

INSTYTUT ENERGOELEKTRYKI POLITECHNIKI WROCŁAWSKIEJ
ZAKŁAD AUTOMATYKI I STEROWANIA W ENERGETYCE

Paweł Dawidowski

**LOKALIZACJA ZWARĆ W LINIACH NAPOWIETRZNYCH
Z ESTYMACJĄ JEJ PARAMETRÓW PRZY
ZASTOSOWANIU POMIARÓW ROZPROSZONYCH**

**Praca doktorska
przygotowana pod kierunkiem
Prof. dr. hab. inż. Jana Iżykowskiego**

Wrocław, 2012

Niniejsza rozprawa doktorska powstała w ramach projektu badawczego Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego nr N511 008 32/1688, realizowanego w latach 2009 – 2012.

Podziękowania

Serdecznie dziękuję mojemu Promotorowi Panu prof. dr hab. inż. Janowi Iżykowskiemu, za ukierunkowanie niniejszej rozprawy, wieloletnią opiekę oraz okazaną życzliwość i przychylność.

Pragnę podziękować także wszystkim Pracownikom i Doktorantom Zakładu Automatyki i Sterowania w Energetyce za możliwość przebywania w Zespole z tak niepowtarzalną atmosferą pracy i koleżeństwa.

Chciałbym również podziękować moim Rodzicom za cały trud włożony w moje wychowanie i ukierunkowanie mojego życia na sprawy ważne i pożyteczne dla innych oraz za wsparcie od samego początku studiów.

Wykaz stosowanych oznaczeń:

SYMBOL	OBJAŚNIENIE
$\underline{\gamma}_i$	Stała propagacji linii dla i-tej składowej symetrycznej
δ	Kąt synchronizacji układów pomiarowych z dwóch końców linii dla częstotliwości podstawowej mierzonego sygnału
δ_{err}	Błąd kątowy wyznaczonego kąta synchronizacji za pomocą zaproponowanej metody
δ_{res}	Kąt obliczony za pomocą zaproponowanej metody
ω_1	Pulsacja składowej podstawowej mierzonego sygnału
\underline{a}	Operator zespolony obrotu o kąt 120°
$\underline{a}_{F1}^{SetI}, \underline{a}_{F2}^{SetI}, \underline{a}_{F1}^{SetII}, \underline{a}_{F2}^{SetII}$	Dwa liniowo niezależne zestawy współczynników określających udział danej składowej symetrycznej prądu zwarciovego w całkowitym prądzie zwarciovym
$\underline{b}_{IS}, \underline{b}_{IR}$	Błąd zespolony przekładników prądowych odpowiednio po stronie systemu S oraz R
b_{ISamp}, b_{IRamp}	Błąd prądowy przekładników prądowych odpowiednio po stronie systemu S oraz R
b_{ISfaz}, b_{IRfaz}	Błąd fazowy przekładników prądowych odpowiednio po stronie systemu S oraz R
$\underline{b}_{F1}, \underline{b}_{F2}$	Współczynniki określające zależność pomiędzy składową zerową, a składowymi zgodną i przeciwną dla zwarć z udziałem ziemi
C_{AA}	Pojemność filtra anty-aliasingowego
C'_{L0m}	Poprzeczna pojemność jednostkowa sprzężenia magnetycznego pomiędzy dwoma torami w liniach dwutorowych na kilometr długości dla składowej zerowej
C'_{Li}	Poprzeczna pojemność jednostkowa dla i-tej składowej symetrycznej na kilometr długości
C'_{Lier}	Procentowy błąd wyznaczenia poprzecznej pojemności jednostkowej dla i-tej składowej symetrycznej w odniesieniu do prawidłowej wartości (użytej w modelu symulacyjnym)
C'_{Lires}	Wynik estymacji poprzecznej pojemności jednostkowej dla i-tej składowej symetrycznej

CT_S, CT_R	Przekładniki prądowe na końcach linii odpowiednio S oraz R
d_{res}	Wynik lokalizacji zwarcia (odległość do zwarcia) otrzymany za pomocą jednego z przedstawionych rozwiązań w jednostkach względnych
d	Odległość od końca linii S do miejsca wystąpienia zwarcia w jednostkach względnych [p.u.], zadana w symulacji
d_{err}	Procentowy błąd lokalizacji zwarcia
$e^{j\delta}$	Operator synchronizujący fazory mierzone strony systemu S, zakładając za punkt odniesienia pomiary od strony systemu R
$\underline{E}_{sysS}, \underline{E}_{sysR}$	Zastępcze siły elektromotoryczne odpowiednio systemu S oraz R
FL	Lokalizator zwarcia
$\underline{I}_0, \underline{I}_1, \underline{I}_2$	Kolejno składowe symetryczne prądów: zerowa, zgodna oraz przeciwna
\underline{I}_F	Całkowity prąd zwarcia jednofazowego lub dwufazowego bez ziemi
$\{\underline{I}_F\}$	Wektor prądów poszczególnych faz w miejscu zwarcia
\underline{I}_{Fi}	i-ta składowa symetryczna prądu w miejscu zwarcia
$\underline{I}_{Fi}^{calc}$	Obliczona i-ta składowa symetryczna prądu w miejscu zwarcia
$\underline{I}_{L1}, \underline{I}_{L2}, \underline{I}_{L3}$	Prądy trójfazowe
$\{\underline{I}_S\}, \{\underline{I}_R\}$	Wektor prądów fazowych płynących na końcu linii odpowiednio od strony systemu S oraz R
$\underline{I}_{S1}^A, \underline{I}_{R1}^A$	Składowe zgodne prądów w torze zdrowym podczas zwarcia odpowiednio od strony systemu S oraz R dla transponowanej linii dwutorowej
$\underline{I}_{S1}^B, \underline{I}_{R1}^B$	Składowe zgodne prądów w torze ze zwarcie odpowiednio od strony systemu S oraz R dla transponowanej linii dwutorowej, podczas zwarcia
$\underline{I}_{Si}, \underline{I}_{Ri}$	Prądy i-tej składowej symetrycznej płynące odpowiednio od strony systemu S oraz R podczas zwarcia
$\underline{I}_{SLi}^{pre}, \underline{I}_{RLi}^{pre}$	Prądy i-tej fazy płynące odpowiednio od strony systemu S oraz R przed zwarcie

$i_s(t)$	Przykładowy prąd chwilowy jednej z faz od strony systemu S
l	Długość linii w kilometrach
L1, L2, L3	Oznaczenia kolejnych faz
M	Ogólnie ujęte sprzężenie magnetyczne w linii dwutorowej
MU _S , MU _R	Jednostki pomiarowe na końcach linii odpowiednio S oraz R
R_{AA}	Rezystancja filtra anty-aliasingowego
\underline{r}_I	Stosunek błędów zespolonych przekładników prądowych z obu końców linii
R'_{Lom}	Podłużna rezystancja jednostkowa sprzężenia magnetycznego pomiędzy dwoma torami w liniach dwutorowych na kilometr długości dla składowej zerowej
R'_{Li}	Podłużna rezystancja jednostkowa dla i-tej składowej symetrycznej na kilometr długości
R'_{Lier}	Procentowy błąd wyznaczenia podłużnej rezystancji jednostkowej dla i-tej składowej symetrycznej w odniesieniu do prawidłowej wartości użytej w symulacji
R'_{Lires}	Wynik estymacji podłużnej rezystancji jednostkowej dla i-tej składowej symetrycznej
R_S, R_R	Rezystancje zwarcia systemów na obu końcach linii odpowiednio S oraz R
R_{zw}	Rezystancja zwarcia w miejscu zwarcia
$R_{zw(f-f)}$	Rezystancja pomiędzy poszczególnymi fazami podczas zwarcia międzyfazowych
S, R	Oznaczenie końców linii, do których są podłączone zastępcze systemy odpowiednio S oraz R
S_S, S_R	Moc zwarcia na obu końcach linii odpowiednio systemu S oraz R
T_1	Okres składowej podstawowej mierzonego sygnału
t_δ	Przesunięcie w czasie pomiarów układów mierzących na obu końcach linii napowietrznej, wynikające z braku synchronizacji
$\underline{V}_0, \underline{V}_1, \underline{V}_2$	Kolejno składowe symetryczne napięcie zerowa, zgodna oraz przeciwna

$\{\underline{V}_F\}$	Wektor napięć fazowych w punkcie zwarcia
\underline{V}_{Fi}	Napięcie i-tej składowej symetrycznej w punkcie zwarcia
$\underline{V}_{L1}, \underline{V}_{L2}, \underline{V}_{L3}$	Napięcia trójfazowe
\underline{V}_N	Napięcie znamionowe linii
$\{\underline{V}_S\}, \{\underline{V}_R\}$	Wektor napięć fazowych występujących na końcu linii odpowiednio od strony systemu S oraz R
$\underline{V}_{Si}, \underline{V}_{Ri}$	Napięcia fazowe i-tej składowej symetrycznej odpowiednio po stronie systemu S oraz R, podczas zwarcia
$\underline{V}_{SLi}^{pre}, \underline{V}_{RLi}^{pre}$	Napięcia fazowe i-tej fazy odpowiednio od strony systemu S oraz R, przed zwarcie
$\underline{V}_{TS}, \underline{V}_{TR}$	Przekładniki napięciowe na końcach linii odpowiednio S oraz R
X'_{L0m}	Podłużna reaktancja jednostkowa sprzężenia magnetycznego pomiędzy dwoma torami w liniach dwutorowych na kilometr długości dla składowej zerowej
X'_{Li}	Podłużna reaktancja jednostkowa dla i-tej składowej symetrycznej na kilometr długości
X'_{Lier}	Procentowy błąd wyznaczenia podłużnej reaktancji jednostkowej dla i-tej składowej symetrycznej w odniesieniu do prawidłowej wartości użytej w modelu symulacyjnym
X'_{Lires}	Wynik estymacji podłużnej reaktancji jednostkowej dla i-tej składowej symetrycznej
X_S, X_R	Reaktancje zwarcia systemów na obu końcach linii odpowiednio S oraz R
\underline{Y}_{iil}	Admitancja własna i-tej fazy linii
\underline{Y}_{ijl}	Admitancja wzajemna pomiędzy i-tą a j-tą fazą linii
\underline{Y}_L	Macierz admitancji linii
\underline{Y}'_{Li}	Poprzeczna admitancja jednostkowa na kilometr długości dla i-tej składowej symetrycznej
\underline{Y}_{Li}	Całkowita poprzeczna admitancja dla i-tej składowej symetrycznej

$\underline{Y}_{\text{sym}(i)}$	i-ta admitancja własna lub wzajemna zawarta w macierzy admitancji poprzecznych
$\underline{Z}_1^{\text{lumped}}$	Całkowita impedancja podłużna dla składowej zgodnej linii dla modelu o parametrach skupionych
\underline{Z}_{ci}	Impedancja falowa linii dla i-tej składowej symetrycznej
\underline{Z}_{iiL}	Impedancja własna i-tej fazy linii
\underline{Z}_{ijL}	Impedancja wzajemna pomiędzy i-tą a j-tą fazą linii
\underline{Z}_L	Macierz impedancji linii
\underline{Z}_{Li}	Całkowita podłużna impedancja dla i-tej składowej symetrycznej
\underline{Z}'_{Li}	Podłużna impedancja jednostkowa na kilometr długości dla i-tej składowej symetrycznej
$\underline{Z}_{\text{sysS}}, \underline{Z}_{\text{sysR}}$	Zastępcze impedancje zwarcia odpowiednio systemu S oraz R

Spis treści

1. Wstęp	10
2. Cel i zakres rozprawy, teza	13
2.1. Cel i zakres rozprawy	13
2.2. Teza rozprawy	14
3. Lokalizacja zwarć w liniach napowietrznych	15
3.1. Wstęp	15
3.2. Pomiary rozproszone synchroniczne lub niesynchroniczne	15
3.3. Podstawowe modele matematyczne linii stosowane do lokalizacji zwarć	18
3.4. Podsumowanie	23
4. Dokładna lokalizacja zwarć w liniach napowietrznych	24
4.1. Wstęp	24
4.2. Istniejące algorytmy do lokalizacji zwarć, estymacji par. linii oraz synchronizacji	25
4.3. ALGORYTM LOKALIZACJI ZWARCIA 1 – Lokalizacja zwarcia z użyciem pomiarów przedzwarciowych oraz zwarciovych	29
4.4. ALGORYTM LOKALIZACJI ZWARCIA 2 – Lokalizacja zwarcia tylko z użyciem pomiarów zwarciovych	34
4.5. ALGORYTM LOKALIZACJI ZWARCIA 3 – Lokalizacja zwarcia tylko z użyciem pomiarów zwarciovych w transponowanych liniach wielotorowych	38
4.6. Testy symulacyjne proponowanych algorytmów lokalizacji zwarć	40
4.7. Porównanie zaproponowanych algorytmów do lokalizacji zwarć z klasycznym algorytmem	41
4.8. Porównanie zaproponowanych algorytmów do lokalizacji zwarć z wybranymi algorytmami z literatury	41
4.9. Podsumowanie	43
5. Estymacja parametrów linii	46
5.1. Wstęp	46
5.2. Estymacja parametrów linii dla składowych symetrycznych	46
5.3. Podsumowanie	50
6. Synchronizacja pomiarów z obu końców linii napowietrznej	52
6.1. Wstęp	52
6.2. ALGORYTM SYNCHRONIZACJI Ia dla pomiarów z obu końców linii transponowanej	52
6.3. ALGORYTM SYNCHRONIZACJI Ib dla pomiarów z obu końców linii nietransponowanej	56
6.4. Podsumowanie	60
7. Modelowanie zwarć w liniach napowietrznych za pomocą programu ATP-EMTP	62
7.1. Wstęp	62

7.2.	Modelowanie systemów ekwiwalentnych oraz torów pomiarowych.....	63
7.3.	Modelowanie linii transponowanych za pomocą programu ATP-EMTP	64
7.4.	Modelowanie linii nietransponowanych za pomocą programu ATP-EMTP	66
7.5.	Podsumowanie.....	68
8.	Wpływ błędów pomiarowych na błędy przedstawionych metod	70
8.1.	Wstęp.....	70
8.2.	Analiza błędów opracowanych metod.....	71
8.3.	ALGORYTM LOKALIZACJI ZWARCIA 1 – błędy wprowadzone przez przekładniki pomiarowe.....	72
8.4.	ALGORYTM LOKALIZACJI ZWARCIA 2 – błędy wprowadzone przez przekładniki pomiarowe.....	73
8.5.	Wpływ błędów synchronizacji na błąd lokalizacji zwarcia.....	74
8.6.	Podsumowanie.....	74
9.	Wnioski.....	75
10.	Literatura	78
11.	Załączniki.....	84
11.1.	Wyniki testów algorytmów do lokalizacji zwarć.....	84
11.2.	Wyniki estymacji parametrów linii na podstawie sygnałów przedzwarciovych. .	97
11.3.	Wyniki estymacji parametrów linii na podstawie sygnałów zwarciovych.	98
11.4.	Wyniki testów algorytmu synchronizacji dla linii transponowanej.....	106
11.5.	Wyniki testów algorytmu synchronizacji Ib dla linii nietransponowanej.....	107
11.6.	Statystyczne wyniki testów klasycznego algorytmu do lokalizacji zwarć	108
11.7.	Statystyczne wyniki testów algorytmu 1 do lokalizacji zwarć	110
11.8.	Statystyczne wyniki testów algorytmu 2 do lokalizacji zwarć	114
11.9.	Statystyczne wyniki testów algorytmu Ia do synchronizacji pomiarów z obu końców linii.....	119

1. Wstęp

W ramach niniejszej rozprawy obiektem przeprowadzonych badań są linie napowietrzne. Przesyłowe linie napowietrzne, które są przedmiotem szczegółowych analiz, służą do przesyłania energii elektrycznej na znaczne odległości. Niestety linie napowietrzne nie są niezawodne. Często występują w nich zwarcia z różnych powodów: pogodowych, przeciążeniowych lub innych. Statystyki pokazują [50], że w Polsce średnio występuje 3 do 5 zwarć rocznie na 100km linii dla poziomu napięć w przedziale 200-250kV. Ilość zwarć maleje wraz ze wzrostem poziomu napięcia linii. Dla napięć w zakresie 300–500kV występuje rocznie od 1 do 3 zwarć na 100km linii. Przeważająca ich liczba to zwarcia jednofazowe – około 4.84 rocznie na 100km wszystkich zwarć dla poziomu napięć w przedziale 200-500kV. Bardzo rzadko zdarzają się zwarcia pomiędzy dwoma sąsiednimi torami, prowadzonymi na tych samych słupach, statystycznie 0.17 rocznie na 100km.

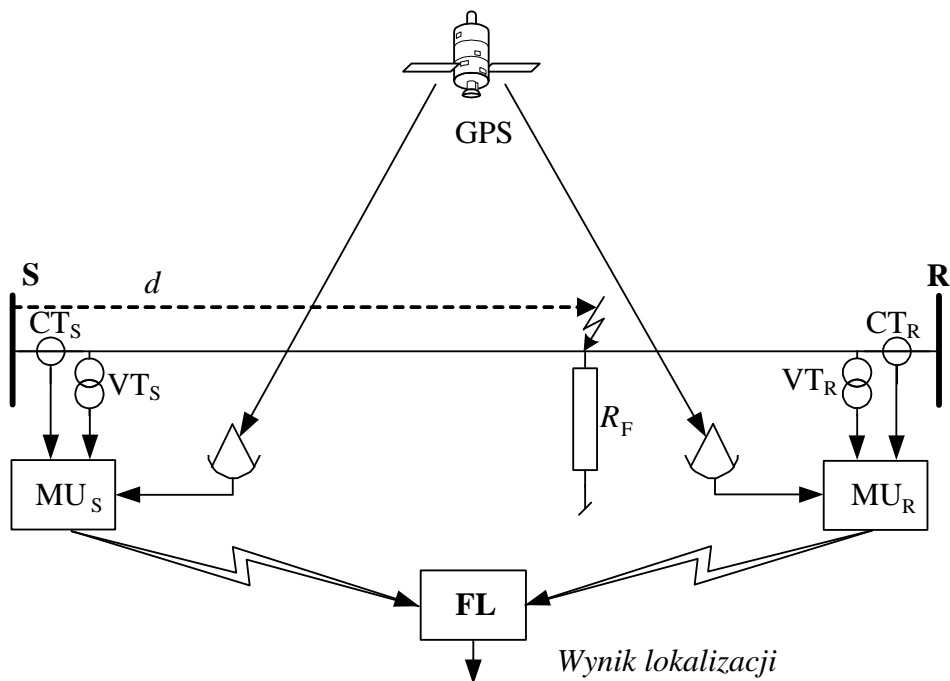
Rozwiązanie problemu lokalizacji zwarć w liniach napowietrznych służy dwóm celom. Pierwszy z nich to przeprowadzenie lokalizacji do zapewnienia selektywnego działania zabezpieczeń linii oraz ich wzajemnego rezerwowania. Taka procedura skupia się bardziej na szybkości działania niż dokładności lokalizacji i generalnie służy do identyfikacji sekcji lub strefy linii w której wystąpiło zwarcie. Poprawna identyfikacja linii, w której wystąpiło zwarcie zapewnia wyłączenie tylko uszkodzonej linii, a w razie uszkodzenia wyłącznika zapewnienie wyłączenia uszkodzonej części systemu przez sąsiadujące wyłączniki.

Drugim celem lokalizacji zwarć w liniach napowietrznych jest dokładne wyznaczenie miejsca zwarcia, co jest kluczem do szybkiej eliminacji skutków zwarcia oraz przywrócenia zasilania odbiorcom. Jest to szczególnie ważne w przypadku linii o znacznej długości prowadzonych w terenie trudno dostępnym. W takim wypadku duży nacisk kładzie się na dokładność lokalizacji. Taką procedurę lokalizacji zwarcia można przeprowadzić po poprawnym wyłączeniu uszkodzonego toru linii, na podstawie zarejestrowanych sygnałów mierzonych na jednym lub obu jej końcach. Niniejsza praca koncentruje się na lokalizacji zwarć przeprowadzonej do celów inspekcyjno-remontowych (drugi cel). Jednak dodatkowe rezultaty osiągane przy tej lokalizacji, którymi są wyznaczone parametry linii, są przydatne do nastawiania zabezpieczeń odległościowych linii elektroenergetycznych.

Na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat nastąpił znaczny rozwój algorytmów rozwiązujących problem lokalizacji zwarcia w liniach napowietrznych nierozgałęzionych na podstawie różnych kombinacji mierzonych na jej końcach sygnałów prądów i napięcia. Zaproponowano liczne rozwiązania oparte na pomiarach prądów i napięć fazowych na

jednym z końców linii, jak np. w [50]. Ze względu na niedobór informacji uproszczenia stosowane w tych metodach powodowały znaczne błędy w wynikach lokalizacji zwarcia.

Wraz z rozwojem zabezpieczeniowych przekaźników cyfrowych oraz kanałów komunikacyjnych pojawiła się możliwość wykorzystania sygnałów z obu końców linii. Konieczne stało się rozwiązanie problemu wspólnego odniesienia obu zestawów pomiarów w czasie, co skutkowało rozwojem analitycznych metod do ich synchronizacji [11, 12, 14, 24, 25, 40, 41, 49, 65] lub wykorzystaniem do tego technologii GPS (Global Positioning System), jak obrazowo przedstawiono na Rys.1.1. Z powodu większej ilości informacji zawartych w mierzonych sygnałach możliwe stało się zastosowanie dokładniejszych modeli linii napowietrznych, a co za tym idzie zwiększyła się dokładność algorytmów lokalizujących zwarcie w linii napowietrznej [5, 8, 19, 24, 25, 28, 35, 36, 37, 39, 49, 57, 59, 60, 62].



Rys.1.1 Ilustracja lokalizacji zwarć w linii napowietrznej.

gdzie:

CT_S, CT_R – przekładniki prądowe na końcach linii odpowiednio S oraz R,

VT_S, VT_R – przekładniki napięciowe na końcach linii odpowiednio S oraz R,

MU_S, MU_R – jednostki pomiarowe na końcach linii odpowiednio S oraz R, zsynchronizowane za pomocą GPS,

FL – lokalizator zwarcia,

d – odległość do zwarcia,

R_F – rezystancja zwarcia.

Współczesne tendencje rozwoju algorytmów lokalizacji zwarców w liniach napowietrznych kierują się w stronę wykorzystania pełnych informacji zawartych w mierzonych sygnałach do eliminacji potrzeby nastaw parametrów linii [2, 3, 5, 7, 8, 32, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 46, 49, 54, 55]. Zaproponowano metody wyznaczające miejsce zwarcia bez potrzeby znajomości parametrów linii, przy założeniu pełnej synchronizacji pomiarów z obu końców linii za pomocą sygnału GPS. Niektóre z nich rozwiązują problem synchronizacji razem z lokalizacją zwarcia za pomocą metod numerycznych [2, 3, 24, 25, 45, 49]. Takie podejście uzasadnia się tym, że parametry linii niekoniecznie są stale takie same. Przykładowo rezystancja linii zależy wprost proporcjonalnie od jej temperatury, która z kolei będzie silnie zależęć od warunków pogodowych, pory roku, a także jej prądu obciążenia. Roczna zmiana parametrów linii została zarejestrowana i przedstawiona w [43]. Zmiana ta mieści się w granicach $\pm 0.8\%$ dla rezystancji linii oraz $\pm 0.3\%$ dla jej reaktancji. W dłuższym czasie naturalne procesy starzeniowe lub modernizacje mogą spowodować dalsze zmiany parametrów linii, które są wymagane do nastaw zabezpieczeń, a także procedury lokalizacji zwarcia.

W niniejszej rozprawie skupiono się na maksymalnym wykorzystaniu informacji zawartych w mierzonych sygnałach w oparciu o możliwie najdokładniejszy model linii napowietrznej w celu eliminacji potrzeby synchronizacji oraz znajomości parametrów linii do lokalizacji zwarcia oraz dokładnej estymacji jej parametrów [5, 6, 13, 20, 21, 27, 31, 32, 35, 36, 39, 40, 41, 43, 51, 52, 53, 55, 58, 61, 64]. Istniejące rozwiązania numeryczne sugerowały, że istnieje rozwiązanie w pełni analityczne problemów synchronizacji pomiarów oraz lokalizacji zwarców. Z tego względu autor niniejszej rozprawy skupił się na analitycznych rozwiązaniach. Wyprowadzone zależności zostały ujęte w możliwie najprostszy i najbardziej zwarty sposób, jednocześnie unikając obliczeń iteracyjnych za pomocą znanych metod numerycznych. Jedynie problem synchronizacji dla linii długich wymagał podejścia iteracyjnego, wynikającego z korekcji przyjętego przybliżenia linii. Jednak zaproponowane podejście różni się w sposób znaczący od wcześniej proponowanych metod tym, że iteracja polega na korekcji rozwiązania za pomocą dokładniejszego modelu linii, a nie typowego szukaniu rozwiązania poprzez sprowadzenie problemu do wyszukiwania numerycznego minimum zdefiniowanej funkcji.

2. Cel i zakres rozprawy, teza

2.1. Cel i zakres rozprawy

Cel rozprawy

Celem rozprawy jest rozwój algorytmów do lokalizacji zwarcia w linii napowietrznej wraz z estymacją jej parametrów, przy uwzględnieniu różnej dostępności sygnałów wejściowych lokalizatora. Uwzględniono fakt, że dostępne pomiary są synchroniczne lub niesynchroniczne, przedzwarciovowe i zwarciovowe lub tylko zwarciovowe, dla różnych konfiguracji linii napowietrznych.

Zakres rozprawy

1. Analiza istniejących algorytmów do lokalizacji zwarć w liniach napowietrznych bez znajomości parametrów linii (podrozdział 4.2).
2. Analiza istniejących algorytmów do synchronizacji pomiarów z obu końców linii (podrozdział 4.2).
3. Opracowanie algorytmu lokalizacji zwarć dla linii jedno lub wielotorowej niewymagającego znajomości jej parametrów, na podstawie pomiarów przedzwarciovowych oraz zwarciovowych, wykorzystując model linii długiej przy założeniu jej transpozycji oraz przy pełnej synchronizacji pomiarów z obu jej końców (podrozdział 4.3).
4. Opracowanie algorytmu lokalizacji zwarć dla linii jednotorowej niewymagającego znajomości jej parametrów, na podstawie wyłącznie pomiarów zwarciovowych, wykorzystując model linii długiej przy założeniu jej transpozycji oraz przy pełnej synchronizacji pomiarów z obu jej końców (podrozdział 4.4).
5. Opracowanie algorytmu analitycznej synchronizacji pomiarów z obu końców linii transponowanej, na podstawie sygnałów przedzwarciovowych bez znajomości parametrów linii, zakładając model o parametrach skupionych (podrozdział 6.2).
6. Rozszerzenie opracowanego algorytmu do synchronizacji pomiarów z obu końców linii (punkt 5) dla modelu o parametrach rozproszonych (podrozdział 6.2).
7. Opracowanie algorytmu analitycznej synchronizacji pomiarów z obu końców linii nietransponowanej na podstawie sygnałów przedzwarciovowych, bez znajomości parametrów linii (podrozdział 6.3).
8. Przeprowadzenie oceny dokładności opracowanych algorytmów lokalizacji zwarcia w różnych wariantach konfiguracji linii, synchronizacji pomiarów na jej końcach oraz

wyznaczanie parametrów linii za pomocą programów ATP-EMTP oraz MATLAB (rozdział 7).

9. Przeprowadzenie badań wpływu błędów przekładników prądowych na proponowane metody (podrozdział 8.3 oraz 8.4).
10. Przeprowadzenie badań wpływu błędów synchronizacji na proponowane metody (podrozdział 8.5).

2.2. Teza rozprawy

Informacje zawarte w sygnałach mierzonych synchronicznie lub niesynchronicznie na końcach linii napowietrznej pozwalają na dokładną analityczną lokalizację zwarcia w linii wraz z estymacją jej parametrów.

3. Lokalizacja zwarć w liniach napowietrznych

3.1. Wstęp

W przeciągu kilku ostatnich lat zostało zaproponowanych wiele nowych rozwiązań problemu lokalizacji zwarć w liniach napowietrznych [1, 2, 3, 4, 13, 34, 35, 36, 39, 46, 48]. Można wyraźnie zaobserwować pewien trend w kierunku rozwoju algorytmów niewymagających znajomości parametrów linii. Znaczna ich część wymaga dokładnie zsynchronizowanych pomiarów dwustronnych [5, 7, 16, 17, 22, 26, 28, 32, 34, 36, 42, 46, 56, 59, 60], co można osiągnąć za pomocą technologii GPS. Część proponowanych rozwiązań dokonuje numerycznej synchronizacji razem z lokalizacją zwarcia [2, 3, 24, 25, 45, 49].

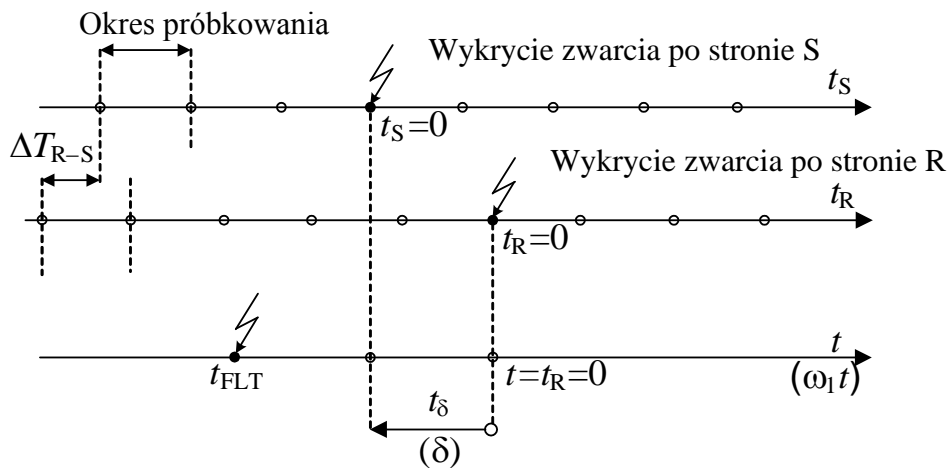
Bieżący rozdział przedstawi sposób pomiarów i cyfrowego przetwarzania zmierzonych sygnałów prądów i napięć fazowych na obu końcach linii. Szczególna uwaga zostanie zwrócona na problem synchronizacji pomiarów z obu końców linii, jako że problem ten występuje w przypadku proponowanych algorytmów lokalizacji zwarcia. W niniejszej pracy autor proponuje rozwiązanie algorytmiczne tego problemu, co jest alternatywą do stosowania GPS.

Następnie zostaną opisane podstawowe modele linii napowietrznych, na których oparte są przytoczone wyżej algorytmy lokalizacji zwarć w liniach napowietrznych, oraz zaproponowane algorytmy synchronizacji.

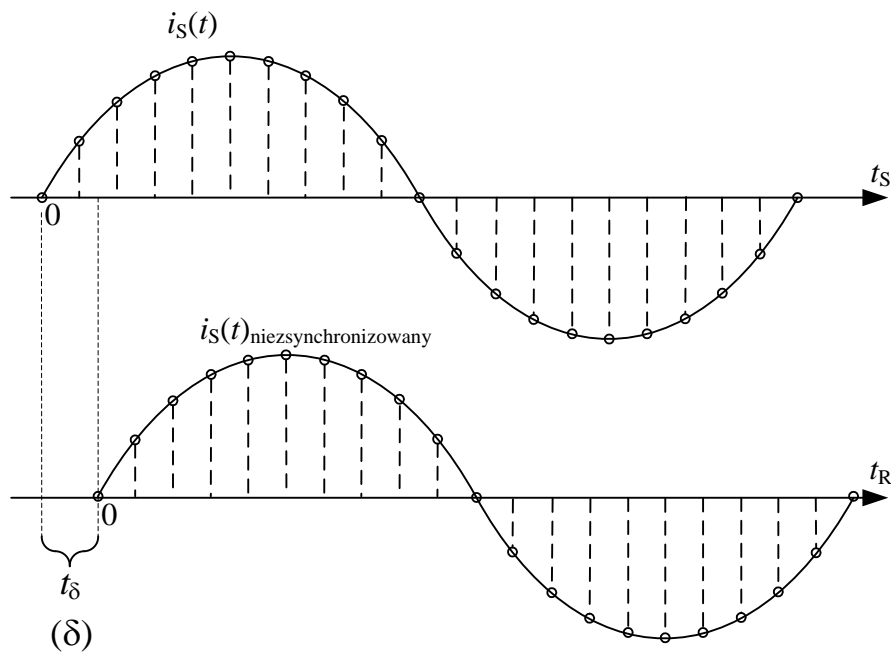
3.2. Pomiary rozproszone synchroniczne lub niesynchroniczne

Pod pojęciem pomiarów rozproszonych należy rozumieć pomiary w różnych punktach rozważanego systemu. W przypadku linii napowietrznych nierozgałęzionych poprzez pomiary rozproszone należy rozumieć pomiary w stacjach elektroenergetycznych na obu jej końcach.

Ponieważ pomiary są przeprowadzane w dwóch różnych punktach systemu, w ogólnym przypadku nie posiadają one wspólnego punktu odniesienia w czasie, tak jak przedstawiono to na Rys.3.1. Takie pomiary uznaje się za niesynchroniczne. Rys.3.2 przedstawia przykładowy pomiar prądu od strony systemu S, oraz jak zostałby przesunięty po przyjęciu za punkt odniesienia czasu układu pomiarowego od strony systemu R. Warto zaznaczyć, że różnica ta niekoniecznie musi być całkowitą liczbą próbek, jako że oba układy pomiarowe są załączane niezależnie od siebie, tj. bez synchronizacji.



Rys.3.1 Ilustracja potrzeby synchronizacji zestawów pomiarów z obu końców linii.



Rys.3.2 Przykładowy pomiar prądu z końca linii S ilustrujący przesunięcie w przypadku przyjęcia czasu na końcu linii R jako punktu odniesienia.

Możliwe jest techniczne rozwiązanie problemu synchronizacji pomiarów, poprzez zastosowanie czasu zawartego w sygnale z systemu GPS. Aby tego dokonać, oba układy pomiarowe są w momencie uruchamiania synchronizowane z czasem GPS. Dodatkowo, system GPS przekazuje co jakiś czas informację o aktualnym czasie. Jego dokładność szacuje się na $\pm 0.5 \mu s$, co przełoży się na różnicę kątową dla częstotliwości sygnału 50Hz wynoszącą $\pm 0.009^\circ$. W takim wypadku różnica kąta dla obu zestawów pomiarów nie przekroczy $\pm 0.018^\circ$. Dla porównania zakładając standardową częstotliwość próbkowania 1kHz dla sygnału o częstotliwości podstawowej 50Hz, podczas jednego okresu zmierzone zostanie 20 próbek,

co 18° . W takim wypadku można zauważyć, że błąd wynikający z zastosowania technologii GPS jest pomijalnie mały.

Zmierzone sygnały na obu końcach linii są w ogólnym przypadku przesunięte względem siebie. Przesunięcie to będzie odwzorowane za pomocą kąta synchronizacji:

$$\delta = \frac{t_\delta}{T_1} \cdot 360^\circ \quad (3.1)$$

gdzie:

t_δ – różnica czasu układów pomiarowych wynikająca z braku wspólnego punktu odniesienia,

T_1 – okres dla podstawowej częstotliwości mierzonego sygnału.

δ – różnica kątowa układów pomiarowych dla częstotliwości podstawowej mierzonego sygnału.

Ponieważ omawiane metody oparte są na reprezentacji sygnałów wejściowych lokalizatora w postaci fazorów [50], przesunięcie to zostanie uwzględnione poprzez przyjęcie jednego z systemów pomiarowych za punkt odniesienia oraz pomnożenie sygnałów zmierzonych na przeciwnym końcu linii poprzez operator synchronizujący:

$$e^{j\delta} = \cos(\delta) + j\sin(\delta) \quad (3.2)$$

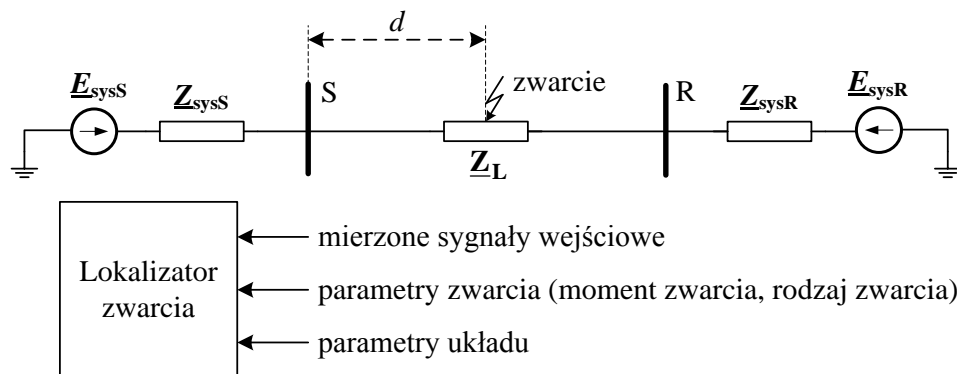
W niniejszej rozprawie przyjęte zostało, że punktem odniesienia są zawsze pomiary na końcu R, natomiast pomiary z końca S są synchronizowane za pomocą operatora (3.2).

Alternatywą dla zastosowania technologii GPS jest analityczne wyznaczenie kąta synchronizacji (3.1) lub operatora (3.2) przed procedurą lokalizacji zwarcia oraz matematyczna synchronizacja obu zestawów pomiarów. Metody te są wystarczająco dokładne, jednak mogą wymagać znajomości parametrów linii [14, 24, 25, 49]. Na przestrzeni kilku ostatnich lat zaproponowano kilka algorytmów do synchronizacji, opartych na numerycznym przybliżeniu kąta synchronizacji [40, 41]. Ich zastosowanie może być ograniczone z tego względu, że w momencie gdy przybliżane równanie posiada kilka rozwiązań, znajdujących się stosunkowo blisko siebie, nie można jednoznacznie stwierdzić, czy lokalne rozwiązanie jest tym właściwym. Także wybór początkowego rozwiązania może okazać się problematyczny. Istnienie algorytmów numerycznych sugeruje, że jest możliwe pełne analityczne rozwiązanie problemu synchronizacji, co autor niniejszej rozprawy zrealizował i przedstawił w rozdziale 6.

Zaproponowane algorytmy lokalizacji zwarć zostały przetestowane w dwóch wariantach: dla idealnie zsynchronizowanych pomiarów, oraz po analitycznej synchronizacji za pomocą metod zaproponowanych przez autora. Pozwala to ocenić niezależnie od siebie dokładność algorytmu do lokalizacji zwarć, oraz wpływ błędu synchronizacji wynikającego z przyjętej metody na wynik lokalizacji zwarć.

3.3. Podstawowe modele matematyczne linii stosowane do lokalizacji zwarć

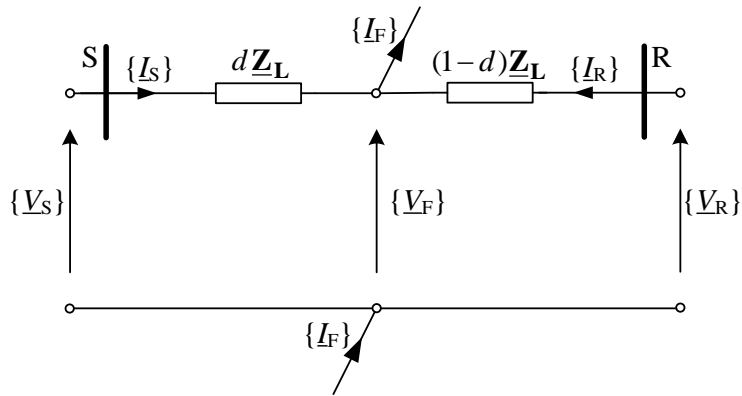
Matematyczny opis linii napowietrznej zależy od wielu różnych czynników takich jak geometria słupów, geometria oraz konfiguracja przewodów, poziom napięcia, itp. [30]. Najbardziej ogólny model linii podczas zwarcia jest przedstawiony na Rys.3.3. Zawiera on schemat linii napowietrznej w postaci impedancji linii \underline{Z}_L oraz dwa ekwiwalentne systemy na obu jej końcach reprezentowanych przez zastępcze siły elektromotoryczne \underline{E}_{sysS} , \underline{E}_{sysR} oraz zastępcze impedancje systemów \underline{Z}_{sysS} i \underline{Z}_{sysR} , gdzie d [p.u.] jest szukaną odległością do miejsca zwarcia, zdefiniowaną jako odległość pomiędzy systemem S, a punktem zwarcia w odniesieniu do całkowitej długości linii.



Rys.3.3 Ilustracja lokalizacji zwarć w linii napowietrznej jednotorowej.

Reprezentacja modelu matematycznego linii napowietrznej w głównej mierze będzie zależać od geometrii słupów elektroenergetycznych, oraz od położenia względem siebie przewodów poszczególnych faz. Jako że wiedza na temat dokładnych parametrów systemu nie jest łatwa do określenia, większość algorytmów opartych na dwustronnych pomiarach nie uwzględnia ich w modelu linii, poza nielicznymi wyjątkami [22, 49].

Model przedstawiony na Rys.3.4 jest wystarczający dla krótkich linii, rzędu 80km [50]. W przypadku dłuższych linii należy wziąć pod uwagę model linii przedstawiony na Rys.3.5, który uwzględnia pojemności poprzeczne.



Rys.3.4 Ogólny model zwarcia w linii napowietrznej o parametrach skupionych.

gdzie:

$\{I_S\}, \{I_R\}$ – oznacza wektory prądów fazowych, mierzonych na końcach linii odpowiednio S oraz R,

$\{V_S\}, \{V_R\}$ – oznacza wektory napięć fazowych, mierzonych na końcach linii odpowiednio S oraz R,

$\{V_F\}$ – oznacza wektor napięć fazowych w punkcie zwarcia,

$\{I_F\}$ – oznacza wektor prądów poszczególnych faz w miejscu zwarcia,

d – oznacza odległość do zwarcia [p.u.],

\underline{Z}_L – oznacza macierz impedancji linii.

Najprostszy model linii napowietrznej został przedstawiony na Rys.3.4. Linia jest reprezentowana za pomocą macierzy impedancyjnej (3.3) przy założeniu, że wszystkie prądy i napięcia fazowe z obu jej końców są mierzone synchronicznie.

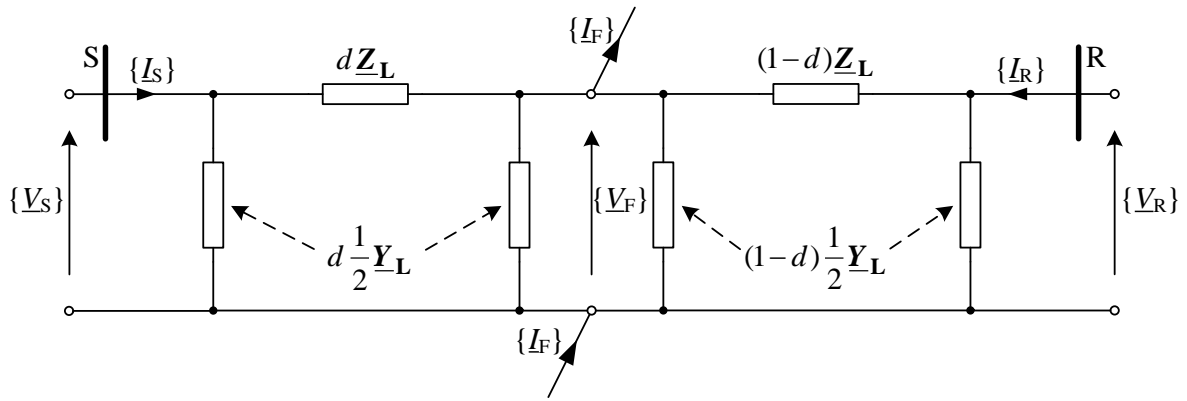
$$\underline{Z}_L = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11L} & \underline{Z}_{12L} & \underline{Z}_{13L} \\ \underline{Z}_{21L} & \underline{Z}_{22L} & \underline{Z}_{23L} \\ \underline{Z}_{31L} & \underline{Z}_{32L} & \underline{Z}_{33L} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

gdzie:

\underline{Z}_{iiL} – oznacza impedancję własną, i-tej fazy, zależną od geometrii przewodu,

\underline{Z}_{ijL} – oznacza impedancję wzajemną pomiędzy i-tą oraz j-t-tą fazą, zależną od geometrii słupów. Warto zaznaczyć, że macierz ta jest symetryczna i zachodzi zależność:

$$\underline{Z}_{ijL} = \underline{Z}_{jiL} \quad (3.4)$$

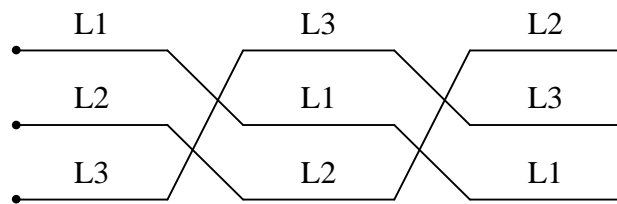


Rys.3.5 Ogólny model zwarciaowy linii napowietrznej z uwzględnieniem pojemności poprzecznych.

Macierz admitancji poprzecznych jest zdefiniowana analogicznie do macierzy impedancji linii, a poszczególne jej wartości będą zależeć od geometrii linii [30]:

$$\underline{Y}_L = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11L} & \underline{Y}_{12L} & \underline{Y}_{13L} \\ \underline{Y}_{21L} & \underline{Y}_{22L} & \underline{Y}_{23L} \\ \underline{Y}_{31L} & \underline{Y}_{32L} & \underline{Y}_{33L} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

W ogólnym przypadku poszczególne impedancje oraz admitancje są różne dla każdej z faz. Symetrię obu macierzy można osiągnąć poprzez zastosowanie transpozycji, która polega na fizycznej zamianie poszczególnych faz w taki sposób, aby każda z nich zajmowała każdą z trzech możliwych pozycji przez jedną trzecią sekcji linii, co zostało przedstawione na Rys.3.6.



Rys.3.6 Transpozycja kolejnych faz dla linii symetrycznej fazowo.

Linia transponowana charakteryzuje się symetrią macierzy impedancji oraz admitancji poprzecznych, która umożliwi zastosowanie teorii składowych symetrycznych zgodnie z zależnościami dla napięć (3.6) oraz prądów (3.7):

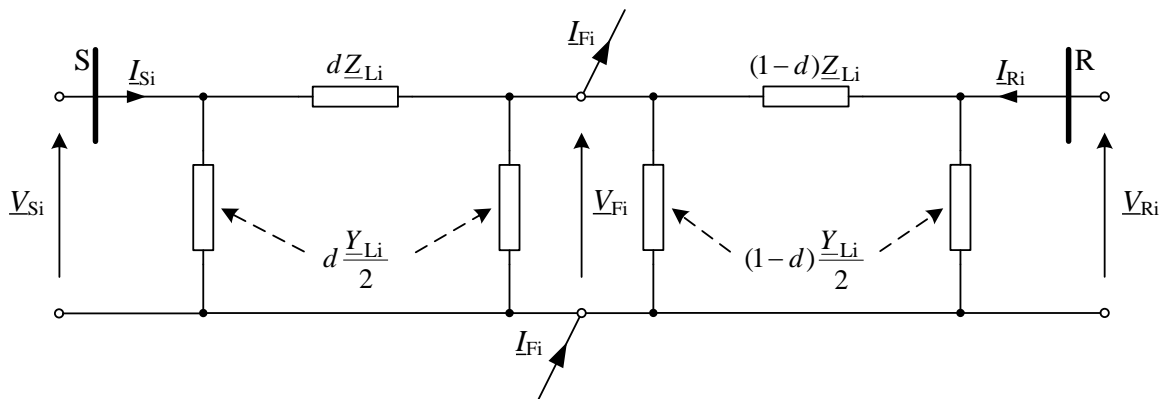
$$\begin{bmatrix} \underline{V}_0 \\ \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_{L1} \\ \underline{V}_{L2} \\ \underline{V}_{L3} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

gdzie:

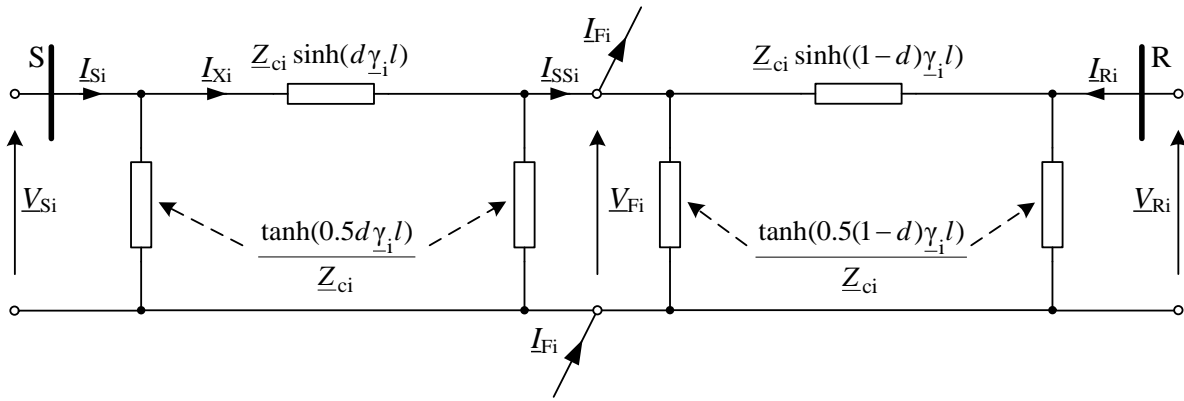
$$\underline{a} = e^{j120^\circ}$$

Pozwoli to rozpręgnąć trójfazowy system na trzy niezależne od siebie układy składowych symetrycznych: zgodnej, przeciwnej oraz zerowej, przedstawione na Rys.3.7:



Rys.3.7 Schemat zwarciaowy linii o parametrach skupionych dla i-tej składowej symetrycznej ($i = 1$ dla składowej zgodnej, $i = 2$ dla składowej przeciwnej oraz $i = 0$ dla składowej zerowej).

