1998, s. 116–122.
- [57] IŻYKOWSKI J., MICHALIK M., REBIZANT W., ROSOŁOWSKI E., SZAFRAN J., *An analysis of transmission line fault location errors in varying zero sequence impedance conditions*, Proceedings of 34th Universities Power Engineering Conference, UPEC '99, Leicester, UK, 1999, s. 131–134.
- [58] IŻYKOWSKI J., MOFTAH ABUBAKER M., *Computer simulation of power system transients for testing of digital protective algorithms*, Proceedings of Inter. Conference, Alexandria, Egypt, 1992, AMSE Press, Vol. 3, s. 171–179.
- [59] IŻYKOWSKI J., REBIZANT W., *One-end fault location algorithm compensating for an effect of non-uniform distribution of a transmission line zero sequence impedance*, Proceedings of 34th Universities Power Engineering Conference – UPEC '99, Leicester, UK, 1999, s. 547–550.
- [60] IŻYKOWSKI J., REBIZANT W., ROSOŁOWSKI E., *ATP-EMTP testing and evaluation of a transmission line fault location algorithm*, materiały trzeciej międzynarodowej konferencji „Modelowanie matematyczne w elektrotechnice, elektronice i elektroenergetyce”, Ukraina, Lwów, 1999, s. 110–111.
- [61] IŻYKOWSKI J., REBIZANT W., ROSOŁOWSKI E., *Klasyfikacja rodzaju zwarcia w liniach energetycznych dla potrzeb zabezpieczeniowych i lokalizacji miejsca zwarcia*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 1, 2000, s. 6–11.
- [62] IŻYKOWSKI J., REBIZANT W., SZAFRAN J., *Cyfrowe algorytmy detekcji zwarcia w liniach energetycznych*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 12, 1999, s. 305–311.
- [63] IŻYKOWSKI J., ROSOŁOWSKI E., SAHA M.M., *Fault location techniques for power transmission lines based on fault quantities*, Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Konferencje, nr 34, 2000, s. 425–435.
- [64] JEYASURYA B., *Accurate distance relaying with error compensation*, Electric Machines and Power Systems, No. 25, 1997, s. 29–40.
- [65] JEYASURYA B., BATH C.A., *An accurate algorithm for transmission line fault location using digital relay measurements*, Electric Machines and Power Systems, No. 16, 1989, s. 25–34.
- [66] JEYASURYA B., RAHMAN M.A., *Accurate fault location of transmission lines using microprocessors*, IEE Conference Publication No. 302, 1989, s. 13–17.
- [67] JOHNS A.T., AGGARWAL R.K., SONG Y.H., *Improved techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmission systems*, IEE Proc.–Gener. Transm. Distrib., Vol. 141, No. 2, March 1994, s. 148–154.
- [68] JOHNS A.T., JAMALI S., *Accurate fault location technique for power transmission lines*, IEE Proc. C, November 1990, 137, (6), s. 395–402.
- [69] JOHNS A.T., JAMALI S., HADEN S.M., *New accurate transmission line fault location equipment*, Proceedings of the Conference: Development in Power System Protection, Edinburgh 1989, s. 1–5.
- [70] JOHNS A.T., MOORE P.J., WHITTARD R., *New technique for the accurate location of earth faults on transmission systems*, IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., 1995, 142, (2), s. 119–127.
- [71] KACEJKO P., MACHOWSKI J., *Zwarcia w sieciach elektroenergetycznych. Podstawy obliczeń*, Warszawa, WNT, 1993.