W celu dalszego zwiększenia dokładności modelu linii napowietrznej, a co za tym idzie dokładności lokalizacji zwarcia, należy wziąć pod uwagę model o parametrach rozproszonych. Uzyskuje się go rozwiązując tzw. równania telegrafistów [50]. Rys.3.8 przedstawia model linii napowietrznej dla składowych symetrycznych o parametrach rozproszonych, gdzie parametry linii są określane za pomocą impedancji falowej oraz stałej propagacji, które można wyznaczyć na podstawie parametrów jednostkowych linii za pomocą zależności (3.8) oraz (3.9).



Rys.3.8 Schemat zwarcia w linii o parametrach rozproszonych dla i-tej składowej symetrycznej

$$\underline{Z}_{ci} = \sqrt{\frac{\underline{Z}'_{Li}}{\underline{Y}'_{Li}}} \quad (3.8)$$

$$\underline{\gamma}_i = \sqrt{\underline{Z}'_{Li} \underline{Y}'_{Li}} \quad (3.9)$$

gdzie:

\underline{Z}_{ci} – impedancja falowa linii napowietrznej dla i-tej składowej symetrycznej,

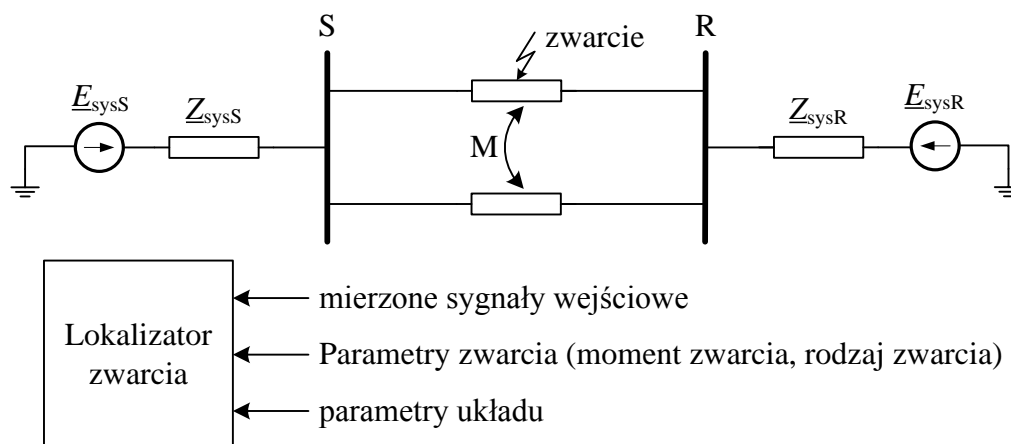
$\underline{\gamma}_i$ – stała propagacji linii napowietrznej dla i-tej składowej symetrycznej,

\underline{Z}'_{Li} – impedancja jednostkowa na kilometr długości dla i-tej składowej symetrycznej,

\underline{Y}'_{Li} – admitancja poprzeczna na kilometr długości dla i-tej składowej symetrycznej.

Model przedstawiony na Rys.3.8 uwzględnia zjawiska falowe obecne w długich liniach, przez co algorytmy na nim oparte [5, 8, 13, 14, 17, 24, 25, 28, 31, 35, 36, 37, 39, 41, 49, 59, 60, 61, 64] charakteryzują się najmniejszym wpływem długości linii na wynik lokalizacji zwarcia.

Oprócz linii jednotorowych często można spotkać dwu lub wielotorowe linie napowietrzne. Charakteryzują się one tym, że na jednym słupie zawieszono są jednocześnie 2 lub więcej trójfazowych torów prądowych. Ogólny schemat lokalizacji zwarcia w takim przypadku dla linii dwutorowej został przedstawiony na Rys.3.9. Dodatkowym problemem w liniach napowietrznych tego typu jest sprzężenie magnetyczne \mathbf{M} nie tylko pomiędzy fazami tego samego toru, ale też pomiędzy poszczególnymi fazami przewodów a przewodami fazowymi torów sąsiadujących.



Rys.3.9 Ilustracja lokalizacji zwarć w linii napowietrznej dwutorowej.

3.4. Podsumowanie

W tym rozdziale zostały przedstawione podstawowe podejścia do problemu synchronizacji pomiarów z obu końców linii oraz modelowania zwarcia w linii napowietrznej. Dokładność algorytmu lokalizacji zwarcia będzie zależna od przyjętych uproszczeń w modelu. Jako że za cel niniejszej rozprawy postawiono sobie eliminację parametrów linii z równań lub ich estymację, rozwiązania dla linii nietransponowanych stanowią duże wyzwanie, ze względu na dużą ilość niewiadomych. Jednakże w praktyce długie linie, rzędu 200km lub więcej są transponowane w celu ograniczenia strat wynikających z niesymetrii płynących w niej prądów. Z tego względu, za główny cel postawiono zaproponowanie rozwiązania lokalizacji zwarć dla linii długich opartych na modelu o parametrach rozproszonych wraz z estymacją parametrów linii, wstępnie zakładając pełną synchronizację wszystkich mierzonych sygnałów. Następnie zostanie zaproponowane rozwiązanie problemu synchronizacji pomiarów z obu końców linii, także nie wymagające znajomości jej parametrów, pierwotnie dla linii o parametrach skupionych, po czym rozszerzone do modelu linii długiej. Algorytm synchronizacji będzie całkowicie niezależny od procedury lokalizacji zwarcia, przez co będzie możliwość jego adaptacji do różnych innych funkcji zabezpieczających, wymagających zsynchronizowanych pomiarów. Podobnie estymacja parametrów linii, w szczególności na podstawie sygnałów mierzonych podczas normalnej pracy linii pod obciążeniem pozwala na zastosowanie przedstawionych algorytmów dla wyeliminowania potrzeby nastaw zabezpieczeń linii, wymagających podania nastaw jej parametrów.

4. Dokładna lokalizacja zwarć w liniach napowietrznych

4.1. Wstęp

Dokładna lokalizacja zwarć w liniach napowietrznych jest szczególnie ważna dla linii o znacznej długości, gdzie obchód może okazać się niemożliwy lub nieekonomiczny, ze względu na położenie linii w trudno dostępnym terenie oraz jej znaczną długość. Istniejące algorytmy do lokalizacji zwarć w liniach napowietrznych wymagają dokładnej znajomości jej parametrów. Warto zauważyć, że mogą one się zmieniać ze względu na warunki atmosferyczne, porę roku [43] oraz warunki obciążenia. Jest to szczególnie ważne w przypadku bardzo długich linii, gdzie te zmiany mogą być na tyle znaczące, że wprowadzą dodatkowy błąd do procedury lokalizacji zwarcia. Znane są metody obliczania parametrów linii na podstawie zsynchronizowanych pomiarów [5, 7, 13, 20, 21, 27, 31, 32, 36, 43, 51, 52, 53, 55, 58, 61, 64]. W niniejszej rozprawie autor przedstawi trzy nowe, dokładniejsze sposoby estymacji parametrów linii oraz ich zastosowanie w procedurze lokalizacji zwarcia:

- ALGORYTM 1 oparty na pomiarach przedzwarciovych oraz zwarciovych, pozwalający przeprowadzić lokalizację zwarcia na podstawie składowej zgodnej prądów i napięć z obu końców linii (podrozdział 4.3).
- ALGORYTM 2 oparty tylko na pomiarach zwarciovych dla zwarć jedno- i dwufazowych bez udziału ziemi, pozwalający przeprowadzić lokalizację zwarcia na podstawie kombinacji składowych zgodnej i przeciwnej (podrozdział 4.4).
- ALGORYTM 3 dla linii dwu lub wielotorowych oparty tylko na pomiarach zwarciovych składowych zgodnych napięć oraz prądów w torze zdrowym oraz torze ze zwarcieniem (podrozdział 4.5).

Przedstawione metody pozwolą na dokładną lokalizację zwarcia dla linii o znacznej długości, powyżej 200km. Zaproponowane algorytmy zakładają pełną transpozycję linii, w celu wykorzystania modelu linii długiej dla składowych symetrycznych.

4.2. Istniejące algorytmy do lokalizacji zwarć, estymacji par. linii oraz synchronizacji

W przeciągu ostatnich kilku lat zostało zaproponowane wiele metod wyznaczających miejsce zwarcia w linii napowietrznej. Charakteryzują się one dużym zróżnicowaniem ze względu na użyte sygnały, parametry wejściowe, przyjęty model linii itp. Tabela 4.1. przedstawia krótką charakterystykę proponowanych przez różnych autorów metod dla linii transponowanych. Tabela 4.2. przedstawia podsumowanie metod dla linii nietransponowanych:

Tabela 4.1. Skrócona charakterystyka istniejących metod lokalizacji zwarć i/lub synchronizacji pomiarów dla linii transponowanych.

Odnosnik literaturowy do danej metody	Używa pomiarów przedzwarciovych	Używa prądów fazowych	Używa napięć fazowych	Używa składowych sym. zgodnych	Używa składowych sym. przeciwnych	Używa składowych sym. zerowych	Wymaga znajomości parametrów systemów	Wymaga znajomości parametrów linii	Wymaga pomiarów synchronicznych	Metoda oparta na modelu linii o par. skupionych	Metoda oparta na modelu o par. rozproszonych	Model linii uwzględnia pojemności poprzeczne	Obliczenia numeryczne / iteracyjne	Obliczenia analityczne / z jedną iteracją	Metoda wyznacza kąt synchronizacji	Metoda wyznacza parametry linii przyjętego modelu	Metoda wyznacza odległość do zwarcia jednofazowego	Metoda wyznacza odległość do zwarcia dwufazowego	Metoda wyznacza odległość do zwarcia dwufazowego z ziemią	Metoda wyznacza odległość do symetrycznego zwarcia trójfazowego
[6]	•	•	•	•					•		•	•	•		•	•	•	•	•	
[7]	•	•	•	•					•	•	•	•	•		•	•	•	•	•	
[8]		•	•	•							•	•	•			•	•	•	•	
[11]	•	•	•	•						•		•		•						
[12]	•	•	•	•						•		•		•	•					
[13]		•	•	•	•				•		•	•			•	•	•			
[14]	•	•	•	•	•			•			•	•		•	•					
[16]	•	•	•	•				•	•	•				•		•	•	•	•	
[17]	•		•	•	•	•		•	•	•				•		•	•	•	•	
[19]		•	•					•	•		•	•	•			•	•	•	•	
[22]		•	•	•	•	•	•	•	•	•				•		•	•	•	•	
[24]	•	•	•	•	•			•			•	•		•	•	•	•	•	•	
[25]	•	•	•	•	•			•			•	•		•	•	•	•	•	•	

	Odnosić literatury do danej metody																			
[26]	•	•	•	•	•	•		•	•	•					•					•
[27]	•	•	•	•	•					•					•					•
[28]	•	•	•	•	•				•											•
[31]	•	•	•	•	•										•					•
[32]	•	•	•	•	•										•					•
[34]		•	•	•	•										•					•
[35]		•	•	•	•										•					•
[36]	•	•	•	•	•										•					•
[37]		•	•	•	•	•									•					•
[39]	•	•	•	•	•										•					•
[40]	•	•	•	•	•										•					•
[41]	•	•	•	•	•										•					•
[42]	•	•	•	•	•										•					•
[43]	•	•	•	•	•										•					•
[46]		•	•	•	•	•									•					•
[48]		•	•	•	•	•									•					•
[50]		•	•	•	•										•					•
[53]		•	•	•	•										•					•
[56]		•	•	•	•										•					•
[57]		•	•	•	•										•					•
[58]		•	•	•	•										•					•
[59]		•	•	•	•	•									•					•
[60]		•	•	•	•										•					•
[61]	•	•	•	•	•										•					•
[62]		•	•	•	•										•					•
[64]		•	•	•	•										•					•

Tabela 4.2. Skrócona charakterystyka istniejących metod lokalizacji zwarć i/lub synchronizacji pomiarów dla linii nietransponowanych

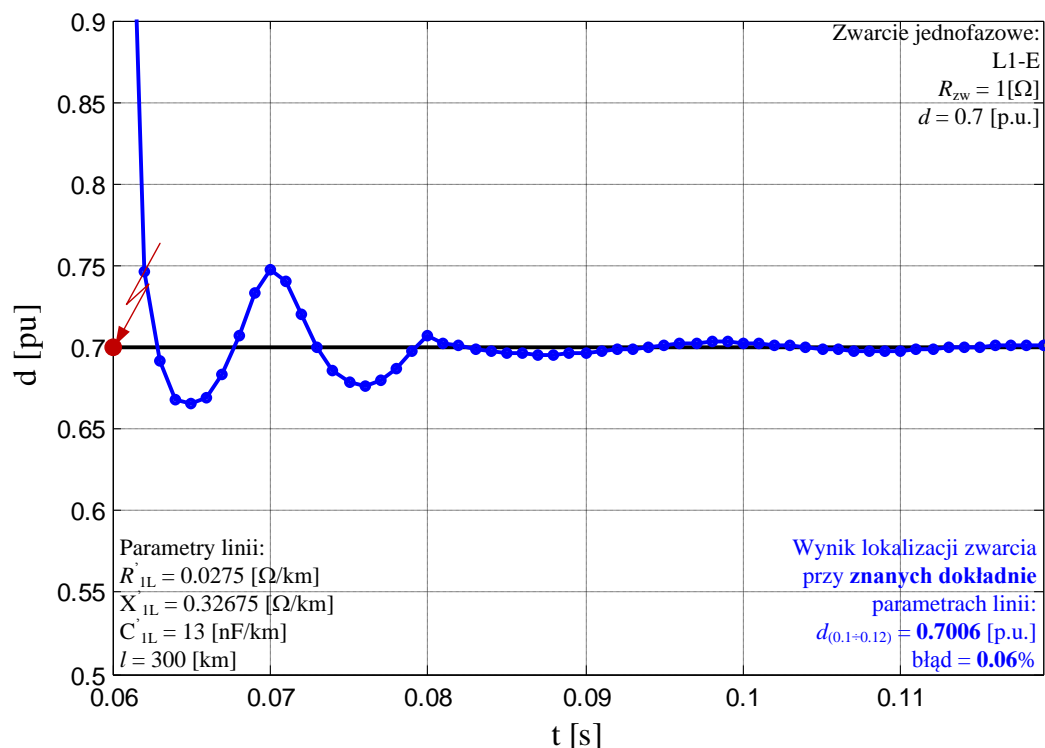
Oдноśnik literaturowy do danej metody	Używa pomiarów przedzwarciovych	Używa prądów fazovych	Używa napięć fazovych	Używa składowych sym. zgodnych	Używa składowych sym. przeciwnych	Używa składowych sym. zerovych	Wymaga znajomości parametrów systemów	Wymaga znajomości parametrów linii	Wymaga pomiarów synchronicznych	Metoda oparta na modelu linii o par. skupionych	Metoda oparta na modelu o par. rozproszonych	Model linii uwzględnia pojemności poprzeczne	Obliczenia numeryczne / iteracyjne	Obliczenia analityczne / z jedną iteracją	Metoda wyznacza kąt synchronizacji	Metoda wyznacza parametry linii przyjętego modelu	Metoda wyznacza odległość do zwarcia jednofazowego	Metoda wyznacza odległość do zwarcia dwufazowego	Metoda wyznacza odległość do zwarcia dwufazowego z ziemią	Metoda wyznacza odległość do symetrycznego zwarcia trójfazowego
[2]		•		•					•				•		•					•
[3]	•	•	•						•			•	•		•					•
[20]	•	•	•	•		•		•	•			•	•			•				
[21]	•	•	•	•		•		•	•			•	•			•				
[38]		•	•						•				•				•		•	
[45]		•	•	•				•	•				•		•		•		•	•
[51]		•	•					•	•			•	•			•				
[52]		•	•					•	•			•	•			•				
[54]		•	•					•	•			•	•			•		•	•	•
[55]		•	•					•	•			•	•			•		•	•	•

Na podstawie powyższego zestawienia widać, że istnieją rozwiązania problemu synchronizacji oparte na modelu o parametrach rozproszonych, ale wymagające znajomości parametrów linii [14, 24, 25]. Rozwiązania nie-iteracyjne oparte na modelu o parametrach skupionych [11, 12] zostały opracowane przez autora niniejszej rozprawy. Podrozdział 6.2 zawiera dodatkowo rozszerzenie tych metod do modelu o parametrach rozproszonych, co pozwala zwiększyć dokładność analitycznej synchronizacji.

Zestawienie powyższych tabel pokazuje też, że istnieje spore zainteresowanie rozwojem algorytmów do lokalizacji zwarć. Jednak łatwo zauważyć, że tylko 15 przedstawionych

rozwiązań uwzględnia pełny model linii o parametrach rozproszonych [6, 8, 19, 24, 25, 28, 31, 35, 36, 37, 39, 49, 59, 60, 64], z czego wszystkie te, które nie wymagają parametrów linii są rozwiązaniami numerycznymi lub iteracyjnymi. Rozwiązanie przedstawione w [64] nie wymaga obliczeń iteracyjnych, ale dotyczy tylko linii wielotorowej. Modelu o parametrach rozproszonych nie stosuje się dla linii nietransponowanej ze względu na znaczną ilość nieznanych parametrów linii, oraz stosunkowo dużą złożoność obliczeniową. Autorzy pracy [2] zaproponowali analityczne rozwiązanie problemu synchronizacji razem z lokalizacją zwarcia dla linii nietransponowanej z względnym błędem lokalizacji w zakresie 0.05 – 0.2%, które dotyczy tylko linii dwutorowej. Podobny poziom błędów uzyskano w rozwiązaniu [3] dla linii jednorodnych, ale z zastosowaniem obliczeń iteracyjnych. Oba rozwiązania oparte są na pomiarach niesynchronicznych i wyznaczają kąt synchronizacji podczas procedury lokalizacji zwarcia, co jest ich pewną zaletą.

Z kolei w [29] przedstawiony jest klasyczny algorytm analitycznego wyznaczenia miejsca zwarcia na podstawie zsynchronizowanych pomiarów z obu końców linii dla linii długiej, ale wymaga on dokładnej znajomości jej parametrów. Przykładowy przebieg odległości do zwarcia wyznaczonej za pomocą klasycznego algorytmu jest przedstawiony na Rys.4.1:

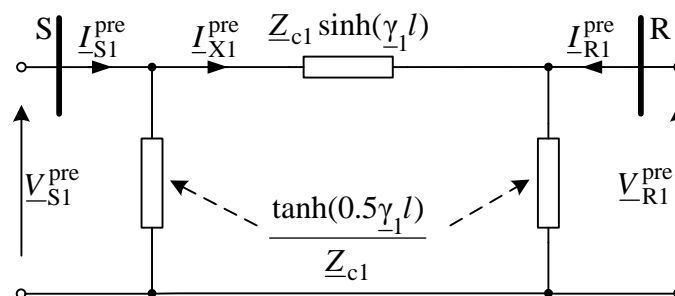


Rys.4.1 Przykładowy wynik lokalizacji zwarcia za pomocą klasycznego algorytmu do lokalizacji zwarcia [29], liczony dla każdej próbki dla 3 kolejnych 3 okresów od momentu zwarcia.

Oprócz metod impedancyjnych zestawionych w tabelach 4.1. oraz 4.2. autorzy pracy [44] przedstawiają podejście oparte na zjawiskach falowych podczas wyłączania zwarcia. Tego typu podejście wykracza poza przedstawione w niniejszej pracy impedancyjne algorytmy do lokalizacji zwarć.

4.3. ALGORYTM LOKALIZACJI ZWARCIA 1 – Lokalizacja zwarcia z użyciem pomiarów przedzwarciowych oraz zwarciovych

Pierwszy z algorytmów do lokalizacji zwarcia, opracowany w ramach niniejszej rozprawy, oparty jest na obliczeniach przeprowadzonych z użyciem składowej symetrycznej zgodnej prądów i napięć przedzwarciowych oraz zwarciovych. Zapewni to możliwość przeprowadzenia lokalizacji różnych zwarć, włącznie z symetrycznymi zvarciami trójfazowymi. Metoda ta polega na przetwarzaniu sygnałów przedzwarciowych do estymacji parametrów linii, a następnie do przeprowadzenia lokalizacji za pomocą przetwarzania sygnałów przedzwarciowych oraz zwarciovych, używając jedynie składowej symetrycznej zgodnej. Schemat zastępczy linii transponowanej tuż przed zvarciem w trakcie jej normalnej pracy pod obciążeniem został przedstawiony na Rys.4.2.



Rys.4.2 Schemat zastępczy linii napowietrznej w trakcie normalnej pracy pod obciążeniem dla składowej symetrycznej zgodnej.

W niniejszej rozprawie wszystkie sygnały przedzwarciowe są oznaczone górnym indeksem pre. Pozwoli to na jednoznaczne rozróżnienie ich od sygnałów zwarciovych (bez oznaczenia indeksem górnym).

Model zwarciovych, przedstawiony na Rys.3.8 zawiera następujące niewiadome: impedancję falową linii Z_{c1} (3.8), stałą propagacji γ_1 (3.9), długość linii l , oraz odległość do zwarcia d . Długość linii oraz stała propagacji zawsze występują w postaci iloczynu, co pozwala traktować obie te wartości jako jedną niewiadomą. Z uwzględnieniem (3.8) oraz (3.9) można zauważyć, że takie podejście pozwoli na wyznaczenie całkowitej impedancji oraz admitancji dla składowej zgodnej linii z zależności:

$$\underline{Z}_{L1} = \underline{Z}_{c1} \underline{\gamma}_1 l \quad (4.1)$$

$$\underline{Y}_{L1} = \frac{\underline{\gamma}_1 l}{\underline{Z}_{c1}} \quad (4.2)$$

Stosując pierwsze prawo Kirchhoffa do schematu przedstawionego na Rys.4.2 prąd $\underline{I}_{X1}^{\text{pre}}$ można wyznaczyć na dwa sposoby: za pomocą sygnałów mierzonych po stronie systemu S oraz za pomocą sygnałów mierzonych od strony systemu R:

$$\underline{I}_{X1}^{\text{pre}} = \underline{I}_{S1}^{\text{pre}} - \frac{\tanh(0.5\underline{\gamma}_1 l)}{\underline{Z}_{c1}} \underline{V}_{S1}^{\text{pre}} \quad (4.3)$$

$$\underline{I}_{X1}^{\text{pre}} = -\underline{I}_{R1}^{\text{pre}} + \frac{\tanh(0.5\underline{\gamma}_1 l)}{\underline{Z}_{c1}} \underline{V}_{R1}^{\text{pre}} \quad (4.4)$$

Przyrównując do siebie (4.3) i (4.4) otrzymuje się po uporządkowaniu:

$$\underline{I}_{R1}^{\text{pre}} + \underline{I}_{S1}^{\text{pre}} = \frac{\tanh(0.5\underline{\gamma}_1 l)}{\underline{Z}_{c1}} (\underline{V}_{R1}^{\text{pre}} + \underline{V}_{S1}^{\text{pre}}) \quad (4.5)$$

Następnie, stosując drugie prawo Kirchhoffa, można zapisać na podstawie schematu przedstawionego na Rys.4.2 następujące równanie napięciowe:

$$\underline{V}_{S1}^{\text{pre}} - \underline{V}_{R1}^{\text{pre}} = \underline{Z}_{c1} \sinh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{I}_{X1}^{\text{pre}} \quad (4.6)$$

Podstawiając (4.3) do (4.6) po odpowiednich przekształceniach hiperbolicznych otrzymuje się następującą zależność:

$$\underline{I}_{S1}^{\text{pre}} \underline{Z}_{c1} \sinh(\underline{\gamma}_1 l) = \underline{V}_{S1}^{\text{pre}} \cosh(\underline{\gamma}_1 l) - \underline{V}_{R1}^{\text{pre}} \quad (4.7)$$

Poprzez pomnożenie stronami na krzyż równań (4.5) i (4.7) w celu eliminacji impedancji falowej \underline{Z}_{c1} z równania jest możliwe wyznaczenie iloczynu stałej propagacji oraz długości linii w postaci:

$$\underline{\gamma}_1 l = \cosh^{-1} \left(\frac{\underline{V}_{R1}^{\text{pre}} \underline{I}_{R1}^{\text{pre}} - \underline{V}_{S1}^{\text{pre}} \underline{I}_{S1}^{\text{pre}}}{\underline{V}_{S1}^{\text{pre}} \underline{I}_{R1}^{\text{pre}} - \underline{V}_{R1}^{\text{pre}} \underline{I}_{S1}^{\text{pre}}} \right) \quad (4.8)$$

W celu wyznaczenia impedancji falowej należy obustronnie podnieść do kwadratu równanie (4.6):

$$(\underline{I}_{S1}^{\text{pre}})^2 \underline{Z}_{c1}^2 \sinh^2(\underline{\gamma}_1 l) = (\underline{V}_{S1}^{\text{pre}} \cosh(\underline{\gamma}_1 l) - \underline{V}_{R1}^{\text{pre}})^2 \quad (4.9)$$

co pozwoli wyeliminować funkcję sinusa hiperbolicznego za pomocą jedynki hiperbolicznej w postaci:

$$\sinh^2(\underline{\gamma}_1 l) = \cosh^2(\underline{\gamma}_1 l) - 1 \quad (4.10)$$

Równanie (4.9) po odpowiednich przekształceniach można zapisać w następującej formie:

$$\underline{Z}_{c1}^2 = \frac{(\underline{V}_{S1}^{\text{pre}} \cosh(\underline{\gamma}_1 l) - \underline{V}_{R1}^{\text{pre}})^2}{(\cosh^2(\underline{\gamma}_1 l) - 1)(\underline{I}_{S1}^{\text{pre}})^2} \quad (4.11)$$

Podstawiając (4.8) do (4.11) uzyskuje się następującą zależność na impedancję falową linii:

$$\underline{Z}_{c1} = \sqrt{\frac{\left[\underline{V}_{S1}^{\text{pre}} \left(\frac{\underline{V}_{R1}^{\text{pre}} \underline{I}_{R1}^{\text{pre}} - \underline{V}_{S1}^{\text{pre}} \underline{I}_{S1}^{\text{pre}}}{\underline{V}_{S1}^{\text{pre}} \underline{I}_{R1}^{\text{pre}} - \underline{V}_{R1}^{\text{pre}} \underline{I}_{S1}^{\text{pre}}} \right) - \underline{V}_{R1}^{\text{pre}} \right]^2}{\left[\left(\frac{\underline{V}_{R1}^{\text{pre}} \underline{I}_{R1}^{\text{pre}} - \underline{V}_{S1}^{\text{pre}} \underline{I}_{S1}^{\text{pre}}}{\underline{V}_{S1}^{\text{pre}} \underline{I}_{R1}^{\text{pre}} - \underline{V}_{R1}^{\text{pre}} \underline{I}_{S1}^{\text{pre}}} \right)^2 - 1 \right] (\underline{I}_{S1}^{\text{pre}})^2}} \quad (4.12)$$

co po uporządkowaniu pozwala obliczyć ją w postaci:

$$\underline{Z}_{c1} = \sqrt{\frac{(\underline{V}_{R1}^{\text{pre}})^2 - (\underline{V}_{S1}^{\text{pre}})^2}{(\underline{I}_{R1}^{\text{pre}})^2 - (\underline{I}_{S1}^{\text{pre}})^2}} \quad (4.13)$$

Aby wyznaczyć odległość do zwarcia można obliczyć napięcie w punkcie zwarcia na podstawie schematu przedstawionego na Rys.3.8 za pomocą sygnałów mierzonych od strony systemu S dla składowej zgodnej:

$$\underline{V}_{F1}^{(S)} = \underline{V}_{S1} - \underline{Z}_{c1} \sinh(d \underline{\gamma}_1 l) (\underline{I}_{S1} - \frac{1}{\underline{Z}_{c1}} \tanh(0.5 d \underline{\gamma}_1 l) \underline{V}_{S1}) \quad (4.14)$$

Analogicznie można obliczyć napięcie w punkcie zwarcia za pomocą sygnałów mierzonych od strony systemu R:

$$\underline{V}_{F1}^{(R)} = \underline{V}_{R1} - \underline{Z}_{c1} \sinh((1-d) \underline{\gamma}_1 l) (\underline{I}_{R1} - \frac{1}{\underline{Z}_{c1}} \tanh(0.5(1-d) \underline{\gamma}_1 l) \underline{V}_{R1}) \quad (4.15)$$

Przyrównując (4.14) i (4.15) do siebie po odpowiednich przekształceniach otrzymuje się znaną zależność [50] na odległość do zwarcia w postaci:

$$d = \frac{1}{\underline{\gamma}_1 l} \tanh^{-1} \left(\frac{\underline{V}_{R1} \cosh(\underline{\gamma}_1 l) - \underline{Z}_{c1} \sinh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{I}_{R1} - \underline{V}_{S1}}{\sinh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{V}_{R1} - \underline{Z}_{c1} \cosh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{I}_{R1} - \underline{Z}_{c1} \underline{I}_{S1}} \right) \quad (4.16)$$

Podstawiając wcześniejsze wyprowadzenia obliczające parametry linii (4.8) i (4.13) otrzymuje się następującą zależność na odległość do zwarcia:

$$d = \left| \frac{\tanh^{-1} \left(\frac{\sqrt{\underline{A}_2} (\underline{A}_3 \underline{V}_{R1} - \underline{A}_1 \underline{I}_{R1} - \underline{A}_4 \underline{V}_{S1})}{\sqrt{\underline{A}_1} (\underline{A}_2 \underline{V}_{R1} - \underline{A}_3 \underline{I}_{R1} - \underline{A}_4 \underline{I}_{S1})} \right)}{\cosh^{-1} \left(\frac{\underline{A}_3}{\underline{A}_4} \right)} \right| \quad (4.17)$$

gdzie:

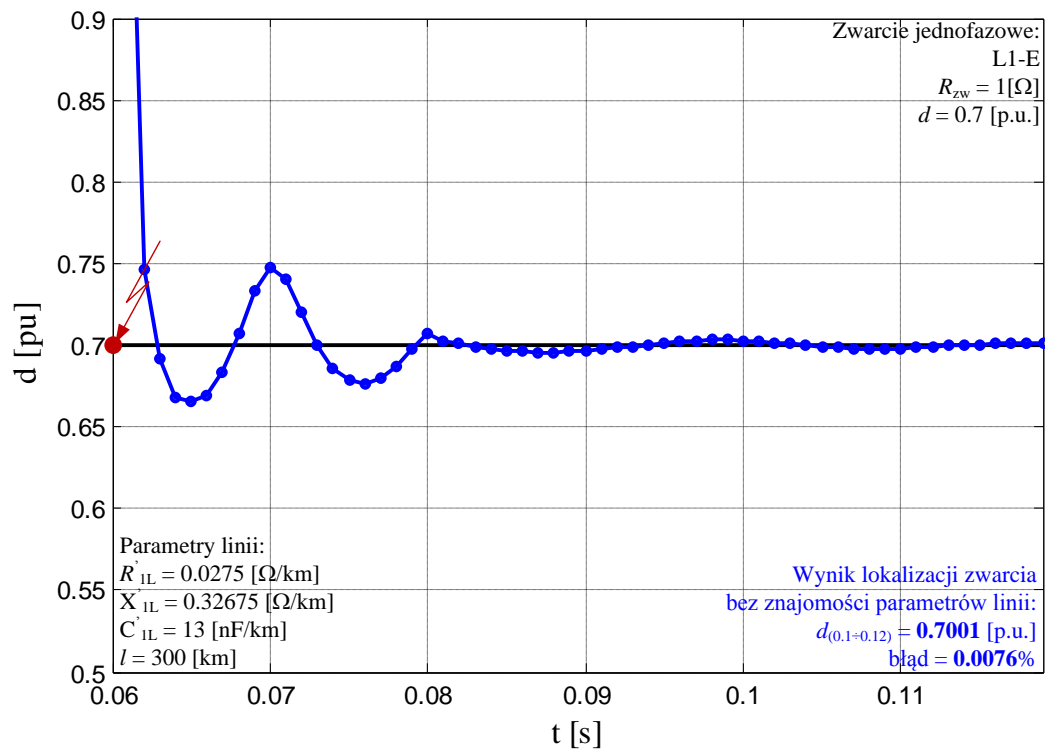
$$\underline{A}_1 = (\underline{V}_{R1}^{\text{pre}})^2 - (\underline{V}_{S1}^{\text{pre}})^2$$

$$\underline{A}_2 = (\underline{I}_{R1}^{\text{pre}})^2 - (\underline{I}_{S1}^{\text{pre}})^2$$

$$\underline{A}_3 = \underline{V}_{R1}^{\text{pre}} \underline{I}_{R1}^{\text{pre}} - \underline{V}_{S1}^{\text{pre}} \underline{I}_{S1}^{\text{pre}}$$

$$\underline{A}_4 = \underline{V}_{S1}^{\text{pre}} \underline{I}_{R1}^{\text{pre}} - \underline{V}_{R1}^{\text{pre}} \underline{I}_{S1}^{\text{pre}}$$

Proponowana metoda została przetestowana na podstawie symulacji różnych zwarć dla różnych parametrów linii oraz systemów sąsiadujących, przeprowadzonych za pomocą programu ATP-EMTP. Przykładowy przebieg wyniku lokalizacji zwarcia został przedstawiony na Rys.4.3:



Rys.4.3 Przykładowy wynik lokalizacji zwarcia za pomocą algorytmu opartego na przebiegach przedzwarciovych oraz zwarciovych do lokalizacji zwarcia, liczony dla każdej próbki dla 3 kolejnych okresów od momentu zwarcia.

Szczegółowe wyniki lokalizacji zostały przedstawione w załączniku 11.1. Przeprowadzone testy uwzględniały różne parametry linii, jej długość, różne odległości do zwarcia oraz jego rodzaje, różne rezystancje zwarcia zarówno międzyfazowe oraz doziemne, a także różne poziomy mocy zwarciovych zastępczych systemów na obu końcach linii. Sposób modelowania linii jest przedstawiony w rozdziale 7. Na podstawie wyników zaprezentowanych w Tabeli 11.2. można stwierdzić, że na wynik lokalizacji zwarcia nie ma wpływu długość linii ani odległość do zwarcia. Średni błąd dla wszystkich rodzajów zwarcia wyniósł w takim wypadku 0.01%, przy maksymalnym błędzie 0.031%. Na podstawie Tabeli 11.4. można zauważyć, że w niektórych przypadkach pojawia się błąd rzędu 0.145%. Błąd ten można zauważyć w przypadkach, gdzie zastępcza moc zwarciova systemów na obu końcach linii jest stosunkowo mała, rzędu 1GVA. Spowodowany jest on znaczną składową oscylacyjną, pojawiającą się dla takiej kombinacji parametrów linii oraz mocy zwarciovych systemów przy znacznych długościach linii. Średni błąd utrzymuje się na poziomie 0.044% jednak warto zauważyć, że mediana jest nieznacznie niższa, rzędu 0.37%. Całkowity średni błąd lokalizacji zwarcia jest zawyżony właśnie ze względu na kilka niesprzyjających kombinacji parametrów linii oraz mocy zwarciovych na obu jej końcach. Na podstawie Tabeli 11.6. można stwierdzić, że rezystancja doziemna zwarcia jak i międzyfazowa nie mają większego wpływu na wynik lokalizacji zwarcia. Średni błąd dla linii o długości 400km wyniósł 0.017%, gdzie jego maksymalna wartość to 0.033%. Z kolei na podstawie Tabeli 11.8. można zauważyć, że różne typy słupów, a przez co różne parametry linii nie mają znacznego wpływu na wynik lokalizacji zwarcia. Ponownie pojedyncze przypadki charakteryzowały się znacznym błędem o wartości nawet 0.457%, jednak nie były one spowodowane błędem metody, a problemem z odfiltrowaniem składowej oscylacyjnej. Statystyczne testy wykazały, że błąd ten może dla nielicznych przypadków sięgać nawet do $\pm 1.5\%$, co widać na Rys.11.1 dla obu metod: klasycznej i przedstawionej w niniejszym podrozdziale. Ponownie średni błąd przedstawionych wyników w Tabeli 11.8 został przez te poszczególne przypadki zawyżony do wartości 0.018–0.041% zależnie od rodzaju zwarcia. Warto jednak zauważyć, że połowa przedstawionych wyników charakteryzowała się błędem poniżej 0.012–0.016%. Przeprowadzone badania potwierdzają zatem skuteczność przedstawionej metody i zwracają uwagę na to, jak ważne jest właściwe przetwarzanie cyfrowe zmierzonych sygnałów przy procedurze lokalizacji zwarcia.

4.4. ALGORYTM LOKALIZACJI ZWARCIA 2 – Lokalizacja zwarcia tylko z użyciem pomiarów zwarciovych

W przypadku gdy przebiegi przedzwarciove nie są zarejestrowane lub zawierają znaczne błędy nie jest możliwe zastosowanie algorytmu 1 opisanego powyżej. Drugi proponowany algorytm do lokalizacji zwarcia jest oparty na obliczeniach przeprowadzonych tylko na podstawie sygnałów zwarciovych [13]. Zapewni to możliwość przeprowadzenia lokalizacji przy pomiarach synchronicznych, ponieważ uwzględnienie kąta synchronizacji jako dodatkowej niewiadomej prowadzi do nierozwiązalności zagadnienia. Przedstawiony tu algorytm jest oparty na obliczeniach przeprowadzonych za pomocą składowych symetrycznych zgodnej i przeciwnej co ogranicza jego zastosowanie do zwarcń niesymetrycznych, takich jak zwarcia jednofazowe, dwufazowe i dwufazowe z ziemią. Algorytm zakłada wyznaczenie całkowitego prądu zwarcia za pomocą kombinacji wyżej wymienionych składowych. Aby w ten sposób wyznaczyć prąd zwarcia dla zwarcń dwufazowych doziemnych konieczne jest wyznaczenie składowej zerowej prądu zwarcia, co z kolei wymagałoby znajomości parametrów dla składowej zerowej linii. Z tego powodu także ten rodzaj zwarcia zostanie wykluczony z rozwiązania za pomocą przedstawionego algorytmu. Ostatecznie przedstawiony dalej algorytm obejmuje zwarcia jednofazowe i dwufazowe bez udziału ziemi.

Jeśli obliczenia będą przeprowadzone tylko za pomocą składowych zgodnej oraz przeciwnej warto wykorzystać fakt, że parametry linii dla obu składowych są takie same [50]. W związku z tym na podstawie schematu zwarciovego przedstawionego na Rys.3.8 można wyznaczyć prąd zwarcia dla i -tej składowej (zgodnej lub przeciwnej) w postaci:

$$\underline{I}_{Fi} = \frac{\underline{V}_{Ri} + \underline{Z}_{c1} \sinh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{I}_{Si} - \cosh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{V}_{Si}}{\underline{Z}_{c1} \sinh((1-d)\underline{\gamma}_1 l)} \quad (4.18)$$

gdzie:

l – długość linii,

\underline{Z}_{ci} – impedancja falowa linii napowietrznej dla i -tej składowej symetrycznej,

$\underline{\gamma}_i$ – stała propagacji linii napowietrznej dla i -tej składowej symetrycznej,

przy czym:

$i = 1$ – dla składowej zgodnej,

$i = 2$ – dla składowej przeciwnej.

Dokładne wyprowadzenie zależności (4.18) znajduje się w [50]. Jak zostało przedstawione w [50] całkowity prąd zwarcia można przedstawić jako ważoną sumę składowych zgodnej oraz przeciwnej, na dwa sposoby (I oraz II):

$$\begin{aligned} \underline{I}_F &= \underline{a}_{F1}^{\text{SetI}} \underline{I}_{F1} + \underline{a}_{F2}^{\text{SetI}} \underline{I}_{F2} \\ \underline{I}_F &= \underline{a}_{F1}^{\text{SetII}} \underline{I}_{F1} + \underline{a}_{F2}^{\text{SetII}} \underline{I}_{F2} \end{aligned} \quad (4.19)$$

Gdzie współczynniki $\underline{a}_{F1}^{\text{SetI}}, \underline{a}_{F2}^{\text{SetI}}, \underline{a}_{F1}^{\text{SetII}}, \underline{a}_{F2}^{\text{SetII}}$ w (4.19) zależą od rodzaju zwarcia, a ich wartości znajdują się w tabeli 4.3:

Tabela 4.3. Współczynniki równania (4.19) zależnie od typu zwarcia.

Typ zwarcia	Zestaw I		Zestaw II	
	$\underline{a}_{F1}^{\text{SetI}}$	$\underline{a}_{F2}^{\text{SetI}}$	$\underline{a}_{F1}^{\text{SetII}}$	$\underline{a}_{F2}^{\text{SetII}}$
Jednofazowe L1 z ziemią	0	3	3	0
Jednofazowe L2 z ziemią	0	$-1.5 + j1.5\sqrt{3}$	$-1.5 - j1.5\sqrt{3}$	0
Jednofazowe L3 z ziemią	0	$-1.5 - j1.5\sqrt{3}$	$-1.5 + j1.5\sqrt{3}$	0
Dwufazowe L1-L2	0	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	0
Dwufazowe L2-L3	0	$j\sqrt{3}$	$-j\sqrt{3}$	0
Dwufazowe L3-L1	0	$-1.5 - j0.5\sqrt{3}$	$-1.5 + j0.5\sqrt{3}$	0

Jako, że oba wyrażenia na całkowity prąd zwarcia w (4.19) są liniowo niezależne od siebie oba prądy można przyrównać do siebie. Po podstawieniu do otrzymanego wyrażenia (4.18) odpowiednio przekształcając otrzymuje się następującą zależność na impedancję falową linii:

$$\underline{Z}_{c1} = \frac{\underline{a}_{F1}^{\text{SetII}} \underline{V}_{R1} - \underline{a}_{F2}^{\text{SetI}} \underline{V}_{R2} + \cosh(\underline{\gamma}_1 l) (\underline{a}_{F2}^{\text{SetI}} \underline{V}_{S2} - \underline{a}_{F1}^{\text{SetII}} \underline{V}_{S1})}{\sinh(\underline{\gamma}_1 l) (\underline{a}_{F2}^{\text{SetI}} \underline{I}_{S2} - \underline{a}_{F1}^{\text{SetII}} \underline{I}_{S1})} \quad (4.20)$$

Równanie (4.16) można wyprowadzić w analogiczny sposób dla składowej przeciwnej, pamiętając, że parametry linii dla składowej przeciwnej są równe parametrom składowej zgodnej, otrzymując:

$$d = \frac{1}{\underline{\gamma}_1 l} \tanh^{-1} \left(\frac{\underline{V}_{R2} \cosh(\underline{\gamma}_1 l) - \underline{Z}_{c1} \sinh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{I}_{R2} - \underline{V}_{S2}}{\sinh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{V}_{R2} - \underline{Z}_{c1} \cosh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{I}_{R2} - \underline{Z}_{c1} \underline{I}_{S2}} \right) \quad (4.21)$$

Przyrównując do siebie (4.16) oraz (4.21) po odpowiednich przekształceniach otrzymuje się równanie nie zawierające odległości do zwarcia:

$$\frac{\underline{Z}_{c1} \underline{I}_{S1} - \sinh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{V}_{R1} + \underline{Z}_{c1} \cosh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{I}_{R1}}{\underline{Z}_{c1} \underline{I}_{S2} - \sinh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{V}_{R2} + \underline{Z}_{c1} \cosh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{I}_{R2}} = \frac{\underline{V}_{S1} + \underline{Z}_{c1} \sinh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{I}_{R1} - \cosh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{V}_{R1}}{\underline{V}_{S2} + \underline{Z}_{c1} \sinh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{I}_{R2} - \cosh(\underline{\gamma}_1 l) \underline{V}_{R2}} \quad (4.22)$$

W tej postaci jest możliwe podstawienie (4.20) do (4.22) w celu eliminacji z równania impedancji falowej linii. Korzystając z jedyinki hiperbolicznej otrzymane wyrażenie można uporządkować, otrzymując równanie kwadratowe w postaci:

$$\underline{A}_2 \cosh^2(\underline{\gamma}_1 l) + \underline{A}_1 \cosh(\underline{\gamma}_1 l) + \underline{A}_0 = 0 \quad (4.23)$$

gdzie:

$$\begin{aligned} \underline{A}_0 &= \underline{B}_{11}\underline{B}_{32} - \underline{B}_{31}\underline{B}_{12} \\ \underline{A}_1 &= \underline{B}_{11}\underline{B}_{42} + \underline{B}_{21}\underline{B}_{32} - \underline{B}_{41}\underline{B}_{12} - \underline{B}_{31}\underline{B}_{22} \\ \underline{A}_2 &= \underline{B}_{11}\underline{B}_{52} + \underline{B}_{21}\underline{B}_{42} - \underline{B}_{51}\underline{B}_{12} - \underline{B}_{41}\underline{B}_{22} \\ \underline{B}_{1i} &= (\underline{a}_{F2}^{\text{SetI}} \underline{V}_{S2} - \underline{a}_{F1}^{\text{SetII}} \underline{V}_{S1}) \underline{I}_{Si} - (\underline{a}_{F2}^{\text{SetI}} \underline{I}_{R2} - \underline{a}_{F1}^{\text{SetII}} \underline{I}_{R1}) \underline{V}_{Ri} \\ \underline{B}_{2i} &= (\underline{a}_{F2}^{\text{SetI}} \underline{V}_{S2} - \underline{a}_{F1}^{\text{SetII}} \underline{V}_{S1}) \underline{I}_{Ri} - (\underline{a}_{F2}^{\text{SetI}} \underline{I}_{S2} - \underline{a}_{F1}^{\text{SetII}} \underline{I}_{S1}) \underline{V}_{Ri} \\ \underline{B}_{3i} &= (\underline{a}_{F2}^{\text{SetI}} \underline{I}_{R2} - \underline{a}_{F1}^{\text{SetII}} \underline{I}_{R1}) \underline{V}_{Si} - (\underline{a}_{F2}^{\text{SetI}} \underline{V}_{S2} - \underline{a}_{F1}^{\text{SetII}} \underline{V}_{S1}) \underline{I}_{Ri} \\ \underline{B}_{4i} &= (\underline{a}_{F2}^{\text{SetI}} \underline{I}_{S2} - \underline{a}_{F1}^{\text{SetII}} \underline{I}_{S1}) \underline{V}_{Si} - (\underline{a}_{F2}^{\text{SetI}} \underline{I}_{R2} - \underline{a}_{F1}^{\text{SetII}} \underline{I}_{R1}) \underline{V}_{Ri} \\ \underline{B}_{5i} &= (\underline{a}_{F2}^{\text{SetI}} \underline{V}_{S2} - \underline{a}_{F1}^{\text{SetII}} \underline{V}_{S1}) \underline{I}_{Ri} - (\underline{a}_{F2}^{\text{SetI}} \underline{I}_{S2} - \underline{a}_{F1}^{\text{SetII}} \underline{I}_{S1}) \underline{V}_{Ri} \end{aligned}$$

przy czym:

$i = 1$ – dla składowej zgodnej

$i = 2$ – dla składowej przeciwnej

Rozwiązanie równania kwadratowego (4.23) pozwoli uzyskać dwa rozwiązania na $\cosh(\underline{\gamma}_1 l)$, z których można uzyskać dwa rozwiązania na $\underline{\gamma}_1 l$. Do każdego z nich należy obliczyć potencjalne rozwiązanie dla impedancji falowej za pomocą (4.20). W celu selekcji poprawnego rozwiązania należy obliczyć impedancje podłużne dla każdego potencjalnego rozwiązania za pomocą (4.1). Impedancję podłużną linii dla najprostszego modelu linii, który nie uwzględnia pojemności poprzecznych, została wyznaczona przez autorów [46], w postaci:

$$\underline{Z}_1^{\text{lumped}} = \frac{(\underline{V}_{S1} - \underline{V}_{R1})(\underline{I}_{R2} + \underline{I}_{S2}) - (\underline{V}_{S2} - \underline{V}_{R2})(\underline{I}_{R1} + \underline{I}_{S1})}{\underline{I}_{R2}(\underline{I}_{R1} + \underline{I}_{S1}) - \underline{I}_{R1}(\underline{I}_{R2} + \underline{I}_{S2})} \quad (4.24)$$

Poniższe kryterium pozwala zidentyfikować poprawne rozwiązanie:

$$\begin{aligned} \underline{\gamma}_1 l &= (\underline{\gamma}_1 l)_{(1)} \quad \text{if} \quad \left| \underline{Z}_{1(1)} - \underline{Z}_1^{\text{lumped}} \right| < \left| \underline{Z}_{1(2)} - \underline{Z}_1^{\text{lumped}} \right| \\ \underline{\gamma}_1 l &= (\underline{\gamma}_1 l)_{(2)} \quad \text{if} \quad \left| \underline{Z}_{1(1)} - \underline{Z}_1^{\text{lumped}} \right| \geq \left| \underline{Z}_{1(2)} - \underline{Z}_1^{\text{lumped}} \right| \end{aligned} \quad (4.25)$$

gdzie:

$(\underline{\gamma}_1 l)_{(1)}, (\underline{\gamma}_1 l)_{(2)}$ – dwa rozwiązania otrzymane za pomocą (4.23). Do każdego z nich zostały obliczone impedancje falowe, odpowiednio $\underline{Z}_{c1(1)}, \underline{Z}_{c1(2)}$,

$\underline{Z}_{1(1)}, \underline{Z}_{1(2)}$ – całkowite impedancje podłużne linii, obliczone na podstawie par potencjalnych rozwiązań za pomocą (4.1),

$\underline{Z}_1^{\text{lumped}}$ – całkowita impedancja podłużna, obliczona na podstawie uproszczonego modelu linii na podstawie (4.24).

Po selekcji poprawnego rozwiązania dla $\underline{\gamma}_1 l$ oraz \underline{Z}_{c1} , poszukiwaną odległość do zwarcia można obliczyć za pomocą (4.17).

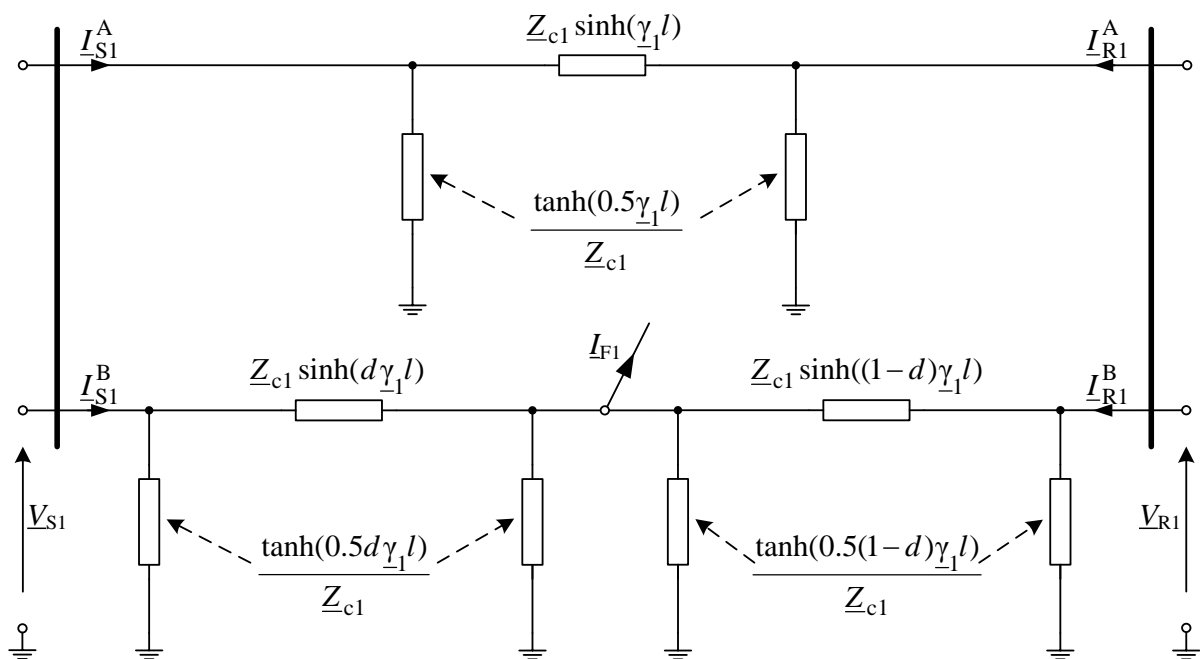
Proponowana metoda została przetestowana analogicznie jak algorytm 1, na podstawie symulacji różnych zwarć dla różnych parametrów linii oraz systemów sąsiadujących, przeprowadzonych za pomocą programu ATP-EMTP. Szczegółowe wyniki lokalizacji zostały przedstawione w załączniku 11.1. Sposób modelowania linii został przedstawiony w rozdziale 7. Na podstawie wyników zaprezentowanych w Tabeli 11.3. można stwierdzić, że podobnie jak w przypadku pierwszego algorytmu na wynik lokalizacji zwarcia nie ma wpływu długość linii ani odległość do zwarcia. Średni błąd dla wszystkich rodzajów zwarcia wyniósł w takim wypadku 0.01%, przy maksymalnym błędzie 0.031%. Na podstawie Tabeli 11.5. można zauważyć, że pojedyncze przypadki charakteryzują się relatywnie dużym błędem, nawet 0.143%, jeśli porównać je do wartości średniej 0.045–0.05% zależnie od rodzaju zwarcia. Spowodowany jest on znaczną składową oscylacyjną, pojawiającą się dla takiej kombinacji parametrów linii oraz mocy zwarciovych systemów przy znacznych długościach linii. Na podstawie Tabeli 11.7. można stwierdzić, że rezystancja zwarć jednofazowych jak i rezystancja dla zwarć międzyfazowych bez ziemi nie mają większego wpływu na wynik lokalizacji zwarcia. Średni błąd dla linii o długości 400km wyniósł 0.018% dla zwarć jednofazowych oraz 0.017% dla zwarć dwufazowych bez ziemi, gdzie jego maksymalna wartość to 0.033%. Z kolei na podstawie Tabeli 11.9. można zauważyć, że różne typy słupów, a przez co różne parametry linii nie mają znacznego wpływu na wynik lokalizacji zwarcia. Pojedyncze przypadki charakteryzowały się znacznym błędem o wartości nawet 0.446%, jednak błędy te nie były spowodowane błędem metody, a problemem z odfiltrowaniem składowej oscylacyjnej. Ponownie średni błąd został przez te poszczególne przypadki zawyżony do wartości 0.025–0.041% zależnie od rodzaju zwarcia jednak warto zauważyć, że połowa przedstawionych wyników charakteryzowała się błędem poniżej 0.011–0.015%. Przeprowadzone badania potwierdzają zatem skuteczność przedstawionej metody.

4.5. ALGORYTM LOKALIZACJI ZWARCIA 3 – Lokalizacja zwarcia tylko z użyciem pomiarów zwarciovych w transponowanych liniach wielotorowych

W przypadku przesyłu energii elektrycznej na znaczne odległości często stosuje się linie dwu lub wielo torowe. Takie podejście zwiększa przesyłaną moc oraz ogranicza ilość linii, co może być ważnym czynnikiem ze względów ekonomicznych. Taka konfiguracja w przypadku zwarcia pozwala na wyłączenie tylko zwanego toru, dzięki czemu tory zdrowe dalej mogą zasilac odbiorców.

Autorzy [2] podaja rozwiązanie nie-iteracyjne dla lokalizacji zwarcia w linii dwutorowej, razem z wyznaczeniem kąta synchronizacji. Poniższa metoda jest jej uzupełnieniem w przypadku długich linii transponowanych. W odróżnieniu od rozwiązania przedstawionego w [2], problem synchronizacji został opracowany przez autora niniejszej rozprawy jako niezależny od procedury lokalizacji zwarcia.

Korzystając z właściwości linii transponowanych można zauważyć, że możliwa jest adaptacja algorytmu przedstawionego w rozdziale 4.3 do przypadku linii dwu, lub wielotorowej. Jeśli dwa tory mają identyczną geometrię oraz zakładając ich transpozycję, to składowe zgodne płynące w obu torach będą niezależne od sprzężenia magnetycznego, wynikającego z ich bliskości względem siebie [50]. Schemat zastępczy dla takiego zwarcia jest przedstawiony na rysunku Rys.4.4.



Rys.4.4 Schemat zwarciovych linii dwutorowej transponowanej dla składowej symetrycznej zgodnej (indeks górný A odnosi się do toru zdrowego, a indeks B do toru ze zwarciev).

Zakładając, że oba tory pracują na połączone sekcje szyn zbiorczych na obu końcach, napięcia dla obu torów na końcach linii będą takie same. Podczas zwarcia natomiast popłyną różne prądy w torze zwartym oraz zdrowym. W niniejszej rozprawie przyjęto następujące oznaczenia prądów w liniach dwutorowych:

$\underline{I}_{R1}^A, \underline{I}_{S1}^A$ - składowe zgodne prądów toru zdrowego,

$\underline{I}_{R1}^B, \underline{I}_{S1}^B$ - składowe zgodne prądów toru ze zwarcie.

W takim przypadku parametry linii można wyznaczyć na podstawie prądów składowej zgodnej, płynących w torze bez zwarcia na podstawie zależności wyprowadzonych analogicznie do (4.8) oraz (4.13):

$$\underline{\gamma}_1 l = \cosh^{-1} \left(\frac{\underline{V}_{R1} \underline{I}_{R1}^A - \underline{V}_{S1} \underline{I}_{S1}^A}{\underline{V}_{S1} \underline{I}_{R1}^A - \underline{V}_{R1} \underline{I}_{S1}^A} \right) \quad (4.26)$$

$$\underline{Z}_{c1} = \sqrt{\frac{\underline{V}_{R1}^2 - \underline{V}_{S1}^2}{(\underline{I}_{R1}^A)^2 - (\underline{I}_{S1}^A)^2}} \quad (4.27)$$

Po zapisaniu równania (4.16) dla toru ze zwarcie i podstawieniu do niego zależności (4.26) i (4.27) można uzyskać zależność na odległość do zwarcia w postaci:

$$d = \left| \frac{\tanh^{-1} \left(\frac{\sqrt{\underline{A}_1 \underline{A}_2 \underline{A}_3}}{\underline{V}_{R1} \underline{A}_4 + \underline{V}_{S1} \underline{A}_5} \right)}{\cosh^{-1} \left(\frac{\underline{A}_6}{\underline{A}_7} \right)} \right| \quad (4.28)$$

gdzie:

$$\underline{A}_1 = \underline{V}_{R1}^2 - \underline{V}_{S1}^2$$

$$\underline{A}_2 = (\underline{I}_{R1}^B)^2 - (\underline{I}_{S1}^B)^2$$

$$\underline{A}_3 = \underline{I}_{R1}^B - \underline{I}_{R1}^A$$

$$\underline{A}_4 = \underline{I}_{R1}^B (\underline{I}_{R1}^B - \underline{I}_{R1}^A) - \underline{I}_{S1}^B (\underline{I}_{S1}^B - \underline{I}_{S1}^A)$$

$$\underline{A}_5 = \underline{I}_{S1}^B \underline{I}_{R1}^A - \underline{I}_{R1}^B \underline{I}_{S1}^A$$

$$\underline{A}_6 = \underline{V}_{R1} \underline{I}_{R1}^B - \underline{V}_{S1} \underline{I}_{S1}^B$$

$$\underline{A}_7 = \underline{V}_{S1} \underline{I}_{R1}^B - \underline{V}_{R1} \underline{I}_{S1}^B$$

Proponowana metoda została przetestowana na podstawie symulacji różnych zwarć dla różnych parametrów linii oraz systemów sąsiadujących, przeprowadzonych za pomocą programu ATP-EMTP. Szczegółowe wyniki lokalizacji dla linii dwutorowej zostały

przedstawione w załączniku 11.1. w Tabeli 11.11. Przeprowadzone testy uwzględniały jeden zestaw parametrów linii, zebrany w Tabeli 11.10. Testy uwzględniały różne odległości do zwarcia oraz jego rodzaje, różne rezystancje zwarcia zarówno międzyfazowe oraz doziemne. Sposób modelowania linii jest przedstawiony w rozdziale 7. Na podstawie wyników zaprezentowanych w Tabeli 11.11. można stwierdzić, że na wynik lokalizacji zwarcia nie ma wpływu odległość do zwarcia. Średni błąd zależnie od rodzaju zwarcia zawierał się w granicach 0.008–0.036%, przy maksymalnym błędzie 0.069%. Przeprowadzone badania potwierdzają zatem, że adaptacja algorytmu 1 dla linii dwutorowej pozwala na skuteczną lokalizację zwarcia.

4.6. Testy symulacyjne proponowanych algorytmów lokalizacji zwarć

Proponowane algorytmy lokalizacji zwarć zostały przetestowane symulacyjnie za pomocą modelu linii długiej z dwoma sąsiadującymi systemami. Szczegółowy opis modelu, użytego do symulacji został przedstawiony w rozdziale 7.

Symulacje uwzględniały różne warianty systemów na obu końcach linii, parametrów linii oraz jej długości, miejsca zwarcia, rodzaju zwarcia oraz jego rezystancji. Wygenerowane sygnały zostały poddane obróbce cyfrowej w celu uzyskania dokładnego odwzorowania fazorów mierzonych prądów oraz napięć fazowych na obu końcach linii. W tym celu użyto pełno okresowych filtrów ortogonalnych z oknami sinusoidalnym oraz kosinusoidalnym. Symulacje przy małej mocy zwarciowej systemów na obu końcach linii charakteryzowały się dość znaczną składową zanikającą, która wprowadzała dodatkowy błąd. W związku z czym zdecydowano skorzystać z faktu przesunięcia się składowych ortogonalnych względem siebie o 90° , oraz odporności na składową zanikającą filtru o skończonej odpowiedzi impulsowej z oknem kosinusoidalnym. Sygnał po takiej filtracji stanowił składową ortogonalną parzystą. Składową nieparzystą uzyskano po przesunięciu składowej parzystej o 90° , co dla częstotliwości próbkowania 1kHz dla przeprowadzonych symulacji oznaczało przesunięcie o 5 próbek.

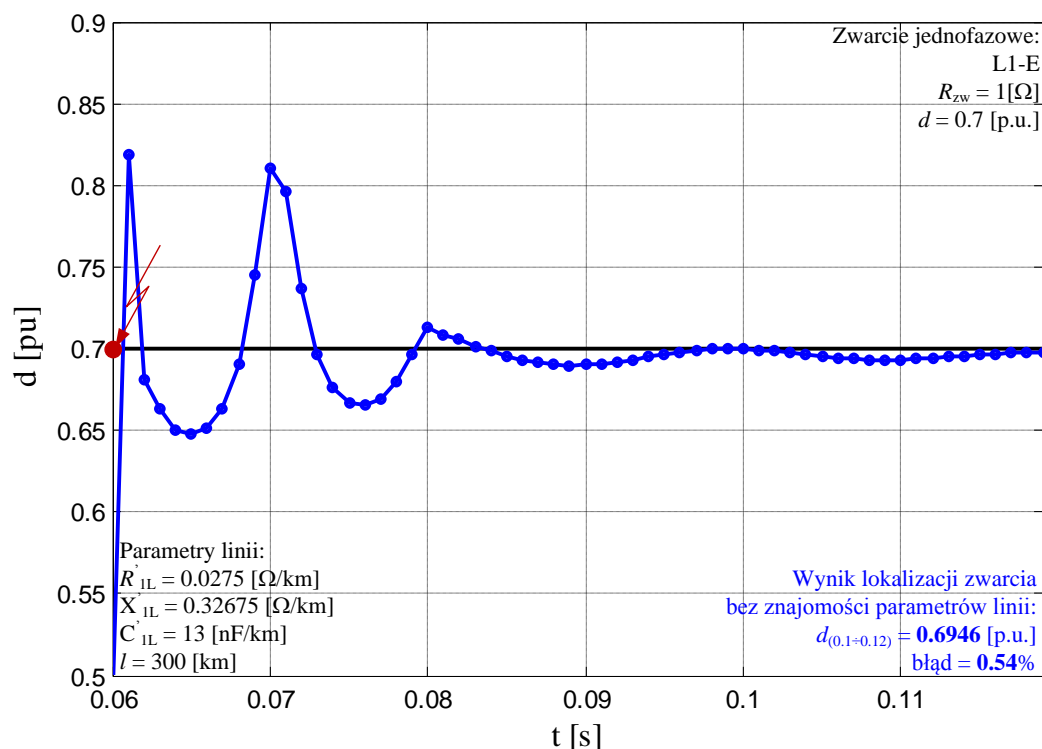
Wyniki testów samej metody, zakładając zerowy błąd przekładników oraz idealnie zsynchronizowane pomiary znajdują się w załączniku 11.6 w Tabeli 11.1.

4.7. Porównanie zaproponowanych algorytmów do lokalizacji zwarć z klasycznym algorytmem

Statystyczne podsumowanie błędu metody dla algorytmu klasycznego, przedstawionego w [29] oraz zaproponowanego algorytmu 1 do lokalizacji zwarcia zostało przedstawione w Tabeli 11.1. Na podstawie wyników przeprowadzonych symulacji można stwierdzić, że obie metody charakteryzują się porównywalnym błędem metody. W obu przypadkach skuteczność lokalizacji zwarcia jest bliska zeru dla ponad 80% zbadanych przypadków. Większe błędy nie są spowodowane bezpośrednio metodologią, a problemem z odfiltrowaniem składowej oscylacyjnej. Na podstawie Rys.11.2, Rys.11.3 oraz Rys.11.4 można stwierdzić, że zmiana parametrów linii będzie mieć znaczący wpływ na wynik lokalizacji zwarcia za pomocą klasycznego algorytmu. Z kolei opracowana metoda jest całkowicie odporna na te zmiany.

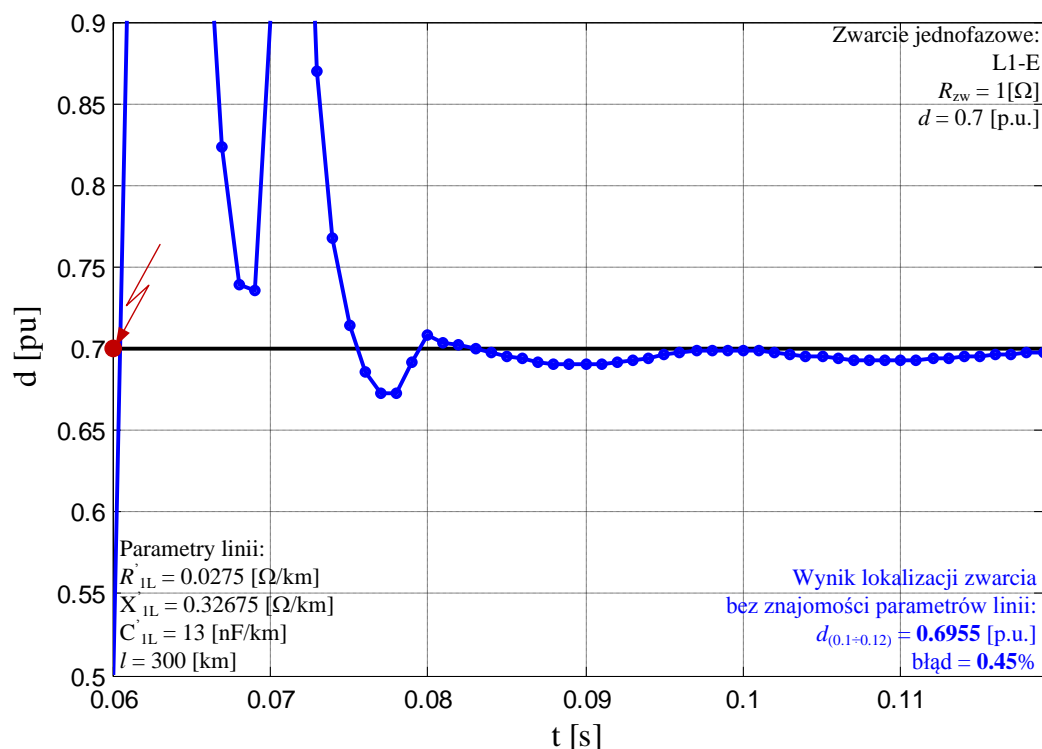
4.8. Porównanie zaproponowanych algorytmów do lokalizacji zwarć z wybranymi algorytmami z literatury

W celu porównania zaproponowanych algorytmów do lokalizacji zwarcia z reprezentacyjnymi metodami z literatury zostały wybrane dwie metody, przedstawione w [3] oraz [48]. Algorytm według autorów [48] opiera się na modelu linii o parametrach skupionych bez uwzględnienia pojemności poprzecznych linii. Dodatkowym jego ograniczeniem jest to, że do obliczeń wymaga wyznaczenia prądów i napięć dla składowych zgodnej oraz przeciwnej. Z tego względu to podejście można zastosować tylko w przypadku zwarć niesymetrycznych, dla których te składowe wystąpią. Przykładowy przebieg wyniku lokalizacji zwarcia, liczonego dla każdej próbki dla 3 okresów od momentu zwarcia został przedstawiony na Rys.4.4:



Rys.4.5 Przykładowy wynik lokalizacji zwarcia za pomocą algorytmu do lokalizacji zwarcia przedstawionego w [48], liczony dla każdej próbki dla 3 kolejnych 3 okresów od momentu zwarcia.

Dokładniejszą metodę, uwzględniającą pojemności poprzeczne linii zaproponowali autorzy [3]. Algorytm ten oparty jest na obliczeniach macierzowych, dzięki czemu jest możliwe jego zastosowanie dla linii nietransponowanej, dla każdego rodzaju zwarcia. Dodatkowo autorzy [3] za punkt wyjściowy przyjęli ogólnie niesynchronizowane pomiary z obu końców linii, a przedstawiony algorytm wyznacza kąt synchronizacji razem z odległością do zwarcia. Metoda ta wymaga jednak obliczeń iteracyjnych, gdzie odległość do zwarcia i kąt synchronizacji jest wyznaczany jednocześnie. Przykładowy przebieg wyniku lokalizacji zwarcia, liczonego dla każdej próbki dla 3 okresów od momentu zwarcia został przedstawiony na Rys.4.5:



Rys.4.6 Przykładowy wynik lokalizacji zwarcia za pomocą algorytmu do lokalizacji zwarcia [3], liczony dla każdej próbki dla 3 kolejnych 3 okresów od momentu zwarcia.

Autor niniejszej rozprawy z kolei rozdzielił rozwiązanie problemu synchronizacji pomiarów z obu końców linii od lokalizacji zwarcia za pomocą dwóch niezależnych, w pełni analitycznych metod przedstawionych w niniejszej pracy. Rozwiązanie problemu synchronizacji dotyczy linii zarówno transponowanej jak i nietransponowanej, przy przyjęciu pewnych typowych symetrii w położeniu poszczególnych faz między sobą. Z kolei rozwiązanie problemu lokalizacji zwarcia jest ograniczone do linii transponowanych, jednak jako że rozwiązanie to jest dedykowane dla linii o znacznej długości jest to częsty przypadek, ze względu na to, że ogranicza znacznie straty przesyłowe, wynikające z prądów wyrównawczych, płynących w liniach nietransponowanych. Przykładowy przebieg wyniku lokalizacji zwarcia, liczonego dla każdej próbki dla 3 okresów od momentu zwarcia został przedstawiony na Rys.4.3.

4.9. Podsumowanie

Bieżący rozdział przedstawił dwa rozwiązania problemu lokalizacji zwarcia w linii napowietrznej, zaproponowane i zgłoszone do opatentowania przez autora niniejszej rozprawy [9]. Przedstawione algorytmy zostały dogłębnie przetestowane za pomocą przebiegów wygenerowanych przez program ATP-EMTP oraz implementacji omówionych

algorytmów w programie MATLAB. Symulacje obejmowały różne parametry linii oraz jej długość, prowadzonej na różnych słupach, różne rezystancje zwarcia, odległości oraz typy zwarć. Załącznik 11.1 zawiera parametry symulacji oraz najciekawsze wyniki wybranych symulacji.

Na podstawie Tabeli 11.2 oraz 11.3 można powiedzieć, że długość linii nie wpływa na wynik lokalizacji zwarcia. Odległość do zwarcia także nie wpływa znacząco na wynik obliczeń. Oba algorytmy charakteryzują się zbliżonym średnim błędem metody na poziomie 0.01%. Działają one poprawnie dla odpowiednich typów zwarcia, czyli algorytm pierwszy (opisany w podrozdziale 4.3) dla każdego rodzaju zwarcia, a algorytm drugi (opisany w podrozdziale 4.4) dla zwarć jednofazowych lub dwufazowych bez udziału ziemi. Porównując wyniki z przedstawionymi przez autorów w [3] można stwierdzić, że zaproponowana metoda charakteryzuje się nieznacznie niższym błędem dla linii o długości 400km, niż wyniki przedstawione w [3] dla linii 300km. Można też stwierdzić, że zaproponowana metoda wprawdzie ogranicza się do linii transponowanych, ale w przeciwieństwie do [3] nie wymaga obliczeń iteracyjnych i jest oparta na dokładniejszym modelu linii, co bezpośrednio wpływa na niższy poziom błędów lokalizacji, co jest szczególnie ważne w liniach o znacznych długościach.

Tabela 11.4 oraz Tabela 11.5 pokazują, że moc zwarcia systemów po obu końcach linii także nie wpływają na wynik lokalizacji. Jednakże, w niektórych przypadkach odpowiednia kombinacja mocy zwarcia z parametrami linii może prowadzić do znacznej składowej oscylacyjnej, wynikającej z odpowiedniej kombinacji pojemności linii, oraz jej reaktancji. Taka sytuacja pojawiła się przykładowo dla nielicznych symulacji przy znacznej długości linii rzędu 400km, gdzie maksymalny błąd wyniósł 0.145%. Z tego powodu średni błąd lokalizacji wyniósł około 0.044%, natomiast mediana błędu lokalizacji na poziomie 0.037% (Tabela 11.4), co oznacza, że przynajmniej połowa przypadków charakteryzowała się mniejszym niż 0.037% błędem. Błąd ten jest spowodowany tym, że przebiegi mierzonych sygnałów nie stabilizują się na tyle szybko, aby uśrednienie dało całkowicie poprawny wynik. Na tej podstawie widać jak zastosowane przetwarzanie cyfrowe jest ważne przy procedurze lokalizacji zwarcia. Tabela 11.6 oraz Tabela 11.7 pokazują, że rezystancja zwarcia nie ma znacznego wpływu na wynik lokalizacji zwarcia. Dla różnych poziomów rezystancji zwarcia maksymalny błąd obu algorytmów nie przekraczał 0.033% dla linii o długości 400km.

Dodatkowo pierwszą metodę można bez problemu zastosować do linii dwu lub wielu torowych, co zostało przedstawione w podrozdziale 4.5. Wyniki testów dla linii dwutorowej zostały przedstawione w Tabeli 11.11. Średni błąd dla wszystkich rodzajów zwarcia wyniósł

0.024%, przy maksymalnym błędzie na poziomie 0.069%. Także w tym przypadku mediana błędu nie przekroczyła zależnie od rodzaju zwarcia 0.006–0.034%, co oznacza, że połowa przypadków charakteryzuje się mniejszym błędem.

Dodatkowo zestawienie kilku istniejących metod do lokalizacji zwarć z algorytmem zaproponowanym przez autora niniejszej rozprawy pokazuje, że w przypadku linii o znacznej długości nawet do 400km zastosowanie modelu linii o parametrach rozproszonych jest celowe, i może zwiększyć dokładność algorytmu do lokalizacji zwarcia dla przypadków, gdzie relatywny błąd lokalizacji musi być mały, czasem nawet poniżej 0.1% w celu szybkiej identyfikacji przęsła ze zwarcie.

5. Estymacja parametrów linii

5.1. Wstęp

Estymacja parametrów linii jest ważna nie tylko ze względu na lokalizację zwarć, ale również stosowanie zabezpieczeń, wymagających odpowiednich nastaw, określonych przez parametry impedancyjne linii. Przedstawione metody nadają się także do estymacji parametrów linii do innych celów, jak przykładowo wykorzystanie ich przez system WAMS (Wide Area Measurement System) [43, 47, 64]. Powoduje to stały rozwój różnych metod estymacji parametrów linii [65].

Alternatywnym rozwiązaniem problemu estymacji parametrów linii może być zastosowanie specjalnego sprzętu pomiarowego [18]. Wymaga to jednak, aby pomiar przeprowadzić na wyłączonej linii, przez co nie zawsze jest on możliwy.

Bieżący rozdział krótko podsumuje zależności wyprowadzone wcześniej, uzupełniając je o obliczenie parametrów linii dla składowej zerowej, która nie była wykorzystywana w zaproponowanych algorytmach do lokalizacji zwarć.

5.2. Estymacja parametrów linii dla składowych symetrycznych

Zakładając pełną transpozycje, możliwe jest obliczenie parametrów linii na podstawie składowych symetrycznych. W dotychczasowych rozważaniach zostały przedstawione dwie metody na wyznaczenie parametrów dla składowej zgodnej:

- Na podstawie pomiarów przedzwarciovych za pomocą zależności (4.8) oraz (4.13).
- Na podstawie jedynie pomiarów zwarciovych dla zwarć jednofazowych lub dwufazowych bez udziału ziemi za pomocą zależności (4.23) i (4.20) oraz kryterium wyboru poprawnego rozwiązania (4.25).

Jako, że parametry linii dla składowej przeciwnej są takie same jak dla składowej zgodnej, aby w pełni wyznaczyć całkowite parametry linii należy jeszcze obliczyć parametry dla składowej zerowej. Dla linii transponowanych składowa zerowa nie będzie płynąć w trakcie jej normalnej pracy pod obciążeniem. Z tego powodu obliczenia składowej zerowej muszą opierać się na sygnałach w których ona występuje, czyli na prądach oraz napięciach dla wszystkich zwarć niesymetrycznych z udziałem ziemi.

Aby wyznaczyć parametry dla składowej zerowej należy najpierw wyznaczyć parametry składowej zgodnej za pomocą jednej z metod przedstawionych wcześniej (rozdział

4) oraz obliczyć odległość do zwarcia. Pozwoli to obliczyć prąd zwarcia (indeks górny: calc) dla składowych zgodnej oraz przeciwnej z zależności [50]:

$$\underline{I}_{Fi}^{\text{calc}} = \frac{\underline{V}_{Ri} + \underline{Z}_{ci} \underline{I}_{Si} \sinh(\underline{\gamma}_i l) - \underline{V}_{Si} \cosh(\underline{\gamma}_i l)}{\underline{Z}_{ci} \sinh((1-d)\underline{\gamma}_i l)} \quad (5.1)$$

gdzie:

$i = 1$ – składowa zgodna,

$i = 2$ – składowa przeciwna.

Należy zwrócić uwagę, że w (5.1) występują napięcia z obu końców (\underline{V}_{Ri} , \underline{V}_{Si}) oraz prąd z jednego końca linii (\underline{I}_{Si}). Można także wykazać, że jest możliwe przedstawienie prądu zwarcia dla składowej zerowej jako odpowiedniej sumy prądów zwarcia składowych zgodnej i przeciwnej [50] w postaci:

$$\underline{I}_{F0}^{\text{calc}} = \underline{b}_{F1} \underline{I}_{F1}^{\text{calc}} + \underline{b}_{F2} \underline{I}_{F2}^{\text{calc}} \quad (5.2)$$

Gdzie współczynniki \underline{b}_{F1} oraz \underline{b}_{F2} w (5.2) są przedstawione w Tabeli 5.1:

Tabela 5.1. Współczynniki w równaniu (5.2) zależnie od rodzaju zwarcia.

Typ zwarcia	\underline{b}_{F1}	\underline{b}_{F2}
L1-E	0	1
L2-E	0	$-0.5 + j0.5\sqrt{3}$
L3-E	0	$-0.5 - j0.5\sqrt{3}$
L1-L2-E	$0.5 - j0.5\sqrt{3}$	$0.5 + j0.5\sqrt{3}$
L2-L3-E	-1	-1
L3-L1-E	$0.5 + j0.5\sqrt{3}$	$0.5 - j0.5\sqrt{3}$

Alternatywnie i-tą składową symetryczną prądu zwarcia można wyznaczyć ze znanej [50] zależności:

$$\underline{I}_{Fi}^{\text{calc}} = \frac{\underline{I}_{Ri} \underline{Z}_{ci} + \underline{Z}_{ci} \underline{I}_{Si} \cosh(\underline{\gamma}_i l) - \underline{V}_{Si} \sinh(\underline{\gamma}_i l)}{\underline{Z}_{ci} \cosh((1-d)\underline{\gamma}_i l)} \quad (5.3)$$

Należy zwrócić uwagę, że w (5.3) występują prądy z obu końców (\underline{I}_{Ri} , \underline{I}_{Si}) oraz napięcie z jednego końca linii (\underline{V}_{Si}). Impedancję falową dla składowej symetrycznej zerowej na podstawie (5.3) można przedstawić w postaci:

$$\underline{Z}_{c0} = \frac{\underline{V}_{R0} - \underline{V}_{S0} \cosh(\underline{\gamma}_0 l)}{\underline{I}_{F0}^{\text{calc}} \sinh((1-d)\underline{\gamma}_0 l) - \underline{I}_{S0} \sinh(\underline{\gamma}_0 l)} \quad (5.4)$$

Oraz alternatywnie na podstawie (5.1) w formie:

$$\underline{Z}_{c0} = \frac{\underline{V}_{S0} \sinh(\underline{\gamma}_0 l)}{\underline{I}_{R0} + \underline{I}_{S0} \cosh(\underline{\gamma}_0 l) - \underline{I}_{F0}^{\text{calc}} \cosh((1-d)\underline{\gamma}_0 l)} \quad (5.5)$$

Przyrównując do siebie impedancje falowe w formie (5.4) i (5.5) po odpowiednich przekształceniach uzyskuje się następującą zależność na $\underline{\gamma}_0 l$:

$$\begin{aligned} & (\underline{V}_{R0} \underline{I}_{R0} - \underline{V}_{S0} \underline{I}_{S0}) + (\underline{V}_{R0} \underline{I}_{S0} - \underline{V}_{S0} \underline{I}_{R0}) \cosh(\underline{\gamma}_0 l) + \\ & \underline{V}_{S0} \underline{I}_{F0}^{\text{calc}} \cosh(d\underline{\gamma}_0 l) - \underline{V}_{R0} \underline{I}_{F0}^{\text{calc}} \cosh((1-d)\underline{\gamma}_0 l) = 0 \end{aligned} \quad (5.6)$$

Powyższego równania nie można rozwiązać w sposób bezpośredni, jednakże możliwe jest przybliżenie funkcji hiperbolicznych za pomocą pierwszych trzech elementów ciągu Taylora:

$$\cosh(x) \approx 1 + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^4}{4!} \quad (5.7)$$

Stosując przybliżenie (5.7) w (5.6) możliwe jest wyznaczenie równania kwadratowego dla kwadratu $\underline{\gamma}_0 l$ w postaci:

$$\underline{A}_2 (\underline{\gamma}_0 l)^4 + 12 \underline{A}_1 (\underline{\gamma}_0 l)^2 + 24 \underline{A}_0 = 0 \quad (5.8)$$

gdzie:

$$\underline{A}_0 = \underline{V}_{S0} (\underline{I}_{F0}^{\text{calc}} - \underline{I}_{R0} - \underline{I}_{S0}) + \underline{V}_{R0} (\underline{I}_{R0} + \underline{I}_{S0} - \underline{I}_{F0}^{\text{calc}}),$$

$$\underline{A}_1 = \underline{V}_{R0} (\underline{I}_{S0} - \underline{I}_{F0}^{\text{calc}} (1-d)^2) + \underline{V}_{S0} (\underline{I}_{F0}^{\text{calc}} d^2 - \underline{I}_{R0}),$$

$$\underline{A}_2 = \underline{V}_{R0} (\underline{I}_{S0} - \underline{I}_{F0}^{\text{calc}} (1-d)^4) + \underline{V}_{S0} (\underline{I}_{F0}^{\text{calc}} d^4 - \underline{I}_{R0}),$$

d – odległość do zwarcia wyznaczona z użyciem (4.16),

$\underline{I}_{F0}^{\text{calc}}$ – składowa zerowa całkowitego prądu zwarcia, wyznaczona za pomocą (5.2),

Ponieważ (5.8) jest równaniem zespolonym ma ono 2 pierwiastki zespolone dla $(\underline{\gamma}_0 l)^2$, co oznacza 4 rozwiązania dla $\underline{\gamma}_0 l$ w postaci dwóch par rozwiązań o przeciwnych znakach.

Potencjalne rozwiązanie z każdej z par musi spełniać następujący warunek:

$$\text{Re}\{\underline{Z}_{c0(n)}\} > 0 \quad \text{oraz} \quad \text{Im}\{\underline{Z}_{c0(n)}\} < 0 \quad (5.9)$$

gdzie:

$\underline{Z}_{c0(n)}$ - n-ta impedancja falowa obliczona na podstawie $\underline{\gamma}_0 l_{(n)}$,

$\underline{\gamma}_0 l_{(n)}$ - n-te rozwiązanie (5.8).

Aby zidentyfikować poprawne rozwiązanie z dwóch pozostałych kandydatów można wyprowadzić zależność analogiczną do (4.16) dla składowej zerowej:

$$d = \frac{1}{\underline{\gamma}_0 l} \tanh^{-1} \left(\frac{\cosh(\underline{\gamma}_0 l) \underline{V}_{R0} - \underline{Z}_{c0} \sinh(\underline{\gamma}_0 l) \underline{I}_{R0} - \underline{V}_{S0}}{\sinh(\underline{\gamma}_0 l) \underline{V}_{R0} - \underline{Z}_{c0} \cosh(\underline{\gamma}_0 l) \underline{I}_{R0} - \underline{Z}_{c0} \underline{I}_{S0}} \right) \quad (5.10)$$

Dla każdej pary $\underline{\gamma}_0 l_{(n)}$ oraz $\underline{Z}_{c0(n)}$ po obliczeniu odległości do zwarcia za pomocą (5.10) poprawne rozwiązanie można zidentyfikować za pomocą poniższego kryterium:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{c0} = \underline{Z}_{c0(1)} \quad \underline{\gamma}_0 l = \underline{\gamma}_0 l_{(1)} \quad \text{gdy} \quad |d_1 - d_{0(1)}| < |d_1 - d_{0(2)}| \\ \underline{Z}_{c0} = \underline{Z}_{c0(2)} \quad \underline{\gamma}_0 l = \underline{\gamma}_0 l_{(2)} \quad \text{gdy} \quad |d_1 - d_{0(1)}| \geq |d_1 - d_{0(2)}| \end{aligned} \quad (5.11)$$

gdzie:

d_1 – odległość do zwarcia obliczona na podstawie składowej zgodnej za pomocą (4.17) lub (4.23) i selekcji za pomocą (4.25),

$d_{0(1)}, d_{0(2)}$ – odległości do zwarcia obliczone na podstawie składowej zerowej z zależności (5.10) za pomocą $\underline{\gamma}_0 l_{(1)}, \underline{Z}_{c0(1)}, \underline{\gamma}_0 l_{(2)}, \underline{Z}_{c0(2)}$,

$\underline{\gamma}_0 l_{(1)}, \underline{Z}_{c0(1)}, \underline{\gamma}_0 l_{(2)}, \underline{Z}_{c0(2)}$ - dwa potencjalne rozwiązania odpowiednio iloczynu stałej propagacji i długości linii oraz impedancji falowej linii obliczone za pomocą (5.8) i wstępnie według kryterium (5.9).

Jednakże w pewnych przypadkach obie odległości do zwarcia są prawie takie same. Zachodzi wtedy potrzeba zdefiniowania kryterium uzupełniającego. Zapisując analogicznie do (4.1) dla składowej zerowej:

$$\underline{Z}_{L0} = \underline{Z}_{c0} \underline{\gamma}_0 l \quad (5.12)$$

Dla obu rozwiązań (5.8) wybranych na podstawie kryterium (5.9) poprawne rozwiązanie powinno mieć dodatnią rezystancję, czyli dodatnią część rzeczywistą całkowitej impedancji linii:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{c0} = \underline{Z}_{c0(1)} \quad \underline{\gamma}_0 l = \underline{\gamma}_0 l_{(1)} \quad \text{if} \quad \text{Re}\{\underline{Z}_{0(1)}\} > 0 \\ \underline{Z}_{c0} = \underline{Z}_{c0(2)} \quad \underline{\gamma}_0 l = \underline{\gamma}_0 l_{(2)} \quad \text{if} \quad \text{Re}\{\underline{Z}_{0(2)}\} > 0 \end{aligned} \quad (5.13)$$

Kryteria te pozwalają jednoznacznie wybrać poprawną parę rozwiązań dla parametrów składowej zerowej.

5.3. Podsumowanie

Zaproponowano dwie metody estymacji parametrów linii dla składowych zgodnej i przeciwnej: jedna za pomocą pomiarów przedzwarciovych (podrozdział 4.3), a druga za pomocą samych zwarciovych (podrozdział 4.4) oraz jeden algorytm do wyznaczenia parametrów składowej zerowej (podrozdział 5.2). Zaprezentowane algorytmy zostały gruntownie przetestowane symulacyjnie, a wyniki estymacji zostały przedstawione w załączniku 11.2.

Na podstawie wyników uzyskanych z użyciem sygnałów z przeprowadzonych symulacji łatwo zauważyć, że zaproponowane metoda praktycznie z pomijalnym relatywnym błędem mniejszym niż 0.01% identyfikuje reaktancję oraz pojemność doziemną linii dla składowej zgodnej, niezależnie od typu słupa, na którym są prowadzone przewody fazowe. Oszacowanie rezystancji linii charakteryzuje się większym błędem, średnio 0.206%, a maksymalnie w niektórych przypadkach 0.653%, przy użyciu metody wykorzystującej tylko przebiegi przedzwarciove. Zbliżone wyniki uzyskano dla zwarć jednofazowych oraz dwufazowych bez ziemi za pomocą algorytmu 2, przedstawionego w podrozdziale 4.4. Tabela 11.13 zawiera zestawienie obliczonych parametrów linii dla składowej zgodnej przy zwarciu jednofazowym.

Dodatkowo dla pomiarów zwarciovych przy zwarciu jednofazowym został przetestowany algorytm, przedstawiony w podrozdziale 5.2. Tabela 11.14 przedstawia wyniki estymacji parametrów dla składowej zerowej. Wymaga ona estymacji parametrów składowej zgodnej, która została przeprowadzona za pomocą algorytmu przedstawionego w podrozdziale 4.3. Ostateczny test algorytmu do estymacji składowej zerowej został przeprowadzony w oparciu o parametry składowej zgodnej estymowane za pomocą algorytmu opartego na pomiarach zwarciovych. Wyniki tych estymacji dla składowych zgodnej i zerowej zostały zestawione odpowiednio w Tabeli 11.15 oraz Tabeli 11.16.

Widać, że dokładna estymacja składowej zerowej w niektórych wypadkach jest niezwykle trudna. Maksymalne błędy w estymacji rezystancji, reaktancji oraz pojemności linii wyniosły odpowiednio 1.04%, 0.85% oraz 0.53%. Taka sytuacja wynika ze względu na znaczną składową oscylacyjną, która może pojawić się w wyniku odpowiedniej kombinacji parametrów linii. Średnia estymacji tych trzech parametrów linii wyniosła odpowiednio 0.34%, 0.19%, oraz 0.18. Jednakże, jeśli uwzględnić składową oscylacyjną, pojawiającą się w przypadku odpowiedniej kombinacji parametrów linii, miejsca zwarcia oraz jego rezystancji możliwe są błędy rzędu nawet kilku procent, na przykład jak zestawiono w Tabeli

11.16 błąd wyznaczenia rezystancji linii wynoszący 6.9% dla linii prowadzonej na słupach typu B2, odległości do zwarcia 0.4 oraz rezystancji zwarcia do ziemi 1Ω . Średni błąd wyznaczenia parametrów linii dla składowej zerowej w zależności od typu słupa, odległości do zwarcia oraz jego rezystancji waha się w granicach dla rezystancji 0.53–2.5%, dla reaktancji 0.15–1.57% oraz pojemności linii 0.11–0.78%. Udowadnia to poprawność ogólnie spotykanej w literaturze opinii, że należy unikać obliczeń opartych na składowej zerowej, jeśli to możliwe.

6. Synchronizacja pomiarów z obu końców linii napowietrznej

6.1. Wstęp

Przedstawione wcześniej metody lokalizacji zwarcia oraz estymacji parametrów linii oparte są na zsynchronizowanych pomiarach z obu końców linii. Jak wcześniej zostało zdefiniowane w podrozdziale 3.2 oznacza to istnienie wspólnego punktu odniesienia w czasie dla obu zestawów pomiarów. Możliwe jest użycie technologii GPS do technicznego rozwiązania tego problemu. Jednakże w przypadku utraty sygnału z satelitów GPS synchronizm zostaje utracony.

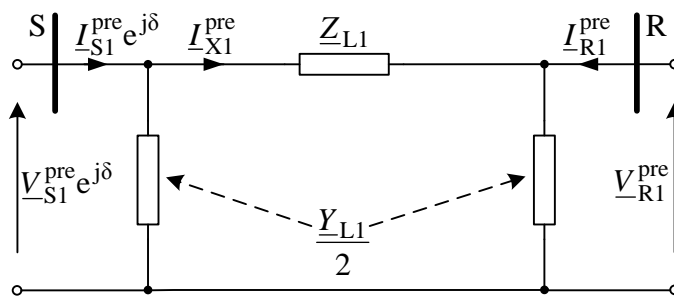
W przypadku braku odbiornika sygnału GPS lub utraty sygnału z GPS opracowanie analitycznej metody synchronizacji pomiarów dwustronnych jest konieczne. Celem autora niniejszej rozprawy jest eliminacja potrzeby znajomości parametrów linii z procedury lokalizacji zwarcia. Eliminacja ich z procedury synchronizacji pomiarów oznaczałaby możliwość efektywnego przeprowadzenia estymacji parametrów linii oraz lokalizacji zwarcia dla pomiarów niesynchronicznych. Podobne rozwiązania wyznaczające kąt synchronizacji (3.1) zostały wcześniej zaproponowane [3, 40, 41, 45], lecz te cytowane rozwiązanie cechują się stosowaniem metod iteracyjnych.

Istnienie metod numerycznych rozwiązujących ten problem [3, 40, 41, 45] sugeruje możliwość wyznaczenia kąta synchronizacji analitycznie. Autor niniejszej rozprawy postawił sobie za cel rozwiązanie tego problemu, co zostanie przedstawione poniżej. Pierwszy zaproponowany algorytm zakłada transpozycję linii (podrozdział 6.2). Drugie rozwiązanie jest rozszerzeniem tego problemu na linie nietransponowane (podrozdział 6.3).

6.2. ALGORYTM SYNCHRONIZACJI I_a dla pomiarów z obu końców linii transponowanej

W celu synchronizacji pomiarów dwustronnych zostaną wykorzystane pomiary prądów i napięć fazowych z obu końców linii tuż przed zwarcie. Pierwszy etap rozważań będzie dotyczyć linii o parametrach skupionych. Następnie przedstawiony poniżej algorytm zostanie odpowiednio skorygowany, aby uwzględniać zjawiska falowe, zachodzące w modelu linii długiej.

Zakładając transpozycję linii, przed zwarcie będzie w niej płynąć tylko prąd składowej zgodnej. Schemat zastępczy takiej linii dla pomiarów niesynchronicznych jest przedstawiony na Rys.6.1:



Rys.6.1 Schemat zastępczy linii napowietrznej o parametrach skupionych w trakcie normalnej pracy pod obciążeniem dla składowej symetrycznej zgodnej.

Jak widać na schemacie na Rys.6.1 pomiary po stronie R zostały przyjęte za punkt odniesienia, natomiast fazory po stronie S w związku z tym zostały pomnożone przez operator synchronizujący. Problem polega na jego wyznaczeniu jednocześnie eliminując parametry linii z równań. Aby tego dokonać oznaczono na schemacie prąd pomocniczy I_{X1}^{pre} , który można wyznaczyć za pomocą pomiarów tylko po stronie R lub tylko po stronie S:

$$I_{X1}^{pre} = I_{S1}^{pre} e^{j\delta} - \frac{Y_{L1}}{2} V_{S1}^{pre} e^{j\delta} \quad (6.1)$$

$$I_{X1}^{pre} = -I_{R1}^{pre} + \frac{Y_{L1}}{2} V_{R1}^{pre} \quad (6.2)$$

Przyrównując do siebie oba równania (6.1) i (6.2) po przekształceniu otrzymujemy znaną zależność [43] na połowę admittancji poprzecznej linii:

$$\frac{Y_{L1}}{2} = \frac{I_{S1}^{pre} e^{j\delta} + I_{R1}^{pre}}{V_{S1}^{pre} e^{j\delta} + V_{R1}^{pre}} \quad (6.3)$$

Wykorzystując zależności liczb zespolonych, równanie (6.3) można zapisać w postaci:

$$\left| V_{S1}^{pre} e^{j\delta} + V_{R1}^{pre} \right|^2 \frac{Y_{L1}}{2} = (I_{S1}^{pre} e^{j\delta} + I_{R1}^{pre})(V_{S1}^{pre} e^{j\delta} + V_{R1}^{pre})^* \quad (6.4)$$

gdzie:

\underline{X}^* – oznacza liczbę zespoloną sprzężoną do \underline{X} .