- [72] KACEJKO P., MILLER P., OSIK J., *Wyznaczanie parametrów linii napowietrznych*, Energetyka, nr 3, 1995, s. 101–105.
- [73] KAŁUŻNY Z., *Problemy lokalizacji zwarć w krajowych sieciach wysokich napięć*, Energetyka, nr 5, 1989, s. 161–165.
- [74] KANG Y.C., KANG S.H., PARK J.K., JONES A.T., AGGARWAL R.K., *Development and hardware implementation of a compensating algorithm for the secondary current of current transformers*, IEE Proceedings – Electric Power Applications, Vol. 43, No. 1, January 1996, s. 41–49.
- [75] KASZTENNY B., HATZIADONIU C., FUNK A., *VSI-based series compensation scheme for transmission lines*, ETEP, Vol. 9, No. 2, March–April 1999, s. 101–108.
- [76] KASZTENNY B., IŻYKOWSKI J., ROSOŁOWSKI E., *Algorithms for protection of series compensated lines – the comparative analysis*, Proceedings of the 32nd Universities Power Engineering Conference – UPEC '97, Manchester, UK, 10–12 September 1997, Vol. 1, s. 299–302.
- [77] KASZTENNY B., ROSOŁOWSKI E., ŁUKOWICZ M., IŻYKOWSKI J., *Current related relaying algorithms immune to saturation of current transformers*, Proceedings of Sixth Int. Conference on Developments in Power System Protection, Publication No. 434, Nottingham 1997, s. 365–369.
- [78] KATO T., TERAZONO K., MAKINO J., MITSUOKA M., FURUSE M., MITANI I., *Fault location and restoration: Philosophy and applications*, CIGRE – Study Committee 34 Colloquium and Meeting, Preferential Subject 2 – Fault Location and System Restoration, Paper 210, 11–15.10.1999, Florence, Italy.
- [79] KAWECKI R., IŻYKOWSKI J., *Zastosowanie sztucznych sieci neuronowych do lokalizacji zwarć w jednotorowych liniach przesyłowych*, Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Konferencje, nr 34, 2000, s. 437–443.
- [80] KEZUNOVIC M., *A survey of neural net applications to protective relaying and fault analysis*, International Journal of Engineering Intelligent Systems for Electrical Engineering and Communications, Vol. 5, No. 4, December 1997, CRL Publishing Ltd., s. 185–192.
- [81] KEZUNOVIC M., AGANAGIC M., MCKERNNS S., HAMAI D., *Computing responses of series compensation capacitors with MOV protection in real time*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, 1995, s. 244–251.
- [82] KEZUNOVIC M., MRKIC J., PERUNICIC B., *An accurate fault location algorithm using synchronized sampling*, Electric Power System Research, 29 (1994), s. 161–169.
- [83] KEZUNOVIC M., PERUNICIC B., *Automated transmission line fault analysis using synchronized sampling at two ends*, IEEE Transactions on Power Systems, PS-11 (1), February 1996, s. 441–447.
- [84] KIZILCAY M., KOCH K.-H., *Numerical fault arc simulation based on power arc test*, ETEP, Vol. 4, No. 3, May/June 1994, s. 177–185.
- [85] KIZILCAY M., PNIOK T., *Digital simulation of fault arcs in power systems*, ETEP, Vol. 1, No. 1, January/February 1991, s. 55–60.
- [86] KOBOSKO S., *Zero-sequence impedance of single circuit HV lines in solid earthed power network*, Prace Naukowe Politechniki Warszawskiej, Elektryka nr 81, 1986, s. 77–91.
- [87] KOGLIN H.-J., ŁOBOS T., *Recognition of arcing faults on transmission lines using a neural network*, Proceedings of the 12th Power System Computations Conference – PSCC '96, Dresden, August 1996, s. 688–693.
- [88] KOGLIN H.-J., KOSTYLA P., ŁOBOS T., WACŁAWEK Z., *Voltage waveforms analysis for arcing faults detection on transmission lines*, Proceedings of the 11th International Conference on Power System Protection – PSP '98, Bled, Slovenia, 1998, s. 147–152.
- [89] KOGLIN H.-J., ŁOBOS T., *Neural networks applications to protection*, Proceedings of the 11th International Conference on Power System Protection – PSP '98, Bled, Slovenia, 1998, s. 7–16.

- [90] KOGLIN H.J., SCHMIDT M., *Estimation of transmission line parameters by evaluating fault data records*, Proceedings of 12th Power System Computations Conference, Dresden, 19–23.08, 1996, s. 135–141.
- [91] KOMENDERA L., *Mikroprocesorowy lokalizator miejsca zwarcia typu MLZ-I*, Automatyka Elektroenergetyczna, nr 0/93, s. 13–14.
- [92] KOREJWO E., SYNAL B., TROJAK J., *Short HV transmission lines problems*, Proceedings of Second International Conference on Development in Power System Protection, IEE Conference Publication No. 185, London, 1980, s. 196–200.
- [93] KOSZMIDER A., OLAK J., PIOTROWSKI Z., *Przekładniki prądowe*, Warszawa, WNT, 1985.
- [94] KRAKOWSKI M., *Obwody ziemnopowrotne*, Warszawa, WNT, 1979.
- [95] KREMENS Z., SOBIERAJSKI M., *Analiza systemów elektroenergetycznych*, Warszawa, WNT, 1996.
- [96] KREMENS Z., SOBIERAJSKI M., *FACTS – układy elastycznego przesyłania prądu przemiennego*, materiały konferencji: „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Gdańsk, Jurata, 12–14.06.1995, s. 121–133.
- [97] KUGI A., DRUML G., *A new method for the location of low- and high-resistance earth faults*, Proceedings of the 11th International Conference on Power System Protection – PSP '98, Bled, Slovenia, 1998, s. 65–70.
- [98] KUJSZCZYK Sz., BROCIK S., FLISOWSKI Z., GRYKO J., NAZARKO J., ZDUN Z., *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*, Warszawa, WNT, 1997.
- [99] KWON W.H., LEE G.W., PARK Y.M., YOON M.C., YOO M.H., *High impedance fault detection utilizing incremental variance of normalized even order harmonic power*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 2, April 1991, s. 557–563.
- [100] LAWRENCE D.J., CABEZA L.Z., HOCHBERT L.T., *Development of an advanced transmission line fault location system. Part I – input transducer analysis and requirements*, IEEE Transactions on Power Delivery, No. 7, (4), October 1992, s. 1963–1971.
- [101] LAWRENCE D.J., CABEZA L.Z., HOCHBERT L.T., *Development of an advanced transmission line fault location system. Part II – algorithm development and simulation*, IEEE Transactions on Power Delivery, No. 7, (4), October 1992, s. 1972–1983.
- [102] LAWRENCE D.J., WASER D.L., *Transmission line fault location using digital fault recorders*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 2, April 1988, s. 496–502.
- [103] LIAN B., SALAMA M.M.A., *An overview of the digital fault location algorithms for the power transmission line protection based on the steady – state phasor approaches*, Electric Machines and Power Systems, 24, 1996, s. 83–115.
- [104] LUCAS J.R., MCLAREN P.G., *A computationally efficient MOV model for series compensation studies*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, 1994, s. 501–509.
- [105] ŁUKOWICZ M., ROSOŁOWSKI E., IŻYKOWSKI J., *Zastosowanie sztucznych sieci neuronowych do kompensacji błędów pojemnościowych przekładników napięciowych*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 9, 1999, s. 224–229.
- [106] MACHOWSKI J., *Urządzenia FACTS – możliwości i ograniczenia*, Prace Naukowe Politechniki Warszawskiej, z. 105, Elektryka, 1998, s. 19–39.
- [107] MAGNAGO F.H., ABUR A., *Advanced techniques for transmission and distribution system fault location*, CIGRE – Study Committee 34 Colloquium and Meeting, Preferential Subject 2 – Fault Location and System Restoration, Paper 215, 11–15.10.1999, Florence, Italy.
- [108] MAGNAGO F.H., ABUR A., *Fault location using wavelets*, IEEE Transactions on Power Delivery, 1998, 13, (4), s. 1475–1480.
- [109] MARTI J.R., *Accurate modeling of frequency-dependent transmission lines in electromagnetic transient simulations*, IEEE Transactions on Power Apparatus And Systems, Vol. PAS–101, No. 1, 1982, s. 147–155.

- [110] MARUSIC A., CAVLOVIC M., *Application of fuzzy logic to digital fault locator algorithm*, Proceedings of the 11th International Conference on Power System Protection – PSP '98, Bled, Slovenia, 1998, s. 71–76.
- [111] MAUN J.-C., PHILIPPOT L., COEMANS J., MOUVET M., *Power system modelling for the design of advanced fault locators and line protections*, Paper SPT IC 12–01–0381, Proceedings of the IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference, Stockholm, Sweden, June 18–22, 1995, s. 394–399.
- [112] MAZON A.J., MINAMBRES J.F., ZORROZUA M.B., ZAMORA I., ALVAREZ-ISASI R., *New method of fault location on double-circuit two-terminal transmission lines*, Electric Power Systems Research 35, 1995, s. 213–219.
- [113] McKENNA S.M., HAMAI D., KEZUNOVIC M., GOPALAKRISHNAN A., *Transmission line modeling requirements for testing new fault location algorithms using digital simulators*, Proceedings of the Second International Conference on Digital Power System Simulators – ICDS '97, Montreal, Canada, May 28–30, 1997, s. 63–69.
- [114] McLAREN P.G., SWIFT G.W., ZHANG Z., DIRKS E., JAYASINGHLE R.P., FERNANDO I., *A new positive sequence directional element for numerical distance relays*, Proceedings of the Stockholm Power Tech Conference, Stockholm, Sweden, 1995, s. 540–545.
- [115] MIKRUT M., PILCH Z., WINKLER W., *Przejęściowe uchyby transformacji konwencjonalnych przekładników prądowych podczas zwarć*, Energetyka, 1976, z. 12, s. 437–440.
- [116] MOORE P.J., JOHNS A.T., *Performance of adaptive distance protection under high resistance earth faults*, CIGRE 1992, paper 34–203.
- [117] MOORE P.J., WHITTARD R., JOHNS A.T., *A novel earth fault location technique utilizing single ended measurements*, Proceedings of the IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference, Stockholm, Sweden, June 18–22, 1995, paper SPT IC 12–03–0515, s. 406–410.
- [118] NAGASAWA T., ABE M., OTSUZUKI N., EMURA T., JIKIHARA Y., TAKEUCHI M., *Development of a new fault location algorithm for multi-terminal two parallel transmission lines*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 3, July 1992, s. 1516–1529.
- [119] NOVOSEL D., *Automatic fault location system*, United States Patent, No. 5,455,776; 3.10.1995.
- [120] NOVOSEL D., BACHMANN B., HART D., HU Y., SAHA M.M., *Algorithms for locating faults on series compensated lines using neural network and deterministic methods*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 4, October 1996, s. 1728–1736.
- [121] NOVOSEL D., HART D.G., SAHA M.M., Gress S., *Optimal fault location for transmission systems*, ABB Review No. 8, 1994, s. 20–27.
- [122] NOVOSEL D., HART D.G., UDREN E., GARITTY J., *Unsynchronized two-terminal fault location estimation*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, January 1996, s. 130–138.
- [123] NOVOSEL D., HART D.G., UDREN E., SAHA M.M., *Fault location using digital relay data*, IEEE Computer Applications in Power, July 1995, s. 45–50.
- [124] NOVOSEL D., PHADKE A., SAHA M.M., LINDAHL S., *Problems and solutions for micro-processor protection of series compensated lines*, Proceedings of Sixth International Conference on Developments in Power System Protection, 25–27 March 1997, Nottingham, UK; Conference Publication No. 434, IEE 1997, s. 18–23.
- [125] NOVOSEL D., SAHA M.M., *Locating faults on series compensated lines using intelligent methods*, International Journal of Engineering Intelligent Systems for Electrical Engineering and Communications, Vol. 5, No. 4, December 1997, CRL Publishing Ltd., s. 259–264.
- [126] OSWALD B.R., *Generalized method for fault simulations in power systems*, ETEP Vol. 10, No. 1, January–February 2000, s. 59–62.
- [127] PAITHANKAR Y.G., SANT M.T., *A new algorithm for relaying and fault location based on autocorrelation of traveling waves*, Electr. Power Syst. Res., 8 (1094/85) 179–185.
- [128] PAITHANKAR Y.G., *Transmission network protection. Theory and practice*, Marcel Dekker Inc., New York, Basel, Hong Kong, 1998.