Kolejny element, który warto zauważyć to fakt, że admittancja poprzeczna reprezentuje pojemności linii, wobec tego:

$$\operatorname{Re}\left\{\frac{Y_{L1}}{2}\right\} = 0 \quad (6.5)$$

Wykorzystanie (6.5) pozwoli na eliminację z równania (6.4) admitancji poprzecznych. W takim wypadku uzyskuje się równanie zawierające tylko mierzone sygnały oraz szukany kąt synchronizacji w postaci:

$$\operatorname{Re}\{(\underline{I}_{S1}^{\text{pre}} e^{j\delta} + \underline{I}_{R1}^{\text{pre}})(\underline{V}_{S1}^{\text{pre}} e^{j\delta} + \underline{V}_{R1}^{\text{pre}})^*\} = 0 \quad (6.6)$$

W celu rozwiązania równania należy rozpisać fazory prądów i napięć na części rzeczywiste i urojone, oraz operator synchronizujący zapisać w postaci (3.2). Po żmudnych przekształceniach i uporządkowaniu wyrażenia (6.6) przybiera ono postać równania trygonometrycznego:

$$A_1 \sin(\delta) + A_2 \cos(\delta) + A_3 = 0 \quad (6.7)$$

gdzie:

$$\begin{aligned} A_1 &= \operatorname{Re}\{\underline{I}_{S1}^{\text{pre}}\} \operatorname{Im}\{\underline{V}_{R1}^{\text{pre}}\} - \operatorname{Im}\{\underline{I}_{S1}^{\text{pre}}\} \operatorname{Re}\{\underline{V}_{R1}^{\text{pre}}\} - \operatorname{Re}\{\underline{I}_{R1}^{\text{pre}}\} \operatorname{Im}\{\underline{V}_{S1}^{\text{pre}}\} + \operatorname{Im}\{\underline{I}_{R1}^{\text{pre}}\} \operatorname{Re}\{\underline{V}_{S1}^{\text{pre}}\} \\ A_2 &= \operatorname{Re}\{\underline{I}_{S1}^{\text{pre}}\} \operatorname{Re}\{\underline{V}_{R1}^{\text{pre}}\} + \operatorname{Im}\{\underline{I}_{S1}^{\text{pre}}\} \operatorname{Im}\{\underline{V}_{R1}^{\text{pre}}\} + \operatorname{Re}\{\underline{I}_{R1}^{\text{pre}}\} \operatorname{Re}\{\underline{V}_{S1}^{\text{pre}}\} + \operatorname{Im}\{\underline{I}_{R1}^{\text{pre}}\} \operatorname{Im}\{\underline{V}_{S1}^{\text{pre}}\} \\ A_3 &= \operatorname{Re}\{\underline{I}_{S1}^{\text{pre}}\} \operatorname{Re}\{\underline{V}_{S1}^{\text{pre}}\} + \operatorname{Im}\{\underline{I}_{S1}^{\text{pre}}\} \operatorname{Im}\{\underline{V}_{S1}^{\text{pre}}\} + \operatorname{Re}\{\underline{I}_{R1}^{\text{pre}}\} \operatorname{Re}\{\underline{V}_{R1}^{\text{pre}}\} + \operatorname{Im}\{\underline{I}_{R1}^{\text{pre}}\} \operatorname{Im}\{\underline{V}_{R1}^{\text{pre}}\} \end{aligned}$$

Powyższe wyrażenie można przekształcić do wygodniejszej postaci za pomocą odpowiednich podstawień trygonometrycznych:

$$B_2 \tan^2(\delta/2) + B_1 \tan(\delta/2) + B_0 = 0 \quad (6.8)$$

gdzie:

$$\begin{aligned} B_0 &= A_3 + A_2 \\ B_1 &= 2A_1 \\ B_2 &= A_3 - A_2 \end{aligned}$$

A_1, A_2, A_3 – określone jak dla (6.7)

Pierwiastki równania (6.8) dają dwa potencjalne rozwiązania dla $\tan(\delta/2)$, a co za tym idzie dwa potencjalne kąty synchronizacji. Aby wybrać poprawny można sformułować następujące kryterium:

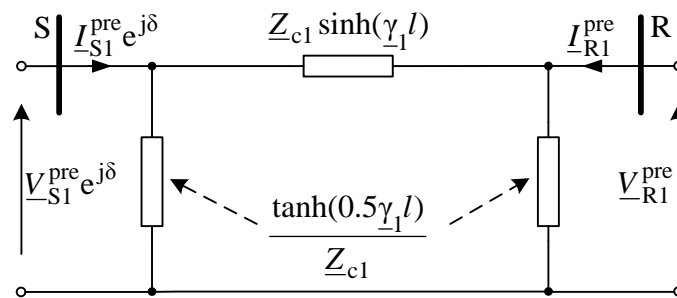
$$\begin{aligned} \text{gdy } \left| \frac{\underline{I}_{S1}^{\text{pre}} e^{j\delta_{(1)}} + \underline{I}_{R1}^{\text{pre}}}{\underline{V}_{S1}^{\text{pre}} e^{j\delta_{(1)}} + \underline{V}_{R1}^{\text{pre}}} \right| &\leq \left| \frac{\underline{I}_{S1}^{\text{pre}} e^{j\delta_{(2)}} + \underline{I}_{R1}^{\text{pre}}}{\underline{V}_{S1}^{\text{pre}} e^{j\delta_{(2)}} + \underline{V}_{R1}^{\text{pre}}} \right| & \text{to } \delta = \delta_{(1)} \\ \text{gdy } \left| \frac{\underline{I}_{S1}^{\text{pre}} e^{j\delta_{(1)}} + \underline{I}_{R1}^{\text{pre}}}{\underline{V}_{S1}^{\text{pre}} e^{j\delta_{(1)}} + \underline{V}_{R1}^{\text{pre}}} \right| &> \left| \frac{\underline{I}_{S1}^{\text{pre}} e^{j\delta_{(2)}} + \underline{I}_{R1}^{\text{pre}}}{\underline{V}_{S1}^{\text{pre}} e^{j\delta_{(2)}} + \underline{V}_{R1}^{\text{pre}}} \right| & \text{to } \delta = \delta_{(2)} \end{aligned} \quad (6.9)$$

gdzie:

$\delta_{(1)}, \delta_{(2)}$ – rozwiązania uzyskane na podstawie równania kwadratowego (6.8).

Sformułowane kryterium pozwala w sposób jednoznaczny wybrać właściwe rozwiązanie dla kąta synchronizacji. Zostało to potwierdzone w badaniach przeprowadzonych z użyciem sygnałów z symulacji za pomocą programu ATP-EMTP.

Wyprowadzona zależność (6.8) jest dokładna dla linii stosunkowo krótkiej, rzędu 100km. Dla dłuższych linii należy uwzględnić model przedstawiony na Rys.6.2:



Rys.6.2 Schemat zastępczy linii napowietrznej o parametrach rozproszonych w trakcie normalnej pracy pod obciążeniem dla składowej symetrycznej zgodnej.

Warto zauważyć, że jedyne co zmieni się w wyprowadzonych zależnościach to pojawienie się w równaniu (6.6) zastępczej konduktancji, wynikającej ze zjawisk falowych zachodzących w linii:

$$\operatorname{Re}\{(\underline{I}_{S1}^{\text{pre}} e^{j\delta} + \underline{I}_{R1}^{\text{pre}})(\underline{V}_{S1}^{\text{pre}} e^{j\delta} + \underline{V}_{R1}^{\text{pre}})^*\} = \operatorname{Re}\left\{\frac{\tanh(0.5\gamma_1 l)}{\underline{Z}_{c1}}\right\} \quad (6.10)$$

Przeprowadzając analogiczne do równania (6.8) wyprowadzenie z uwzględnieniem części rzeczywistej admitancji poprzecznej modelu o parametrach rozproszonych uzyskuje się następujące równanie kwadratowe:

$$B_2 \tan^2(\delta/2) + B_1 \tan(\delta/2) + B_0 = 0 \quad (6.11)$$

gdzie:

$$B_0 = A_3 + A_2 - A_4$$

$$B_1 = 2A_1$$

$$B_2 = A_3 - A_2 - A_4$$

$$A_4 = \frac{1}{|\underline{V}_{S1}^{\text{pre}} e^{j\delta_1} + \underline{V}_{R1}^{\text{pre}}|^2} \operatorname{Re}\left\{\frac{\tanh(0.5\gamma_1 l)}{\underline{Z}_{c1}}\right\}$$

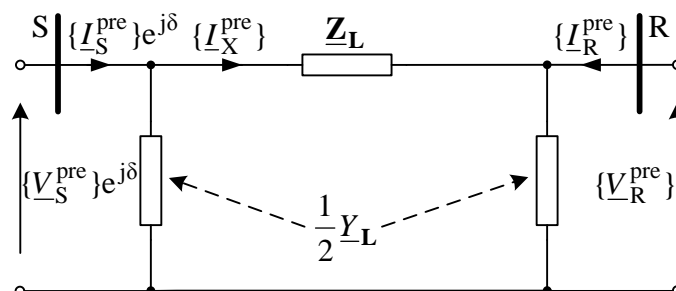
A_1, A_2, A_3 – określone jak dla (6.7)

δ_1 – kąt synchronizacji obliczony na podstawie modelu o parametrach skupionych za pomocą zależności (6.8).

Obliczenie kąta synchronizacji na podstawie modelu o parametrach skupionych pozwoli na wstępną synchronizację pomiarów z obu końców linii. Warto zauważyć, że jest ono wystarczające do oszacowania parametrów linii za pomocą wcześniej wyprowadzonych zależności (4.8) i (4.13). Pozwalają one obliczyć współczynnik korekcji A_4 w (6.11). Ponownie z dwóch potencjalnych kątów synchronizacji można zastosować kryterium (6.9) do selekcji poprawnego rozwiązania. Wyniki testów zestawione zostały w Tabeli 11.17. Pokazują one, że opisany wyżej algorytm poprawnie wyznacza kąt synchronizacji nawet dla stosunkowo długich linii rzędu 400km. Podstawowa wersja algorytmu charakteryzuje się błędem w zakresie $0.0017\text{--}0.004^\circ$ w zależności od różnych parametrów linii o długości 100km. W przypadku linii o długości 200km błąd synchronizacji wzrasta o jeden rząd i mieści się w zakresie $0.0183\text{--}0.0444^\circ$, jednak zastosowanie jednokrotnej korekcji za pomocą zależności (6.11) obniża go do przedziału $0.0022\text{--}0.0048^\circ$. Wyniki testów dla linii o długości 400km po korekcji mieszczą się w granicach $0.023\text{--}0.0447^\circ$. Taka dokładność synchronizacji pomiarów z obu końców linii jest wystarczająca do przeprowadzenia procedury lokalizacji zwarcia za pomocą przedstawionych w niniejszej rozprawie algorytmów.

6.3. ALGORYTM SYNCHRONIZACJI I_b dla pomiarów z obu końców linii nietransponowanej

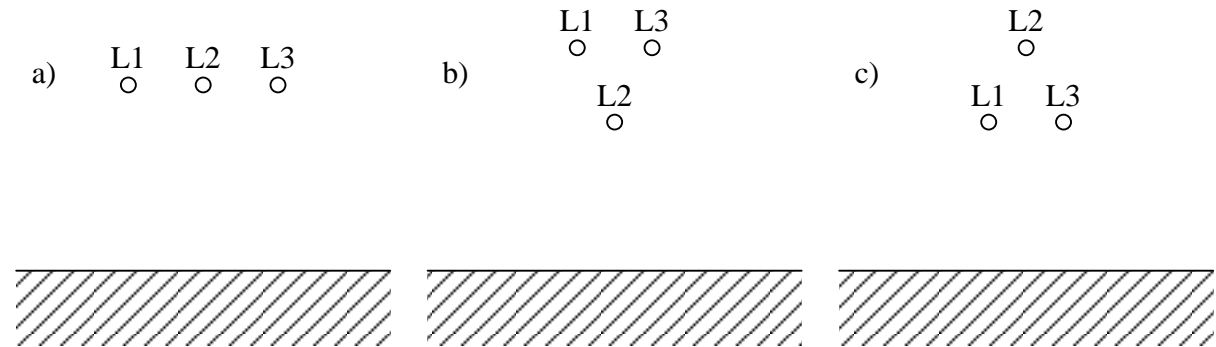
W celu synchronizacji pomiarów z obu końców linii nietransponowanej należy wziąć pod uwagę schemat przedstawiony na Rys.6.3.



Rys.6.3 Ogólny schemat zastępczy linii napowietrznej nietransponowanej podczas normalnej pracy.

W ogólnym przypadku macierze impedancji oraz admitancji mają postać odpowiednio (3.3) oraz (3.5). Uwzględniając symetrię macierzy impedancji (3.4) oraz analogiczną symetrię macierzy admitancji oznacza to 12 niewiadomych parametrów zespolonych, przy pomiarze 3

prądów oraz 3 napięć fazowych na każdym końcu linii. Dołączając do tego kąta synchronizacji problem sumarycznie posiada 13 niewiadomych, przy 12 mierzonych sygnałach. W takim wypadku w celu obliczenia kąta synchronizacji należy przyjąć dodatkowe uproszczenie ograniczające liczbę niewiadomych. Takim uproszczeniem jest uwzględnienie często występującej symetrii w położeniu przewodów fazowych na słupie względem siebie, przedstawionych na Rys.6.4.



Rys.6.4 Założone symetrie wzajemnego położenia faz linii trójfazowej.

Przy takim założeniu możliwe jest wykazanie, że dla dowolnego przedstawionego na Rys.6.4 układu macierz admitancji poprzecznych przybierze formę, w której można zaobserwować następującą symetrię admitancji poszczególnych faz oraz międzyfazowych:

$$\underline{Y}_L = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{sym1} & \underline{Y}_{sym3} & \underline{Y}_{sym4} \\ \underline{Y}_{sym3} & \underline{Y}_{sym2} & \underline{Y}_{sym3} \\ \underline{Y}_{sym4} & \underline{Y}_{sym3} & \underline{Y}_{sym1} \end{bmatrix} \quad (6.12)$$

Na podstawie schematu przedstawionego na Rys.6.3 można wyznaczyć prądy pomocnicze $\{\underline{I}_X^{pre}\}$ dla każdej z faz za pomocą sygnałów mierzonych po stronie S:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{XL1}^{pre} \\ \underline{I}_{XL2}^{pre} \\ \underline{I}_{XL3}^{pre} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_{SL1}^{pre} \\ \underline{I}_{SL2}^{pre} \\ \underline{I}_{SL3}^{pre} \end{bmatrix} e^{j\delta} - \frac{1}{2} \begin{bmatrix} \underline{Y}_{sym1} & \underline{Y}_{sym3} & \underline{Y}_{sym4} \\ \underline{Y}_{sym3} & \underline{Y}_{sym2} & \underline{Y}_{sym3} \\ \underline{Y}_{sym4} & \underline{Y}_{sym3} & \underline{Y}_{sym1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_{SL1}^{pre} \\ \underline{V}_{SL2}^{pre} \\ \underline{V}_{SL3}^{pre} \end{bmatrix} e^{j\delta} \quad (6.13)$$

Analogiczne równanie można zapisać na podstawie sygnałów po stronie R:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{XL1}^{pre} \\ \underline{I}_{XL2}^{pre} \\ \underline{I}_{XL3}^{pre} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} \underline{Y}_{sym1} & \underline{Y}_{sym3} & \underline{Y}_{sym4} \\ \underline{Y}_{sym3} & \underline{Y}_{sym2} & \underline{Y}_{sym3} \\ \underline{Y}_{sym4} & \underline{Y}_{sym3} & \underline{Y}_{sym1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_{RL1}^{pre} \\ \underline{V}_{RL2}^{pre} \\ \underline{V}_{RL3}^{pre} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \underline{I}_{RL1}^{pre} \\ \underline{I}_{RL2}^{pre} \\ \underline{I}_{RL3}^{pre} \end{bmatrix} \quad (6.14)$$

Przyrównując (6.13) i (6.14) do siebie po uporządkowaniu można otrzymać:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{RL1}^{pre} \\ \underline{I}_{RL2}^{pre} \\ \underline{I}_{RL3}^{pre} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{I}_{SL1}^{pre} \\ \underline{I}_{SL2}^{pre} \\ \underline{I}_{SL3}^{pre} \end{bmatrix} e^{j\delta} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} \underline{Y}_{sym1} & \underline{Y}_{sym3} & \underline{Y}_{sym4} \\ \underline{Y}_{sym3} & \underline{Y}_{sym2} & \underline{Y}_{sym3} \\ \underline{Y}_{sym4} & \underline{Y}_{sym3} & \underline{Y}_{sym1} \end{bmatrix} \left(\begin{bmatrix} \underline{V}_{RL1}^{pre} \\ \underline{V}_{RL2}^{pre} \\ \underline{V}_{RL3}^{pre} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{V}_{SL1}^{pre} \\ \underline{V}_{SL2}^{pre} \\ \underline{V}_{SL3}^{pre} \end{bmatrix} e^{j\delta} \right) \quad (6.15)$$

Dla i -tej fazy sumę wektorów prądów w (6.15) można przedstawić w postaci:

$$\underline{I}_{RLi}^{pre} + \underline{I}_{SLi}^{pre} e^{j\delta} = A_i + jB_i \quad (6.16)$$

gdzie:

$$A_i = \operatorname{Re}\{\underline{I}_{SLi}^{pre}\} \cos(\delta) - \operatorname{Im}\{\underline{I}_{SLi}^{pre}\} \sin(\delta) + \operatorname{Re}\{\underline{I}_{RLi}^{pre}\}$$

$$B_i = \operatorname{Re}\{\underline{I}_{SLi}^{pre}\} \sin(\delta) + \operatorname{Im}\{\underline{I}_{SLi}^{pre}\} \cos(\delta) + \operatorname{Re}\{\underline{I}_{RLi}^{pre}\}$$

W kolejnych wzorach w tym podrozdziale wyprowadzenia poszczególnej fazy zostaną oznaczone jako $i = 1, 2, 3$ zamiast L1, L2, L3. Analogicznie można przedstawić sumę wektorów napięć w (6.15):

$$\underline{V}_{RLi}^{pre} + \underline{V}_{SLi}^{pre} e^{j\delta} = C_i + jD_i \quad (6.17)$$

gdzie:

$$C_i = \operatorname{Re}\{\underline{V}_{SLi}^{pre}\} \cos(\delta) - \operatorname{Im}\{\underline{V}_{SLi}^{pre}\} \sin(\delta) + \operatorname{Re}\{\underline{V}_{RLi}^{pre}\}$$

$$D_i = \operatorname{Re}\{\underline{V}_{SLi}^{pre}\} \sin(\delta) + \operatorname{Im}\{\underline{V}_{SLi}^{pre}\} \cos(\delta) + \operatorname{Re}\{\underline{V}_{RLi}^{pre}\}$$

Zapisując równanie (6.15) z użyciem oznaczeń z (6.16) i (6.17) otrzymujemy 3 równania dla każdej z faz:

$$\begin{aligned} A_1 + jB_1 &= \frac{1}{2} \underline{Y}_{sym1} (C_1 + jD_1) + \frac{1}{2} \underline{Y}_{sym3} (C_2 + jD_2) + \frac{1}{2} \underline{Y}_{sym4} (C_3 + jD_3) \\ A_2 + jB_2 &= \frac{1}{2} \underline{Y}_{sym3} (C_1 + jD_1) + \frac{1}{2} \underline{Y}_{sym2} (C_2 + jD_2) + \frac{1}{2} \underline{Y}_{sym3} (C_3 + jD_3) \\ A_3 + jB_3 &= \frac{1}{2} \underline{Y}_{sym4} (C_1 + jD_1) + \frac{1}{2} \underline{Y}_{sym3} (C_2 + jD_2) + \frac{1}{2} \underline{Y}_{sym1} (C_3 + jD_3) \end{aligned} \quad (6.18)$$

Wykorzystując fakt, że części rzeczywiste poszczególnych admitancji równe są zeru każde z równań w (6.18) jest mnożone przez liczbę sprzężoną z (6.17) odpowiednio kolejno dla $i = 1, 2, 3$. Części rzeczywiste poszczególnych równań przybiorą wtedy formę jak w (6.19):

$$\begin{aligned}
\operatorname{Re}\{(A_1 + jB_1)(C_1 - jD_1)\} &= \operatorname{Re}\left\{\frac{1}{2}Y_{\text{sym}3}(C_2 + jD_2)(C_1 - jD_1)\right\} \\
&\quad + \operatorname{Re}\left\{\frac{1}{2}Y_{\text{sym}4}(C_3 + jD_3)(C_1 - jD_1)\right\} \\
\operatorname{Re}\{(A_2 + jB_2)(C_2 - jD_2)\} &= \operatorname{Re}\left\{\frac{1}{2}Y_{\text{sym}3}(C_1 + jD_1)(C_2 - jD_2)\right\} \\
&\quad + \operatorname{Re}\left\{\frac{1}{2}Y_{\text{sym}3}(C_3 + jD_3)(C_2 - jD_2)\right\} \\
\operatorname{Re}\{(A_3 + jB_3)(C_3 - jD_3)\} &= \operatorname{Re}\left\{\frac{1}{2}Y_{\text{sym}4}(C_1 + jD_1)(C_3 - jD_3)\right\} \\
&\quad + \operatorname{Re}\left\{\frac{1}{2}Y_{\text{sym}3}(C_2 + jD_2)(C_3 - jD_3)\right\}
\end{aligned} \tag{6.19}$$

Po uporządkowaniu (6.19) przyjmuje postać jak poniżej:

$$\begin{aligned}
A_1C_1 + B_1D_1 &= \frac{1}{2}|Y_{\text{sym}3}|(C_2D_1 - C_1D_2) + \frac{1}{2}|Y_{\text{sym}4}|(C_3D_1 - C_1D_3) \\
A_2C_2 + B_2D_2 &= \frac{1}{2}|Y_{\text{sym}3}|(C_1D_2 - C_2D_1) + \frac{1}{2}|Y_{\text{sym}3}|(C_3D_2 - C_2D_3) \\
A_3C_3 + B_3D_3 &= \frac{1}{2}|Y_{\text{sym}3}|(C_1D_3 - C_3D_1) + \frac{1}{2}|Y_{\text{sym}4}|(C_2D_3 - C_3D_2)
\end{aligned} \tag{6.20}$$

Sumując równania w (6.20) otrzymujemy następujące wyrażenie nie zawierające parametrów linii, gdzie jedyną niewiadomą jest kąt synchronizacji:

$$A_1C_1 + B_1D_1 + A_2C_2 + B_2D_2 + A_3C_3 + B_3D_3 = 0 \tag{6.21}$$

Po wymnożeniu i uporządkowaniu współczynników w (6.21) można otrzymać następujące równanie:

$$A_1 \sin(\delta) + A_2 \cos(\delta) + A_3 = 0 \tag{6.22}$$

gdzie:

$$\begin{aligned}
A_1 &= \sum_{i=1}^3 \left(\operatorname{Re}\{I_{\text{SLi}}^{\text{pre}}\} \operatorname{Im}\{V_{\text{RLi}}^{\text{pre}}\} - \operatorname{Im}\{I_{\text{SLi}}^{\text{pre}}\} \operatorname{Re}\{V_{\text{RLi}}^{\text{pre}}\} \right. \\
&\quad \left. - \operatorname{Re}\{I_{\text{RLi}}^{\text{pre}}\} \operatorname{Im}\{V_{\text{SLi}}^{\text{pre}}\} + \operatorname{Im}\{I_{\text{RLi}}^{\text{pre}}\} \operatorname{Re}\{V_{\text{SLi}}^{\text{pre}}\} \right) \\
A_2 &= \sum_{i=1}^3 \left(\operatorname{Re}\{I_{\text{SLi}}^{\text{pre}}\} \operatorname{Re}\{V_{\text{RLi}}^{\text{pre}}\} + \operatorname{Im}\{I_{\text{SLi}}^{\text{pre}}\} \operatorname{Im}\{V_{\text{RLi}}^{\text{pre}}\} \right. \\
&\quad \left. + \operatorname{Re}\{I_{\text{RLi}}^{\text{pre}}\} \operatorname{Re}\{V_{\text{SLi}}^{\text{pre}}\} + \operatorname{Im}\{I_{\text{RLi}}^{\text{pre}}\} \operatorname{Im}\{V_{\text{SLi}}^{\text{pre}}\} \right) \\
A_3 &= \sum_{i=1}^3 \left(\operatorname{Re}\{I_{\text{SLi}}^{\text{pre}}\} \operatorname{Re}\{V_{\text{SLi}}^{\text{pre}}\} + \operatorname{Im}\{I_{\text{SLi}}^{\text{pre}}\} \operatorname{Im}\{V_{\text{SLi}}^{\text{pre}}\} \right. \\
&\quad \left. + \operatorname{Re}\{I_{\text{RLi}}^{\text{pre}}\} \operatorname{Re}\{V_{\text{RLi}}^{\text{pre}}\} + \operatorname{Im}\{I_{\text{RLi}}^{\text{pre}}\} \operatorname{Im}\{V_{\text{RLi}}^{\text{pre}}\} \right)
\end{aligned}$$

Warto zauważyć, że suma kombinacji sygnałów w (6.22) dla każdej z faz jest taka sama jak dla wyrażenia dla składowej zgodnej w (6.7). Sumę takich samych współczynników dla każdej z faz można zinterpretować jako składową zerową. Składowa zerowa będzie płynąć w linii nietransponowanej ze względu na brak symetrii macierzy impedancyjnej oraz admitancyjnej.

Oznacza to, że algorytm wyprowadzony dla linii transponowanej poprawnie wyznacza kąt synchronizacji dla linii nietransponowanej zakładając, że przewody fazowe linii są położone względem siebie na jeden ze sposobów przedstawionych na Rys.6.4, oraz że wystąpi w nich składowa zerowa, na której opiera się przedstawiony algorytm.

6.4. Podsumowanie

Bieżący rozdział przedstawił zgłoszoną przez autora do opatentowania [10] propozycję sposobu synchronizacji pomiarów z obu końców linii bez znajomości jej parametrów, na podstawie zmierzonych prądów oraz napięć fazowych na obu jej końcach. Przeprowadzone testy symulacyjne potwierdzają skuteczność algorytmu porównywalną do synchronizacji uzyskanej za pomocą sygnału GPS dla linii do 400km, oraz synchronizację o rząd lepszą dla linii o długości do 200km. Dokładniejsze testy algorytmu zostały przedstawione w [12], gdzie wykazano, że algorytm zachowuje swoją dokładność dla typowych przedziałów wartości poszczególnych parametrów linii.

Statystyczne porównanie wpływu dokładności lokalizacji zwarcia przy synchronizacji za pomocą przedstawionego algorytmu oraz za pomocą sygnału GPS zostały zebrane na Rys.11.41. Widać, że obie metody synchronizacji są wystarczająco skuteczne do przeprowadzenia procedury lokalizacji zwarcia.

Zaproponowany algorytm dla linii o długości 400km ma porównywalną dokładność do algorytmu przedstawionego w [3], jednak jego niewątpliwą zaletą jest to, że nie wymaga obliczeń numerycznych. Dodatkowo ponieważ jest oparty na pomiarach przedzwarciovych, można go zastosować do synchronizacji pomiarów z obu końców linii podczas normalnej pracy. W przeciwieństwie do rozwiązania przedstawionego w [3], algorytm zaproponowany przez autora niniejszej rozprawy jest całkowicie niezależny od procedury lokalizacji zwarcia. Warto zauważyć też, że jest to jeden z pierwszych tego typu algorytmów opartych na modelu linii o parametrach rozproszonych.

Uwagi te dotyczą przypadków uwzględniających idealną transformację przekładników prądowych i napięciowych. Potwierdza to postawioną w rozprawie tezę, jednak

uwzględniając rzeczywistą transformację sygnałów mierzonych przez przekładniki prądowe może okazać się trudny do realizacji praktycznej do czasu opracowania metody ich prawidłowej kalibracji lub dokładniejszej metody pomiarów prądów, ze względu na znaczne błędy synchronizacji, spowodowane błędami prądowymi, jak widać na Rys.11.32 oraz Rys.11.33. Co ciekawe, na podstawie Rys.11.30 oraz Rys.11.31 można zauważyć, że opracowany algorytm jest stosunkowo odporny na błędy napięciowe przekładników napięciowych. Podobnie jak w przypadku algorytmu do lokalizacji zwarć błędy prądowe i napięciowe na obu końcach linii znoszą się wzajemnie, jak można zauważyć na podstawie na Rys.11.31 oraz Rys.11.34. Jednakże dzieje się tak tylko w przypadku błędów amplitudowych. Błędy fazowe nie zachowują tej właściwości ze względu na inne podejście, niż w przypadku algorytmów do lokalizacji zwarcia. Algorytmy do lokalizacji zwarcia oparte są na stosunku mocy, natomiast algorytm do synchronizacji opiera się na założeniu (6.5), które bazuje na tym, że faza admitancji poprzecznej jest równa 90° . Na Rys.11.35–11.40 wyraźnie widać, że algorytm nie jest odporny na błędy fazowe przekładników.

7. Modelowanie zwarć w liniach napowietrznych za pomocą programu ATP-EMTP

7.1. Wstęp

W rozdziale 3.3 zostały przedstawione podstawowe modele linii napowietrznych, na których opierają się zaproponowane algorytmy do estymacji parametrów linii, lokalizacji zwarcia oraz synchronizacji pomiarów. Aby sprawdzić poprawność przedstawionych wcześniej algorytmów autor niniejszej rozprawy przeprowadził symulację zwarć za pomocą programu ATP-EMTP. Kolejne kroki dla pomiaru prądów i napięć zostały przedstawione na Rys.7.1.



Rys.7.1 Struktura elementów pomiarowych prądów i napięć fazowych.

Bieżący rozdział krótko przedstawi w jaki sposób zostały zamodelowane poszczególne elementy: model samej linii napowietrznej, sąsiednich systemów oraz filtry anty-aliasingowe. Jak wcześniej zostało zaznaczone w niniejszej rozprawie zastosowano model przekładników idealnych, natomiast ich błędy zamodelowano liniowo poprzez pomnożenie przetworzonych sygnałów (fazorów) przez odpowiednie współczynniki.

Zastosowano idealne przetworniki A/C, pracujące z częstotliwością próbkowania $f_p = 1\text{kHz}$, za pomocą których uzyskano zsynchronizowane sygnały z obu końców linii. Spróbkowany sygnał został poddany pełno okresowej filtracji za pomocą filtru o oknie kosinusoidalnym w celu wyznaczenia parzystej składowej ortogonalnej. Z powodu znacznej składowej zanikającej w niektórych wygenerowanych symulacjach druga składowa nieparzysta została wyznaczona korzystając z faktu, że jest ona przesunięta względem parzystej o 90 stopni. W takim wypadku składowa nieparzysta to opóźniona o 5 próbek składowa ortogonalna parzysta. Uzyskane w ten sposób fazory zostały użyte do obliczenia odległości do zwarcia za pomocą zależności dla danego algorytmu lokalizacji zwarcia dla

każdej z obliczonych próbek. Całkowity wynik lokalizacji zwarcia został obliczony jako średnia z 20 tak uzyskanych wyników z czwartego okresu licząc od momentu pojawienia się zwarcia.

7.2. Modelowanie systemów ekwiwalentnych oraz torów pomiarowych

Jak zostało wcześniej przedstawione na Rys.3.3 systemy elektroenergetyczne na obu końcach linii zostały zamodelowane jako idealne trójfazowe źródła napięciowe o napięciu znamionowym linii napowietrznej szeregowo połączone z impedancją zwarciovą poszczególnych systemów. Napięcia po stronie R zostały dodatkowo opóźnione o 15° wywołując przepływ mocy w kierunku od końca S do R. Moduł impedancji zwarciovych został obliczony z następujących zależności:

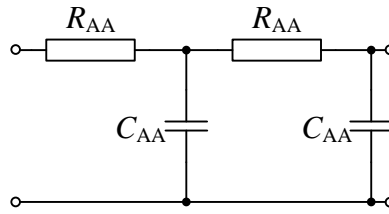
$$\begin{aligned} |Z_{sysS}| &= \frac{(V_N)^2 \sqrt{3}}{S_S} \\ |Z_{sysR}| &= \frac{(V_N)^2 \sqrt{3}}{S_R} \end{aligned} \quad (7.1)$$

Ponieważ testy symulacyjne obejmowały linie napowietrzne o napięciu znamionowym 400kV impedancja zastępcza obu systemów powinna mieć prawie całkowicie charakter indukcyjny [33]. W takim wypadku przyjęto:

$$\begin{aligned} R_S &= 0.01 |Z_{sysS}| \\ X_S &\cong |Z_{sysS}| \\ R_R &= 0.01 |Z_{sysR}| \\ X_R &\cong |Z_{sysR}| \end{aligned} \quad (7.2)$$

Ponieważ w programie ATP-EMTP wszystkie napięcia mają wspólny punkt odniesienia – ziemię, pomiar napięcia został zapisany bezpośrednio jako napięcia za impedancjami poszczególnych systemów na obu końcach linii. Idealny przekładnik prądowy został zamodelowany za pomocą rezystancji 0.01Ω włączonych szeregowo w każdej fazie pomiędzy linią, a impedancją poszczególnych systemów. Pomiar prądu uzyskano mierząc spadek napięcia na tych rezystorach na obu końcach linii.

Filtry anty-aliasingowe zostały zamodelowane za pomocą czwórnika przedstawionego na Rys.7.2:



Rys.7.2 Model filtra anti-aliasingowego.

Częstotliwość odcięcia filtra przyjęto równą 400Hz. Na podstawie [23] można obliczyć, że rezystancję i pojemność filtra anti-aliasingowego należy dobrać tak aby spełniona była zależność:

$$R_{AA} C_{AA} = \frac{\sqrt{2\sqrt{53}-14}}{4 \cdot \pi \cdot f_c} = 1,489 \cdot 10^{-4} \quad (7.3)$$

gdzie:

R_{AA} – rezystancja rezystorów przedstawionych na Rys.7.2.

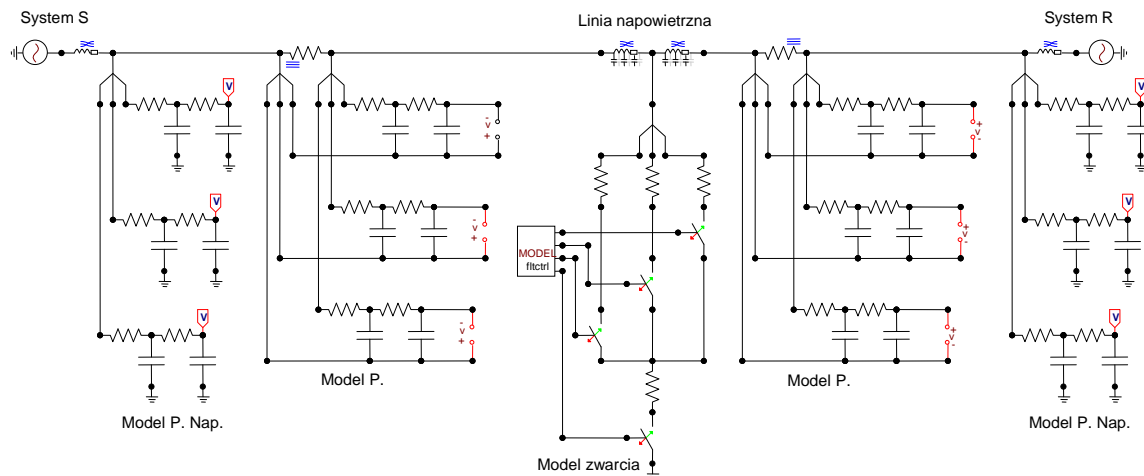
C_{AA} – pojemność kondensatorów przedstawionych na Rys.7.2.

Jako że napięcie jest mierzone względem ziemi w celu ograniczenia prądów płynących przez filtr do ziemi przyjęto, że $R_{AA} = 10G\Omega$, więc pojemność kondensatorów filtra anti-aliasingowego musi się równać $C_{AA} = 1.489 \cdot 10^{-14} F$.

Zwarcie w systemie zostało zamodelowane za pomocą łącznika z szeregową rezystancją zwarcia, który odpowiednio zwierał poszczególne fazy między sobą oraz z ziemią.

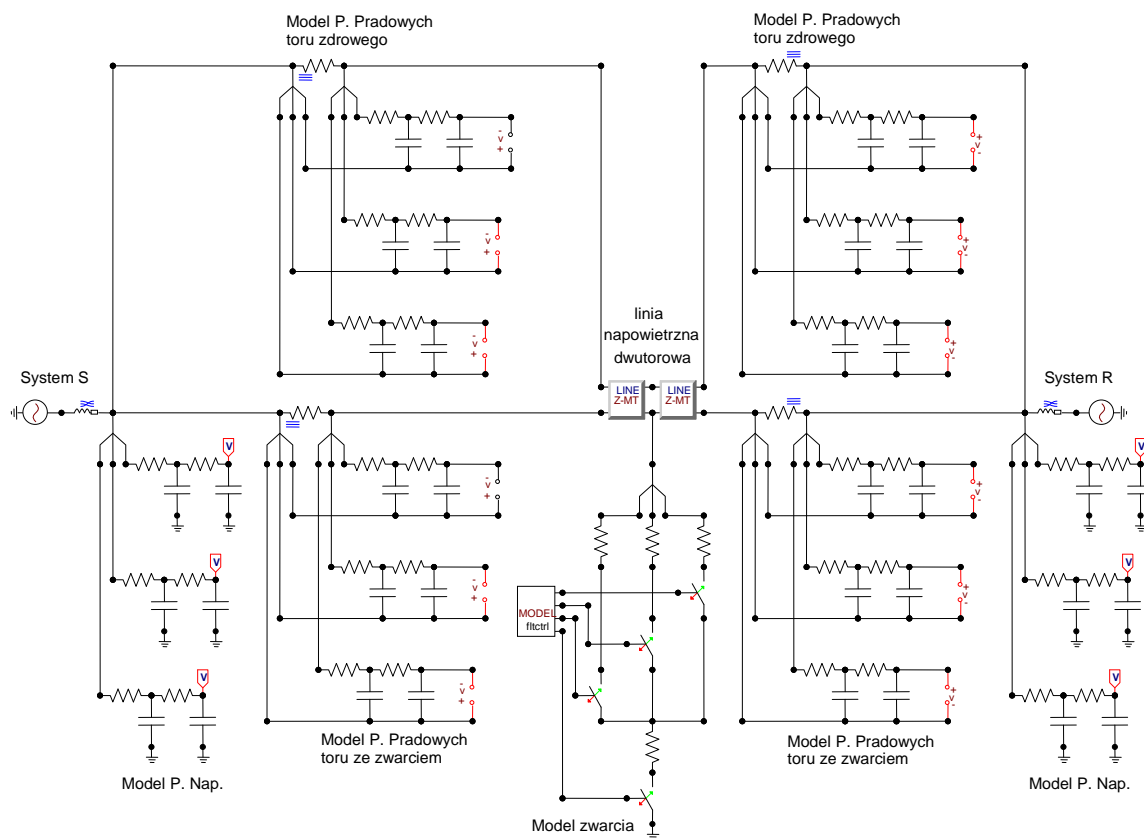
7.3. Modelowanie linii transponowanych za pomocą programu ATP-EMTP

Modelowanie linii napowietrznych w programie ATP-EMTP sprowadza się do wyboru właściwego bloku, w zależności od tego, w jaki sposób użytkownik chce zdefiniować jej parametry oraz właściwości. Ponieważ w niniejszej rozprawie autor rozpatruje linie o znacznej długości należy wybrać model uwzględniający zjawiska falowe w linii. W przypadku linii transponowanej najlepszym wyborem jest model Clarke'a [15]. Jest to model transponowanej linii napowietrznej o parametrach rozproszonych. Jest on o tyle wygodny, że jako parametry zadaje się bezpośrednio składowe zgodne oraz zerowe: rezystancji, reaktancji i pojemności jednostkowej na kilometr długości, oraz całkowitą długość linii. Schemat modelu w programie ATP-EMTP dla linii jednotorowej został przedstawiony na Rys.7.3:



Rys.7.3 Model transponowanej jednotorowej linii napowietrznej w programie ATP-EMTP.

W analogiczny sposób została zamodelowana linia dwutorowa, ale za pomocą modelu Clarke'a dla transponowanej linii dwutorowej, gdzie dodatkowymi parametrami są sprzężenia składowej zerowej pomiędzy oboma torami prądowymi. Schemat modelu w programie ATP-EMTP dla linii dwutorowej został przedstawiony na Rys.7.4:

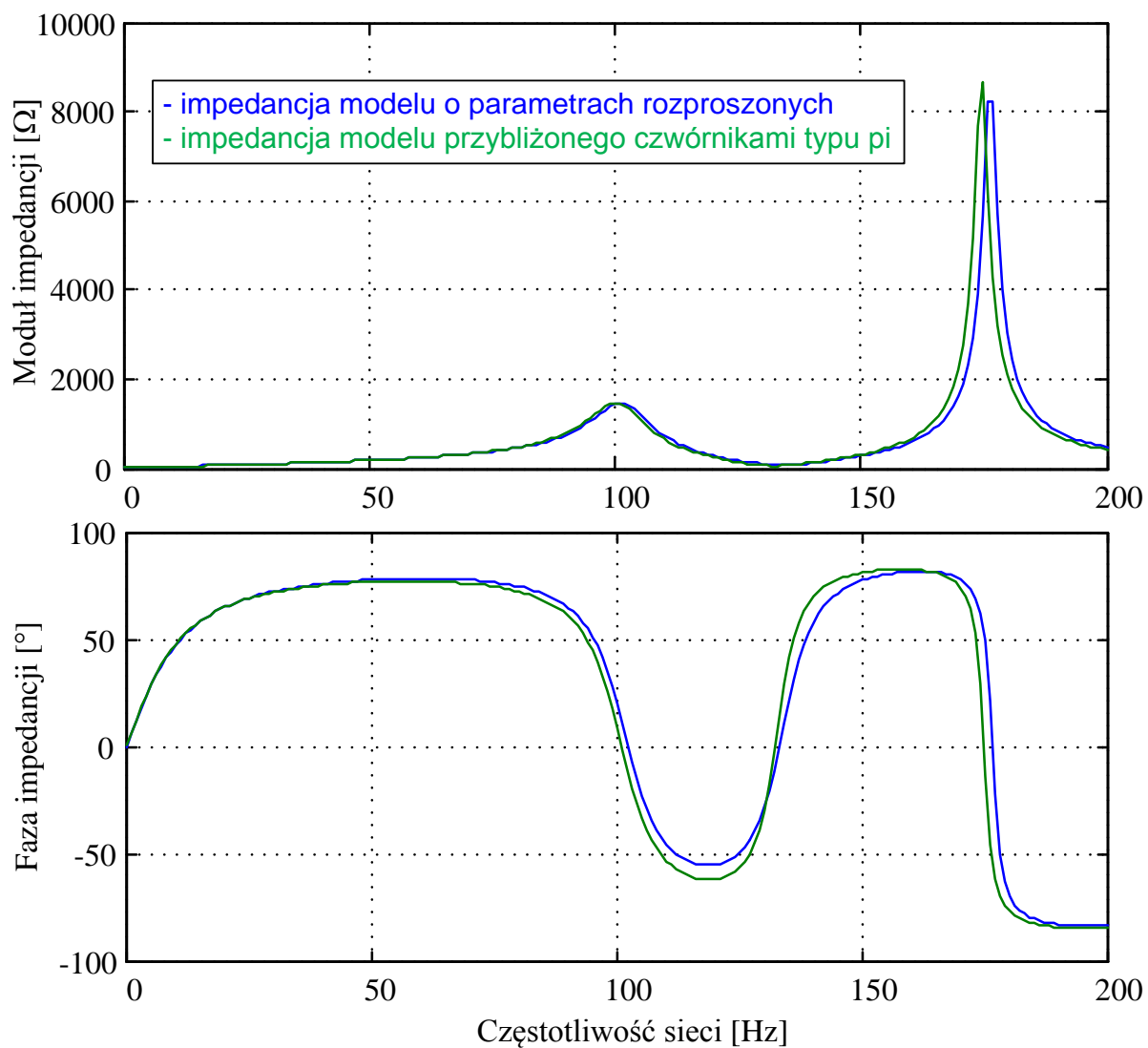


Rys.7.4 Model transponowanej dwutorowej linii napowietrznej w programie ATP-EMTP.

Dla obu przedstawionych powyżej modeli linii transponowanej cała linia została zamodelowana jako dwa bloki modelu Clarke'a [15], aby uzyskać możliwość modelowania odpowiedniego zwarcia poszczególnych faz ze sobą lub ziemią, zależnie od rodzaju zwarcia. Przeprowadzone badania nie uwzględniały przypadków, gdy podczas zwarcia dochodziło do trwałego przerwania przewodów fazowych.

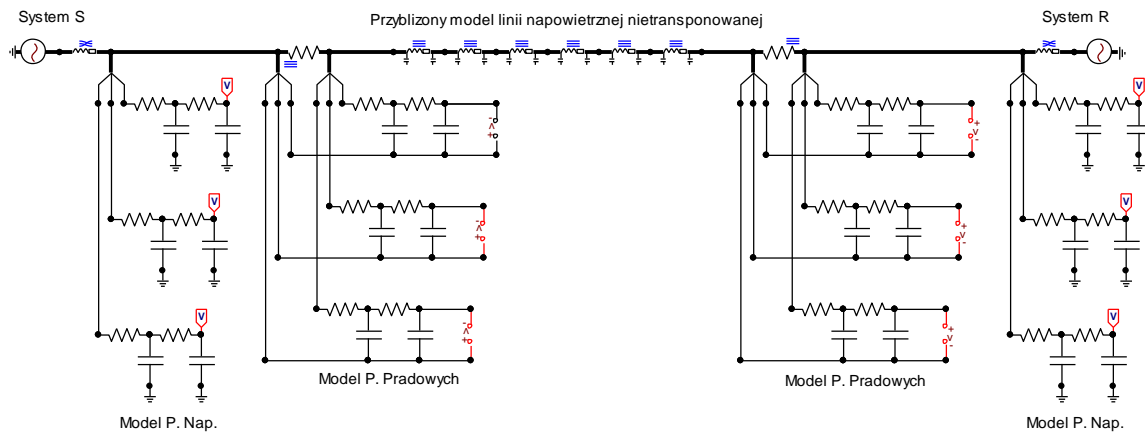
7.4. Modelowanie linii nietransponowanych za pomocą programu ATP-EMTP

Modelowanie linii nietransponowanych jest bardziej złożone od linii transponowanej. Możliwe jest przybliżenie linii długiej poprzez szeregowo połączenie czwórników typu pi modelujących linię o parametrach skupionych. Aby wyznaczyć ilość czwórników w niniejszej rozprawie wykorzystano możliwość wyznaczenia charakterystyki impedancji w zależności od częstotliwości sieci za pomocą programu MATLAB/SIMULINK. Poprzez porównanie charakterystyk pełnego modelu linii długiej oraz przybliżonego za pomocą szeregowo połączonych czwórników typu pi modeli linii o parametrach skupionych można stwierdzić, że jeden czwórnik powinien odpowiadać długości linii 50km dla danych parametrów linii nietransponowanej [52]. Charakterystyki impedancji dla obu przypadków są przedstawione na Rys.7.5:



Rys.7.5 Porównanie charakterystyk pełnego modelu o parametrach rozproszonych z modelem przybliżonym czwórnikami typu pi.

Jak widać z powyższej charakterystyki impedancja przybliżonego modelu odpowiada impedancji pełnego modelu o parametrach rozproszonych dla częstotliwości sieciowej 50Hz. Symulacje te były przeprowadzone tylko w celu weryfikacji algorytmu do synchronizacji pomiarów z obu końców linii, w związku z tym nie zawierają one modelu zwarcia. Model linii nietransponowanej o przykładowej długości 300km w programie ATP-EMTP linii jest przedstawiony na Rys.7.6:



Rys.7.6 Model nietransponowanej jednotorowej linii napowietrznej w programie ATP-EMTP.

7.5. Podsumowanie

Niniejszy rozdział krótko przedstawił proces modelowania zwarć w linii napowietrznej. Zaprezentowano sposób podejścia do modelowania linii. Elementy systemów ekwiwalentnych oraz model o parametrach rozproszonych dla linii transponowanych są dostępne w programie ATP-EMTP. W przypadku modelowania linii nietransponowanej konieczne było zastosowanie przybliżenia przez szeregowo połączone modele o parametrach skupionych. Dodatkowa weryfikacja co do ilości czwórników została przeprowadzona przez możliwość wyznaczenia numerycznie charakterystyki impedancji linii dla obu modeli w programie MATLAB/SIMULINK, co potwierdziło, że przyjęte założenia są słuszne.

Przedstawione modele zostały zbudowane w sposób umożliwiający ich łatwą parametryzację, która została przeprowadzona przez osobny skrypt opracowany w C#, który za pomocą szeregu manipulacji na tekstowym pliku wejściowym do programu ATP-EMTP odpowiednio zmieniał parametry linii, systemów, rodzaj zwarcia oraz jego rezystancję.

Symulacje obejmowały wszystkie kombinacje:

- 11 rodzajów zwarć (3 jednofazowe, 3 dwufazowe bez udziału ziemi, 3 dwufazowe z ziemią, trójfazowe, oraz trójfazowe z ziemią),
- 9 różnych miejsc zwarcia (od $d = 0.1$ do 0.9 co 0.1 [p.u.]),
- 25 różnych poziomów mocy zwarciowej zastępczych systemów na obu końcach linii (0.5GVA, 1GVA, 2GVA 5GVA oraz 10GVA we wszystkich konfiguracjach na obu końcach linii),
- 4 różne długości linii (50km, 100km, 200km, 400km),
- 6 różnych zestawów parametrów linii, przedstawionych w Tabeli 11.1,

- 4 różne rezystancje zwarcia do ziemi (1Ω , 10Ω , 50Ω , 100Ω),
- 2 różne rezystancje zwarc \acute{e} międzyfazowych (0.01Ω , 1Ω).