- [129] PAWELCZYK D., PRZYBYLSKI M., WYSOCKI Z., *Impedancyjny algorytm lokalizacji zwarć w liniach napowietrznych uwzględniający nasycenie przekładników prądowych*, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, Seria: Elektryka z. 137, nr kol. 1244, 1994, s. 93–103.
- [130] PETERSON W., NOVOSEL D., HART D., CEASE T.W., SCHNEIDER J., *Tapping IED data to find transmission faults*, IEEE Computer Application in Power, Vol. 12, Number 2, April 1999, s. 36–42.
- [131] PHADKE A.G., THORP J.S., *Computer relaying for power systems*, John Wiley & Sons Inc., 1988.
- [132] PHADKE A.G., *Synchronized phasor measurements for protection and local control*, CIGRE, 1998, s. 34–106.
- [133] PHILIPPOT L., MAUN J.-C., *Adaptive features in line fault location processes*, 1995 SC 34 Colloquium, Stockholm, Sweden, June 11–17, paper 34–201.
- [134] PILCH Z., WINKLER W., *Phase-comparison and distance protection performance during simultaneous double faults*, Proceedings of the Third International Conference on Developments in Power System Protection, Conference Publication Number 249, 1985, s. 42–45.
- [135] POPCZYK J., *Obecne i spodziewane wartości prądów zwarcia w systemach elektroenergetycznych*, Energetyka, nr 1, 1986, s. 6–10.
- [136] RANJBAR A.M., SHIRANI A.R., FATHI A.F., *A new approach for fault location problem on power lines*, IEEE Transactions on Power Delivery, No. 7, 1992, s. 146–151.
- [137] REBIZANT W., SZAFRAN J., *Power system fault detection and classification using probabilistic approach*, ETEP Vol. 9, No. 3, May/June 1999, s. 183–191.
- [138] RIBEIRO G.M., de OLIVEIRA J. F., LIMA J.C.M., *CEMIG practical experience in transmission line fault location*, CIGRE – Study Committee 34 Colloquium and Meeting, Preferential Subject 2 – Fault Location and System Restoration, Paper 202, 11–15.10.1999, Florence, Italy.
- [139] RICHARDS G.G. TAN O.T., *An accurate fault location estimator for transmission lines*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS–101, No. 4, April 1982, s. 945–950.
- [140] RICHARDS G.G. TAN O.T., *Fault location for transmission lines with current-transformer saturation*, IEE Proc., Vol. 130, Pt.C, No. 1, January 1983.
- [141] ROSOŁOWSKI E., *Analiza algorytmów cyfrowych zabezpieczeń elektroenergetycznych*, Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Monografie nr 27, 1992.
- [142] ROSOŁOWSKI E., IŻYKOWSKI J., *Impedancyjne algorytmy określania miejsca zwarcia w sieciach średniego napięcia*, materiały I konferencji naukowo-technicznej „Diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych zakładów przemysłowych”, Płock, 5–7.04.2000, s. 65–73.
- [143] ROSOŁOWSKI E., IŻYKOWSKI J., *Pomiar impedancji pętli zwarciowej dla linii szeregowo kompensowanej w warunkach nieliniowej pracy warystorów*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 2/1998, s. 32–36.
- [144] ROSOŁOWSKI E., IŻYKOWSKI J., KASZTENNY B., SAHA M.M., *A new distance relaying algorithm based on complex differential equation for symmetrical components*, Electric Power Systems Research, 1997, Vol. 40, No. 3, s. 175–180.
- [145] ROSOŁOWSKI E., IŻYKOWSKI J., KASZTENNY B., SAHA M.M., *Differential equation based impedance measurement for series-compensated lines*, Proceedings of IEEE Power Tech Conference, Budapest, Hungary, 29.08–02.10.1999, paper BPT99–316–16.
- [146] ROSOŁOWSKI E., KASZTENNY B., IŻYKOWSKI J., SAHA M.M., *Fault loop impedance analysis for a transmission line with series capacitors and their overvoltage protection*, Proceedings of the 10th International Conference on Power System Protection – PSP '96, Bled, Slovenia, 1998, s. 21–26.
- [147] ROSOŁOWSKI E., ŁUKOWICZ M., *Fault type classification in high voltage power systems using artificial neural networks*, Proceedings of the 2nd Conference on Neural Networks and their Application, Szczyrk, 30 IV–4 V 1996.

- [148] RUSSEL B.D., AUCCOIN M., *Detection of distribution high impedance faults using burst noise signal near 60 Hz*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 2, 1987, s. 342–348.
- [149] SACHDEV M.S., AGARWAL R., *A technique for estimating line fault locations from digital distance relay measurements*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-3, No. 1, January 1988, s. 121–129.
- [150] SACHDEV M., AGARWAL R., *Accurate fault location estimates from digital impedance relay measurements*, Proceedings of Third International Conference on Developments in Power System Protection, London, 17–19 April 1985, Conference Publication No. 249, s. 180–184.
- [151] SACHDEV M.S. (coordinator), *Advancements in microprocessor based protection and communication*, IEEE Tutorial, IEEE Publication No. 97TP120-0, 1997.
- [152] SACHDEV M.S., DAS R., SIDHU T.S., *Determining locations of faults in distribution systems*, Proceedings of the International Conference on Developments in Power System Protection, 25–27th March 1997, Conference Publication No. 434, 1997, s. 188–191.
- [153] SADEH J., RANJBAR A.M., HADJSAID N., FEILLET R., TRAN-QUOC T., *New method for fault location in power transmission lines using one data*, Proceedings of IEEE Power Tech Conference, Budapest, Hungary, 29.08–02.10.1999, paper BPT99–286–22.
- [154] SAHA M.M., HILLSTROM B., IŻYKOWSKI J., ROSOŁOWSKI E., KASZTENNY B., *Impedance algorithm and decision-making units for the first zone of series-compensated power line distance relays*, Research Disclosure No. 40607, ABB Sweden, 1998.
- [155] SAHA M.M., IŻYKOWSKI J., KASZTENNY B., ROSOŁOWSKI E., *Modelling fault conditions for protection of series compensated lines*, Proceedings of the International Conference on Power Systems Transients – IPST '97, Seattle, Washington, USA, June 22–26, 1997, s. 383–388.
- [156] SAHA M.M., IŻYKOWSKI J., KASZTENNY B., ROSOŁOWSKI E., *Improving protective relaying by on-line dynamic compensation of capacitive voltage transformers*, Proceedings of the 33rd Universities Power Engineering Conference – UPEC '98, Edinburgh, UK, 8–18 September 1998, Vol. 1, s. 336–339.
- [157] SAHA M.M., IŻYKOWSKI J., KASZTENNY B., ROSOŁOWSKI E., PALKI B.S., *Relaying algorithms for protection of series-compensated lines*, Proceedings of the International Conference on Modern Trends in the Protection Schemes of Electric Power Apparatus and Systems, October 28–30, 1998, New Delhi, India, s. V–50–61.
- [158] SAHA M.M., IŻYKOWSKI J., ROSOŁOWSKI E., *A new method of fault location for parallel transmission lines*, zgłoszenie patentowe, Reference number KN 3– 20348, ABB, Szwecja, 1999.
- [159] SAHA M.M., IŻYKOWSKI J., ROSOŁOWSKI E., *A new method of fault location for parallel transmission lines with series compensation*, zgłoszenie patentowe, Reference number KN 3– 20349, ABB, Szwecja, 1999.
- [160] SAHA M.M., IŻYKOWSKI J., ROSOŁOWSKI E., *A method of fault location by using measurements from relays at the line ends*, zgłoszenie patentowe, Reference number KN 3– 20350, ABB, Szwecja, 2000.
- [161] SAHA M.M., IŻYKOWSKI J., ROSOŁOWSKI E., KASZTENNY B., *A new accurate fault locating algorithm for series compensated lines*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 3, July 1999, s. 789–797.
- [162] SAHA M.M., IŻYKOWSKI J., ROSOŁOWSKI E., KASZTENNY B., *Location of fault on series-compensated power transmission lines*, Patent No. WO 99/32894.
- [163] SAHA M.M., KASZTENNY B., *AI methods in power system protection*, International Journal of Engineering Intelligent Systems for Electrical Engineering and Communications, Vol. 5, No. 4, December 1997, CRL Publishing Ltd., s. 183–184.
- [164] SAHA M.M., KASZTENNY B., IŻYKOWSKI J., ROSOŁOWSKI E., *A novel fault locating technique for transmission lines with series-compensation*, Proceedings of the Power Systems Computations Conference, PSCC '99, Trondheim, Norway, 1999, s. 679–685.