Sumaryczna ilość wszystkich symulacji wyniosła $11 \cdot 9 \cdot 25 \cdot 4 \cdot 6 \cdot 4 \cdot 2 = 475200$ przypadków. Pojedyncza symulacja trwała około 0.7s. Cały proces generowania wszystkich rozpatrywanych, wyżej wymienionych kombinacji trwał około 4 dni. Wygenerowane przebiegi podlegały dalszej przeróbce za pomocą skryptów przygotowanych w programie MATLAB, gdzie dokonano filtracji ortogonalnej w celu uzyskania fazorów prądów i napięć fazowych, a następnie wykonano procedury lokalizacji zwarc \acute{e} . Poszczególne załączniki zawierają wybrane wyniki lokalizacji zwarc \acute{e} , estymacji parametrów linii oraz synchronizacji pomiarów z obu jej końców.

8. Wpływ błędów pomiarowych na błędy przedstawionych metod

8.1. Wstęp

Zaproponowane algorytmy do lokalizacji zwarców, oraz synchronizacji pomiarów z obu końców linii charakteryzują się pomijalnym błędem samej metody. Należy jednak także wziąć pod uwagę wpływ błędu pomiaru sygnałów na całkowity błąd wyznaczenia odległości do zwarcia, oraz dokładność zsynchronizowania obu zestawów sygnałów zmierzonych na końcach linii. Wszystkie przedstawione przez autora metody opierają się na pomiarach prądów i napięć fazowych z obu końców linii. W takim wypadku należy uwzględnić błędy wprowadzane przez przekładniki prądowe i napięciowe. Na podstawie studiów literaturowych można stwierdzić, że przekładniki napięciowe zazwyczaj pracują na swoim pełnym zakresie pomiarowym lub niższym, przez co ich błąd zazwyczaj jest mniejszy od błędu przekładników prądowych. Z kolei przekładniki prądowe często podczas zwarcia muszą zmierzyć prąd o amplitudzie znacznie przekraczającej ich prąd znamionowy. Z tego względu warto skupić się na ewentualnych błędach, jakie mogą wprowadzić do wyniku lokalizacji zwarcia, za pomocą jednej z przedstawionych metod.

Z powodu znacznego zróżnicowania parametrów linii, jej długości, parametrów zwarcia i jego typu niezwykle trudno byłoby określić wprost zależność pomiędzy poszczególnymi błędami, wprowadzanymi przez przekładniki prądowe, oraz wpływ błędu synchronizacji na błąd lokalizacji zwarcia. Z tego powodu w niniejszej pracy zestawiono statystykę wpływu danego błędu na błąd lokalizacji zwarcia. Aby tego dokonać każdą symulację przeprowadzono wprowadzając odpowiedni błąd pomiaru sygnałów wejściowych. Bieżący rozdział zawiera zestawienie wpływu poszczególnych błędów na opisane wcześniej metody.

Wszystkie błędy fazowe oraz prądowe fazy prądów zostały zamodelowane za pomocą odpowiednich współczynników:

$$\underline{b}_1 = \left(1 + \frac{b_{\text{lamp}}}{100\%} \right) \cdot e^{j \cdot b_{\text{lfaz}}} \quad (8.1)$$

gdzie:

b_{lamp} – procentowy błąd prądowy przekładników prądowych,

b_{lfaz} – kątowny błąd fazowy przekładników prądowych.

Analogicznie błędy fazowe oraz napięciowe fazy napięcia zostały zamodelowane za pomocą:

$$\underline{b}_V = \left(1 + \frac{b_{Vamp}}{100\%} \right) \cdot e^{j \cdot b_{Vfaz}} \quad (8.2)$$

8.2. Analiza błędów opracowanych metod

Analiza błędów pokazuje, że mogą one być stosunkowo duże, rzędu nawet kilku procent. Na podstawie Rys.11.8 oraz Rys.11.9 można stwierdzić, że w skrajnych przypadkach przekładniki prądowe podczas pomiaru wartości prądów tuż przed zwarciami mogą wprowadzić dodatkowy błąd lokalizacji zwarcia rzędu $\pm 1\%$. Można też zauważyć, że ewentualne błędy po stronie R są w przeważającej części ujemne, do -1% , a po stronie R w przeważającej części dodatnie, do $+1\%$. Podobna sytuacja zachodzi dla algorytmu 2 (zaprezentowanego w podrozdziale 4.4).

Prezentowane algorytmy mają pewną ciekawą właściwość, wynikającą z tego, że wszystkie bazują na stosunku mocy, obliczonej na podstawie mierzonych fazorów prądów i napięć na obu końcach linii. Poniżej zostanie wykazane, że na błąd metody będzie wpływał stosunek błędów prądów, lub napięć z obu końców linii.

Przykładowo zapisując zależność (4.17) tak, aby uwzględnić błąd prądowy przekładników, przy założeniu, że jest taki sam dla pomiarów przedzwarciovych jak i zwarciovych otrzymujemy:

$$d = \frac{\left| \frac{\tanh^{-1} \left(\frac{\sqrt{A_2} (A_3 V_{R1} - A_1 b_{IR} I_{R1} - A_4 V_{S1})}{\sqrt{A_1} (A_2 V_{R1} - A_3 b_{IR} I_{R1} - A_4 b_{IS} I_{S1})} \right)}{\cosh^{-1} \left(\frac{A_3}{A_4} \right)} \right|}{\cosh^{-1} \left(\frac{A_3}{A_4} \right)} \quad (8.3)$$

gdzie:

$$\begin{aligned} A_1 &= (V_{R1}^{pre})^2 - (V_{S1}^{pre})^2 \\ A_2 &= \underline{b}_{IR}^2 (I_{R1}^{pre})^2 - \underline{b}_{IS}^2 (I_{S1}^{pre})^2 \\ A_3 &= V_{R1}^{pre} b_{IR} I_{R1}^{pre} - V_{S1}^{pre} b_{IS} I_{S1}^{pre} \\ A_4 &= V_{S1}^{pre} b_{IR} I_{R1}^{pre} - V_{R1}^{pre} b_{IS} I_{S1}^{pre} \\ \underline{b}_{IR} &= \left(1 + \frac{b_{IRamp} [\%]}{100\%} \right) \cdot e^{j \cdot b_{IRfaz} [^\circ]} \\ \underline{b}_{IS} &= \left(1 + \frac{b_{ISamp} [\%]}{100\%} \right) \cdot e^{j \cdot b_{ISfaz} [^\circ]} \end{aligned}$$

b_{ISamp} – błąd prądowy przekładników prądowych po stronie systemu S,

b_{IRamp} – błąd prądowy przekładników prądowych po stronie systemu R,

b_{ISfaz} – błąd fazowy przekładników prądowych po stronie systemu S,

b_{IRfaz} – błąd fazowy przekładników prądowych po stronie systemu R.

Jeśli odpowiednio podzielić mianowniki i liczniki ułamków z których są liczone funkcje hiperboliczne (8.3) przybierze formę:

$$d = \frac{\left| \tanh^{-1} \left(\frac{\sqrt{\underline{A}_2} (\underline{A}_3 \underline{V}_{R1} - \underline{A}_1 \underline{I}_{R1} r_I - \underline{A}_4 \underline{V}_{S1})}{\sqrt{\underline{A}_1} (\underline{A}_2 \underline{V}_{R1} - \underline{A}_3 \underline{I}_{R1} r_I - \underline{A}_4 \underline{I}_{S1})} \right) \right|}{\left| \cosh^{-1} \left(\frac{\underline{A}_3}{\underline{A}_4} \right) \right|} \quad (8.4)$$

gdzie:

$$\underline{A}_1 = (\underline{V}_{R1}^{pre})^2 - (\underline{V}_{S1}^{pre})^2$$

$$\underline{A}_2 = (\underline{I}_{R1}^{pre})^2 r_I^2 - (\underline{I}_{S1}^{pre})^2$$

$$\underline{A}_3 = \underline{V}_{R1}^{pre} \underline{I}_{R1}^{pre} r_I - \underline{V}_{S1}^{pre} \underline{I}_{S1}^{pre}$$

$$\underline{A}_4 = \underline{V}_{S1}^{pre} \underline{I}_{R1}^{pre} r_I - \underline{V}_{R1}^{pre} \underline{I}_{S1}^{pre}$$

$r_I = \frac{b_{IR}}{b_{IS}}$ – stosunek błędów b_{IR} oraz b_{IS} określony przez błędy zespolone transformacji

prądów na końcach linii.

Jeśli błędy przekładników po obu stronach będą takie same lub na zbliżonym poziomie, to będą się znosić wzajemnie nie wprowadzając dodatkowego błędu lokalizacji zwarcia, co jest bardzo korzystną zaletą opracowanych algorytmów. Tej cechy nie posiadają inne algorytmy.

8.3. ALGORYTM LOKALIZACJI ZWARCIA 1 – błędy wprowadzone przez przekładniki pomiarowe

Algorytm pierwszy oparty jest na sygnałach przedzwarciovych oraz zwarciovych prądów i napięć z obu końców linii. Rys.11.5–11.10 przedstawiają statystycznie zebrane błędy lokalizacji zwarcia dla różnych kombinacji błędów prądowych i napięciowych przekładników na obu końcach linii. Rys.11.11–11.16 przedstawiają statystycznie zebrane błędy lokalizacji zwarcia dla różnych kombinacji błędów fazowych przekładników prądowych i napięciowych.

Zgodnie z analizą przedstawioną w podrozdziale 8.2 można zauważyć, że błędy amplitudowe i fazowe znoszą się wzajemnie zarówno w przypadku prądów i napięć. Na podstawie Rys.11.7, Rys.11.10, Rys.11.13 oraz Rys.11.16 widać wyraźnie przewagę

algorytmu 1 nad klasyczną metodą do lokalizacji zwarcia, wymagającej znajomości parametrów linii. Przeprowadzone badania wykazały też, że algorytmy klasyczny i przedstawiony w bieżącym rozdziale nie są odporne na błędy napięciowe przekładników napięciowych, co widać na Rys.11.5 oraz Rys.11.6, gdzie w nielicznych przypadkach błąd lokalizacji zwarcia może sięgać 20%. Jednakże jeśli błędy na obu końcach linii są takie same, proponowany algorytm zapewni skuteczne przeprowadzenie lokalizacji zwarcia w odróżnieniu do algorytmu klasycznego. Wpływ błędów przekładników prądowych na wynik lokalizacji zwarcia jest mniejszy od wpływu błędu przekładników napięciowych i waha się w skrajnych przypadkach $\pm 1.75\%$. Podobnie jak w przypadku przekładników napięciowych błędy przekładników na obu końcach linii znoszą się wzajemnie w przypadku opracowanego algorytmu. Z kolei algorytm klasyczny jest nieznacznie bardziej odporny na błędy fazowe przekładników napięciowych w porównaniu do algorytmu zaproponowanego w podrozdziale 4.3, co widać na Rys.11.11 oraz Rys.11.12.

8.4. ALGORYTM LOKALIZACJI ZWARCIA 2 – błędy wprowadzone przez przekładniki pomiarowe

Algorytm oparty na pomiarach zwarciovych został przetestowany w analogiczny sposób, co algorytm oparty na pomiarach przedzwarciovych oraz zwarciovych. Jako, że korzysta on z kombinacji składowych zgodnej oraz przeciwnej, które są obliczane na podstawie prądów fazowych, podczas niniejszych testów założono, że błędy dla obu składowych dla pomiarów z jednego końca linii są takie same, jako że są one obliczone na podstawie tych samych prądów lub napięć fazowych z danego końca linii.

Podobnie jak w przypadku algorytmu 1 błędy prądowe oraz napięciowe znoszą się wzajemnie, co widać na Rys.11.19 oraz Rys.11.22. Podobnie błędy fazowe przekładników prądowych i napięciowych na obu końcach linii wzajemnie kompensują potencjalny błąd lokalizacji zwarcia, co można stwierdzić na podstawie Rys.11.25 oraz Rys.11.28. Obie metody charakteryzują się stosunkowo zbliżoną wrażliwością na błędy prądowe oraz napięciowe przekładników, co zostało zebrane na Rys.11.17, Rys.11.18, Rys.11.20 oraz Rys.11.21. Tak jak w przypadku pierwszego algorytmu oraz klasycznej metody lokalizacji zwarcia większy błąd jest wprowadzany przez błędy transformacji przekładników napięciowych, jednak jeśli błędy na obu końcach linii się równoważą zaproponowany drugi algorytm wykazuje znacznie większą dokładność niż algorytm klasyczny.

8.5. Wpływ błędów synchronizacji na błąd lokalizacji zwarcia

W celu sprawdzenia wpływu błędów w synchronizacji pomiarów z obu końców linii na błąd lokalizacji zwarcia proponowany algorytm 1 został dodatkowo przetestowany statystycznie za pomocą symulacji, opisanych w rozdziale 8. Test polegał na sztucznym rozsynchronizowaniu pomiarów o wybrany arbitralnie kąt 18° , co oznaczało przesunięcie pomiarów z końca S o jedną próbkę. Następnie sygnały prądów i napięć z końca S zostały powtórnie zsynchronizowane za pomocą algorytmu do synchronizacji zaprezentowanego w podrozdziale 6.2. Dla porównania ten sam zestaw sygnałów został rozsynchronizowany za pomocą pomnożenia sygnałów z końca S przez operator synchronizujący (3.2) zakładając kąt równy 0.018° , co oznacza maksymalny możliwy błąd, wprowadzany przez synchronizację za pomocą sygnału GPS. Zestawione wyniki obu metod synchronizacji zostały przedstawione na Rys.11.41. Jak widać na Rys.11.41 analityczna synchronizacja za pomocą zaproponowanego algorytmu 1a nie wpływa znacząco na błąd metody, który jest zbliżony do błędu wprowadzanego przez synchronizację za pomocą sygnału GPS. Dodatkowo, jeśli porównać te wyniki z błędem metody, przedstawionym na Rys.11.1 wyraźnie widać, że synchronizacja za pomocą jednej z tych metod jest w zupełności wystarczająca.

8.6. Podsumowanie

Niniejszy rozdział zebrał wyniki badań wpływu błędów przekładników prądowych oraz błędów synchronizacji na proponowane metody lokalizacji zwarcia. W nielicznych publikacjach [3, 37, 42, 62] autorzy zawierali wpływ błędów przekładników na ich metody. W niniejszej rozprawie przedstawione algorytmy zostały poddane znacznie surowszej ocenie, poprzez statystyczne zebranie błędów z ponad pół miliona przeprowadzonych symulacji. Takie podejście pokazało, że w nielicznych przypadkach błąd może sięgać kilku procent.

Jednocześnie możliwe jest wykazanie, że dla przedstawionych metod nie jest ważna wartość błędów, ale ich stosunek. Czyli w skrajnych przypadkach z dużym prawdopodobieństwem błędy przekładników będą się znosić wzajemnie. Takiej właściwości nie da się wykazać dla tradycyjnych metod, które wymagają znajomości parametrów linii, jak na przykład zależność (4.16). Dodatkowo można zauważyć, że zaczynają pojawiać się propozycje metod służących kalibracji przekładników [63]. Pozwoli to zapewnić odpowiednią dokładność lokalizacji zwarcia.

9. Wnioski

Autor niniejszej rozprawy wykazał, że lokalizacja zwarcia jest możliwa w pełni analityczny sposób, bez niepotrzebnego korzystania z metod numerycznych, dla których nie zawsze można wykazać, że są zbieżne do właściwego rozwiązania. Przedstawione algorytmy znajdują wszystkie możliwe rozwiązania, wraz z jasnymi i logicznymi kryteriami poprawnej selekcji właściwego wyniku lokalizacji zwarcia.

Zaproponowany algorytm do synchronizacji pomiarów z obu końców linii napowietrznej jest w pełni niezależny od procedury lokalizacji zwarcia. Jest to także rozwiązanie w pełni analityczne. Pierwsza wersja oparta na modelu o parametrach skupionych została zaproponowana w taki sposób, aby łatwo było rozszerzyć to rozwiązanie dla linii o parametrach rozproszonych. Przeprowadzone badania wykazały, że za pomocą takiego podejścia możliwa jest w pełni analityczna synchronizacja pomiarów przy użyciu prądów i napięć z obu końców linii. Badania nad synchronizacją pomiarów z obu końców linii także zostały zakończone poprzez złożenie wniosku patentowego opracowanej metody. Dodatkowo zostało wykazane, że zaproponowany algorytm synchronizacji poprawnie synchronizuje pomiary dla linii nietransponowanej, jeśli jest zachowana jedna z symetrii przedstawionych na Rys.6.4, co jest częstym przypadkiem.

Wadą przedstawionej metody synchronizacji jest jej wrażliwość na błąd prądowy przekładników prądowych co może uniemożliwić praktyczne zastosowanie tego algorytmu. Z drugiej strony właściwa kalibracja przekładników jak i coraz większa powtarzalność błędów transformacji może skutecznie zniwelować ten efekt, jako że dla przedstawionego algorytmu jeśli błędy prądowe są takie same na obu końcach linii to znoszą się całkowicie, co można stwierdzić na podstawie wyników testów statystycznych, przedstawionych na Rys.11.34.

Estymacja parametrów linii za pomocą proponowanych metod charakteryzuje się pomijalnym błędem wyznaczenia reaktancji oraz pojemności dla składowej zgodnej. Wyznaczenie rezystancji składowej zgodnej charakteryzuje się nieznacznym błędem rzędu 0.6% lub mniej. Przeprowadzone badania wykazały, że estymacja parametrów składowej zgodnej na podstawie modelu linii rozproszonej jest możliwa, jednak ograniczona ilość sygnałów wymagała od autora użycia powiązań pomiędzy poszczególnymi składowymi symetrycznymi. W wyniku tego nawet niewielkie błędy w estymacji parametrów składowej zgodnej oraz przeciwnej, a także odległości do zwarcia mają znaczny wpływ na estymację parametrów składowej zerowej. Jeśli na to nałożą się składowe oscylacyjne, wynikające

z relacji reaktancji oraz pojemności linii, w niektórych przypadkach estymacja parametrów składowej zerowej charakteryzowała się znacznym błędem rzędu nawet kilku procent, jak na przykład dla linii prowadzonej na słupie typu B2 dla rezystancji jednostkowej linii dla składowej zerowej wynosił on 6.9%, jak zestawiono w Tabeli 11.16. Jednakże znaczna liczba badanych przypadków charakteryzowała się stosunkowo małym błędem. Średni błąd wyznaczenia rezystancji dla składowej zerowej zawierał się w granicach 0.53–2.5% w zależności od rodzaju słupów linii. Analogicznie średnie błędy reaktancji i pojemności jednostkowej dla składowej zerowej zawierały się odpowiednio w przedziałach 0.15–1.57% oraz 0.11–0.78%. Błąd ten wynika z konieczności obliczenia odległości do zwarcia oraz parametrów dla składowej zgodnej, więc oprócz błędów transformacji sygnałów na błąd wyznaczenia parametrów dla składowej zerowej mają wpływ błędy wyznaczenia tych wartości.

Dodatkowo obliczenia te są oparte na przebiegach zwarciovych, w których mogą dodatkowo się pojawić składowe oscylacyjne, dodatkowo zmniejszające dokładność obliczeń. Można stwierdzić, że przeprowadzone badania pokazały, jak ważnym czynnikiem wpływającym na błąd lokalizacji zwarcia jest dobór właściwego przetwarzania cyfrowego mierzonych sygnałów. Mimo tego, że procedura lokalizacji zwarcia została wyprowadzona na podstawie najdokładniejszego modelu linii napowietrznej, to wyniki pierwszych badań charakteryzowały się błędem rzędu 0.1%, czyli na poziomie porównywalnym do już istniejących metod, zakładając idealną transformację sygnałów prądów i napięć fazowych. Poprzez zastosowanie bardziej zaawansowanych metod odfiltrowywania składowych przejściowych autorowi niniejszej rozprawy udało się obniżyć błąd metody o kolejny rząd. Warto zauważyć, że w takim wypadku błąd na poziomie 0.01% dla linii o długości 400km oznacza określenie miejsca zwarcia z dokładnością $\pm 40\text{m}$, co zdecydowanie zawęża poszukiwania do przęsła, na którym ono wystąpiło.

Nieznaczna część wyników lokalizacji zwarcia charakteryzowała się błędem rzędu nawet do 4%. Spowodowane to było wcześniej wspomnianą składową oscylacyjną w filtrowanym sygnale, której nie udało się w pełni odfiltrować. Te przypadki dodatkowo podkreślają wagę właściwego przetwarzania cyfrowego w przypadku procedury lokalizacji zwarć. Warto dodać, że podobnym błędem dla tych nielicznych przypadków charakteryzowała się klasyczna metoda do lokalizacji zwarcia [29], co widać na Rys.11.1.

Statystyczne ujęcie błędów przekładników oraz synchronizacji pokazało, że przedstawione metody mogą być narażone na błędy lokalizacji rzędu kilku procent. Jednakże dodatkowo wykazano, że dla przedstawionych algorytmów błędy poszczególnych

przekładników na obu końcach linii będą znosić się wzajemnie, co wyraźnie widać na Rys.11.7, Rys.11.10, Rys.11.13 oraz Rys.11.16 dla pierwszego algorytmu, przedstawionego w podrozdziale 4.3. Podobnie jest z drugim algorytmem do lokalizacji zwarcia, przedstawionym w podrozdziale 4.4, co widać na Rys.11.19, Rys.11.22, Rys.11.25 oraz Rys.11.28. Takiej właściwości nie posiadają tradycyjne algorytmy impedancyjne, wymagające nastaw parametrów linii. W związku z tym sama powtarzalność błędów zarówno fazowych jak i amplitudowych może zapewnić poprawne działanie przedstawionych metod do lokalizacji zwarcia. Także można spodziewać się, że błędy będą rosnąć na obu końcach linii wraz ze starzeniem się przekładników.

Podsumowując, na podstawie przeprowadzonych badań można stwierdzić, że postawiona teza jest prawdziwa, czyli informacje zawarte w sygnałach mierzonych na końcach linii napowietrznej pozwalają na dokładną analityczną lokalizację zwarcia w linii z estymacją jej parametrów.

10.Literatura

- [1] K. Y. Alzyoud, A. M. Anwar, F. Y. Alzyoud, *A new technique for location of fault location on transmission lines*, Modern Applied Science, vol. 4, issue 8, pp. 63–74, August 2010.
- [2] C. A. Apostolopoulos, G. N. Korres, *A novel fault-location algorithm for double-circuit transmission lines without utilizing line parameters*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, issue 3, pp. 1467–1478, July 2011.
- [3] C. A. Apostolopoulos, G. N. Korres, *A novel algorithm for locating faults on transposed/untransposed transmission lines without utilizing line parameters*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, issue 4, pp. 2328–2338, October 2010.
- [4] C. A. Apostolopoulos, G. N. Korres, *ATP-EMTP evaluation of a new fault location algorithm for three-terminal transmission line without knowing line parameters*, EEUG Meeting 2009, European EMTP-ATP Conference, Delft, Netherlands, October 26–28, 2009.
- [5] M. Bożek, J. Iżykowski, E. Rosołowski, Murari Saha, *Distance protection algorithm for double-circuit transmission line with fault resistance compensation*, Proceedings of 17th Power System Computation Conference PSCC'2011, Stockholm, September 22–28, 2011.
- [6] R. Che, J. Liang, *An accurate fault location algorithm for two-terminal transmission lines combined with parameter estimation*, Power and Energy Engineering Conference APPEEC 2009 Asia-Pacific, Wuhan, China, March 27–31, 2009.
- [7] F. Chunju, D. Xiuhua, L. Shengfang, Y. Weiyong, *An adaptive fault location technique based on PMU for transmission line*, Power Engineering Society General Meeting, Tampa, Florida, USA, June 24–28, 2007.
- [8] A. L. Dalcastagne, S. N. Filho, H. H. Zurn, R. Seara, *A two-terminal fault location approach based on unsynchronized phasors*, International conference on Power System Technology, Chongqing, China, October 22–26, 2006.
- [9] P. Dawidowski, J. Iżykowski, zgłoszenie patentowe nr P394219 *Sposób lokalizacji zwarć w liniach energetycznych*, Wrocław, 4 kwietnia, 2011.
- [10] P. Dawidowski, J. Iżykowski, zgłoszenie patentowe nr P394594 *Sposób synchronizacji pomiarów prądów i napięć z obu końców linii napowietrznej*, Wrocław, 27 kwietnia, 2011.
- [11] P. Dawidowski, J. Iżykowski, *Non-iterative algorithm of synchronization of two-end measurements for transmission line parameters estimation and fault location*, 7th

- International Conference on Electrical and Electronics Engineering, Bursa, Turkey, December 1–4, 2011.
- [12] P. Dawidowski, J. Izykowski, *Analytical synchronization of digital measurements of voltages and currents from two ends of transmission line under load conditions*, 12th International Workshop on Computational Problems of Electrical Engineering, Kostryna, Ukraine, September 5–7, 2011.
- [13] P. Dawidowski, J. Izykowski, *Accurate Location of Phase-to-Earth and Phase-to-Phase Faults on Power Transmission Lines Using Two-End Synchronized Measurements*, IEEEIC 10th International conference on Environment and Electrical Engineering, Rome, Italy, May 8–11, 2011.
- [14] P. Dawidowski, J. Izykowski, *Analytical synchronization of two-end measurements for fault location based on distributed model of overhead line*, IEEEIC 9th International conference on Environment and Electrical Engineering, Prague, Czech, May 16–19, 2010.
- [15] H. Dommel, *ElectroMagnetic Transients Program*, Bonneville Power Administration, Portland, OR, USA, 1986.
- [16] L. Eriksson, M. M. Saha, G. D. Rockefeller, *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, issue 2, pp. 423–436, February 1985.
- [17] K. G. Firouzjah, A. Sheikholeslami, *A current independent method based on synchronized voltage measurement for fault location on transmission lines*, Simulation Modeling Practice and Theory, vol. 17, issue 4, pp. 692–707, April 2009.
- [18] B. Gajdemski, *Pomiar impedancji linii napowietrznych oraz kablowych z wykorzystaniem nowej technologii*, Automatyka Elektroenergetyczna, nr 4, pp. 32–34, 2004.
- [19] A. Gopalakrishnan, M. Kezunovic, S. M. McKenna, D. M. Hamai, *Fault location using the distributed parameter transmission line model*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 15, issue 4, pp. 1169–1174, October 2000.
- [20] Z. Hu, Y. Chen, *New method of live line measuring the inductance parameters of transmission lines based on GPS technology*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, issue 3, pp. 1288–1295, July 2008.
- [21] Z. Hu, J. Fan, M. Chen, Z. Xu, *New method of live line measuring the parameters of T-connection transmission lines with mutual inductance*, Power & Energy Society General Meeting 2009, Calgary, Alberta, Canada, July 26–30, 2009.

- [22]D. K. Ibrahim, T. E. Eldin, E. E. Zahab, S. M. Saleh, *Unsynchronized fault-location scheme for nonlinear HIF in transmission lines*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, issue 2, pp. 631–637, April 2010.
- [23]J. Iżykowski, *Fault location on power transmission lines*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, 2008.
- [24]J. Iżykowski, R. Moląg, E. Rosołowski, M. M. Saha, *Accurate location of faults on power transmission lines with use of two-end unsynchronized measurements*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 21, issue 2, pp. 627–633, April 2006.
- [25]J. Iżykowski, E. Rosołowski, P. Balcerek, M. Fulczyk, M. M. Saha, *Accurate non iterative fault location algorithm utilizing two-end unsynchronized measurements*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, issue 1, pp. 72–80, January 2010.
- [26]J. Iżykowski, E. Rosołowski, R. Moląg, M. M. Saha, *Fault location in three-terminal line with use of limited measurements*, IEEE Russia Power Tech., St. Petersburg, Russia, June 27–30, 2005.
- [27]E. Janecek, P. Hering, P. Janecek, A. Popelka, *Transmission line identification using PMUs*, 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, Rome, Italy, May 8–11, 2011.
- [28]S. Jiale, S. Guobing, X. Qingqiang, Ch. Qin, *Time-domain fault location algorithm for parallel transmission lines using unsynchronized currents*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 28, issue 4, pp. 253–260, May 2006.
- [29]A. T. Johns. S. Jamali, *Accurate fault location technique for power transmission lines*, Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C, vol. 137, issue 6, pp. 395–402, November 1990.
- [30]P. Kacejko, J. Machowski, *Zwarcia w systemach elektroenergetycznych*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne WNT, Warszawa, 2002.
- [31]I. D. Kim, R. K. Aggarwal *A study on the on-line measurement of transmission line impedances for improved relaying protection*, Electrical Power Energy System, vol. 28, pp. 359–366, July 2006.
- [32]H. Khoarshadi-Zadeh, Z. Li, *A novel PMU-based transmission line protection scheme design*, 39th North American Power Symposium, Las Cruces, New Mexico, USA, September 30, 2007.
- [33]B. Konorski, *Poradnik inżyniera elektryka*, wydanie XI, Wydawnictwo naukowo-techniczne Warszawa, 1968.

- [34] Y. Liao, *Transmission line fault location algorithms without requiring line parameters*, Electric Power Components and Systems, vol. 36, issue 11, pp. 1218–1225, November 2008.
- [35] Y. Liao, *Algorithms for fault location and line parameter estimation utilizing voltage and current data during the fault*, 40th Southeastern Symposium on System Theory, University of Orleans, New Orleans, LA, USA, March 16–18, 2008.
- [36] Y. Liao, *Algorithms for power system fault location and line parameter estimation*, 39th Southeastern Symposium on System Theory, Mercer University, Macon, GA, USA, March 4–6, 2007.
- [37] Y. Liao, *Unsynchronized fault location based on distributed parameter line*, Electric Power Components and Systems, vol. 33, issue 10, pp 1061–1077, October 2005.
- [38] Y. Liao, S. Elangovan, *Unsynchronized two-terminal transmission-line fault-location without using line parameters*, IEE Proc.-Generation Transmission and Distribution, vol. 153, issue 6, pp. 639–643, November 2006.
- [39] Y. Liao, N. Kang, *Fault-location algorithms without utilizing line parameters based on the distributed parameter line model*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, issue 2, pp. 579–584, April 2009.
- [40] Y. Liao, M. Kezunovic, *Online optimal transmission line parameter estimation for relaying applications*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, issue 1, pp. 96–102, January 2009.
- [41] Y. Liao, M. Kezunovic, *Optimal estimate of transmission line fault location considering measurement errors*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 22, issue 3, pp. 1335–1341, July 2007.
- [42] A. J. Mazon, J. F. Minambres, M. A. Zorrozua, I. Zamora, R. Alvarez-Isasi, *New method of fault location on double-circuit two-terminal transmission lines*, Electric Power System Research, vol. 35, issue 3, pp. 213–219, December 1995.
- [43] P. Neuman, B. Sadecky, *PMU measurements as basis of system WAMS in czech transmission power system*, Modern Electric Power System, Wrocław, Poland, 20–22 September 2010.
- [44] I. Niazy, J. Sadeh, E. Niazy, *Using fault clearing transients independent of line parameters*, 25th International Power System Conference, Niroo Research Institute, November 8–10, 2010.

- [45] D. Novosel, D. G. Hart, E. Udren, J. Garitty, *Unsynchronized two-terminal fault location estimation*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, issue 1, pp. 130–138, January 1996.
- [46] G. Preston, Z. M. Radojevic, C. H. Kim, V. Terzija, *New setting-free fault location algorithm based on synchronized sampling*, IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 5, issue 3, pp. 376–383, March 2011.
- [47] E. Price, *Practical consideration for implementing wide area monitoring, protection and control*, 59th Annual Conference for Protective Relay Engineers, Texas, TX, USA, 4–6 April, 2006.
- [48] Z. M. Radojević, B. Kovacević, G. Preston, V. Terzija, *New approach for fault location on transmission lines not requiring line parameters*, International Conference on Power Systems Transients, Kyoto, Japan, June 3–6, 2009.
- [49] E. Rosołowski, J. Iżykowski, M. M. Saha, P. Balcerek, M. Fulczyk, *Accurate transmission Line fault location using two-terminal measurement data without time synchronization*, Electrical review, issue 6/2009.
- [50] M. M. Saha, J. Iżykowski, E. Rosołowski, *Fault Location on Power Networks*, Springer, Londyn, 2010.
- [51] R. Schulze, P. Schegner, P. Stachel, *Parameter identification of unsymmetrical transmission lines using accurately re-synchronized fault records*, 2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Calgary, Alberta, Canada, July 26–30, 2009.
- [52] R. Schulze, P. Schegner, R. Zivanovic, *Parameter identification of unsymmetrical transmission lines using fault records obtained from protective relays*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, issue 2, pp. 1265–1272, April 2011.
- [53] D. Shi, D. J. Tylawsky, N. Logic, K. M. Koellner, *Identification of short transmission-line parameters from synchrophasor measurements*, 40th North American Power Symposium, Calgary, AB, Canada, September 28–30, 2008.
- [54] M. Shiroei, S. Daniar, M. Akhbari, *A new algorithm for fault location on transmission lines*, 2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Calgary, Alberta, Canada, July 26–30, 2009.
- [55] P. M. Sliveira, F. O. Passos, F. O. Assuncao, *Optimized estimation of untransposed transmission lines parameters using phasor measurement units and its application to fault location*, International Conference on Advanced Power System Automation and Protection 2009, Jeju, Korea, October 18–21, 2009.

- [56]E. G. Sliveira, C. Pereira, *Transmission Line fault location using two-terminal data without time synchronization*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, issue 1, pp. 498–499, February 2007.
- [57]I. Voloh, Z. Zhang, W. J. Premerlani, *Fault locator based on line current differential relay synchronized measurements*, 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, USA, March 29–April 1, 2010.
- [58]R. E. Wilson, G. A. Zevenbergen, D. L. Mah, *Calculation of transmission line parameters from synchronized measurements*, Electric Machines and Power Systems, issue 27, pp. 1269–1278, 1999.
- [59]Z. Y. Xu, S. h. Jiao, L. Ran, Z. Q. Du, *An online fault-locating scheme for EHV/UHV transmission lines*, Generation, Transmission & Distribution, IET, vol. 2, issue 6, pp. 789–799, November 2008.
- [60]Z. Yining, S. Jiale, *Time Domain Fault Location Method Based on UHV Transmission Line Parameter Identification Using Two Terminal Data*, Power and Energy Engineering Conference, APPEEC 2010 Asia-Pacific, Chengdu, March 28-31, 2010.
- [61]H. K. Zadeh, Z. Li, *Phasor measurement unit based transmission line protection scheme design*, Electric Power System Research, vol. 81, issue 2, pp. 421–429, February 2011.
- [62]I. Zamora, J. F. Minambres, A. J. Mazon, R. Alvarez-Isasi, J. Lazaro, *Fault location on two-terminal transmission lines based on voltages*, IEE Proc.-Generation Transmission and Distribution, vol. 143, issue 1, January 1996.
- [63]Q. Zhang, V. Vittal, G. T. Heydt, L. Fellow, N. Logic, S. Stirgill, *The integrated calibration of synchronized phasor measurement data in power transmission systems*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, issue 4, pp. 2573–2581, October 2011.
- [64]X. Zhiying, L. Zhirui, *An on-line measurement method of zero-sequence parameters if double-line on the same tower based on WAMS*, Power and Energy Engineering Conference, APPEEC 2009 Asia-Pacific, Wuhan, China, March 27–31, 2009.
- [65]R. Zivanovic, *Estimation of transmission line parameters using fault records*, Australian Universities Power Engineering Conference, Melbourne, Victoria, Australia, December 10–13, 2006.

11. Załączniki

11.1. Wyniki testów algorytmów do lokalizacji zwarć

Przedstawione dalej tabele przedstawiają symulacyjne wyniki lokalizacji zwarcia dla różnych konfiguracji sąsiadujących systemów, rezystancji zwarcia, parametrów linii oraz jej długości, miejsca zwarcia oraz jego rodzaju. Czas symulacji obejmował 4 pełne okresy stanu tuż przed zwarcie, oraz 4 pełne okresy od momentu pojawienia się zwarcia w linii, w sumie 160ms. Tabela 11.1 zawiera typowe parametry linii transponowanej [30], użytej do testów symulacyjnych proponowanych metod.

Tabela 11.1. Typowe parametry linii zależne od geometrii danych słupów 400kV.

Typ słupa	R'_{L1}	X'_{L1}	C'_{L1}	R'_{L0}	X'_{L0}	C'_{L0}
	[Ω /km]	[Ω /km]	[nF/km]	[Ω /km]	[Ω /km]	[nF/km]
B2	0.12	0.41	8.8	0.29	1.03	5.4
O24	0.12	0.40	9.0	0.35	1.00	5.7
H52	0.06	0.42	8.7	0.28	1.17	5.8
M52	0.06	0.39	9.4	0.20	0.98	5.2
Y52	0.03	0.32	11.0	0.28	0.82	7.2
Z52	0.03	0.32	11.2	0.18	0.88	6.7

Błąd lokalizacji został obliczony za pomocą powszechnie [50] stosowanej zależności:

$$d_{\text{err}} = |d - d_{\text{res}}| \cdot 100\% \quad (11.1)$$

gdzie:

d – lokalizacja zwarcia przyjęta w symulacji w jednostkach względnych,

d_{res} – wynik lokalizacji za pomocą danego algorytmu w jednostkach względnych,

d_{err} – procentowy błąd lokalizacji za pomocą danego algorytmu.

Tabela 11.2 oraz Tabela 11.3 zawierają wyniki symulacji dla opracowanych algorytmów do lokalizacji zwarć odpowiednio pierwszego (podrozdział 4.3) oraz drugiego (podrozdział 4.4) dla różnych długości linii, rodzaju oraz miejsca zwarcia. Rezystancja zwarcia do ziemi R_{zw} dla przedstawionych symulacji wynosiła 10Ω , a rezystancja dla zwarć międzyfazowych $R_{\text{zw}(f-f)} = 1\Omega$. Parametry linii dla poniższych symulacji były zgodne z parametrami linii prowadzonej na słupach typu B2. Moc zwarciowa systemów na obu końcach linii wynosiła 5GVA.

Tabela 11.2. Wyniki lokalizacji zwarcia przy zastosowaniu algorytmu 1 opisanego w podrozdziale 4.3, dla rezystancji zwarcia $R_{zw} = 10\Omega$ oraz $R_{zw(f-f)} = 1\Omega$.

Lp.	l	d	jednofazowe		dwufazowe		dwufazowe doziemne		trójfazowe	
			d_{res}	d_{err}	d_{res}	d_{err}	d_{res}	d_{err}	d_{res}	d_{err}
			[km]	[p.u.]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]
1	100	0.1	0.1001	0.012	0.1001	0.011	0.1001	0.011	0.1001	0.011
2	100	0.2	0.2001	0.008	0.2001	0.009	0.2001	0.010	0.2001	0.010
3	100	0.3	0.3001	0.007	0.3001	0.007	0.3001	0.006	0.3001	0.006
4	100	0.4	0.4000	0.003	0.4000	0.003	0.4000	0.003	0.4000	0.003
5	100	0.5	0.5000	0.000	0.5000	0.000	0.5000	0.000	0.5000	0.000
6	100	0.6	0.6000	0.003	0.6000	0.003	0.6000	0.003	0.6000	0.003
7	100	0.7	0.6999	0.007	0.6999	0.007	0.6999	0.007	0.6999	0.007
8	100	0.8	0.7999	0.008	0.7999	0.010	0.7999	0.010	0.7999	0.010
9	100	0.9	0.8999	0.012	0.8999	0.012	0.8999	0.012	0.8999	0.011
10	200	0.1	0.1001	0.008	0.1001	0.009	0.1001	0.008	0.1001	0.009
11	200	0.2	0.2001	0.009	0.2001	0.009	0.2001	0.009	0.2001	0.009
12	200	0.3	0.3002	0.021	0.3001	0.007	0.3001	0.007	0.3001	0.007
13	200	0.4	0.4000	0.004	0.4000	0.004	0.4000	0.004	0.4000	0.004
14	200	0.5	0.5000	0.000	0.5000	0.000	0.5000	0.000	0.5000	0.000
15	200	0.6	0.6000	0.004	0.6000	0.004	0.6000	0.004	0.6000	0.004
16	200	0.7	0.6998	0.022	0.6999	0.008	0.6999	0.008	0.6999	0.008
17	200	0.8	0.7999	0.010	0.7999	0.010	0.7999	0.010	0.7999	0.010
18	200	0.9	0.8999	0.010	0.8999	0.010	0.8999	0.010	0.8999	0.010
19	200	0.1	0.1001	0.011	0.1001	0.012	0.1001	0.013	0.1001	0.012
20	200	0.2	0.2002	0.017	0.2002	0.016	0.2002	0.016	0.2002	0.016
21	400	0.3	0.3001	0.008	0.3002	0.016	0.3001	0.013	0.3002	0.016
22	400	0.4	0.4001	0.011	0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010
23	400	0.5	0.5000	0.000	0.5000	0.000	0.5000	0.000	0.5000	0.000
24	400	0.6	0.5999	0.013	0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012
25	400	0.7	0.6998	0.016	0.6998	0.023	0.6998	0.021	0.6998	0.023
26	400	0.8	0.7997	0.031	0.7997	0.030	0.7997	0.029	0.7997	0.030
27	400	0.9	0.8998	0.024	0.8997	0.026	0.8997	0.026	0.8997	0.026
Maksimum				0.031		0.030		0.029		0.030
Minimum				0.000		0.000		0.000		0.000
Średnia			-	0.010	-	0.010	-	0.010	-	0.010
Mediana				0.009		0.009		0.010		0.010

Tabela 11.3. Wyniki lokalizacji zwarcia przy zastosowaniu algorytmu 2 opisanego w podrozdziale 4.4, dla rezystancji zwarcia $R_{zw} = 10\Omega$ oraz $R_{zw(f-f)} = 1\Omega$.

Lp.	l	d	jednofazowe		dwufazowe	
			d_{res}	d_{err}	d_{res}	d_{err}
	[km]	[p.u.]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]
1	100	0.1	0.1001	0.012	0.1001	0.011
2	100	0.2	0.2001	0.008	0.2001	0.009
3	100	0.3	0.3001	0.007	0.3001	0.006
4	100	0.4	0.4000	0.003	0.4000	0.003
5	100	0.5	0.5000	0.000	0.5000	0.000
6	100	0.6	0.6000	0.003	0.6000	0.003
7	100	0.7	0.6999	0.007	0.6999	0.007
8	100	0.8	0.7999	0.008	0.7999	0.010
9	100	0.9	0.8999	0.012	0.8999	0.012
10	200	0.1	0.1001	0.008	0.1001	0.009
11	200	0.2	0.2001	0.009	0.2001	0.009
12	200	0.3	0.3002	0.022	0.3001	0.007
13	200	0.4	0.4000	0.004	0.4000	0.004
14	200	0.5	0.5000	0.000	0.5000	0.000
15	200	0.6	0.6000	0.004	0.6000	0.004
16	200	0.7	0.6998	0.022	0.6999	0.008
17	200	0.8	0.7999	0.010	0.7999	0.010
18	200	0.9	0.8999	0.009	0.8999	0.010
19	200	0.1	0.1001	0.011	0.1001	0.012
20	200	0.2	0.2002	0.017	0.2002	0.016
21	400	0.3	0.3001	0.008	0.3002	0.016
22	400	0.4	0.4001	0.012	0.4001	0.010
23	400	0.5	0.5000	0.000	0.5000	0.000
24	400	0.6	0.5999	0.014	0.5999	0.012
25	400	0.7	0.6998	0.016	0.6998	0.023
26	400	0.8	0.7997	0.031	0.7997	0.030
27	400	0.9	0.8998	0.023	0.8997	0.026
Maksimum				0.031		0.030
Minimum				0.000		0.000
Średnia			-	0.010	-	0.010
Mediana				0.009		0.009

Tabela 11.4 oraz Tabela 11.5 zawierają wyniki symulacji dla proponowanych algorytmów do lokalizacji zwarć odpowiednio pierwszego (podrozdział 4.3) oraz drugiego (podrozdział 4.4) dla różnych mocy zwarciovych systemów na obu końcach linii, różnego rodzaju oraz miejsca zwarcia. Rezystancja zwarć doziemnych R_{zw} dla przedstawionych symulacji wynosiła 10Ω , a rezystancja zwarć międzyfazowych $R_{zw(f-f)}$ 1Ω . Parametry linii dla poniższych symulacji były zgodne z parametrami linii prowadzonej na słupach typu B2 o długości 400km.

Tabela 11.4. Wyniki lokalizacji zwarcia przy zastosowaniu algorytmu 1 opisanego w podrozdziale 4.3, dla rezystancji zwarcia $R_{zw} = 10\Omega$ oraz $R_{zw(f-f)} = 1\Omega$.

Lp.	d	S_S	S_R	jednofazowe		dwufazowe		dwufazowe doziemne		trójfazowe	
				d_{res}	d_{err}	d_{res}	d_{err}	d_{res}	d_{err}	d_{res}	d_{err}
				[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]
1	0.2	0.5	10.0	0.200	0.045	0.200	0.049	0.200	0.049	0.200	0.049
2	0.4	0.5	10.0	0.400	0.039	0.400	0.039	0.400	0.039	0.400	0.039
3	0.6	0.5	10.0	0.599	0.055	0.599	0.054	0.599	0.054	0.599	0.054
4	0.8	0.5	10.0	0.799	0.101	0.799	0.138	0.799	0.135	0.799	0.138
5	0.2	0.5	5.0	0.200	0.043	0.200	0.045	0.200	0.045	0.200	0.045
6	0.4	0.5	5.0	0.400	0.045	0.400	0.038	0.400	0.037	0.400	0.038
7	0.6	0.5	5.0	0.599	0.055	0.599	0.054	0.599	0.055	0.599	0.054
8	0.8	0.5	5.0	0.799	0.107	0.799	0.140	0.799	0.138	0.799	0.140
9	0.2	0.5	1.0	0.200	0.008	0.200	0.006	0.200	0.007	0.200	0.006
10	0.4	0.5	1.0	0.400	0.030	0.400	0.021	0.400	0.022	0.400	0.021
11	0.6	0.5	1.0	0.600	0.032	0.600	0.047	0.600	0.047	0.600	0.047
12	0.8	0.5	1.0	0.799	0.145	0.799	0.144	0.799	0.141	0.799	0.144
13	0.2	0.5	0.5	0.199	0.051	0.199	0.079	0.199	0.082	0.199	0.079
14	0.4	0.5	0.5	0.400	0.021	0.400	0.013	0.400	0.016	0.400	0.013
15	0.6	0.5	0.5	0.600	0.008	0.600	0.016	0.600	0.013	0.600	0.016
16	0.8	0.5	0.5	0.799	0.119	0.799	0.091	0.799	0.088	0.799	0.091
17	0.2	1.0	0.5	0.200	0.050	0.199	0.051	0.199	0.054	0.199	0.051
18	0.4	1.0	0.5	0.400	0.025	0.400	0.013	0.400	0.013	0.400	0.013
19	0.6	1.0	0.5	0.600	0.010	0.600	0.000	0.600	0.002	0.600	0.000
20	0.8	1.0	0.5	0.800	0.044	0.800	0.030	0.800	0.029	0.800	0.030
21	0.2	5.0	0.5	0.200	0.050	0.199	0.051	0.199	0.054	0.199	0.051
22	0.4	5.0	0.5	0.400	0.025	0.400	0.013	0.400	0.013	0.400	0.013
23	0.6	5.0	0.5	0.600	0.010	0.600	0.000	0.600	0.002	0.600	0.000
24	0.8	5.0	0.5	0.800	0.044	0.800	0.030	0.800	0.029	0.800	0.030
25	0.2	10.0	0.5	0.200	0.018	0.200	0.036	0.200	0.033	0.200	0.036
26	0.4	10.0	0.5	0.400	0.010	0.400	0.011	0.400	0.011	0.400	0.011
27	0.6	10.0	0.5	0.600	0.013	0.600	0.003	0.600	0.003	0.600	0.003
28	0.8	10.0	0.5	0.800	0.010	0.800	0.012	0.800	0.012	0.800	0.012
Maksimum					0.145		0.144		0.141		0.144
Minimum					0.008		0.000		0.002		0.000
Średnia					0.043		0.044		0.044		0.044
Mediana					0.041		0.037		0.035		0.037

Tabela 11.5. Wyniki lokalizacji zwarcia przy zastosowaniu algorytmu 2 opisanego w podrozdziale 4.4, dla rezystancji zwarcia $R_{zw} = 10\Omega$ oraz $R_{zw(f)} = 1\Omega$.

Lp.	d	S_S	S_R	jednofazowe		dwufazowe	
				d_{res}	d_{err}	d_{res}	d_{err}
	[p.u.]	[GVA]	[GVA]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]
1	0.2	0.5	10.0	0.200	0.045	0.200	0.049
2	0.4	0.5	10.0	0.400	0.032	0.400	0.039
3	0.6	0.5	10.0	0.599	0.055	0.599	0.054
4	0.8	0.5	10.0	0.799	0.112	0.799	0.137
5	0.2	0.5	5.0	0.200	0.042	0.200	0.045
6	0.4	0.5	5.0	0.400	0.041	0.400	0.038
7	0.6	0.5	5.0	0.599	0.054	0.599	0.054
8	0.8	0.5	5.0	0.799	0.097	0.799	0.140
9	0.2	0.5	2.0	0.200	0.002	0.200	0.007
10	0.4	0.5	2.0	0.400	0.018	0.400	0.021
11	0.6	0.5	2.0	0.600	0.044	0.600	0.046
12	0.8	0.5	2.0	0.799	0.138	0.799	0.143
13	0.2	0.5	1.0	0.199	0.069	0.199	0.081
14	0.4	0.5	1.0	0.400	0.013	0.400	0.013
15	0.6	0.5	1.0	0.600	0.015	0.600	0.016
16	0.8	0.5	1.0	0.799	0.102	0.799	0.090
17	0.2	0.5	0.5	0.199	0.059	0.199	0.052
18	0.4	0.5	0.5	0.400	0.016	0.400	0.014
19	0.6	0.5	0.5	0.600	0.002	0.600	0.000
20	0.8	0.5	0.5	0.800	0.032	0.800	0.030
21	0.2	1.0	0.5	0.199	0.059	0.199	0.052
22	0.4	1.0	0.5	0.400	0.016	0.400	0.014
23	0.6	1.0	0.5	0.600	0.002	0.600	0.000
24	0.8	1.0	0.5	0.800	0.032	0.800	0.030
25	0.2	2.0	0.5	0.200	0.009	0.200	0.037
26	0.4	2.0	0.5	0.400	0.009	0.400	0.011
27	0.6	2.0	0.5	0.600	0.006	0.600	0.003
28	0.8	2.0	0.5	0.800	0.010	0.800	0.012
29	0.2	5.0	0.5	0.200	0.045	0.200	0.049
30	0.4	5.0	0.5	0.400	0.032	0.400	0.039
31	0.6	5.0	0.5	0.599	0.055	0.599	0.054
32	0.8	5.0	0.5	0.799	0.112	0.799	0.137
33	0.2	10.0	0.5	0.200	0.042	0.200	0.045
34	0.4	10.0	0.5	0.400	0.041	0.400	0.038
35	0.6	10.0	0.5	0.599	0.054	0.599	0.054
36	0.8	10.0	0.5	0.799	0.097	0.799	0.140
Maksimum					0.138		0.143
Minimum					0.002		0.000
Średnia				-	0.045	-	0.050
Mediana					0.042		0.042

Tabela 11.6 oraz Tabela 11.7 zawierają wyniki symulacji dla proponowanych algorytmów do lokalizacji zwarć odpowiednio pierwszego (podrozdział 4.3) oraz drugiego (podrozdział 4.4)

dla różnych rezystancji zwarcia do ziemi oraz rezystancji zwarcia międzyfazowego dla różnego rodzaju oraz miejsca zwarcia. Parametry linii dla poniższych symulacji były zgodne z parametrami linii prowadzonej na słupach typu B2 o długości 400km. Moc zwarciowa systemów na obu końcach linii wynosiła 5GVA.

Tabela 11.6. Wyniki lokalizacji zwarcia przy zastosowaniu algorytmu 1 opisanego w podrozdziale 4.3.

Lp	R _{zw}	R _{zw(f-f)}	d	jednofazowe		dwufazowe		dwufazowe doziemne		trójfazowe	
				d _{res}	d _{err}	d _{res}	d _{err}	d _{res}	d _{err}	d _{res}	d _{err}
				[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]
1	1	0.01	0.2	0.2002	0.018	0.2002	0.016	0.2002	0.017	0.2002	0.016
2	1	0.01	0.4	0.4001	0.012	0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010
3	1	0.01	0.6	0.5999	0.014	0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012
4	1	0.01	0.8	0.7997	0.033	0.7997	0.030	0.7997	0.030	0.7997	0.030
5	10	0.01	0.2	0.2002	0.017	0.2002	0.016	0.2002	0.016	0.2002	0.016
6	10	0.01	0.4	0.4001	0.011	0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010
7	10	0.01	0.6	0.5999	0.013	0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012
8	10	0.01	0.8	0.7997	0.031	0.7997	0.030	0.7997	0.029	0.7997	0.030
9	50	0.01	0.2	0.2002	0.016	0.2002	0.016	0.2002	0.016	0.2002	0.016
10	50	0.01	0.4	0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010
11	50	0.01	0.6	0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012
12	50	0.01	0.8	0.7997	0.030	0.7997	0.030	0.7997	0.030	0.7997	0.030
13	100	0.01	0.2	0.2002	0.016	0.2002	0.016	0.2002	0.016	0.2002	0.016
14	100	0.01	0.4	0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010
15	100	0.01	0.6	0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012
16	100	0.01	0.8	0.7997	0.029	0.7997	0.030	0.7997	0.030	0.7997	0.030
17	1	1.00	0.2			0.2002	0.016	0.2002	0.017	0.2002	0.016
18	1	1.00	0.4			0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010
19	1	1.00	0.6			0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012
20	1	1.00	0.8			0.7997	0.030	0.7997	0.030	0.7997	0.030
21	10	1.00	0.2			0.2002	0.016	0.2002	0.016	0.2002	0.016
22	10	1.00	0.4			0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010
23	10	1.00	0.6			0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012
24	10	1.00	0.8			0.7997	0.030	0.7997	0.029	0.7997	0.030
25	50	1.00	0.2			0.2002	0.016	0.2002	0.016	0.2002	0.016
26	50	1.00	0.4			0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010
27	50	1.00	0.6			0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012
28	50	1.00	0.8			0.7997	0.030	0.7997	0.030	0.7997	0.030
29	100	1.00	0.2			0.2002	0.016	0.2002	0.016	0.2002	0.016
30	100	1.00	0.4			0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010
31	100	1.00	0.6			0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012
32	100	1.00	0.8			0.7997	0.030	0.7997	0.030	0.7997	0.030
Maksimum					0.033		0.030		0.030		0.030
Minimum					0.010		0.010		0.010		0.010
Średnia				-	0.018	-	0.017	-	0.017	-	0.017
Mediana					0.015		0.014		0.014		0.014

Tabela 11.7. Wyniki lokalizacji zwarcia przy zastosowaniu algorytmu 2 opisanego w podrozdziale 4.4.

Lp	R _{zw} [Ω]	R _{zw(f-f)} [Ω]	d [p.u.]	jednofazowe		dwufazowe	
				d _{res} [p.u.]	d _{err} [%]	d _{res} [p.u.]	d _{err} [%]
				1	1	0.01	0.2
2	1	0.01	0.4	0.4001	0.012	0.4001	0.010
3	1	0.01	0.6	0.5999	0.014	0.5999	0.012
4	1	0.01	0.8	0.7997	0.033	0.7997	0.030
5	10	0.01	0.2	0.2002	0.017	0.2002	0.016
6	10	0.01	0.4	0.4001	0.011	0.4001	0.010
7	10	0.01	0.6	0.5999	0.013	0.5999	0.012
8	10	0.01	0.8	0.7997	0.031	0.7997	0.030
9	50	0.01	0.2	0.2002	0.016	0.2002	0.016
10	50	0.01	0.4	0.4001	0.010	0.4001	0.010
11	50	0.01	0.6	0.5999	0.012	0.5999	0.012
12	50	0.01	0.8	0.7997	0.030	0.7997	0.030
13	100	0.01	0.2	0.2002	0.016	0.2002	0.016
14	100	0.01	0.4	0.4001	0.010	0.4001	0.010
15	100	0.01	0.6	0.5999	0.012	0.5999	0.012
16	100	0.01	0.8	0.7997	0.029	0.7997	0.030
17	1	1.00	0.2			0.2002	0.016
18	1	1.00	0.4			0.4001	0.010
19	1	1.00	0.6			0.5999	0.012
20	1	1.00	0.8			0.7997	0.030
21	10	1.00	0.2			0.2002	0.016
22	10	1.00	0.4			0.4001	0.010
23	10	1.00	0.6			0.5999	0.012
24	10	1.00	0.8			0.7997	0.030
25	50	1.00	0.2			0.2002	0.016
26	50	1.00	0.4			0.4001	0.010
27	50	1.00	0.6			0.5999	0.012
28	50	1.00	0.8			0.7997	0.030
29	100	1.00	0.2			0.2002	0.016
30	100	1.00	0.4			0.4001	0.010
31	100	1.00	0.6			0.5999	0.012
32	100	1.00	0.8			0.7997	0.030
Maksimum					0.033		0.030
Minimum					0.010		0.010
Średnia				-	0.018	-	0.017
Mediana					0.015		0.014

Tabela 11.8 oraz Tabela 11.9 zawierają wyniki symulacji dla proponowanych algorytmów do lokalizacji zwarć odpowiednio pierwszego (podrozdział 4.3) oraz drugiego (podrozdział 4.4) dla linii o długości 400km o różnych parametrach zależnie od geometrii słupów, rezystancji kanału doziemnego dla różnego rodzaju oraz miejsca zwarcia. Rezystancja zwarć

międzyfazowych wynosiła $R_{zw(f-f)} 1\Omega$. Moc zwarciova systemów na obu końcach linii wynosiła 5GVA.

Tabela 11.8. Wyniki lokalizacji zwarcia przy zastosowaniu algorytmu 1 opisanego w podrozdziale 4.3, dla rezystancji zwarc międzyfazowych $R_{zw(f-f)} = 1\Omega$.

Lp	Typ stupa	R_{zw} [Ω]	d [p.u.]	jednofazowe		dwufazowe		dwufazowe doziemne		Trójfazowe	
				d_{res} [p.u.]	d_{err} [%]	d_{res} [p.u.]	d_{err} [%]	d_{res} [p.u.]	d_{err} [%]	d_{res} [p.u.]	d_{err} [%]
1	B2	1	0.2	0.2001	0.014	0.2002	0.016	0.2002	0.017	0.2002	0.016
2	B2	1	0.4	0.4001	0.013	0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010
3	B2	1	0.6	0.5998	0.015	0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012
4	B2	1	0.8	0.7997	0.029	0.7997	0.030	0.7997	0.030	0.7997	0.030
5	B2	10	0.2	0.2002	0.016	0.2002	0.016	0.2002	0.016	0.2002	0.016
6	B2	10	0.4	0.4001	0.012	0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010
7	B2	10	0.6	0.5999	0.014	0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012
8	B2	10	0.8	0.7997	0.030	0.7997	0.030	0.7997	0.029	0.7997	0.030
9	B2	50	0.2	0.2002	0.016	0.2002	0.016	0.2002	0.016	0.2002	0.016
10	B2	50	0.4	0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010
11	B2	50	0.6	0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012
12	B2	50	0.8	0.7997	0.030	0.7997	0.030	0.7997	0.030	0.7997	0.030
13	B2	100	0.2	0.2002	0.016	0.2002	0.016	0.2002	0.016	0.2002	0.016
14	B2	100	0.4	0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4001	0.010
15	B2	100	0.6	0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012	0.5999	0.012
16	B2	100	0.8	0.7997	0.029	0.7997	0.030	0.7997	0.030	0.7997	0.030
17	O24	1	0.2	0.2002	0.017	0.2002	0.017	0.2001	0.009	0.2000	0.003
18	O24	1	0.4	0.3988	0.116	0.4001	0.011	0.4001	0.011	0.4001	0.010
19	O24	1	0.6	0.6011	0.113	0.5999	0.011	0.5999	0.010	0.5999	0.010
20	O24	1	0.8	0.8000	0.002	0.7998	0.022	0.7999	0.011	0.7999	0.006
21	O24	10	0.2	0.2001	0.013	0.2002	0.017	0.2001	0.012	0.2000	0.003
22	O24	10	0.4	0.3995	0.045	0.4001	0.011	0.4001	0.011	0.4001	0.010
23	O24	10	0.6	0.6004	0.043	0.5999	0.011	0.5999	0.010	0.5999	0.010
24	O24	10	0.8	0.7999	0.014	0.7998	0.022	0.7999	0.015	0.7999	0.006
25	O24	50	0.2	0.2000	0.003	0.2002	0.017	0.2002	0.016	0.2000	0.003
26	O24	50	0.4	0.4000	0.002	0.4001	0.011	0.4001	0.010	0.4001	0.010
27	O24	50	0.6	0.6000	0.002	0.5999	0.011	0.5999	0.009	0.5999	0.010
28	O24	50	0.8	0.7999	0.006	0.7998	0.022	0.7998	0.019	0.7999	0.006
29	O24	100	0.2	0.2000	0.000	0.2002	0.017	0.2002	0.017	0.2000	0.003
30	O24	100	0.4	0.4000	0.002	0.4001	0.011	0.4001	0.010	0.4001	0.010
31	O24	100	0.6	0.6000	0.002	0.5999	0.011	0.5999	0.010	0.5999	0.010
32	O24	100	0.8	0.8000	0.004	0.7998	0.022	0.7998	0.021	0.7999	0.006
33	H52	1	0.2	0.2001	0.014	0.2001	0.011	0.2000	0.003	0.2000	0.004
34	H52	1	0.4	0.4016	0.157	0.4001	0.007	0.4000	0.003	0.4001	0.008
35	H52	1	0.6	0.5985	0.153	0.5999	0.006	0.6000	0.003	0.5999	0.008
36	H52	1	0.8	0.7998	0.022	0.7998	0.016	0.7999	0.006	0.7999	0.007
37	H52	10	0.2	0.2001	0.013	0.2001	0.011	0.2001	0.008	0.2000	0.004
38	H52	10	0.4	0.4007	0.069	0.4001	0.007	0.4000	0.003	0.4001	0.008
39	H52	10	0.6	0.5993	0.067	0.5999	0.006	0.6000	0.003	0.5999	0.008

Lp	Typ słupa	R _{zw}	d	jednofazowe		dwufazowe		dwufazowe doziemne		Trójfazowe	
				d _{res}	d _{err}	d _{res}	d _{err}	d _{res}	d _{err}	d _{res}	d _{err}
				[Ω]	[p.u.]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]
40	H52	10	0.8	0.7999	0.014	0.7998	0.016	0.7999	0.013	0.7999	0.007
41	H52	50	0.2	0.2001	0.007	0.2001	0.011	0.2001	0.011	0.2000	0.004
42	H52	50	0.4	0.4001	0.005	0.4001	0.007	0.4001	0.006	0.4001	0.008
43	H52	50	0.6	0.5999	0.006	0.5999	0.006	0.5999	0.006	0.5999	0.008
44	H52	50	0.8	0.7999	0.009	0.7998	0.016	0.7998	0.015	0.7999	0.007
45	H52	100	0.2	0.2000	0.004	0.2001	0.011	0.2001	0.011	0.2000	0.004
46	H52	100	0.4	0.4000	0.002	0.4001	0.007	0.4001	0.006	0.4001	0.008
47	H52	100	0.6	0.6000	0.003	0.5999	0.006	0.5999	0.006	0.5999	0.008
48	H52	100	0.8	0.7999	0.007	0.7998	0.016	0.7998	0.015	0.7999	0.007
49	M52	1	0.2	0.2002	0.016	0.2002	0.022	0.2000	0.002	0.2000	0.001
50	M52	1	0.4	0.4013	0.125	0.4003	0.025	0.4003	0.028	0.4004	0.041
51	M52	1	0.6	0.5990	0.102	0.5998	0.021	0.5998	0.022	0.5996	0.041
52	M52	1	0.8	0.7998	0.024	0.7997	0.032	0.8000	0.001	0.8000	0.003
53	M52	10	0.2	0.2000	0.001	0.2002	0.022	0.2002	0.019	0.2000	0.001
54	M52	10	0.4	0.4005	0.052	0.4003	0.025	0.4002	0.018	0.4004	0.041
55	M52	10	0.6	0.5996	0.044	0.5998	0.021	0.5999	0.014	0.5996	0.041
56	M52	10	0.8	0.8000	0.004	0.7997	0.032	0.7997	0.027	0.8000	0.003
57	M52	50	0.2	0.2000	0.002	0.2002	0.022	0.2002	0.022	0.2000	0.001
58	M52	50	0.4	0.4000	0.001	0.4003	0.025	0.4002	0.018	0.4004	0.041
59	M52	50	0.6	0.6000	0.000	0.5998	0.021	0.5999	0.015	0.5996	0.041
60	M52	50	0.8	0.8000	0.002	0.7997	0.032	0.7997	0.030	0.8000	0.003
61	M52	100	0.2	0.2000	0.000	0.2002	0.022	0.2002	0.023	0.2000	0.001
62	M52	100	0.4	0.4000	0.004	0.4003	0.025	0.4002	0.020	0.4004	0.041
63	M52	100	0.6	0.6000	0.005	0.5998	0.021	0.5998	0.016	0.5996	0.041
64	M52	100	0.8	0.8000	0.000	0.7997	0.032	0.7997	0.031	0.8000	0.003
65	Y52	1	0.2	0.1954	0.457	0.2002	0.016	0.2000	0.003	0.1999	0.014
66	Y52	1	0.4	0.3996	0.043	0.4001	0.014	0.4000	0.002	0.3997	0.028
67	Y52	1	0.6	0.6003	0.025	0.5998	0.019	0.6000	0.000	0.6003	0.028
68	Y52	1	0.8	0.8043	0.431	0.7997	0.029	0.7999	0.012	0.8001	0.013
69	Y52	10	0.2	0.1997	0.025	0.2002	0.016	0.2001	0.014	0.1999	0.014
70	Y52	10	0.4	0.4000	0.002	0.4001	0.014	0.4001	0.011	0.3997	0.028
71	Y52	10	0.6	0.5999	0.011	0.5998	0.019	0.5999	0.014	0.6003	0.028
72	Y52	10	0.8	0.8002	0.020	0.7997	0.029	0.7998	0.024	0.8001	0.013
73	Y52	50	0.2	0.2000	0.001	0.2002	0.016	0.2002	0.017	0.1999	0.014
74	Y52	50	0.4	0.4001	0.007	0.4001	0.014	0.4002	0.016	0.3997	0.028
75	Y52	50	0.6	0.5999	0.008	0.5998	0.019	0.5998	0.019	0.6003	0.028
76	Y52	50	0.8	0.8000	0.003	0.7997	0.029	0.7997	0.028	0.8001	0.013
77	Y52	100	0.2	0.2000	0.002	0.2002	0.016	0.2002	0.018	0.1999	0.014
78	Y52	100	0.4	0.4000	0.000	0.4001	0.014	0.4002	0.017	0.3997	0.028
79	Y52	100	0.6	0.6000	0.001	0.5998	0.019	0.5998	0.020	0.6003	0.028
80	Y52	100	0.8	0.8000	0.003	0.7997	0.029	0.7997	0.029	0.8001	0.013
81	Z52	1	0.2	0.2005	0.055	0.2017	0.169	0.2015	0.153	0.2003	0.030
82	Z52	1	0.4	0.4041	0.410	0.3999	0.008	0.4002	0.022	0.4004	0.037
83	Z52	1	0.6	0.5958	0.425	0.6001	0.012	0.5998	0.022	0.5996	0.037

Lp	Typ słupa	R _{zw}	d	jednofazowe		dwufazowe		dwufazowe doziemne		Trójfazowe	
				d _{res}	d _{err}	d _{res}	d _{err}	d _{res}	d _{err}	d _{res}	d _{err}
				[Ω]	[p.u.]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]
84	Z52	1	0.8	0.7994	0.057	0.7983	0.169	0.7984	0.158	0.7997	0.031
85	Z52	10	0.2	0.2002	0.021	0.2017	0.169	0.2015	0.148	0.2003	0.030
86	Z52	10	0.4	0.4013	0.133	0.3999	0.008	0.4000	0.004	0.4004	0.037
87	Z52	10	0.6	0.5986	0.138	0.6001	0.012	0.6000	0.002	0.5996	0.037
88	Z52	10	0.8	0.7998	0.022	0.7983	0.169	0.7985	0.148	0.7997	0.031
89	Z52	50	0.2	0.2000	0.001	0.2017	0.169	0.2016	0.164	0.2003	0.030
90	Z52	50	0.4	0.4001	0.006	0.3999	0.008	0.3999	0.012	0.4004	0.037
91	Z52	50	0.6	0.5999	0.006	0.6001	0.012	0.6001	0.015	0.5996	0.037
92	Z52	50	0.8	0.8000	0.001	0.7983	0.169	0.7984	0.162	0.7997	0.031
93	Z52	100	0.2	0.1999	0.006	0.2017	0.169	0.2017	0.169	0.2003	0.030
94	Z52	100	0.4	0.4000	0.002	0.3999	0.008	0.3999	0.012	0.4004	0.037
95	Z52	100	0.6	0.6000	0.002	0.6001	0.012	0.6001	0.015	0.5996	0.037
96	Z52	100	0.8	0.8000	0.005	0.7983	0.169	0.7983	0.167	0.7997	0.031
Maksimum					0.457		0.169		0.169		0.041
Minimum					0.000		0.006		0.000		0.001
Średnia				-	0.041	-	0.029	-	0.026	-	0.018
Mediana					0.012		0.016		0.015		0.013

Tabela 11.9. Wyniki lokalizacji zwarcia przy zastosowaniu algorytmu 2 opisanego w podrozdziale 4.4, dla rezystancji zwarcé międzyfazowych R_{zw(f-f)} = 1Ω.

Lp	Typ słupa	R _{zw}	d	jednofazowe		dwufazowe	
				d _{res}	d _{err}	d _{res}	d _{err}
				[Ω]	[p.u.]	[p.u.]	[%]
1	B2	1	0.2	0.2002	0.017	0.2002	0.016
2	B2	1	0.4	0.4001	0.012	0.4001	0.010
3	B2	1	0.6	0.5999	0.015	0.5999	0.012
4	B2	1	0.8	0.7997	0.032	0.7997	0.030
5	B2	10	0.2	0.2002	0.017	0.2002	0.016
6	B2	10	0.4	0.4001	0.012	0.4001	0.010
7	B2	10	0.6	0.5999	0.014	0.5999	0.012
8	B2	10	0.8	0.7997	0.031	0.7997	0.030
9	B2	50	0.2	0.2002	0.016	0.2002	0.016
10	B2	50	0.4	0.4001	0.010	0.4001	0.010
11	B2	50	0.6	0.5999	0.012	0.5999	0.012
12	B2	50	0.8	0.7997	0.030	0.7997	0.030
13	B2	100	0.2	0.2002	0.016	0.2002	0.016
14	B2	100	0.4	0.4001	0.010	0.4001	0.010
15	B2	100	0.6	0.5999	0.012	0.5999	0.012
16	B2	100	0.8	0.7997	0.029	0.7997	0.030
17	O24	1	0.2	0.2000	0.003	0.2001	0.009
18	O24	1	0.4	0.3986	0.141	0.4000	0.002
19	O24	1	0.6	0.6014	0.139	0.6000	0.001
20	O24	1	0.8	0.8002	0.022	0.7999	0.012
21	O24	10	0.2	0.2001	0.012	0.2001	0.009

Lp	Typ słupa	R _{zw}	d	jdnofazowe		dwufazowe	
				d _{res}	d _{err}	d _{res}	d _{err}
				[Ω]	[p.u.]	[p.u.]	[%]
22	O24	10	0.4	0.3994	0.058	0.4000	0.002
23	O24	10	0.6	0.6006	0.056	0.6000	0.001
24	O24	10	0.8	0.7999	0.013	0.7999	0.012
25	O24	50	0.2	0.2000	0.002	0.2001	0.009
26	O24	50	0.4	0.4000	0.001	0.4000	0.002
27	O24	50	0.6	0.6000	0.002	0.6000	0.001
28	O24	50	0.8	0.7999	0.005	0.7999	0.012
29	O24	100	0.2	0.2000	0.001	0.2001	0.009
30	O24	100	0.4	0.4000	0.002	0.4000	0.002
31	O24	100	0.6	0.6000	0.002	0.6000	0.001
32	O24	100	0.8	0.8000	0.003	0.7999	0.012
33	H52	1	0.2	0.2004	0.036	0.2000	0.005
34	H52	1	0.4	0.4015	0.155	0.4000	0.004
35	H52	1	0.6	0.5985	0.151	0.6000	0.004
36	H52	1	0.8	0.7996	0.042	0.7999	0.008
37	H52	10	0.2	0.2001	0.015	0.2000	0.005
38	H52	10	0.4	0.4007	0.066	0.4000	0.004
39	H52	10	0.6	0.5994	0.065	0.6000	0.004
40	H52	10	0.8	0.7999	0.015	0.7999	0.008
41	H52	50	0.2	0.2001	0.007	0.2000	0.005
42	H52	50	0.4	0.4000	0.004	0.4000	0.004
43	H52	50	0.6	0.6000	0.005	0.6000	0.004
44	H52	50	0.8	0.7999	0.009	0.7999	0.008
45	H52	100	0.2	0.2000	0.004	0.2000	0.005
46	H52	100	0.4	0.4000	0.002	0.4000	0.004
47	H52	100	0.6	0.6000	0.003	0.6000	0.004
48	H52	100	0.8	0.7999	0.006	0.7999	0.008
49	M52	1	0.2	0.2005	0.052	0.1998	0.018
50	M52	1	0.4	0.4010	0.096	0.3999	0.009
51	M52	1	0.6	0.5993	0.072	0.6001	0.014
52	M52	1	0.8	0.7995	0.045	0.8002	0.016
53	M52	10	0.2	0.2000	0.002	0.1998	0.018
54	M52	10	0.4	0.4005	0.045	0.3999	0.009
55	M52	10	0.6	0.5996	0.037	0.6001	0.014
56	M52	10	0.8	0.8000	0.004	0.8002	0.016
57	M52	50	0.2	0.2000	0.001	0.1998	0.018
58	M52	50	0.4	0.4000	0.004	0.3999	0.009
59	M52	50	0.6	0.6000	0.003	0.6001	0.014
60	M52	50	0.8	0.8000	0.002	0.8002	0.016
61	M52	100	0.2	0.2000	0.001	0.1998	0.018
62	M52	100	0.4	0.4000	0.001	0.3999	0.009
63	M52	100	0.6	0.6000	0.002	0.6001	0.014
64	M52	100	0.8	0.8000	0.002	0.8002	0.016
65	Y52	1	0.2	0.1955	0.446	0.1997	0.031
66	Y52	1	0.4	0.3987	0.126	0.4004	0.043

Lp	Typ słupa	R _{zw}	d	jednofazowe		dwufazowe	
				d _{res}	d _{err}	d _{res}	d _{err}
				[Ω]	[p.u.]	[p.u.]	[%]
67	Y52	1	0.6	0.6011	0.108	0.5996	0.043
68	Y52	1	0.8	0.8043	0.427	0.8002	0.024
69	Y52	10	0.2	0.1997	0.025	0.1997	0.031
70	Y52	10	0.4	0.3996	0.038	0.4004	0.043
71	Y52	10	0.6	0.6003	0.028	0.5996	0.043
72	Y52	10	0.8	0.8002	0.023	0.8002	0.024
73	Y52	50	0.2	0.2000	0.000	0.1997	0.031
74	Y52	50	0.4	0.4000	0.004	0.4004	0.043
75	Y52	50	0.6	0.6000	0.005	0.5996	0.043
76	Y52	50	0.8	0.8000	0.001	0.8002	0.024
77	Y52	100	0.2	0.2000	0.001	0.1997	0.031
78	Y52	100	0.4	0.4000	0.000	0.4004	0.043
79	Y52	100	0.6	0.6000	0.001	0.5996	0.043
80	Y52	100	0.8	0.8000	0.001	0.8002	0.024
81	Z52	1	0.2	0.2000	0.002	0.2006	0.055
82	Z52	1	0.4	0.4034	0.345	0.3991	0.088
83	Z52	1	0.6	0.5964	0.360	0.6009	0.087
84	Z52	1	0.8	0.8000	0.002	0.7994	0.058
85	Z52	10	0.2	0.2001	0.013	0.2006	0.055
86	Z52	10	0.4	0.4011	0.106	0.3991	0.088
87	Z52	10	0.6	0.5989	0.111	0.6009	0.087
88	Z52	10	0.8	0.7999	0.009	0.7994	0.058
89	Z52	50	0.2	0.2000	0.002	0.2006	0.055
90	Z52	50	0.4	0.4000	0.004	0.3991	0.088
91	Z52	50	0.6	0.6000	0.004	0.6009	0.087
92	Z52	50	0.8	0.8000	0.004	0.7994	0.058
93	Z52	100	0.2	0.1999	0.008	0.2006	0.055
94	Z52	100	0.4	0.4000	0.001	0.3991	0.088
95	Z52	100	0.6	0.6000	0.001	0.6009	0.087
96	Z52	100	0.8	0.8001	0.009	0.7994	0.058
Maksimum					0.446		0.088
Minimum					0.000		0.001
Średnia					0.041		0.025
Mediana					0.011		0.015

Tabela 11.11 zawiera wyniki lokalizacji zwarcia w linii dwutorowej. Parametry linii dwutorowej dla tych symulacji zostały zestawione w Tabela 11.10. Moc zwarciowa na obu końcach linii wynosiła 5GVA:

Tabela 11.10. Parametry linii dwutorowej.

R' _{L1}	X' _{L1}	C' _{L1}	R' _{L0}	X' _{L0}	C' _{L0}	R' _{L0m}	X' _{L0m}	C' _{L0m}
[Ω/km]	[Ω/km]	[nF/km]	[Ω/km]	[Ω/km]	[nF/km]	[Ω/km]	[Ω/km]	[nF/km]
0.0276	0.315	13.0	0.275	1.0265	8.5	0.2	0.628	5.0

Tabela 11.11. Wyniki lokalizacji zwarcia w linii dwutorowej na podstawie sygnałów zwarciovych składowej zgodnej, opisanego w podrozdziale 4.5.

Lp	R _{zw}	R _{zw} (f-f)	d	jednofazowe		dwufazowe		dwufazowe doziemne		trójfazowe	
				d _{res}	d _{err}	d _{res}	d _{err}	d _{res}	d _{err}	d _{res}	d _{err}
	[Ω]	[Ω]	[p.u.]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]	[p.u.]	[%]
1	1	0.01	0.2	0.2000	0.002	0.1998	0.015	0.1998	0.015	0.2007	0.069
2	1	0.01	0.4	0.4004	0.041	0.4001	0.013	0.4002	0.015	0.4002	0.020
3	1	0.01	0.6	0.5998	0.016	0.6004	0.043	0.6003	0.031	0.5996	0.037
4	1	0.01	0.8	0.8001	0.006	0.7995	0.048	0.7997	0.033	0.7996	0.041
5	10	0.01	0.2	0.2000	0.002	0.1998	0.015	0.1998	0.020	0.2007	0.069
6	10	0.01	0.4	0.4001	0.014	0.4001	0.013	0.4000	0.003	0.4002	0.020
7	10	0.01	0.6	0.5999	0.011	0.6004	0.043	0.6005	0.045	0.5996	0.037
8	10	0.01	0.8	0.8000	0.001	0.7995	0.048	0.7996	0.044	0.7996	0.041
9	50	0.01	0.2	0.2000	0.001	0.1998	0.015	0.1998	0.016	0.2007	0.069
10	50	0.01	0.4	0.4001	0.009	0.4001	0.013	0.4001	0.007	0.4002	0.020
11	50	0.01	0.6	0.5999	0.010	0.6004	0.043	0.6005	0.047	0.5996	0.037
12	50	0.01	0.8	0.8000	0.001	0.7995	0.048	0.7995	0.045	0.7996	0.041
13	100	0.01	0.2	0.2000	0.001	0.1998	0.015	0.1999	0.015	0.2007	0.069
14	100	0.01	0.4	0.4001	0.006	0.4001	0.013	0.4001	0.010	0.4002	0.020
15	100	0.01	0.6	0.5999	0.008	0.6004	0.043	0.6005	0.046	0.5996	0.037
16	100	0.01	0.8	0.8000	0.002	0.7995	0.048	0.7995	0.047	0.7996	0.041
17	1	1.00	0.2			0.1999	0.014	0.1998	0.015	0.2005	0.052
18	1	1.00	0.4			0.4001	0.010	0.4001	0.010	0.4002	0.015
19	1	1.00	0.6			0.6004	0.037	0.6003	0.029	0.5998	0.020
20	1	1.00	0.8			0.7997	0.034	0.7998	0.025	0.7997	0.030
21	10	1.00	0.2			0.1999	0.014	0.1998	0.018	0.2005	0.052
22	10	1.00	0.4			0.4001	0.010	0.4000	0.001	0.4002	0.015
23	10	1.00	0.6			0.6004	0.037	0.6004	0.040	0.5998	0.020
24	10	1.00	0.8			0.7997	0.034	0.7997	0.033	0.7997	0.030
25	50	1.00	0.2			0.1999	0.014	0.1999	0.014	0.2005	0.052
26	50	1.00	0.4			0.4001	0.010	0.4000	0.005	0.4002	0.015
27	50	1.00	0.6			0.6004	0.037	0.6004	0.041	0.5998	0.020
28	50	1.00	0.8			0.7997	0.034	0.7997	0.032	0.7997	0.030
29	100	1.00	0.2			0.1999	0.014	0.1999	0.013	0.2005	0.052
30	100	1.00	0.4			0.4001	0.010	0.4001	0.007	0.4002	0.015
31	100	1.00	0.6			0.6004	0.037	0.6004	0.039	0.5998	0.020
32	100	1.00	0.8			0.7997	0.034	0.7997	0.033	0.7997	0.030
Maksimum					0.041		0.048		0.047		0.069
Minimum					0.001		0.010		0.001		0.015
Średnia				-	0.008	-	0.027	-	0.025	-	0.036
Mediana					0.006		0.025		0.023		0.034

11.2. Wyniki estymacji parametrów linii na podstawie sygnałów przedzwarciovych.

Poniżej zostały przedstawione wyniki estymacji parametrów linii napowietrznej za pomocą przedzwarciovych prądów oraz napięć, obliczonych z zależności (4.8) i (4.13). Czas symulacji obejmował 4 pełne okresy stanu normalnej pracy pod obciążeniem. W celu wyznaczenia poszczególnych fazorów prądów i napięć zastosowano pełno okresowe filtry o oknach sinus oraz kosinus. Obliczone względne błędy procentowe są odniesione do rzeczywistych parametrów linii, użytych w symulacjach i zostały wyznaczone z zależności jak poniżej:

$$R'_{L1err} = \frac{|R'_{L1} - R'_{L1res}|}{R'_{L1}} \cdot 100\% \quad (11.2)$$

$$X'_{L1err} = \frac{|X'_{L1} - X'_{L1res}|}{X'_{L1}} \cdot 100\% \quad (11.3)$$

$$C'_{L1err} = \frac{|C'_{L1} - C'_{L1res}|}{C'_{L1}} \cdot 100\% \quad (11.4)$$

gdzie:

$R'_{L1}, X'_{L1}, C'_{L1}$ – kolejno rezystancja, reaktancja i pojemność jednostkowa linii dla składowej zgodnej, użyte w danej symulacji.

$R'_{L1res}, X'_{L1res}, C'_{L1res}$ – kolejno rezystancja, reaktancja i pojemność jednostkowa linii dla składowej zgodnej, wyznaczona za pomocą proponowanej metody.

$R'_{L1err}, X'_{L1err}, C'_{L1err}$ – błąd procentowy wyznaczenia kolejno rezystancji, reaktancji i pojemności jednostkowej linii dla składowej zgodnej za pomocą danej metody, obliczony na podstawie zależności (11.2), (11.3) oraz (11.4).

Wyniki dla różnych kombinacji parametrów linii zależnych od rodzaju słupów, na których jest prowadzona, przedstawionych w Tabeli 11.1 oraz jej długości zostały zebrane w Tabeli 11.12:

Tabela 11.12. Wyniki estymacji parametrów linii dla składowej zgodnej na podstawie sygnałów przedzwarciowych za pomocą zależności przedstawionych w podrozdziale 4.3.

Lp	l	Typ słupa	R'_{L1res}	R'_{L1err}	X'_{L1res}	X'_{L1err}	C'_{L1res}	C'_{L1err}
	[km]		[Ω]	[%]	[Ω]	[%]	[nF]	[%]
1	100	B2	0.1202	0.155	0.4100	0.0008	8.8000	0.0002
2	200	B2	0.1200	0.035	0.4100	0.0023	8.8000	0.0002
3	400	B2	0.1198	0.149	0.4100	0.0084	8.8000	0.0002
4	100	O24	0.1202	0.155	0.4000	0.0008	9.0000	0.0002
5	200	O24	0.1200	0.036	0.4000	0.0024	9.0000	0.0002
6	400	O24	0.1198	0.148	0.4000	0.0088	9.0000	0.0002
7	100	H52	0.0602	0.321	0.4200	0.0004	8.7000	0.0002
8	200	H52	0.0601	0.117	0.4200	0.0007	8.7000	0.0002
9	400	H52	0.0599	0.111	0.4200	0.0022	8.7000	0.0002
10	100	M52	0.0602	0.321	0.3900	0.0004	9.4000	0.0002
11	200	M52	0.0601	0.117	0.3900	0.0008	9.4000	0.0002
12	400	M52	0.0599	0.112	0.3900	0.0026	9.4000	0.0002
13	100	Y52	0.0302	0.653	0.3200	0.0003	11.0000	0.0002
14	200	Y52	0.0301	0.284	0.3200	0.0004	11.0000	0.0002
15	400	Y52	0.0300	0.023	0.3200	0.0011	11.0000	0.0002
16	100	Z52	0.0302	0.653	0.3200	0.0003	11.2000	0.0002
17	200	Z52	0.0301	0.283	0.3200	0.0004	11.2000	0.0002
18	400	Z52	0.0300	0.027	0.3200	0.0011	11.2000	0.0002
Maksimum				0.653		0.0088		0.0002
Minimum				0.023		0.0003		0.0002
Średnia			-	0.206	-	0.0019	-	0.0002
Mediana				0.149		0.0008		0.0002

11.3. Wyniki estymacji parametrów linii na podstawie sygnałów zwarciovych.

Tabele 11.13 oraz 11.14 zestawiają wyniki estymacji parametrów linii dla składowej zgodnej oraz zerowej, dla różnej długości linii, za pomocą samych sygnałów zwarciovych, dla zwarć jednofazowych przy różnej odległości do zwarcia. Błędy estymacji parametrów linii zostały wyznaczone analogicznie jak dla metody opartej na sygnałach przedzwarciowych za pomocą zależności (11.2), (11.3) i (11.4), oraz analogicznych zależności dla składowej zerowej. Tabela 11.13 oraz Tabela 11.14 zawierają wyniki estymacji parametrów linii odpowiednio dla składowej zgodnej oraz zerowej, wyznaczonych na podstawie zależności (4.8), (4.13), (5.8) oraz (5.5). Przedstawione wyniki zostały obliczone na podstawie symulacji zwarcia jednofazowego o rezystancji kanału doziemnego 10Ω , gdzie odległość do zwarcia była równa 0.6 [p.u].

Tabela 11.13. Wyniki estymacji parametrów linii dla składowej zgodnej na podstawie sygnałów zwarciovych.

Lp	l	Typ słupa	R'_{L1res}	R'_{L1err}	X'_{L1res}	X'_{L1err}	C'_{L1res}	C'_{L1err}
	[km]		[Ω]	[%]	[Ω]	[%]	[nF]	[%]
1	100	B2	0.1202	0.15	0.4100	0.0009	8.8000	0.0003
2	200	B2	0.1200	0.03	0.4100	0.0030	8.7999	0.0008
3	400	B2	0.1198	0.16	0.4101	0.0151	8.7997	0.0036
4	100	O24	0.1202	0.15	0.4000	0.0009	9.0000	0.0003
5	200	O24	0.1200	0.03	0.4000	0.0032	8.9999	0.0008
6	400	O24	0.1198	0.15	0.4001	0.0157	8.9997	0.0037
7	100	H52	0.0602	0.31	0.4200	0.0004	8.7000	0.0003
8	200	H52	0.0601	0.11	0.4200	0.0010	8.7000	0.0005
9	400	H52	0.0599	0.12	0.4200	0.0054	8.6998	0.0019
10	100	M52	0.0602	0.31	0.3900	0.0004	9.4000	0.0003
11	200	M52	0.0601	0.11	0.3900	0.0012	9.4000	0.0005
12	400	M52	0.0599	0.12	0.3900	0.0061	9.3998	0.0020
13	100	Y52	0.0302	0.65	0.3200	0.0003	11.0000	0.0002
14	200	Y52	0.0301	0.28	0.3200	0.0006	11.0000	0.0004
15	400	Y52	0.0300	0.03	0.3200	0.0032	10.9999	0.0012
16	100	Z52	0.0302	0.65	0.3200	0.0003	11.2000	0.0002
17	200	Z52	0.0301	0.27	0.3200	0.0007	11.2000	0.0004
18	400	Z52	0.0300	0.04	0.3200	0.0033	11.1999	0.0012
Maksimum				0.65		0.0157		0.0037
Minimum				0.03		0.0003		0.0002
Średnia			-	0.20	-	0.0034	-	0.0010
Mediana				0.15		0.0011		0.0005

Tabela 11.15 przedstawia wyniki estymacji parametrów linii dla zwarć jednofazowych dla linii o długości 200km o różnych parametrach zależnie od geometrii słupów, rezystancji zwarcia do ziemi oraz dla różnych miejsc zwarcia. Moc zwarciova systemów na obu końcach linii wynosiła 5GVA. Przedstawione wyniki estymacji dla składowej zgodnej zostały otrzymane za pomocą algorytmu, opartego na pomiarach zwarciovych przedstawionego w podrozdziale 4.4.

Tabela 11.14. Wyniki estymacji parametrów linii dla składowej zerowej na podstawie sygnałów zwarciovych

Lp	l	Typ słupa	R'_{L0res}	R'_{L0err}	X'_{L0res}	X'_{L0err}	C'_{L0res}	C'_{L0err}
	[km]		[Ω]	[%]	[Ω]	[%]	[nF]	[%]
1	100	B2	0.290	0.03	1.030	0.00	5.399	0.01
2	200	B2	0.289	0.19	1.028	0.20	5.394	0.12
3	400	B2	0.288	0.55	1.030	0.02	5.408	0.15
4	100	O24	0.350	0.01	1.000	0.01	5.701	0.01
5	200	O24	0.349	0.35	0.997	0.31	5.686	0.24
6	400	O24	0.349	0.34	1.001	0.15	5.698	0.04
7	100	H52	0.280	0.03	1.170	0.02	5.798	0.04
8	200	H52	0.277	0.92	1.170	0.03	5.781	0.34
9	400	H52	0.278	0.66	1.166	0.36	5.820	0.34
10	100	M52	0.200	0.08	0.980	0.04	5.198	0.03
11	200	M52	0.200	0.03	0.984	0.45	5.224	0.46
12	400	M52	0.199	0.28	0.981	0.13	5.192	0.16
13	100	Y52	0.280	0.02	0.820	0.01	7.198	0.03
14	200	Y52	0.280	0.03	0.825	0.56	7.230	0.41
15	400	Y52	0.277	1.04	0.819	0.18	7.215	0.20
16	100	Z52	0.181	0.34	0.880	0.01	6.698	0.03
17	200	Z52	0.179	0.50	0.880	0.01	6.695	0.08
18	400	Z52	0.179	0.79	0.887	0.85	6.665	0.53
Maksimum				1.04		0.85		0.53
Minimum				0.01		0.00		0.01
Średnia			-	0.34	-	0.19	-	0.18
Mediana				0.31		0.09		0.14

Analogiczne wyniki estymacji parametrów składowej zerowej zostały zestawione w Tabeli 11.16 dla takich samych warunków symulacji. Estymacja dla składowej zerowej za pomocą metody przedstawionej w podrozdziale 5.2 wymaga znajomości parametrów składowej zgodnej oraz odległości do zwarcia. W algorytmie zostaną użyte wartości, zwrócone przez algorytm oparty tylko na pomiarach zwarciovych, czyli parametry składowej zerowej dla poszczególnych przypadków jak w Tabeli 11.15, a odległości do zwarcia jak w Tabeli 11.9 dla zwarć jednofazowych.