- [165] SAHA M.M., ROSOŁOWSKI E., IŻYKOWSKI J., *A method of fault location using unsynchronized symmetrical quantities*, Zgłoszenie patentowe, Reference number KN 3–20351, ABB, Szwecja, 2000.
- [166] SAHA M.M., ROSOŁOWSKI E., IŻYKOWSKI J., KASZTENNY B., *EMTP/ATP study of phenomena for series compensated line protection*, European EMTP Users Group (EEUG) News, 1997, Vol. 3, No. 1, s. 67–76.
- [167] SAHA M.M., WIKSTROM K., IŻYKOWSKI J., ROSOŁOWSKI E., *Fault location in uncompensated and series-compensated parallel lines*, Proceedings of PES Winter Meeting, IEEE Catalog Number: 00CH37077C, CD-ROM: 0–7803–5938–0, 23–27.01.2000, Singapore, s. 1–6.
- [168] SAHA M.M., WIKSTROM K., LIDSTROM S., KOPPARI L., *Implementation of new fault location technique for series-compensated lines*, CIGRE – Study Committee 34 Colloquium and Meeting, Preferential Subject 2 – Fault Location and System Restoration, Paper 212, 11–15.10.1999, Florence, Italy.
- [169] SAHA M.M., WIKSTROM K., LINDAHL S., *A new approach to fast distance protection with adaptive features*, Proceedings of the 6th International Conference on Developments in Power System Protection, Nottingham, UK, May 25–27, 1997, s. 32–35.
- [170] SAHA M.M., WIKSTROM K., ROSOŁOWSKI E., IŻYKOWSKI J., *ATP–EMTP evaluation of digital algorithms for transient errors compensation of current and voltage instrument transformers*, Proceedings of European EMTP Users Group Meeting, 8–10.11.1999, Gizzeria Lido, Italy, s. 98–112.
- [171] SANT M.T., PAITHANKAR Y.G., *Online digital fault locator for overhead transmission line*, Proc. IEE, 1979, Vol. 126, No. 11, s. 1181–1185.
- [172] SCHWEITZER E.O. III, *A review of impedance-based fault locating experience*, Proceedings of the 14th Annual Iowa–Nebraska System Protection Seminar, 16.10.1990, Omaha, Nebraska, s. 1–31.
- [173] SHENG L.B., ELANGO VAN S., *A fault location algorithm for transmission lines*, Electric Machines and Power Systems, 26, 1998, s. 991–1005.
- [174] SHENG L.B., ELANGO VAN S., *A fault location method for parallel transmission lines*, Electric Machines and Power Systems, 21, 1999, s. 253–259.
- [175] SHERWALI H.H., CROSSLEY P.A., *Expert system for fault location and protection analysis*, IEE Conference Publication, 1996, No. 421, s. 181–186.
- [176] SIDHU T.S., SINGH H., SACHDEV M.S., *Design, implementation and testing of an artificial neural-network based fault direction discriminator for protecting transmission-lines*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 2, 1995, s. 697–706.
- [177] SIGUERDIDJANE H.B., GAONACH J., LeROHELLEC N., *Application of Digital Power Simulators: advantages*, Proceedings of First Internationale Conference on Digital Power System Simulators, College Station, TX, USA, April 1995, s. 83–87.
- [178] SONG Y.H., AGGARWAL R.K., JOHNS A.T., *Digital simulation of fault arcs on long-distance compensated transmission systems with particular reference to adaptive autoreclosure*, European Transactions on Electric Power, Vol. 5, September/October 1995, s. 315–324.
- [179] SOWA P., *Verification of short-circuit computer simulation with the values measured during the arcing fault test in 380 kV substation*, Proceedings of the 5th International Symposium on Short-Circuit Currents in Power Systems, Warszawa, 8–9 September 1992, s. 1.26.1–1.26.4.
- [180] STYVAKTAKIS E., BOLLEN M.H.J., GU I.Y.H., *A fault location technique for two and three terminal lines using high frequency fault clearing transients*, Proceedings of IEEE Power Tech Conference, Budapest, Hungary, 29.08–02.10.1999, paper BPT99–410–22.
- [181] SULTAN A.F., SWIFT G.W., FEDIRCHUK D.J., *Detection of high impedance arcing faults using a multilayer perceptron*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 4, October 1992, s. 1871–1877.