Tabela 11.15. Wyniki estymacji parametrów linii dla składowej zgodnej na podstawie sygnałów zwarciovych

Lp	Typ słupa	R_{zw}	d	R'_{L1res}	R'_{L1err}	X'_{L1res}	X'_{L1err}	C'_{L1res}	C'_{L1err}
		[Ω]	[p.u.]	[Ω]	[%]	[Ω]	[%]	[nF]	[%]
1	B2	1	0.2	0.120	0.018	0.41	0.0036	8.8	0.0010
2	B2	1	0.4	0.120	0.029	0.41	0.0021	8.8	0.0004
3	B2	1	0.6	0.120	0.031	0.41	0.0030	8.8	0.0008
4	B2	1	0.8	0.120	0.014	0.41	0.0055	8.8	0.0014
5	B2	10	0.2	0.120	0.018	0.41	0.0036	8.8	0.0010
6	B2	10	0.4	0.120	0.029	0.41	0.0021	8.8	0.0004
7	B2	10	0.6	0.120	0.031	0.41	0.0030	8.8	0.0008
8	B2	10	0.8	0.120	0.014	0.41	0.0055	8.8	0.0014
9	B2	50	0.2	0.120	0.018	0.41	0.0036	8.8	0.0010
10	B2	50	0.4	0.120	0.029	0.41	0.0021	8.8	0.0004
11	B2	50	0.6	0.120	0.031	0.41	0.0030	8.8	0.0008
12	B2	50	0.8	0.120	0.014	0.41	0.0055	8.8	0.0014
13	B2	100	0.2	0.120	0.018	0.41	0.0036	8.8	0.0010
14	B2	100	0.4	0.120	0.029	0.41	0.0021	8.8	0.0004
15	B2	100	0.6	0.120	0.031	0.41	0.0030	8.8	0.0008
16	B2	100	0.8	0.120	0.014	0.41	0.0055	8.8	0.0014
Maksimum				-	0.031	-	0.0055	-	0.0014
Minimum					0.014		0.0021		0.0004
Średnia					0.023		0.0036		0.0009
Mediana					0.024		0.0033		0.0009
17	O24	1	0.2	0.120	0.018	0.40	0.0038	9.0	0.0010
18	O24	1	0.4	0.120	0.029	0.40	0.0022	9.0	0.0004
19	O24	1	0.6	0.120	0.031	0.40	0.0032	9.0	0.0008
20	O24	1	0.8	0.120	0.013	0.40	0.0057	9.0	0.0014
21	O24	10	0.2	0.120	0.018	0.40	0.0038	9.0	0.0010
22	O24	10	0.4	0.120	0.029	0.40	0.0022	9.0	0.0004
23	O24	10	0.6	0.120	0.031	0.40	0.0031	9.0	0.0008
24	O24	10	0.8	0.120	0.013	0.40	0.0057	9.0	0.0014
25	O24	50	0.2	0.120	0.018	0.40	0.0038	9.0	0.0010
26	O24	50	0.4	0.120	0.029	0.40	0.0022	9.0	0.0004
27	O24	50	0.6	0.120	0.031	0.40	0.0031	9.0	0.0008
28	O24	50	0.8	0.120	0.013	0.40	0.0057	9.0	0.0014
29	O24	100	0.2	0.120	0.018	0.40	0.0038	9.0	0.0010
30	O24	100	0.4	0.120	0.029	0.40	0.0022	9.0	0.0004
31	O24	100	0.6	0.120	0.031	0.40	0.0031	9.0	0.0008
32	O24	100	0.8	0.120	0.013	0.40	0.0057	9.0	0.0014
Maksimum				-	0.031	-	0.0057	-	0.0014
Minimum					0.013		0.0022		0.0004
Średnia					0.023		0.0037		0.0009
Mediana					0.024		0.0035		0.0009
33	H52	1	0.2	0.060	0.064	0.42	0.0008	8.7	0.0004
34	H52	1	0.4	0.060	0.111	0.42	0.0005	8.7	0.0001
35	H52	1	0.6	0.060	0.112	0.42	0.0010	8.7	0.0005

Lp	Typ słupa	R_{zw}	d	R'_{L1res}	R'_{L1err}	X'_{L1res}	X'_{L1err}	C'_{L1res}	C'_{L1err}	
		[Ω]	[p.u.]	[Ω]	[%]	[Ω]	[%]	[nF]	[%]	
36	H52	1	0.8	0.060	0.067	0.42	0.0018	8.7	0.0008	
37	H52	10	0.2	0.060	0.064	0.42	0.0008	8.7	0.0004	
38	H52	10	0.4	0.060	0.111	0.42	0.0005	8.7	0.0001	
39	H52	10	0.6	0.060	0.112	0.42	0.0010	8.7	0.0005	
40	H52	10	0.8	0.060	0.067	0.42	0.0018	8.7	0.0008	
41	H52	50	0.2	0.060	0.064	0.42	0.0008	8.7	0.0004	
42	H52	50	0.4	0.060	0.111	0.42	0.0006	8.7	0.0001	
43	H52	50	0.6	0.060	0.112	0.42	0.0010	8.7	0.0005	
44	H52	50	0.8	0.060	0.067	0.42	0.0018	8.7	0.0008	
45	H52	100	0.2	0.060	0.064	0.42	0.0008	8.7	0.0004	
46	H52	100	0.4	0.060	0.111	0.42	0.0005	8.7	0.0001	
47	H52	100	0.6	0.060	0.112	0.42	0.0010	8.7	0.0005	
48	H52	100	0.8	0.060	0.067	0.42	0.0017	8.7	0.0008	
Maksimum				-	-	-	0.0018	-	0.0008	
Minimum							0.064		0.0005	0.0001
Średnia							0.089		0.0010	0.0005
Mediana							0.089		0.0009	0.0005
49	M52	1	0.2	0.060	0.064	0.39	0.0009	9.4	0.0004	
50	M52	1	0.4	0.060	0.111	0.39	0.0006	9.4	0.0001	
51	M52	1	0.6	0.060	0.112	0.39	0.0012	9.4	0.0005	
52	M52	1	0.8	0.060	0.067	0.39	0.0020	9.4	0.0008	
53	M52	10	0.2	0.060	0.064	0.39	0.0009	9.4	0.0004	
54	M52	10	0.4	0.060	0.111	0.39	0.0006	9.4	0.0001	
55	M52	10	0.6	0.060	0.112	0.39	0.0012	9.4	0.0005	
56	M52	10	0.8	0.060	0.067	0.39	0.0020	9.4	0.0008	
57	M52	50	0.2	0.060	0.064	0.39	0.0009	9.4	0.0004	
58	M52	50	0.4	0.060	0.111	0.39	0.0006	9.4	0.0001	
59	M52	50	0.6	0.060	0.112	0.39	0.0012	9.4	0.0005	
60	M52	50	0.8	0.060	0.067	0.39	0.0020	9.4	0.0008	
61	M52	100	0.2	0.060	0.064	0.39	0.0009	9.4	0.0004	
62	M52	100	0.4	0.060	0.111	0.39	0.0006	9.4	0.0001	
63	M52	100	0.6	0.060	0.112	0.39	0.0012	9.4	0.0005	
64	M52	100	0.8	0.060	0.067	0.39	0.0020	9.4	0.0008	
Maksimum				-	-	-	0.0020	-	0.0008	
Minimum							0.064		0.0006	0.0001
Średnia							0.089		0.0012	0.0005
Mediana							0.089		0.0011	0.0005
65	Y52	1	0.2	0.030	0.233	0.32	0.0003	11.0	0.0001	
66	Y52	1	0.4	0.030	0.278	0.32	0.0003	11.0	0.0001	
67	Y52	1	0.6	0.030	0.279	0.32	0.0006	11.0	0.0004	
68	Y52	1	0.8	0.030	0.236	0.32	0.0010	11.0	0.0005	
69	Y52	10	0.2	0.030	0.233	0.32	0.0003	11.0	0.0001	
70	Y52	10	0.4	0.030	0.278	0.32	0.0003	11.0	0.0001	
71	Y52	10	0.6	0.030	0.280	0.32	0.0006	11.0	0.0004	
72	Y52	10	0.8	0.030	0.236	0.32	0.0010	11.0	0.0005	

Lp	Typ słupa	R_{zw}	d	R'_{L1res}	R'_{L1err}	X'_{L1res}	X'_{L1err}	C'_{L1res}	C'_{L1err}		
		[Ω]	[p.u.]	[Ω]	[%]	[Ω]	[%]	[nF]	[%]		
73	Y52	50	0.2	0.030	0.233	0.32	0.0003	11.0	0.0001		
74	Y52	50	0.4	0.030	0.278	0.32	0.0003	11.0	0.0000		
75	Y52	50	0.6	0.030	0.280	0.32	0.0006	11.0	0.0004		
76	Y52	50	0.8	0.030	0.236	0.32	0.0010	11.0	0.0005		
77	Y52	100	0.2	0.030	0.233	0.32	0.0003	11.0	0.0001		
78	Y52	100	0.4	0.030	0.278	0.32	0.0003	11.0	0.0001		
79	Y52	100	0.6	0.030	0.280	0.32	0.0006	11.0	0.0004		
80	Y52	100	0.8	0.030	0.236	0.32	0.0010	11.0	0.0005		
Maksimum				-	-	-	-	-	0.0005		
Minimum									0.233	0.0003	0.0000
Średnia									0.257	0.0006	0.0003
Mediana									0.257	0.0005	0.0003
81	Z52	1	0.2	0.030	0.231	0.32	0.0003	11.2	0.0001		
82	Z52	1	0.4	0.030	0.277	0.32	0.0003	11.2	0.0000		
83	Z52	1	0.6	0.030	0.278	0.32	0.0007	11.2	0.0004		
84	Z52	1	0.8	0.030	0.234	0.32	0.0010	11.2	0.0005		
85	Z52	10	0.2	0.030	0.231	0.32	0.0003	11.2	0.0001		
86	Z52	10	0.4	0.030	0.277	0.32	0.0003	11.2	0.0000		
87	Z52	10	0.6	0.030	0.279	0.32	0.0007	11.2	0.0004		
88	Z52	10	0.8	0.030	0.234	0.32	0.0010	11.2	0.0005		
89	Z52	50	0.2	0.030	0.231	0.32	0.0003	11.2	0.0001		
90	Z52	50	0.4	0.030	0.277	0.32	0.0003	11.2	0.0000		
91	Z52	50	0.6	0.030	0.279	0.32	0.0007	11.2	0.0004		
92	Z52	50	0.8	0.030	0.234	0.32	0.0010	11.2	0.0005		
93	Z52	100	0.2	0.030	0.231	0.32	0.0003	11.2	0.0001		
94	Z52	100	0.4	0.030	0.277	0.32	0.0003	11.2	0.0000		
95	Z52	100	0.6	0.030	0.279	0.32	0.0007	11.2	0.0004		
96	Z52	100	0.8	0.030	0.234	0.32	0.0010	11.2	0.0005		
Maksimum				-	-	-	-	-	0.0005		
Minimum									0.231	0.0003	0.0000
Średnia									0.255	0.0006	0.0003
Mediana									0.256	0.0005	0.0003

Tabela 11.16. Wyniki estymacji parametrów linii dla składowej zerowej na podstawie sygnałów zwarciovych

Lp	Typ słupa	R _{zw}	d	R' _{L0res}	R' _{L0err}	X' _{L0res}	X' _{L0err}	C' _{L0res}	C' _{L0err}
		[Ω]	[p.u.]	[Ω]	[%]	[Ω]	[%]	[nF]	[%]
1	B2	1	0.2	0.283	2.31	1.03	0.34	5.4	0.00
2	B2	1	0.4	0.270	6.90	1.03	0.04	5.4	0.34
3	B2	1	0.6	0.270	6.90	1.03	0.30	5.4	0.21
4	B2	1	0.8	0.284	2.04	1.03	0.25	5.4	0.07
5	B2	10	0.2	0.287	0.90	1.03	0.23	5.4	0.18
6	B2	10	0.4	0.283	2.24	1.03	0.18	5.4	0.11
7	B2	10	0.6	0.283	2.28	1.03	0.20	5.4	0.07
8	B2	10	0.8	0.288	0.78	1.03	0.24	5.4	0.11
9	B2	50	0.2	0.289	0.49	1.03	0.13	5.4	0.09
10	B2	50	0.4	0.289	0.44	1.03	0.05	5.4	0.05
11	B2	50	0.6	0.289	0.43	1.03	0.05	5.4	0.06
12	B2	50	0.8	0.289	0.43	1.03	0.13	5.4	0.01
13	B2	100	0.2	0.289	0.42	1.03	0.08	5.4	0.00
14	B2	100	0.4	0.289	0.39	1.03	0.05	5.4	0.14
15	B2	100	0.6	0.289	0.39	1.03	0.05	5.4	0.15
16	B2	100	0.8	0.289	0.39	1.03	0.08	5.4	0.09
Maksimum				0.289	6.90	1.03	0.34	5.4	0.34
Minimum				0.270	0.39	1.03	0.04	5.4	0.00
Średnia				0.285	1.73	1.03	0.15	5.4	0.11
Mediana				0.289	0.64	1.03	0.13	5.4	0.09
17	O24	1	0.2	0.352	0.51	0.99	0.65	5.7	0.01
18	O24	1	0.4	0.356	1.81	1.02	1.87	5.6	0.98
19	O24	1	0.6	0.357	1.86	1.02	1.98	5.6	0.91
20	O24	1	0.8	0.351	0.37	0.99	0.67	5.7	0.04
21	O24	10	0.2	0.350	0.05	1.00	0.11	5.7	0.12
22	O24	10	0.4	0.352	0.45	1.00	0.46	5.7	0.42
23	O24	10	0.6	0.352	0.48	1.00	0.47	5.7	0.40
24	O24	10	0.8	0.350	0.02	1.00	0.12	5.7	0.17
25	O24	50	0.2	0.349	0.30	1.00	0.04	5.7	0.26
26	O24	50	0.4	0.349	0.37	1.00	0.03	5.7	0.34
27	O24	50	0.6	0.349	0.37	1.00	0.03	5.7	0.34
28	O24	50	0.8	0.349	0.32	1.00	0.04	5.7	0.30
29	O24	100	0.2	0.349	0.36	1.00	0.00	5.7	0.41
30	O24	100	0.4	0.349	0.41	1.00	0.02	5.7	0.45
31	O24	100	0.6	0.349	0.41	1.00	0.02	5.7	0.44
32	O24	100	0.8	0.349	0.37	1.00	0.00	5.7	0.43
Maksimum				0.357	1.86	1.02	1.98	5.7	0.98
Minimum				0.349	0.02	0.99	0.00	5.6	0.01
Średnia				0.351	0.53	1.00	0.41	5.7	0.38
Mediana				0.350	0.37	1.00	0.08	5.7	0.37
33	H52	1	0.2	0.278	0.55	1.17	0.33	5.9	1.19
34	H52	1	0.4	0.277	0.91	1.16	0.49	5.8	0.22

Lp	Typ słupa	R_{zw}	d	R'_{L0res}	R'_{L0err}	X'_{L0res}	X'_{L0err}	C'_{L0res}	C'_{L0err}
		[Ω]	[p.u.]	[Ω]	[%]	[Ω]	[%]	[nF]	[%]
35	H52	1	0.6	0.278	0.64	1.16	0.55	5.8	0.09
36	H52	1	0.8	0.278	0.66	1.17	0.32	5.9	1.13
37	H52	10	0.2	0.277	0.91	1.17	0.14	5.9	1.03
38	H52	10	0.4	0.290	3.74	1.17	0.17	5.8	0.07
39	H52	10	0.6	0.290	3.73	1.17	0.14	5.8	0.12
40	H52	10	0.8	0.277	0.96	1.17	0.13	5.9	0.94
41	H52	50	0.2	0.278	0.78	1.17	0.02	5.9	0.88
42	H52	50	0.4	0.278	0.85	1.17	0.05	5.8	0.34
43	H52	50	0.6	0.278	0.86	1.17	0.05	5.8	0.31
44	H52	50	0.8	0.278	0.76	1.17	0.03	5.8	0.79
45	H52	100	0.2	0.278	0.65	1.17	0.03	5.9	0.88
46	H52	100	0.4	0.278	0.83	1.17	0.04	5.8	0.29
47	H52	100	0.6	0.278	0.84	1.17	0.04	5.8	0.25
48	H52	100	0.8	0.278	0.63	1.17	0.04	5.8	0.77
Maksimum				0.290	3.74	1.17	0.55	5.9	1.19
Minimum				0.277	0.55	1.16	0.02	5.8	0.07
Średnia				0.279	1.14	1.17	0.16	5.8	0.58
Mediana				0.278	0.84	1.17	0.09	5.8	0.56
49	M52	1	0.2	0.205	2.75	0.98	0.24	5.2	0.26
50	M52	1	0.4	0.206	2.76	0.99	1.31	5.0	4.65
51	M52	1	0.6	0.203	1.55	0.98	0.17	5.0	4.63
52	M52	1	0.8	0.206	2.76	0.98	0.17	5.2	0.12
53	M52	10	0.2	0.203	1.55	0.98	0.17	5.2	0.23
54	M52	10	0.4	0.203	1.53	0.99	1.31	5.2	0.78
55	M52	10	0.6	0.203	1.50	0.99	1.20	5.2	0.66
56	M52	10	0.8	0.203	1.39	0.98	0.21	5.2	0.11
57	M52	50	0.2	0.201	0.50	0.98	0.32	5.2	0.22
58	M52	50	0.4	0.203	1.40	0.98	0.15	5.2	0.03
59	M52	50	0.6	0.203	1.38	0.98	0.14	5.2	0.03
60	M52	50	0.8	0.201	0.26	0.98	0.33	5.2	0.09
61	M52	100	0.2	0.199	0.26	0.98	0.27	5.2	0.28
62	M52	100	0.4	0.200	0.25	0.98	0.11	5.2	0.09
63	M52	100	0.6	0.200	0.24	0.98	0.10	5.2	0.09
64	M52	100	0.8	0.199	0.44	0.98	0.26	5.2	0.16
Maksimum				0.206	2.76	0.99	1.31	5.2	4.65
Minimum				0.199	0.24	0.98	0.10	5.0	0.03
Średnia				0.202	1.28	0.98	0.40	5.2	0.78
Mediana				0.203	1.40	0.98	0.23	5.2	0.19
65	Y52	1	0.2	0.271	3.20	0.83	1.17	7.2	0.37
66	Y52	1	0.4	0.278	0.58	0.87	5.75	7.1	1.63
67	Y52	1	0.6	0.279	0.28	0.87	5.85	7.1	1.72
68	Y52	1	0.8	0.272	2.71	0.83	1.25	7.2	0.21
69	Y52	10	0.2	0.276	1.44	0.83	0.91	7.2	0.40
70	Y52	10	0.4	0.276	1.42	0.82	0.15	7.2	0.10
71	Y52	10	0.6	0.276	1.37	0.82	0.18	7.2	0.12

Lp	Typ słupa	R_{zw}	d	R'_{L0res}	R'_{L0err}	X'_{L0res}	X'_{L0err}	C'_{L0res}	C'_{L0err}
		[Ω]	[p.u.]	[Ω]	[%]	[Ω]	[%]	[nF]	[%]
72	Y52	10	0.8	0.277	1.14	0.83	0.94	7.2	0.28
73	Y52	50	0.2	0.279	0.44	0.82	0.39	7.2	0.27
74	Y52	50	0.4	0.278	0.88	0.82	0.19	7.2	0.07
75	Y52	50	0.6	0.278	0.85	0.82	0.19	7.2	0.06
76	Y52	50	0.8	0.279	0.33	0.82	0.38	7.2	0.20
77	Y52	100	0.2	0.279	0.38	0.82	0.16	7.2	0.18
78	Y52	100	0.4	0.278	0.69	0.82	0.20	7.2	0.00
79	Y52	100	0.6	0.278	0.66	0.82	0.20	7.2	0.01
80	Y52	100	0.8	0.279	0.34	0.82	0.16	7.2	0.13
Maksimum				0.279	3.20	0.87	5.85	7.2	1.72
Minimum				0.271	0.28	0.82	0.15	7.1	0.00
Średnia				0.277	1.04	0.83	1.13	7.2	0.36
Mediana				0.278	0.77	0.82	0.29	7.2	0.19
81	Z52	1	0.2	0.170	5.71	0.89	1.44	6.7	0.14
82	Z52	1	0.4	0.172	4.70	0.97	10.48	6.5	3.33
83	Z52	1	0.6	0.170	5.71	0.96	9.30	6.5	3.62
84	Z52	1	0.8	0.172	4.70	0.89	1.50	6.7	0.11
85	Z52	10	0.2	0.175	2.83	0.89	0.63	6.7	0.13
86	Z52	10	0.4	0.190	5.57	0.88	0.05	6.7	0.24
87	Z52	10	0.6	0.190	5.49	0.88	0.13	6.7	0.13
88	Z52	10	0.8	0.176	2.46	0.89	0.68	6.7	0.24
89	Z52	50	0.2	0.179	0.39	0.88	0.10	6.7	0.38
90	Z52	50	0.4	0.179	0.43	0.88	0.09	6.7	0.46
91	Z52	50	0.6	0.179	0.44	0.88	0.09	6.7	0.46
92	Z52	50	0.8	0.179	0.37	0.88	0.09	6.7	0.47
93	Z52	100	0.2	0.180	0.06	0.88	0.13	6.7	0.66
94	Z52	100	0.4	0.179	0.52	0.88	0.10	6.7	0.63
95	Z52	100	0.6	0.179	0.53	0.88	0.10	6.7	0.63
96	Z52	100	0.8	0.180	0.14	0.88	0.14	6.7	0.67
Maksimum				0.190	5.71	0.97	10.48	6.7	3.62
Minimum				0.170	0.06	0.88	0.05	6.5	0.11
Średnia				0.178	2.50	0.89	1.57	6.7	0.77
Mediana				0.179	1.50	0.88	0.13	6.7	0.46

11.4. Wyniki testów algorytmu synchronizacji dla linii transponowanej

W niniejszym podrozdziale zostały przedstawione wyniki testów algorytmu do synchronizacji pomiarów z obu końców linii [12] za pomocą zależności (6.8) oraz korekty na podstawie (6.11). Czas symulacji obejmował 4 pełne okresy stanu normalnej pracy pod obciążeniem. W celu wyznaczenia poszczególnych fazorów prądów i napięć zastosowano pełno okresowe filtry o oknach sinus oraz kosinus. Następnie pomiary od strony systemu S zostały opóźnione o 1 próbkę, co oznacza rozsynchronizowanie obu zestawów pomiarów

o kąt wynoszący -18° . Poniżej zostały przedstawione wyniki synchronizacji proponowaną metodą (6.8), z korekcją wyniku za pomocą (6.11).

Tabela 11.17. Wyniki synchronizacji pomiarów z obu końców linii za pomocą proponowanego algorytmu Ia.

Lp	l	Typ słupa	podstawowy alg.		alg. po 1 korekcji	
			δ_{res}	δ_{err}	δ_{res}	δ_{err}
	[km]		[°]	[°]	[°]	[°]
1	100	B2	18.00	-0.0040	18.00	-0.0005
2	100	O24	18.00	-0.0042	18.00	-0.0005
3	100	H52	18.00	-0.0022	18.00	-0.0003
4	100	M52	18.00	-0.0025	18.00	-0.0003
5	100	Y52	18.00	-0.0017	18.00	-0.0002
6	100	Z52	18.00	-0.0017	18.00	-0.0002
7	200	B2	17.96	-0.0433	18.00	-0.0048
8	200	O24	17.96	-0.0444	18.00	-0.0049
9	200	H52	17.97	-0.0255	18.00	-0.0029
10	200	M52	17.97	-0.0280	18.00	-0.0032
11	200	Y52	17.98	-0.0183	18.00	-0.0022
12	200	Z52	17.98	-0.0190	18.00	-0.0022
13	400	B2	17.47	-0.5327	17.96	-0.0443
14	400	O24	17.46	-0.5424	17.96	-0.0447
15	400	H52	17.66	-0.3437	17.97	-0.0323
16	400	M52	17.63	-0.3684	17.97	-0.0337
17	400	Y52	17.76	-0.2405	17.98	-0.0230
18	400	Z52	17.75	-0.2493	17.98	-0.0236

Przedstawione testy zostały przeprowadzone dla różnych długości linii, oraz różnych typów słupów, na którym są prowadzone. Parametry dla poszczególnych konfiguracji linii są zestawione w Tabeli 11.1.

11.5. Wyniki testów algorytmu synchronizacji Ib dla linii nietransponowanej

W niniejszym podrozdziale zostały przedstawione wyniki testów algorytmu do synchronizacji pomiarów z obu końców linii za pomocą zależności (6.22). Czas symulacji obejmował 4 pełne okresy stanu normalnej pracy pod obciążeniem. W celu wyznaczenia poszczególnych fazorów prądów i napięć zastosowano pełno okresowe filtry o oknach sinus oraz kosinus. Następnie pomiary od strony systemu R zostały opóźnione o 1 próbkę, co oznacza rozsynchroizowanie obu zestawów pomiarów o 18° . Macierze impedancyjna (11.5) oraz (11.6) admitancyjna, określające parametry linii nietransponowanej zostały zapożyczone z [52].

$$\underline{\mathbf{Z}}_{\mathbf{L}} = \begin{bmatrix} 0.0582 + j0.530 & 0.0471 + j0.272 & 0.0470 + j0.228 \\ 0.0471 + j0.272 & 0.0582 + j0.530 & 0.0471 + j0.272 \\ 0.0470 + j0.228 & 0.0471 + j0.272 & 0.0582 + j0.530 \end{bmatrix} \quad (11.5)$$

$$\underline{\mathbf{Y}}_{\mathbf{L}} = j\omega_1 \cdot 10^{-9} \cdot \begin{bmatrix} 11.305 & -2.446 & -0.820 \\ -2.446 & 11.775 & -2.446 \\ -0.820 & -2.446 & 11.305 \end{bmatrix} \quad (11.6)$$

Moc zwarciowa na obu końcach linii wynosiła 1GVA, dla różnej długości linii. Poniższa tabela przedstawia wyniki synchronizacji pomiarów na obu końcach linii:

Tabela 11.18. Wyniki synchronizacji pomiarów z obu końców linii za pomocą proponowanego algorytmu.

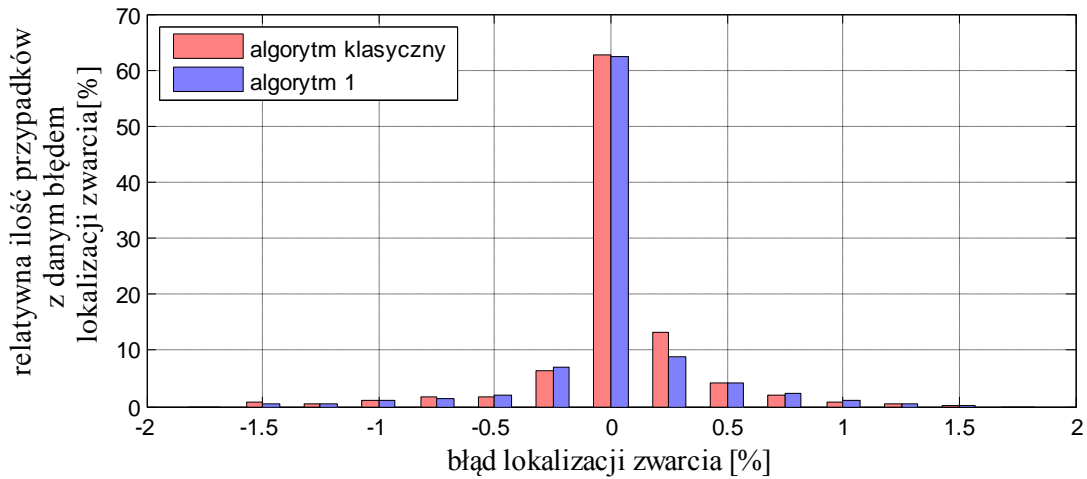
Lp	l	podstawowy alg.	
		δ_{res}	δ_{err}
	[km]	[°]	[°]
1	50	-18.02	-0.0190
2	100	-18.03	-0.0294
3	150	-18.03	-0.0306
4	200	-18.02	-0.0190
5	250	-17.99	0.0094
6	300	-17.94	0.0591

11.6. Statystyczne wyniki testów klasycznego algorytmu do lokalizacji zwarć

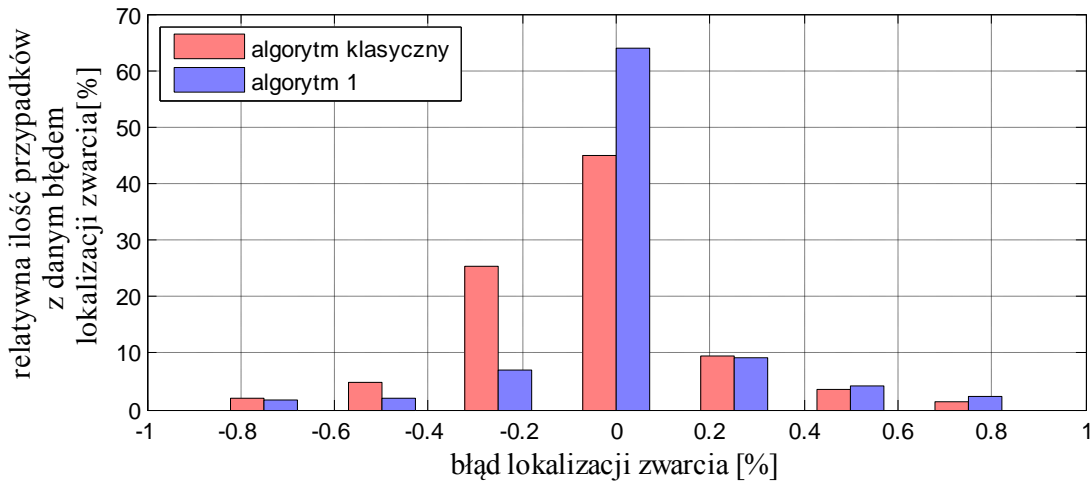
Dla wszystkich symulacji opisanych w rozdziale 8 przeprowadzono test na ile dokładna znajomość parametrów linii wpływa na wynik lokalizacji zwarcia przez klasyczny algorytm, opisany zależnością (4.16). W celu obliczeń średniej wartości błędu pod uwagę brana była wartość jego wartość bezwzględna (11.1). Jednakże w celu statystycznego zestawienia błąd lokalizacji jest obliczany w następujący sposób:

$$d'_{err} = (d - d_{res}) \cdot 100\% \quad (11.7)$$

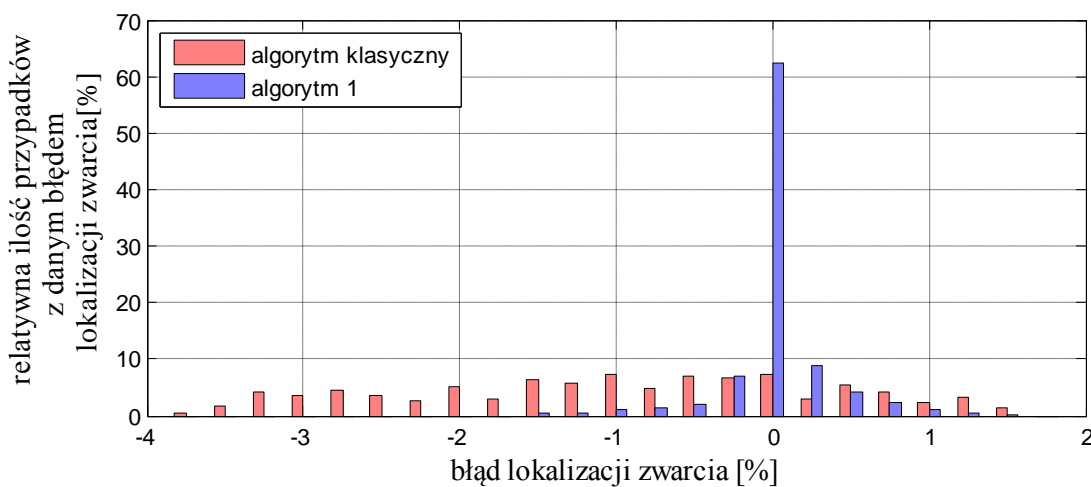
Dla porównania na każdym z rysunków dodatkowo przedstawiono analogiczne testy dla algorytmu 1, otrzymane za pomocą równania (4.17). Błędy metody dla obu algorytmów zostały zestawione na Rys.11.1. Statystycznie zebrane wyniki dla niedokładnie zadanej rezystancji, reaktancji oraz pojemności linii dla algorytmu klasycznego są przedstawione odpowiednio na Rys.11.2, 11.3 oraz 11.4:



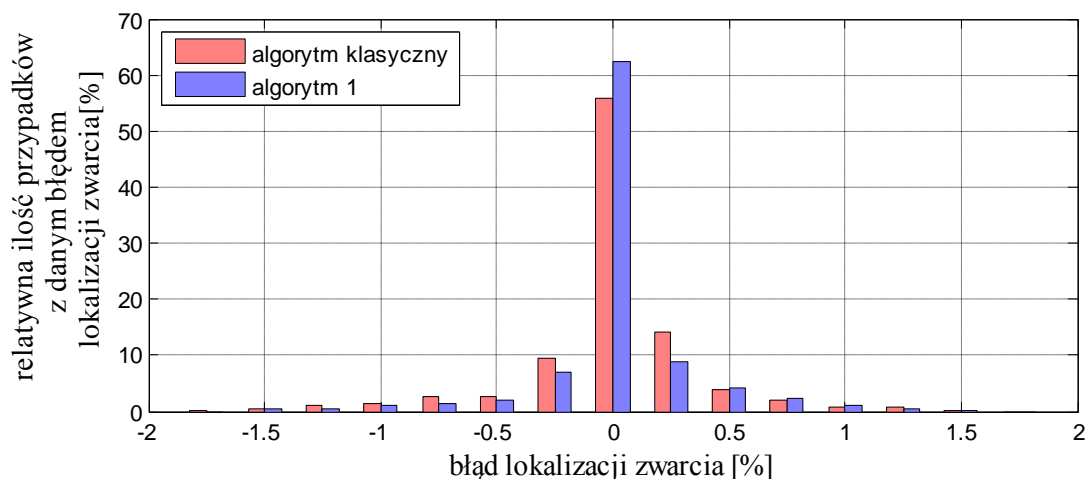
Rys.11.1 Błąd metody przy idealnych pomiarach oraz parametrach linii.



Rys.11.2 Błąd przy idealnych pomiarach. Rezystancja linii zadana klasycznemu algorytmowi zwiększona o 5%.



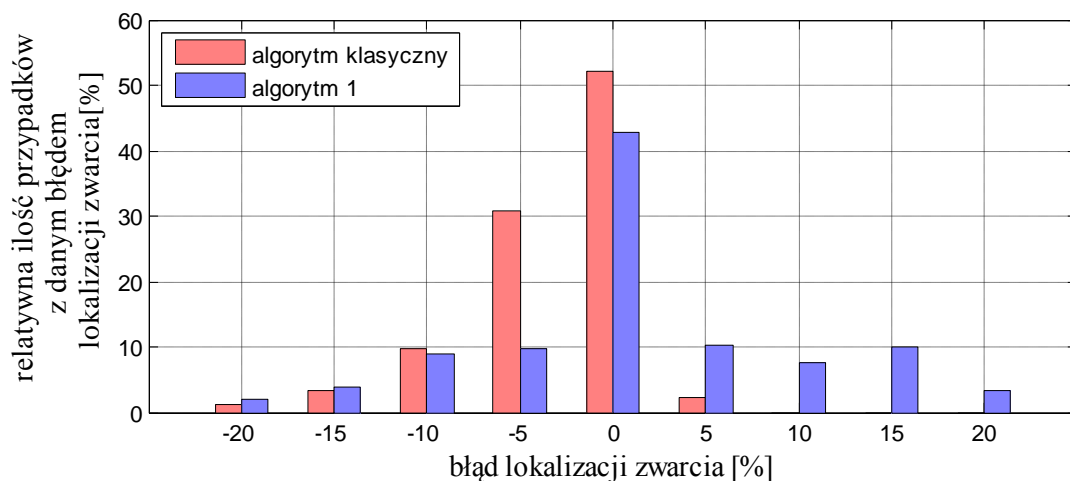
Rys.11.3 Błąd przy idealnych pomiarach. Reaktancja linii zadana klasycznemu algorytmowi zwiększona o 5%.



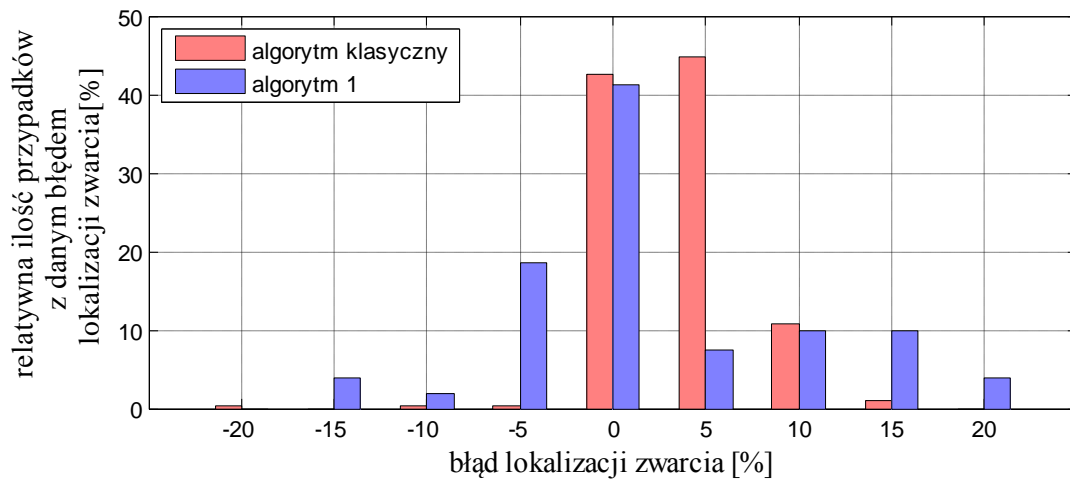
Rys.11.4 Błąd przy idealnych pomiarach. Pojemność linii zadana klasycznemu algorytmowi zwiększona o 5%.

11.7. Statystyczne wyniki testów algorytmu 1 do lokalizacji zwarcia

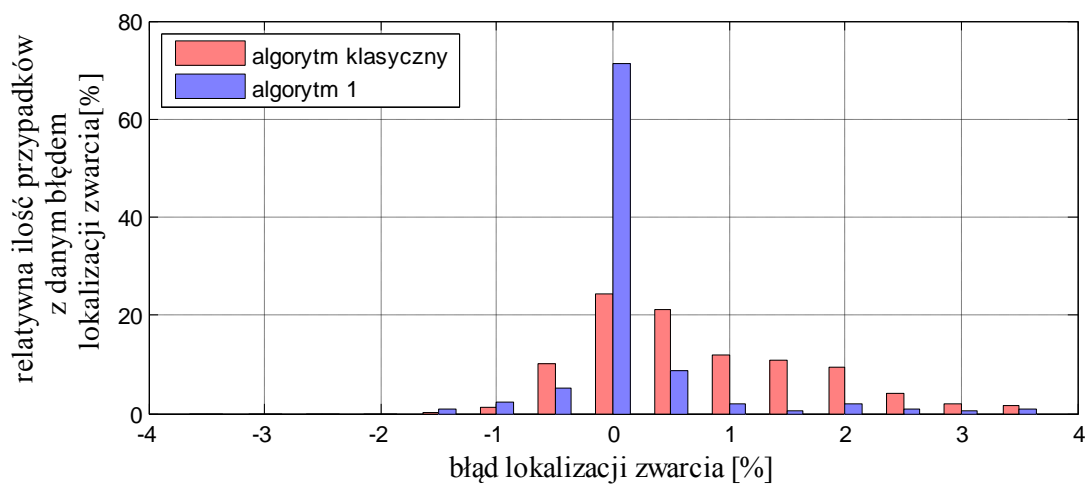
Dla wszystkich symulacji opisanych w rozdziale 8 przeprowadzono porównanie klasycznego algorytmu do lokalizacji zwarcia, opisanego zależnością (4.16) oraz algorytmu zaproponowanego w podrozdziale 4.3. Statystyczne ujęcie wyników dla błędów amplitudowych zostały zebrane na Rys.11.5 do 11.10. Analogicznie dla błędów fazowych przekładników prądowych i napięciowych wyniki zostały zebrane na Rys.11.11 do 11.16:



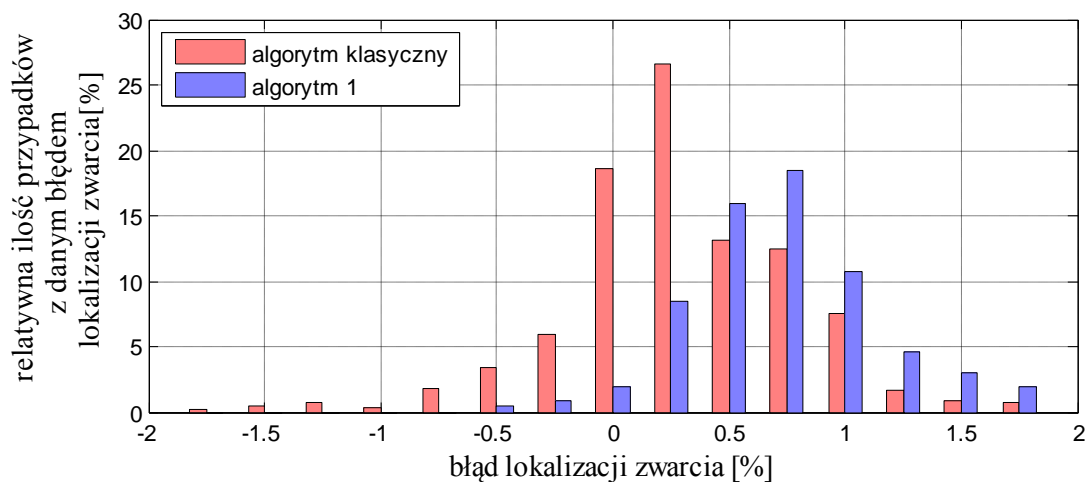
Rys.11.5 Wpływ 3% błędu napięciowego przekładników napięciowych po stronie systemu S.



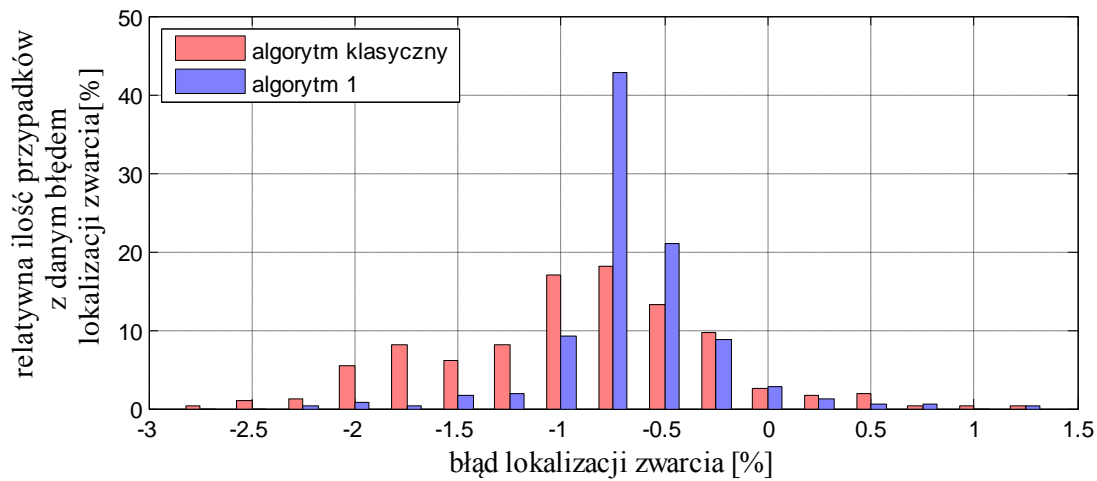
Rys.11.6 Wpływ 3% błędu napięciowego przekładników napięciowych po stronie systemu R.



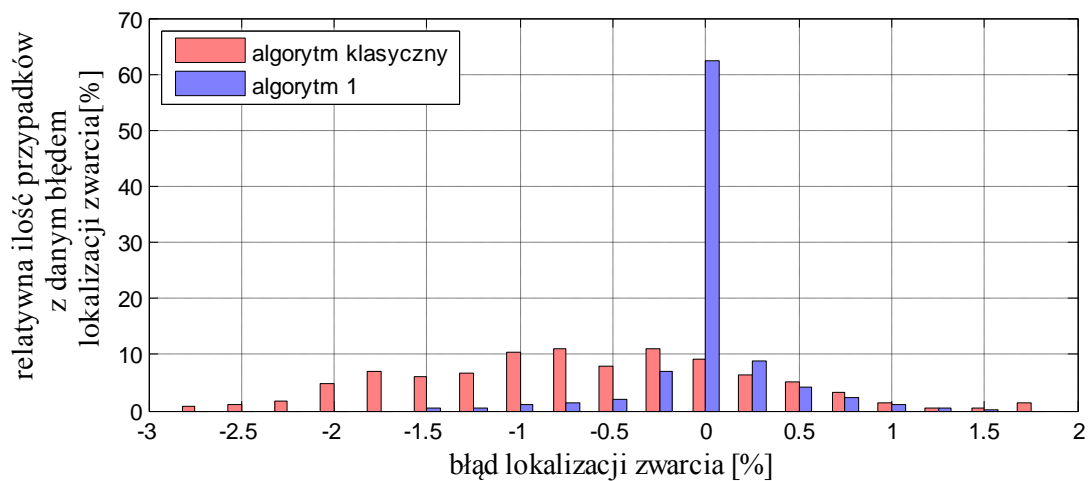
Rys.11.7 Wpływ 3% błędu napięciowego przekładników napięciowego po stronie systemu S oraz R.



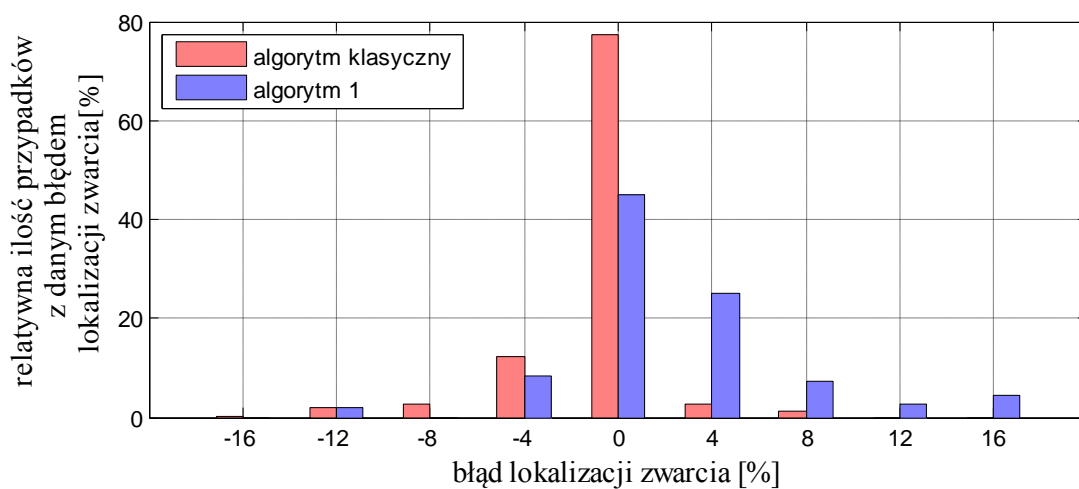
Rys.11.8 Wpływ 3% błędu prądowego przekładników prądowych po stronie systemu S.



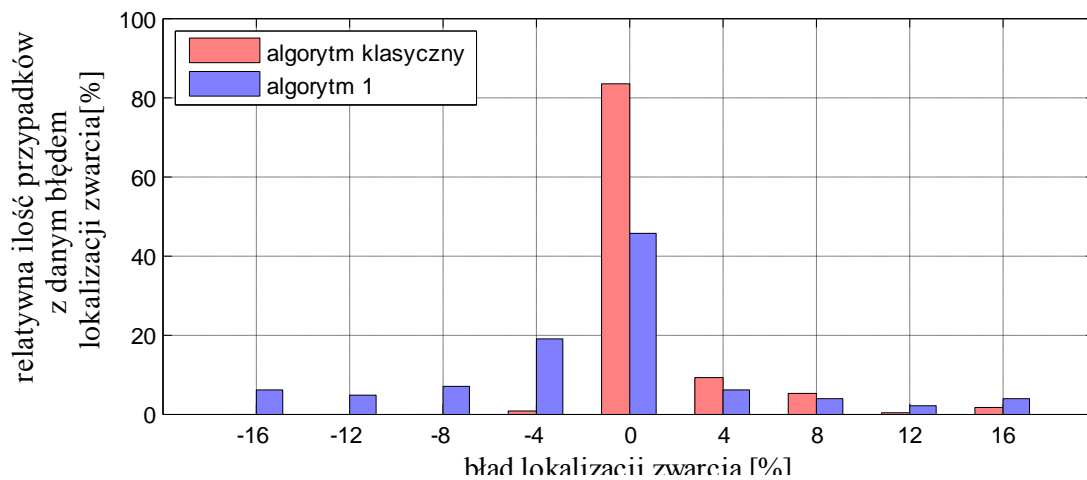
Rys.11.9 Wpływ 3% błędu prądowego przekładników prądowych po stronie systemu R.



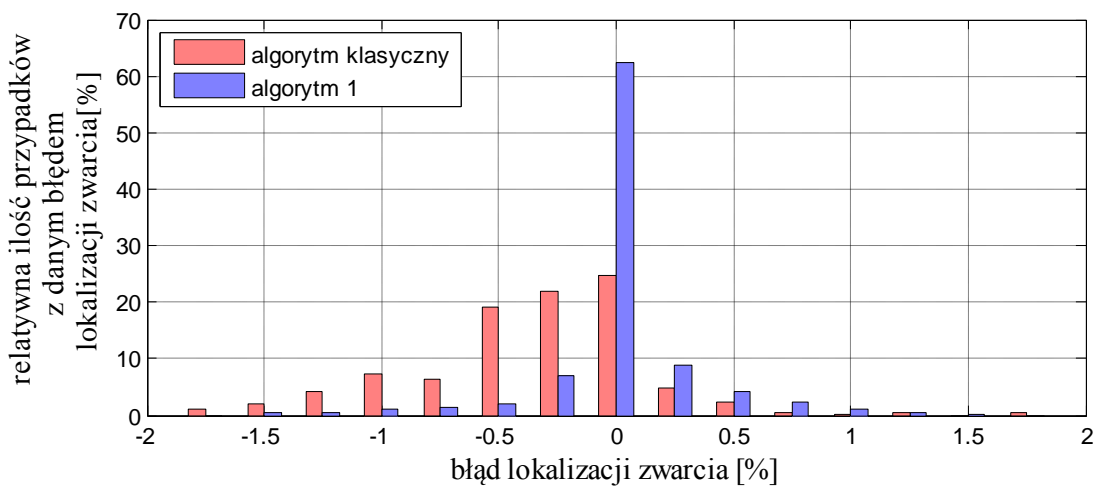
Rys.11.10 Wpływ 3% błędu prądowego przekładników prądowych po stronie systemu R oraz S.



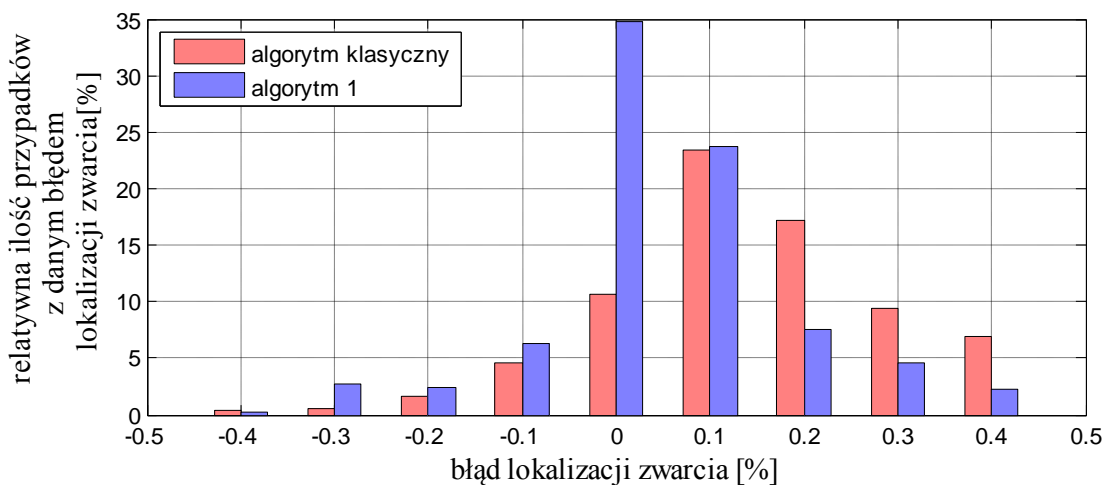
Rys.11.11 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników napięciowych po stronie systemu S.



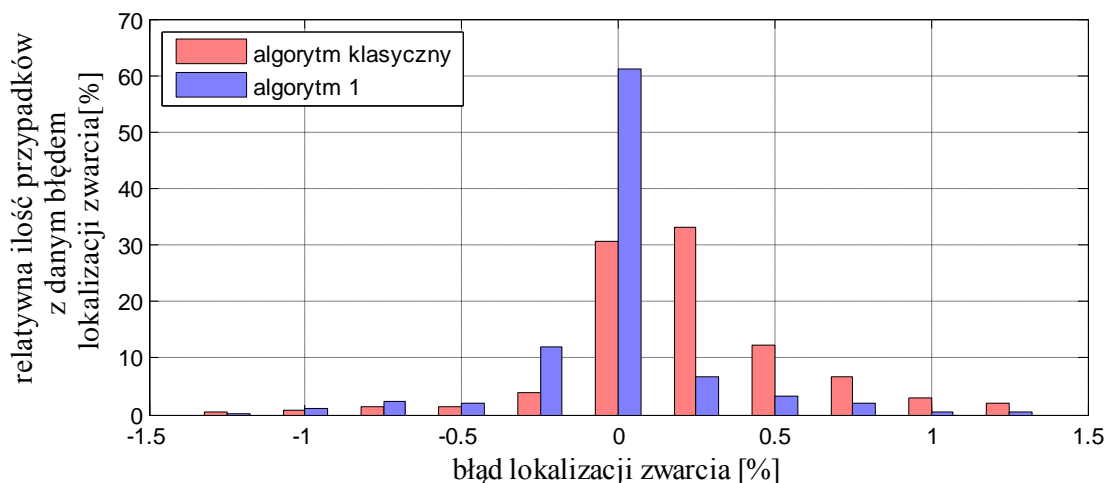
Rys.11.12 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników napięciowych po stronie systemu R.



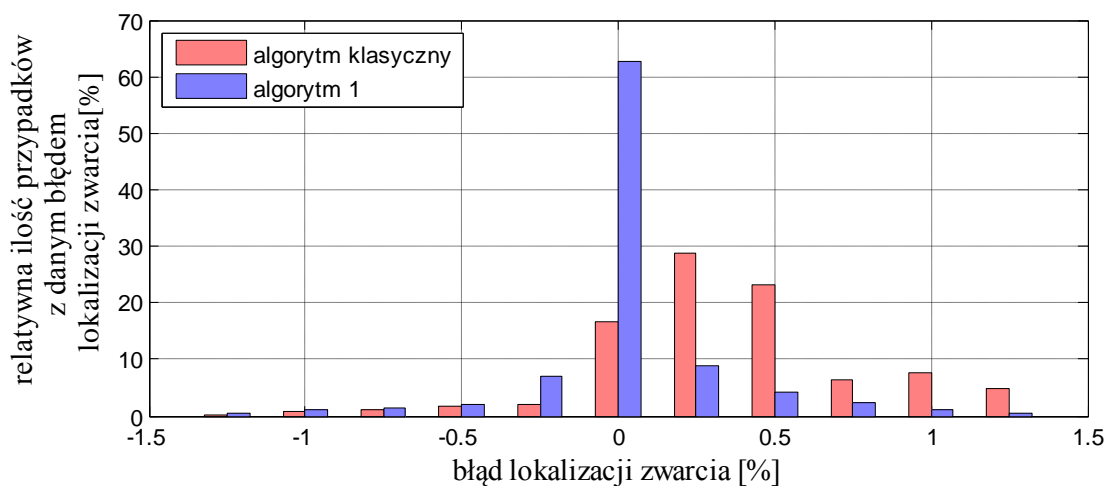
Rys.11.13 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników napięciowych po stronie systemu S oraz R.



Rys.11.14 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników prądowych po stronie systemu S.



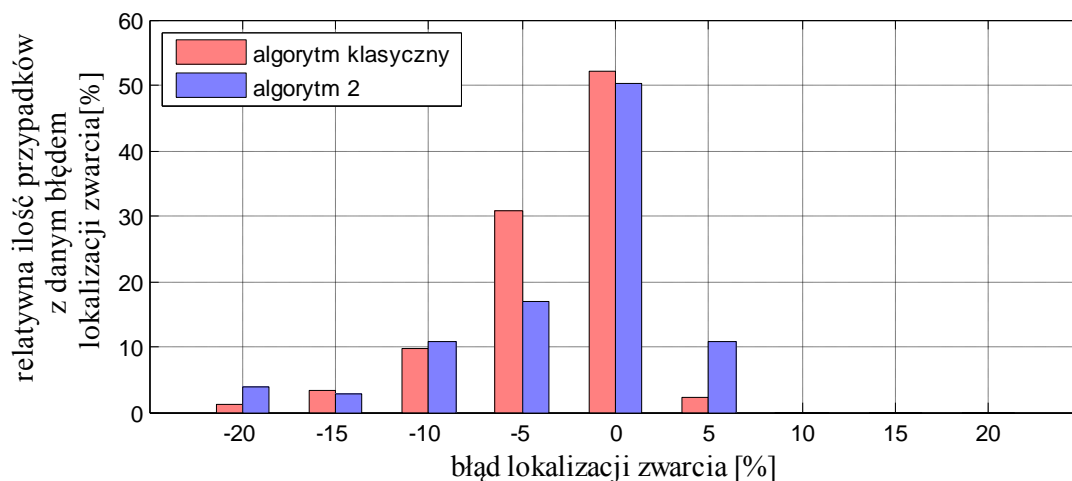
Rys.11.15 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników prądowych po stronie systemu R.



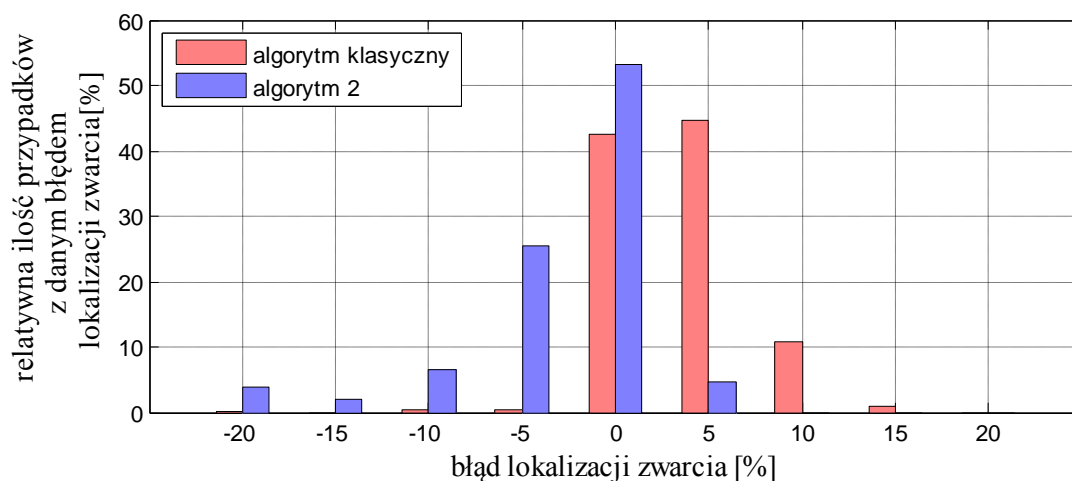
Rys.11.16 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników prądowych po stronie systemu S oraz R.

11.8. Statystyczne wyniki testów algorytmu 2 do lokalizacji zwarcia

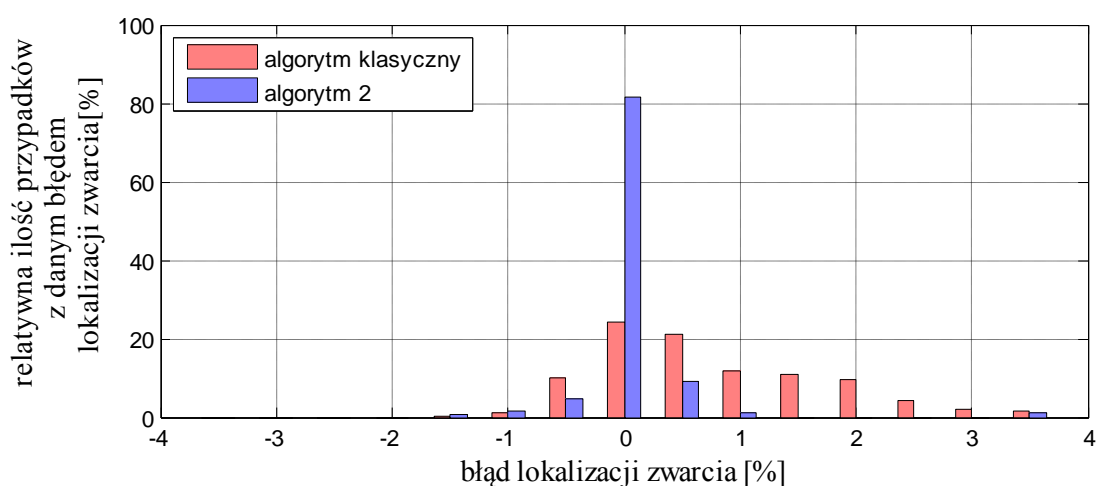
Dla wszystkich symulacji opisanych w rozdziale 8 przeprowadzono porównanie klasycznego algorytmu do lokalizacji zwarcia, opisanego zależnością (4.16) oraz algorytmu zaproponowanego w podrozdziale 4.3. Statystyczne ujęcie wyników dla błędów amplitudowych zostały zebrane na Rys.11.17 do 11.22. Analogicznie dla błędów fazowych przekładników prądowych i napięciowych wyniki zostały zebrane na Rys.11.23 do 11.28:



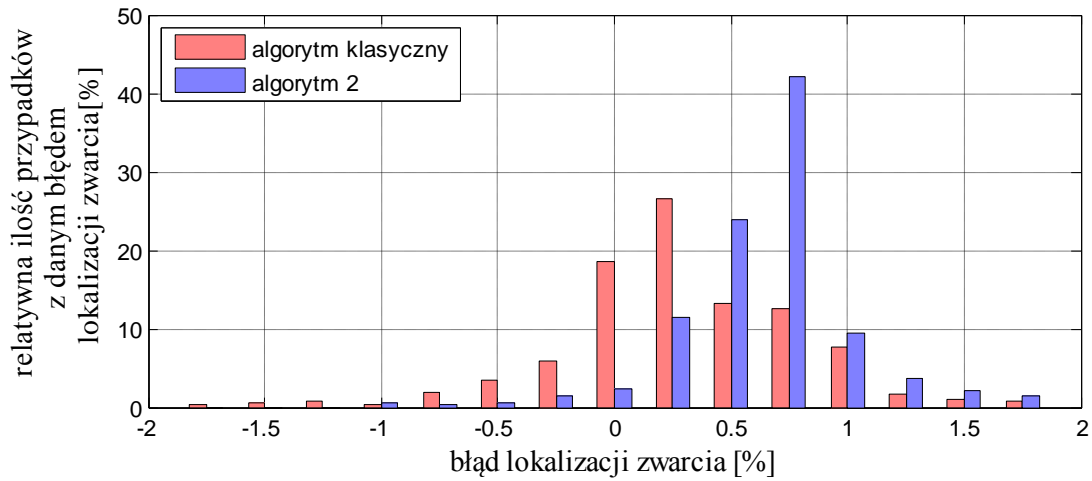
Rys.11.17 Wpływ 3% błędu napięciowego przekładników napięciowych po stronie systemu S.



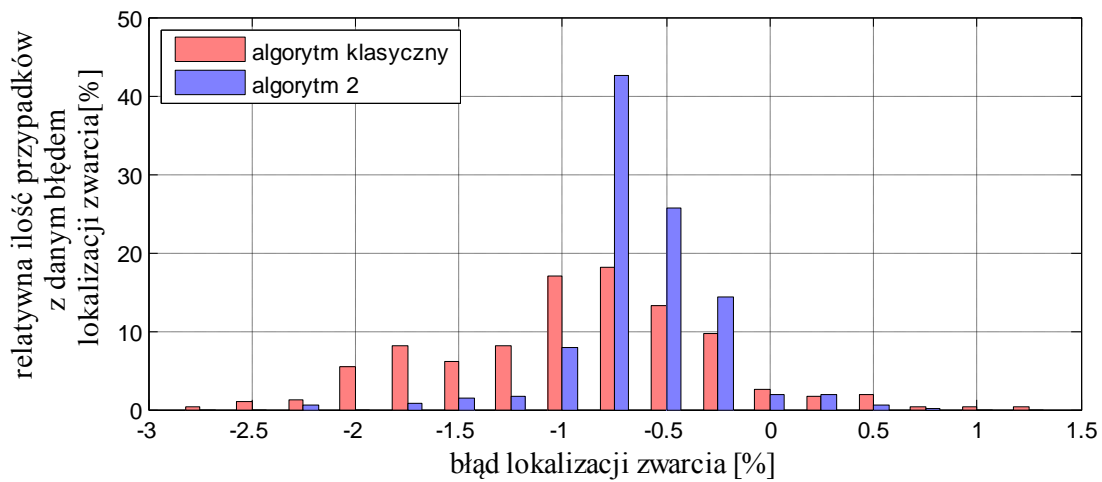
Rys.11.18 Wpływ 3% błędu napięciowego przekładników napięciowych po stronie systemu R.



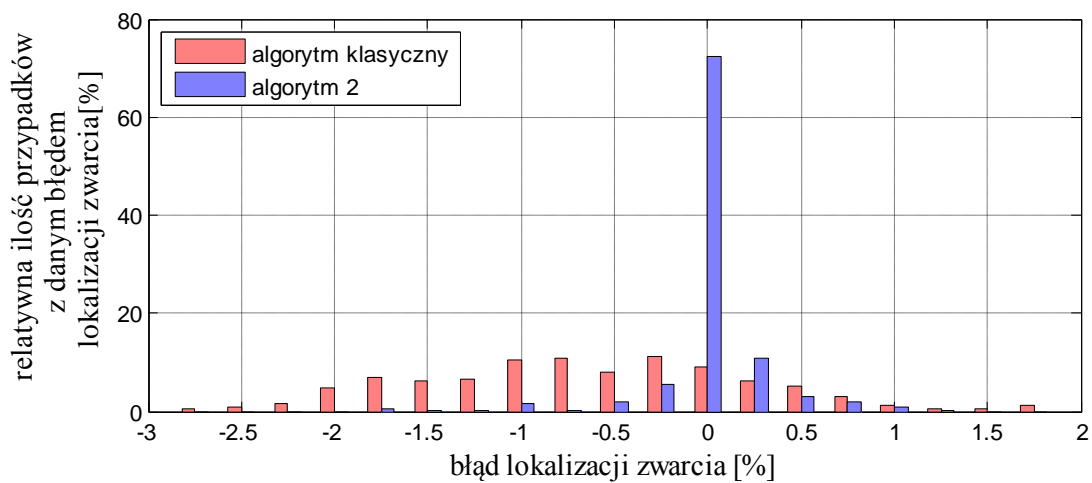
Rys.11.19 Wpływ 3% błędu napięciowego przekładników napięciowego po stronie systemu S oraz R.



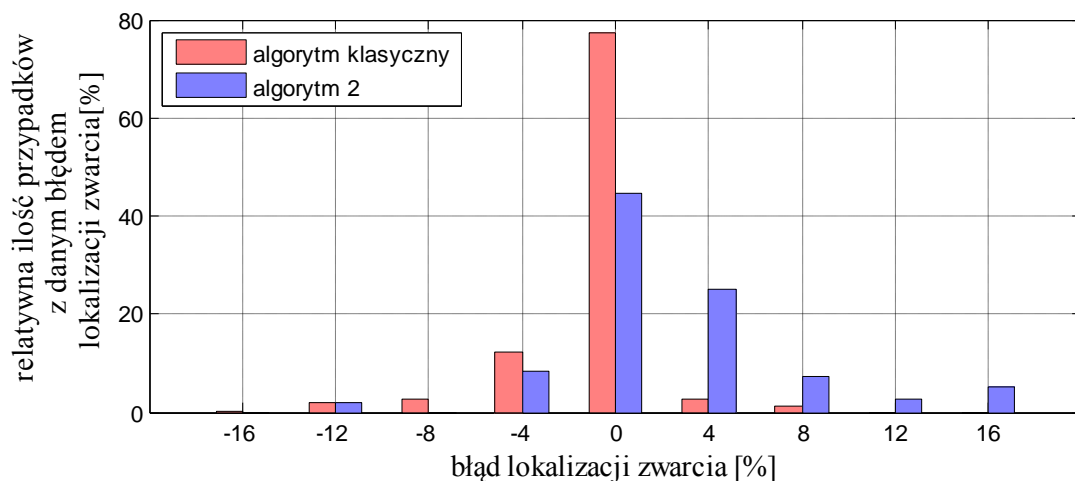
Rys.11.20 Wpływ 3% błędu prądowego przekładników prądowych po stronie systemu S.



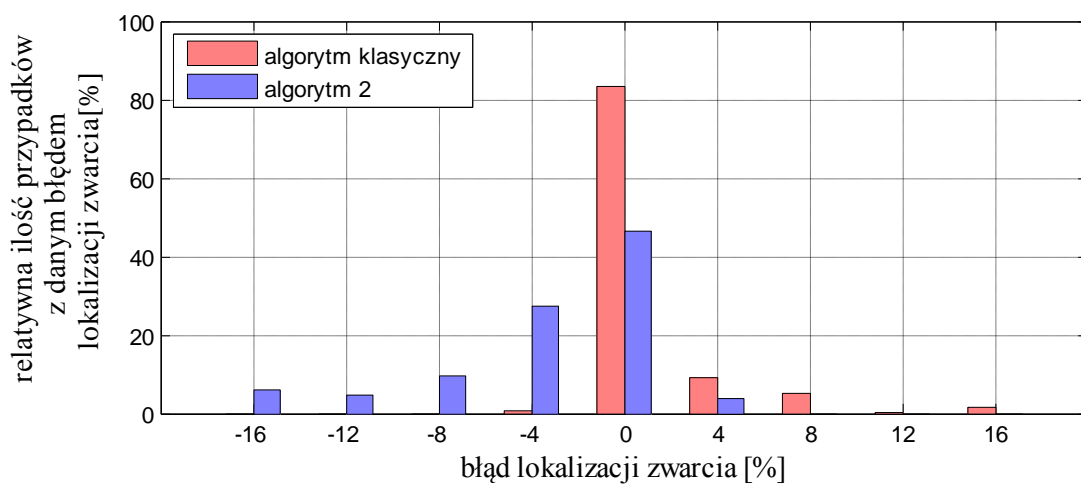
Rys.11.21 Wpływ 3% błędu prądowego przekładników prądowych po stronie systemu R.



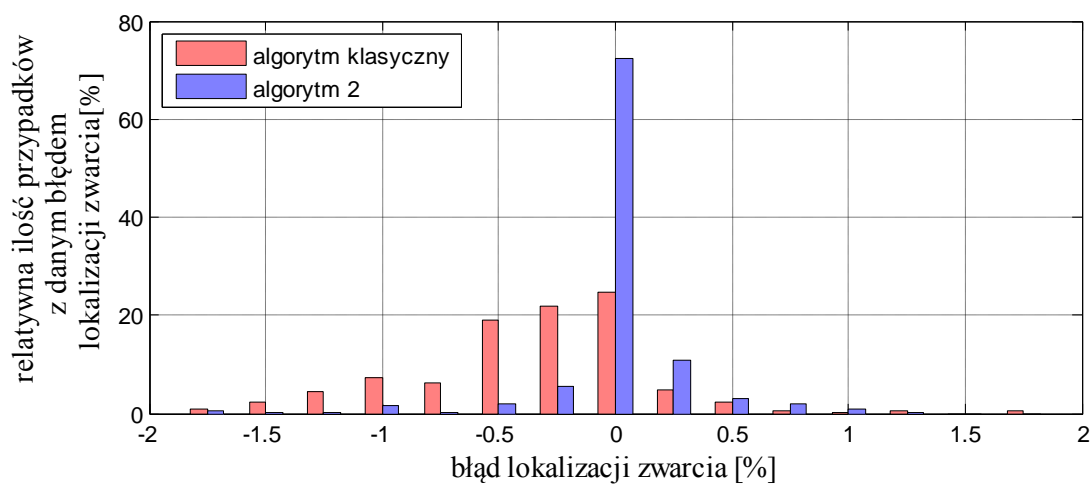
Rys.11.22 Wpływ 3% błędu prądowego przekładników prądowych po stronie systemu R oraz S.



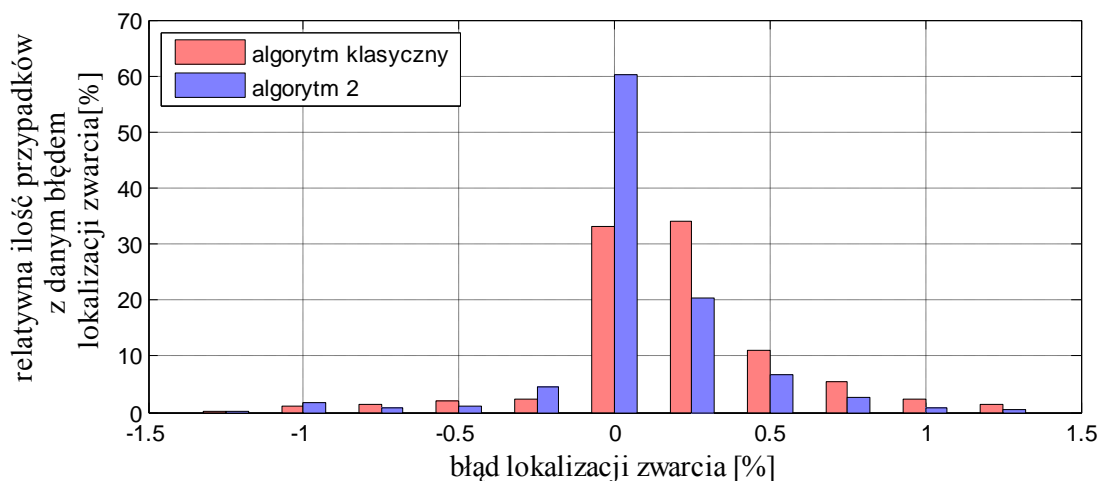
Rys.11.23 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników napięciowych po stronie systemu S.



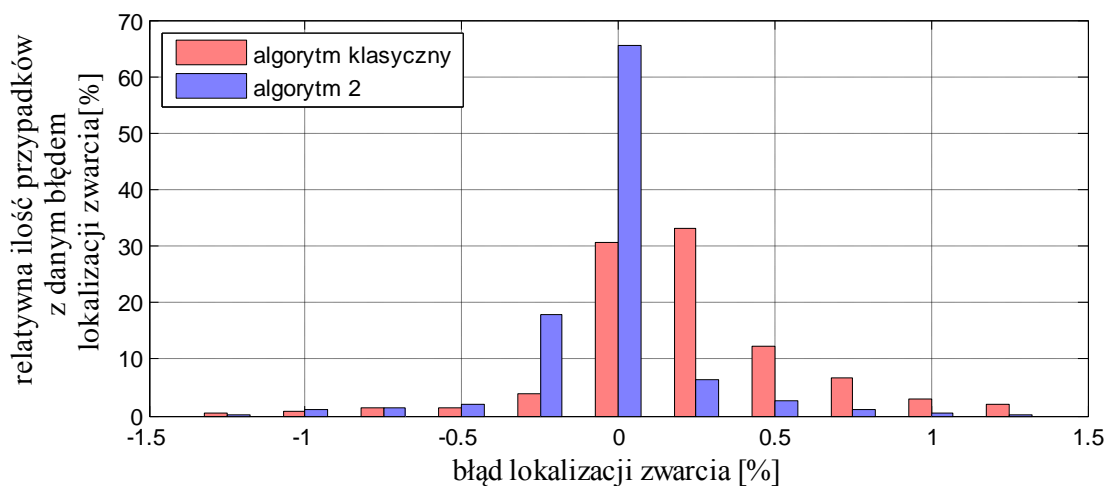
Rys.11.24 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników napięciowych po stronie systemu R.



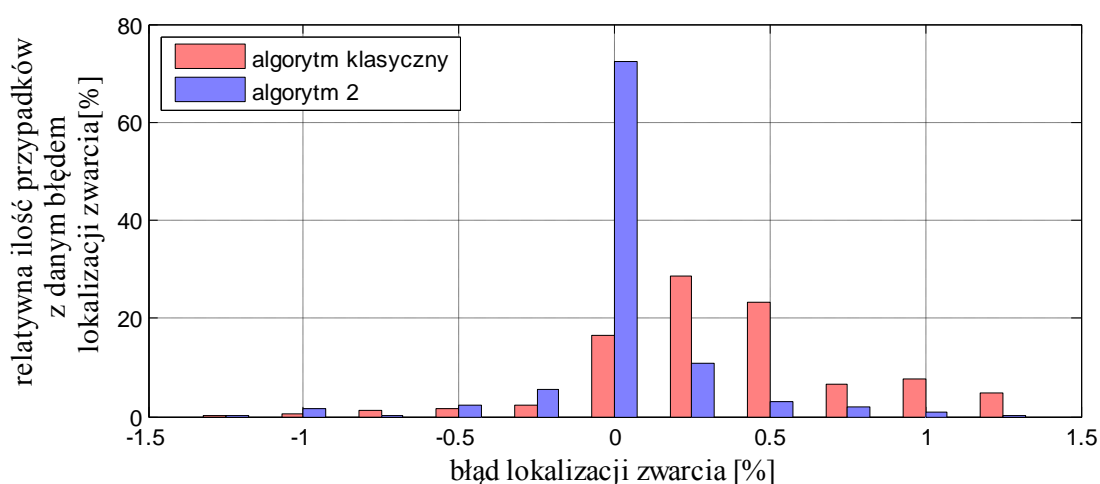
Rys.11.25 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników napięciowych po stronie systemu S oraz R.



Rys.11.26 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników prądowych po stronie systemu S.



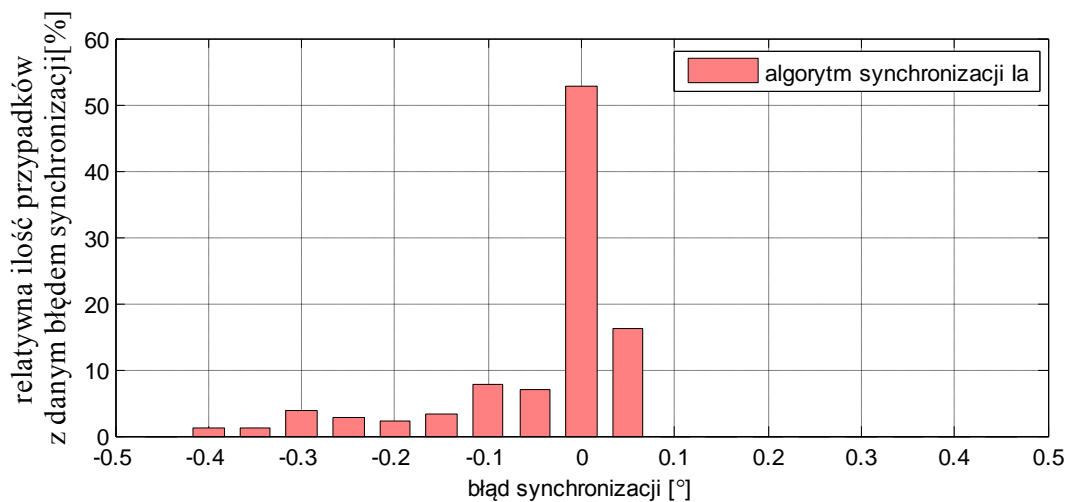
Rys.11.27 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników prądowych po stronie systemu R.



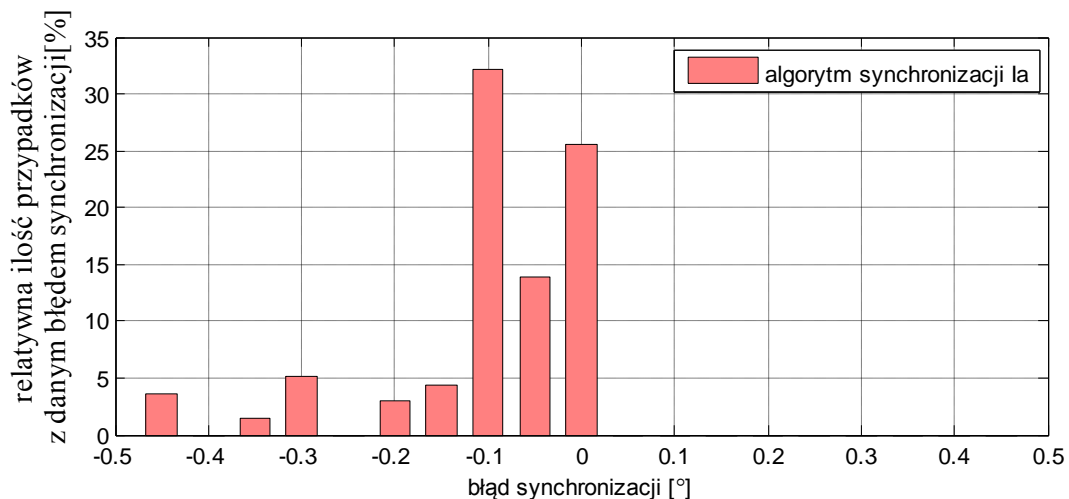
Rys.11.28 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników prądowych po stronie systemu S oraz R.

11.9. Statystyczne wyniki testów algorytmu Ia do synchronizacji pomiarów z obu końców linii

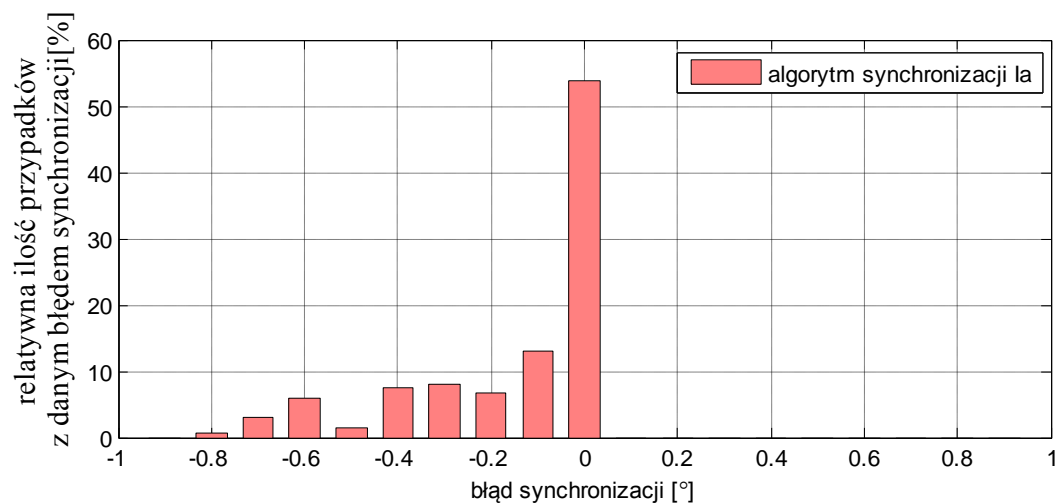
Dla wszystkich stanów przedzwarciowych symulacji, opisanych w rozdziale 8 przeprowadzono testy, określające wpływ błędów przekładników na błąd synchronizacji pomiarów z obu końców linii, za pomocą zależności (6.8). Testom została poddana podstawowa wersja algorytmu bez korekcji, z tego względu testowane przypadki zostały ograniczone do linii o długości do 200km. Statystyczne ujęcie wyników dla błędów amplitudowych zostały zebrane na Rys.11.29 do 11.34. Analogicznie dla błędów fazowych przekładników prądowych i napięciowych wyniki zostały zebrane na Rys.11.35 do 11.40:



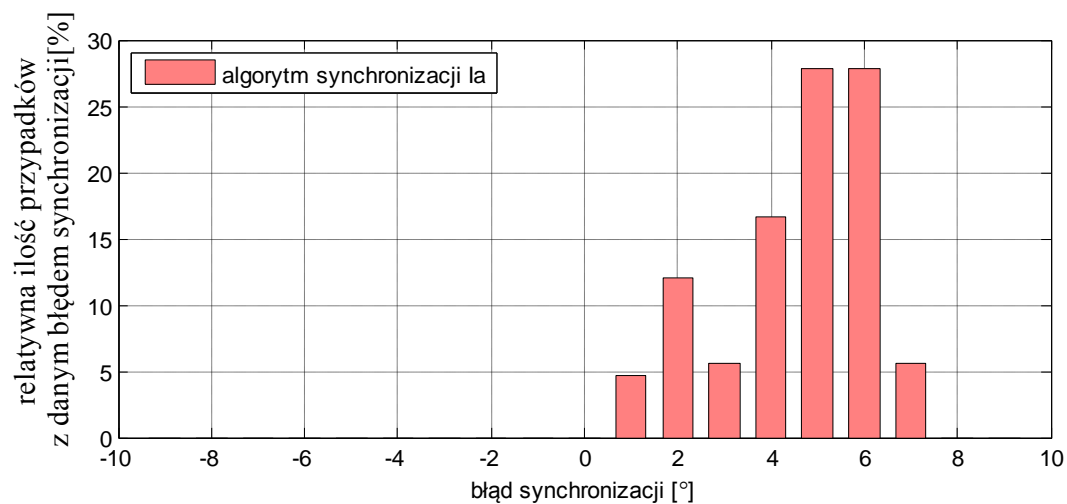
Rys.11.29 Wpływ 3% błędu napięciowego przekładników napięciowych po stronie systemu S.



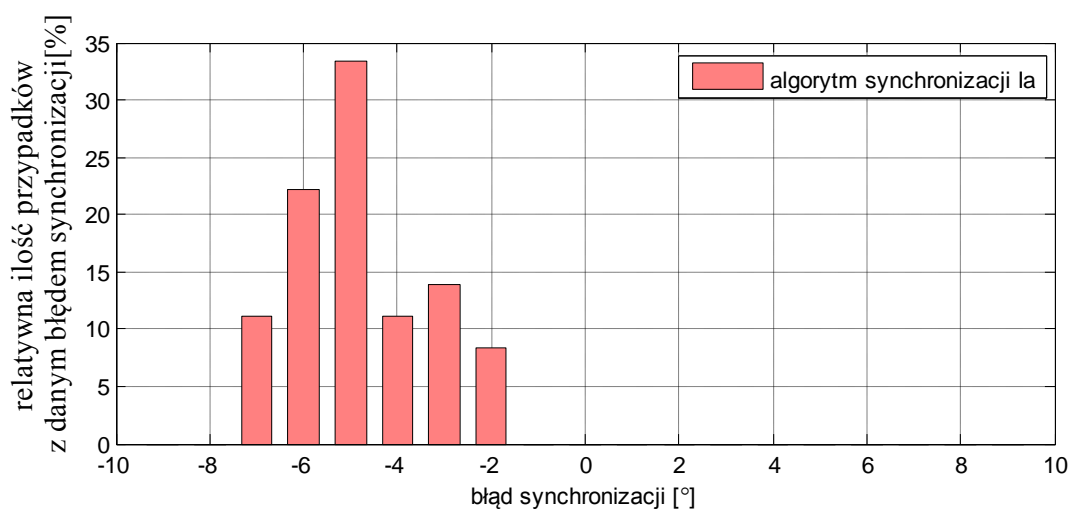
Rys.11.30 Wpływ 3% błędu napięciowego przekładników napięciowych po stronie systemu R.



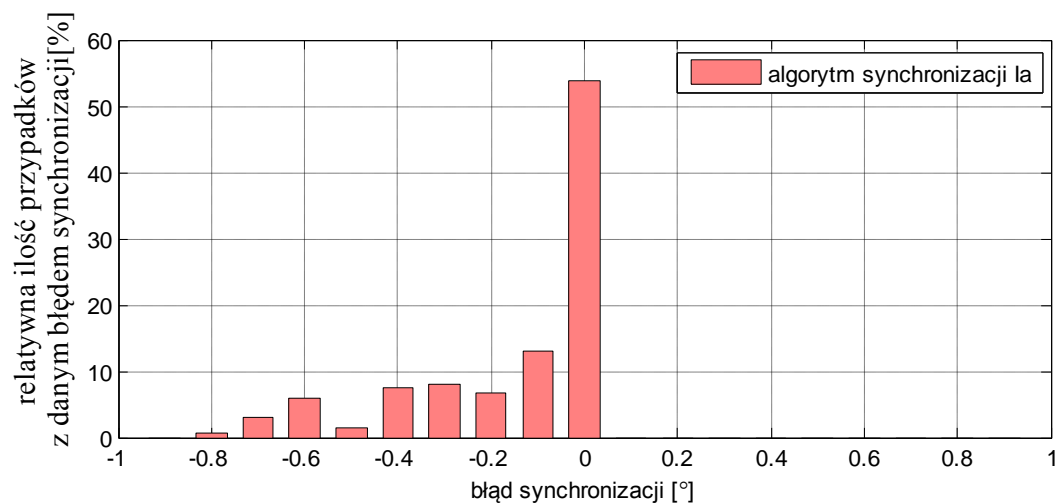
Rys.11.31 Wpływ 3% błędu napięciowego przekładników napięciowego po stronie systemu S oraz R.



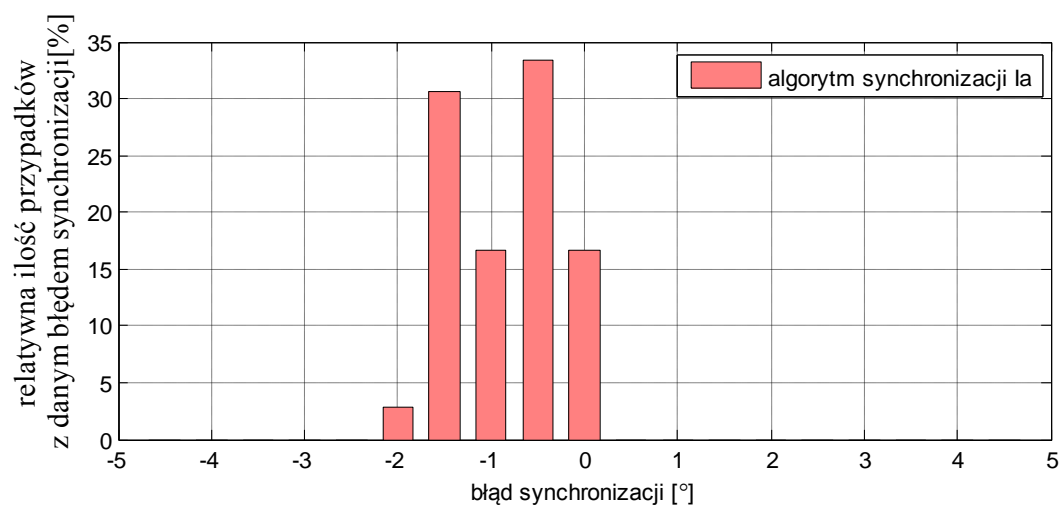
Rys.11.32 Wpływ 3% błędu prądowego przekładników prądowych po stronie systemu S.



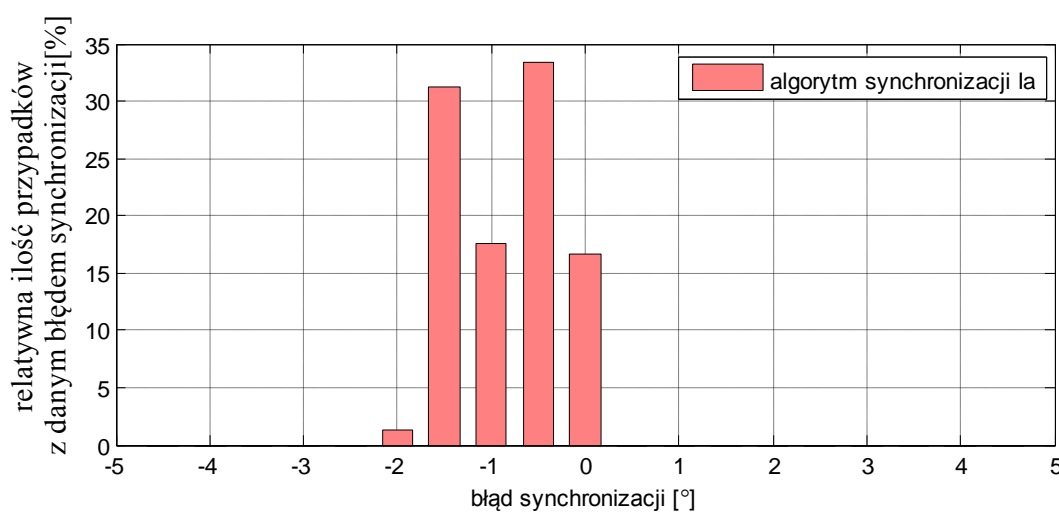
Rys.11.33 Wpływ 3% błędu prądowego przekładników prądowych po stronie systemu R.



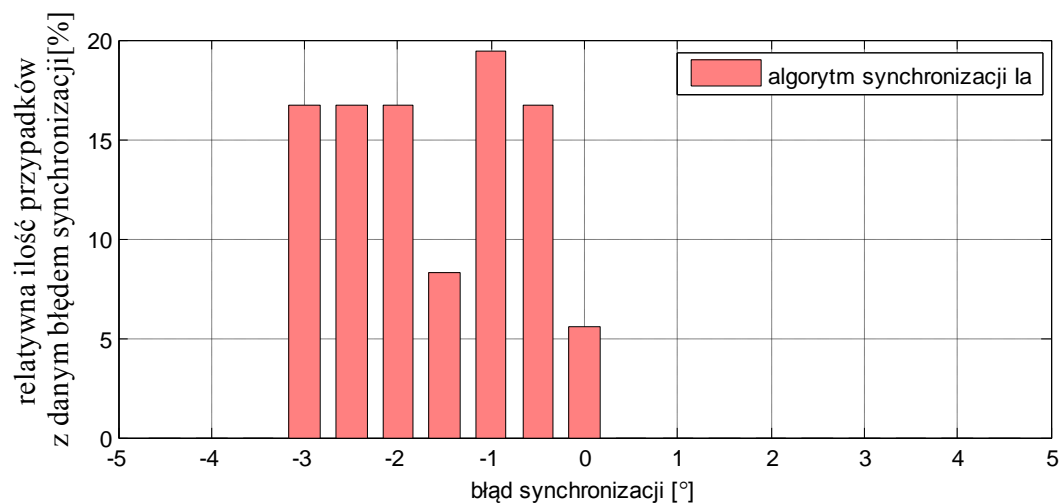
Rys.11.34 Wpływ 3% błędu prądowego przekładników prądowych po stronie systemu R oraz S.



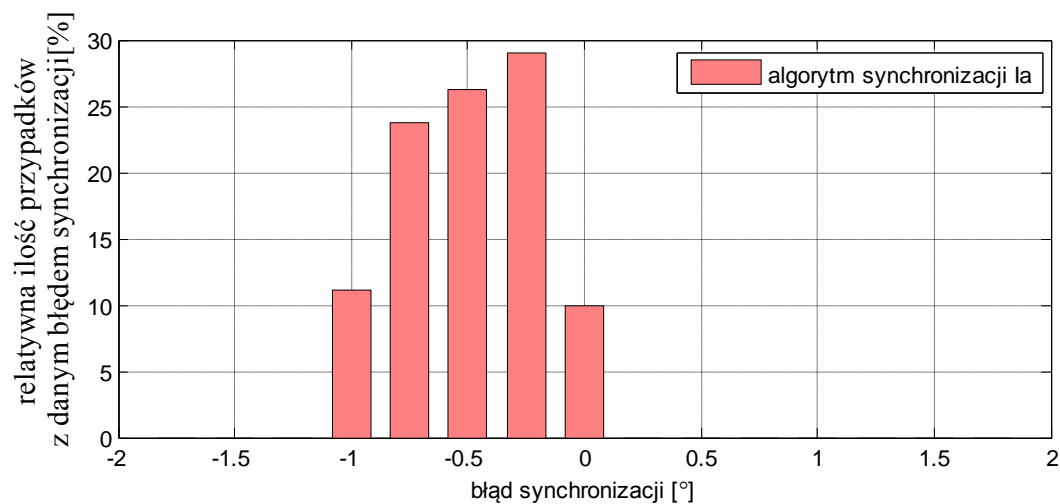
Rys.11.35 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników napięciowych po stronie systemu S.



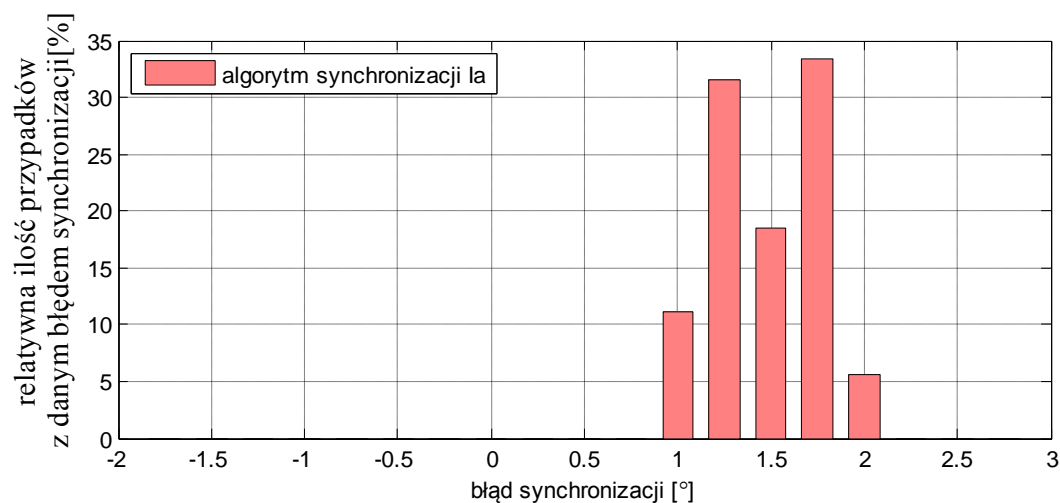
Rys.11.36 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników napięciowych po stronie systemu R.



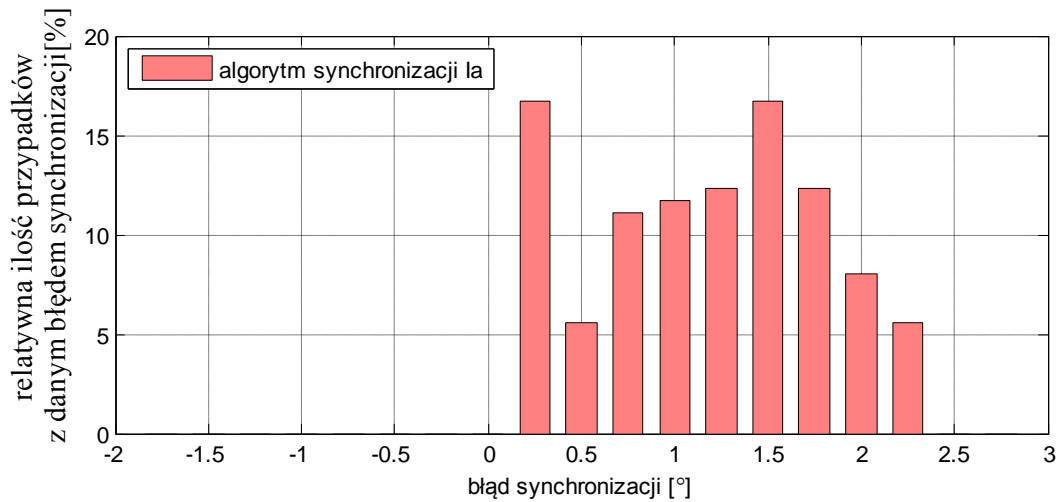
Rys.11.37 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników napięciowych po stronie systemu S oraz R.



Rys.11.38 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników prądowych po stronie systemu S.

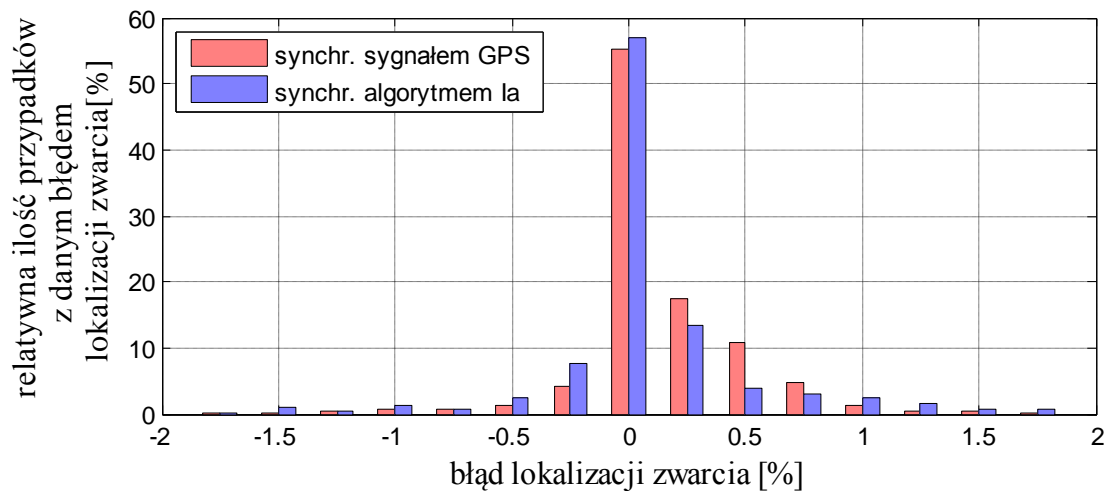


Rys.11.39 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników prądowych po stronie systemu R.



Rys.11.40 Wpływ 1° błędu fazowego przekładników prądowych po stronie systemu S oraz R.

Dodatkowo algorytm Ia do synchronizacji pomiarów z obu końców linii, przedstawiony w rozdziale, został statystycznie porównany z maksymalnym błędem, z jakim możliwa jest synchronizacja pomiarów za pomocą sygnału GPS. Jako najgorszy przypadek przyjęto zgodnie z opisem w podrozdziale 3.2 kąt 0.018° . Statystyczne wyniki porównania obu metod synchronizacji zostały przedstawione na Rys.11.41:



Rys.11.41 Porównanie wpływu na błąd lokalizacji zwarcia ma błąd synchronizacji za pomocą jednej z dwóch metod: synchronizacji za pomocą sygnału GPS oraz analitycznej synchronizacji za pomocą algorytmu Ia, przedstawionego w podrozdziale 6.2.