- [182] SRINIVASAN K., ST-JACQUES A., *A new fault location algorithm for radial transmission systems with loads*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 3, July 1989, s. 1676–1682.
- [183] SZAFRAN J., *Rozpoznawanie sygnałów w cyfrowej automatyce zabezpieczeniowej*, Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Monografie nr 23, 1990.
- [184] SZCZERSKI R., *Lokalizacja uszkodzeń w sieciach elektroenergetycznych*, Warszawa, WNT, 1990.
- [185] SZCZERSKI R., *Reaktancyjne metody lokalizacji zwarć w napowietrznych liniach el-en. o napięciu 110–400 kV*, Energetyka, 1980, z. 8, s. 317–320.
- [186] TAKAGI T., YAMAKOSI Y., YAMURA M., KONDOW R., MATSUSHIMA T., *Development of new type fault locator using the one-terminal voltage and current data*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 8, August 1982, s. 2892–2898.
- [187] TAKAGI T., YAMAKOSI Y., BABA J., UEMURA K., SAKAGUCHI T., *A new algorithm of an accurate fault location for EHV/UHV transmission lines: Part I – Fourier transformation method*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 3, March 1981, s. 1316–1322.
- [188] TAKAGI T., YAMAKOSI Y., BABA J., UEMURA K., SAKAGUCHI T., *A new algorithm of an accurate fault location for EHV/UHV transmission lines: Part II – Laplace transform method*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 3, March 1982, s. 564–573.
- [189] TAN J.C., CROSSLEY P.A., KIRSCHEN D., GOODY J., DOWNES J., *Fault section identification on a transmission network using action factors and expert system technology*, Proceedings of the 13th Power systems Computations Conference – PSCC '99, Trondheim, Norway, June 28 – July 2nd, 1999, s. 820–826.
- [190] TAWFIK M.M., MORCOS M.M., *A novel approach for fault location on transmission lines*, IEEE Power Engineering Review, December 1998, s. 65–67.
- [191] TZIOUVARAS D.A., ROBERTS J., BENMMOUYAL G., *New multi-ended fault location design for two- or three-terminal lines*, CIGRE – Study Committee 34 Colloquium and Meeting, Preferential Subject 2 – Fault Location and System Restoration, Paper 213, 11–15.10.1999, Florence, Italy.
- [192] UNGRAD H., WINKLER W., WISZNIEWSKI A., *Protection techniques in electrical energy systems*, Marcel Dekker Inc., New York 1995.
- [193] VAUGHAN M., MOORE P.J., *A digital signal processing technique, utilising VLF radio spectra for the detection of power system arcing faults*, Proceedings of the 13th Power systems Computations Conference – PSCC '99, Trondheim, Norway, June 28 – July 2nd, 1999, s. 693–699.
- [194] WAIKAR D.L., ELANGO VAN S., LIEW A.C., *Further enhancements in the symmetrical components based improved fault impedance estimation method. Part I. Mathematical modelling*, Electric Power Systems Research 40 (1997), s. 189–194.
- [195] WAIKAR D.L., LIEW A.C., ELANGO VAN S., *Further enhancements in the symmetrical components based improved fault impedance estimation method. Part II. Performance evaluation*, Electric Power Systems Research 40 (1997), s. 189–194.
- [196] WILSON R.E., ZEVENBERGEN G.A., MAH D., MURPHY A.J., *Calculation of transmission line parameters from synchronized measurements*, Electric Machines and Power Systems, 27, 1999, s. 1269–1278.
- [197] WINKLER W., WISZNIEWSKI A., *Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych*, Warszawa, WNT, 1999.
- [198] WISZNIEWSKI A., *Accurate fault impedance locating algorithm*, IEE Proceedings, Part C, Vol. 130, No. 6, 1983, s. 311–315.
- [199] WISZNIEWSKI A., *Algorytmy pomiarów cyfrowych w automatyce elektroenergetycznej*, Warszawa, WNT, 1990.

- [200] WISZNIEWSKI A., *Digital high-speed calculation of the distorted signal fundamental component*, IEE Proc., No. 1, 1990, s. 19–24.
- [201] WISZNIEWSKI A., *Fault location correction of errors due to current transformers*, Proceedings of the Third International Conference on Developments in Power System Protection, 17–19.04.1985, London, UK, Conference Publication, No. 249, s. 185–187.
- [202] WISZNIEWSKI A., IŻYKOWSKI J., *Influence of ferroresonance suppression circuits upon the transient response of capacitive voltage transformers*, IEE Conference Publ. No. 125, Developments in Power System Protection, London 1975.
- [203] WISZNIEWSKI A., *Przekładniki w elektroenergetyce*, Warszawa, WNT, 1993.
- [204] WISZNIEWSKI A., SZAFRAN J., *Distance algorithm immune to saturation of current transformers*, Proceedings of the International Conference on Developments in Power System Protection, London, 1989, s. 196–199.
- [205] WISZNIEWSKI A., *Zastosowanie teorii składowych symetrycznych do obliczeń szczególnych przypadków zwarciovych*. Rozprawy Elektrotechniczne, t. XI, z. 1, 1965, s. 3–20.
- [206] WYSOCKI Z., *Lokalizacja zwarć w liniach napowietrznych najwyższych napięć*, Rozprawa doktorska, Politechnika Śląska, Gliwice 1985.
- [207] WYSOCKI Z., *Lokalizacja zwarć w liniach napowietrznych najwyższych napięć z uwzględnieniem zmienności impedancji składowej zerowej*, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, Elektryka, nr kol. 1169, 1992, s. 264–278.
- [208] WYSOCKI Z., *MLZI i MLZIL – mikroprocesorowe lokalizatory zwarć w napowietrznych liniach energetycznych wysokiego napięcia*, Energetyka, nr 5, 1989, s. 165–168.
- [209] XIA Y.Q., *Development and implementation of a variable window algorithm for high-speed and accurate digital distance protection*, IEE Gener. Transm. and Distrib., 1994, Vol. 141, No. 4, s. 383–389.
- [210] YOUSSEF OMAR A.S., *A new technique for location of transmission line faults using single-terminal voltage and current data*, Electrical Power Systems Research, Vol. 23, 1992, s. 123–128.
- [211] ZAMORA I., MINAMBRES J.F., MAZON A.J., ALVAREZ-ISASI R., LAZARO J., *Fault location on two-terminal transmission lines based on voltages*, IEE Proceedings – Gener. Transm. Distrib., Vol. 143, No. 1, January 1996, s. 1–6.
- [212] ZHANG Q., ZHANG Y., SONG W., *Transmission line fault location for single-phase-to-earth fault on non-direct-ground neutral system*, IEEE Power Engineering Review, September 1997, s. 40–41.
- [213] ZHANG Q., ZHANG Y., SONG W., YU Y., WANG Z., *Fault location of two-parallel transmission line for non-earth fault using one-terminal data*, Paper PE433-PWRD-0-10-1998, IEEE Winter Meeting, New York 1999.
- [214] ZHANG Q., ZHANG Y., SONG W., YU Y., *Transmission line fault location for phase-to-earth fault using one-terminal data*, IEE Proc.–Gener. Transm. Distrib., Vol. 146, No. 2, March 1999, s. 121–124.
- [215] ZHANG Z., DESHU CH., *An adaptive approach in digital distance protection*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 1, January 1991, s. 135–142.
- [216] ZIEGLER G. (convener), *Application guide on protection of complex transmission network configurations*, CIGRE materials – SC-34 WG-04, August 1990.
- [217] ŻYDANOWICZ J., *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa*, t. 1, 2, 3, Warszawa, WNT, 1979.

IMPEDANCE ALGORITHMS FOR LOCATING FAULTS IN POWER TRANSMISSION LINES

Impedance-based algorithms for locating faults in power transmission lines for inspection-repair and for verification of distance relays operation purposes have been presented. Algorithms for single and parallel lines as well as for lines with series compensation have been formulated. The delivered algorithms are designated for locating faults in both transposed and untransposed lines. Fault location methods based on local measurements have been deeply investigated. Optimal location algorithm using unsynchronized measurements at the line terminals has been formulated. New algorithms utilizing measurements from distance relays at the line terminals have been presented as well. The generalized models of faults and fault loops, developed for both the local measurements and the measurements performed by distance relays, appear as a fundamental basis for the synthesis of the presented fault location algorithms. The auxiliary procedures of fault location algorithms including the developed algorithm compensating for transient errors of capacitive voltage transformers have been presented. Evaluation of accuracy of the presented algorithms has been performed with use of signals obtained from simulation of numerous faults in transmission lines. For this purpose the software package Alternative Transients Program – Electromagnetic Transients Program (ATP–EMTP) being one of the main tools for simulation of power system transients has been applied.

Verified by Ewa Sobesto

PRACE NAUKOWE INSTYTUTU ENERGEOELEKTRYKI
(wydane w latach 1990–2000)

- Nr 83, Monografie nr 23, S. Szafran, *Rozpoznawanie sygnałów w cyfrowej automatyce zabezpieczeniowej*, Wrocław 1990
- Nr 84, Monografie nr 24, A. Wilkosz, *Metody wstępnego uwiarygodniania danych pomiarowych parametrów stanu pracy systemu elektroenergetycznego*, Wrocław 1990
- Nr 85, Monografie nr 25, A. Wilczyński, *Systemy taryfowe jako narzędzie ekonomicznego sterowania zapotrzebowaniem na moc i energię elektryczną*, Wrocław 1990
- Nr 86, Monografie nr 26, Z. Kozik, *Niezawodność wytwarzania energii elektrycznej. Rezerwa mocy w systemie elektroenergetycznym*, Wrocław 1991
- Nr 87, Konferencje nr 31, *Symulacja cyfrowa procesów dynamicznych i przetwarzania sygnałów do celów automatyki elektroenergetycznej*, Wrocław 1991
- Nr 88, Monografie nr 27, E. Rosołowski, *Analiza algorytmów zabezpieczeń elektroenergetycznych*, Wrocław 1992
- Nr 89, Konferencje nr 32, *Zjawiska i zabezpieczenia ziemnozwarciowe w sieciach rozdzielczych średniego napięcia*, II Krajowa konferencja naukowo-techniczna, Wrocław 1997
- Nr 90, Konferencje nr 33, *Sieci elektroenergetyczne w przemyśle i energetyce. SIECI '98*. III Krajowa konferencja naukowo-techniczna, Wrocław 1998
- Nr 91, Konferencje nr 34, *Sieci elektroenergetyczne w przemyśle i energetyce. SIECI 2000*. IV Konferencja naukowo-techniczna, t. 1 i t. 2, Wrocław 2000

**Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej
są do nabycia w następujących księgarniach:
„Politechnika”
Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław
budynek A-1 PWr., tel. (0-71) 320 25 34;
„Tech”
plac Grunwaldzki 13, 50-377 Wrocław
budynek D-1 PWr., tel. (0-71) 320 32 52
Prowadzimy sprzedaż wysyłkową**

ISSN 0324-976x