



Politechnika Wrocławska

DZIEDZINA: Nauki inżynieryjno-techniczne

DYSCYPLINA: Automatyka, Elektronika, Elektrotechnika i Technologie Kosmiczne

ROZPRAWA DOKTORSKA

Adaptacyjne zabezpieczenia mikrosieci

Mgr inż. Karol Świerczyński

Promotor:

dr hab. inż. Marcin Habrych, prof. uczelni

Promotor pomocniczy:

dr inż. Bartosz Brusilowicz

WROCŁAW 2025

Streszczenie

W pracy zaproponowano nowatorskie rozwiązanie zabezpieczania mikrosieci średniego napięcia, w szczególności pracującej jako kontrolowana wyspa. Zgodnie z zapisami zawartymi, między innymi, w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych poszczególnych polskich operatorów praca wyspowa jednostek wytwórczych na sieć publiczną jest obecnie niedozwolona. Jednakże wraz z rozwojem w dziedzinie odnawialnych źródeł energii podejście to może ulec zmianie. W aspekcie tym należy zauważyć, że w przypadku wydzielenia się wyspy, szczególnie zasilanej ze źródeł wytwórczych bazujących na inwerterach (np.: farmy fotowoltaiczne lub wiatrowe), występować mogą trudności z poprawnym działaniem urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Ich podłożem są głównie: niskie poziomy mocy zwarciowej, zmienność kierunków przepływu prądów zwarciowych oraz niejednoznaczność odpowiedzi inwerterowych źródeł rozproszonych na występujące zaburzenia parametrów sieciowych (napięcie, częstotliwość). W związku z tym, stosowane obecnie i dobrze rozpoznane kryteria zabezpieczeniowe nie będą posiadały warunków do poprawnego zadziałania, co w konsekwencji może doprowadzić do braku wykrywania i eliminacji zakłóceń. Wobec tego, głównym celem pracy było zaprojektowanie kryteriów zabezpieczeniowych przystosowanych do pracy w tych nowych warunkach. Skupiono się na technice adaptacji zabezpieczeń elektroenergetycznych, polegającej na automatycznym dostosowywaniu nastaw oraz aktywnych kryteriów zabezpieczeniowych, w zależności od topologii mikrosieci, czyli między innymi faktu posiadania lub braku połączenia z systemem elektroenergetycznym oraz liczby i typów pracujących w mikrosieci źródeł rozproszonych. W celu zaprojektowania nowoczesnych kryteriów zabezpieczeniowych przygotowano modele symulacyjne sieci średniego napięcia, bazujące na parametrach rzeczywistych i reprezentujące fragment rzeczywistej sieci. Opracowano także algorytmy sterowania źródłami rozproszonymi, które umożliwiały symulowanie różnego rodzaju zakłóceń występujących w mikrosieciach, pracujących w połączeniu z systemem elektroenergetycznym oraz jako wyspa. Na podstawie przeprowadzonych badań opracowano adaptacyjny algorytm zabezpieczeniowy oraz szczegółowe wytyczne do jego stosowania.

Słowa kluczowe: mikrosieci, generacja rozproszona, praca wyspowa, elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, zabezpieczenia adaptacyjne, banki nastaw.

Abstract

This doctoral dissertation proposes an innovative solution for protecting medium-voltage microgrids, particularly those operating as controlled islands. According to the technical requirements of individual polish distribution system operators, the islanded operation of generating units connected to the public grid is currently prohibited. However, with advancements in renewable energy sources, this approach may change in the future. In the aspect of islanding, particularly with inverter-based generation sources (e.g., photovoltaic or wind farms), ensuring the proper operation of power system protection devices can be challenging. These challenges are mainly related to low fault current levels, variability in fault current flow directions, and the ambiguity of the response of inverter-based distributed generation sources to disturbances in network parameters (voltage, frequency). As a result, the existing, well-established protection criteria cannot operate effectively under these conditions, leading to failures in detecting faults. Therefore, the primary goal of this study was to develop protection criteria specifically tailored to function in these unique scenarios. The research focused on adaptive power system protection, a technique that automatically adjusts settings and active protection criteria based on the microgrid's topology. Key factors include whether the microgrid is connected to the power system and the number and types of distributed generation sources it contains. Modern protection criteria were developed using simulation models of medium-voltage networks. These models were based on real parameters and represented a fragment of an actual network. Control algorithms for distributed generation sources were also created. These algorithms enabled the simulation of disturbances in microgrids, both when connected to the power system and when operating as controlled islands. Based on the conducted research, an adaptive protection algorithm was developed along with detailed guidelines for its implementation.

Keywords: microgrids, distributed generation, island operation, power system protection, adaptive protection, setting banks.

Spis treści

Streszczenie	3
Abstract.....	5
Spis treści.....	7
Wykaz ważniejszych skrótów i oznaczeń.....	11
1. Wstęp	15
2. Analiza literaturowa zagadnienia.....	23
2.1. Mikrosieci	23
2.2. Warunki pracy zabezpieczeń elektroenergetycznych w mikro sieciach	26
2.3. Trudności związane z eksploatacją zabezpieczeń elektroenergetycznych w mikro sieciach	29
2.4. Zabezpieczenia przystosowane do pracy w mikro sieciach	37
3. Teza, cel i zakres pracy	47
4. Regulacje prawne dotyczące źródeł odnawialnych w aspekcie pracy w stanach zakłóceń	49
4.1. Regulacje prawne dotyczące źródeł odnawialnych obowiązujące w Europie	49
4.1.1. Wymogi ogólne	49
4.1.2. Wymogi dotyczące modułów wytwarzania energii kategorii B i C	50
4.2. Regulacje prawne dotyczące źródeł odnawialnych obowiązujące w Polsce	52
4.2.1. Wymogi ogólne	52
4.2.2. Wymogi dotyczące modułów wytwarzania energii kategorii B i C	53
4.2.3. Wymogi zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.....	54
4.3. Regulacje prawne dotyczące źródeł odnawialnych obowiązujące w innych krajach	55
5. Modele symulacyjne	61
5.1. Model sieci średniego napięcia	61
5.2. Model źródła inwerterowego	63
5.3. Algorytmy sterujące źródłami inwerterowymi	63
5.3.1. Algorytm Grid Following	64

5.3.2. Algorytm Grid Supporting	65
5.3.3. Algorytm Grid Forming	67
5.4. Modele mikrosieci	68
5.4.1. Połączenie z systemem.....	68
5.4.2. Praca wyspowa.....	69
5.5. Weryfikacja modeli symulacyjnych.....	71
6. Adaptacyjny algorytm zabezpieczeniowy	81
6.1. Zwarcia międzyfazowe	82
6.1.1. Kryteria nadprądowe	82
6.1.2. Kryteria bazujące na składowych symetrycznych prądu i napięcia.....	84
6.1.3. Kryteria napięciowe	85
6.1.4. Kryterium podimpedancyjne	86
6.2. Zwarcia doziemne	88
6.2.1. Kryteria bazujące na składowych symetrycznych prądu i napięcia.....	88
6.2.2. Kryteria z grupy admitancyjnych	89
6.2.3. Kryteria czynnomocowe i biernomocowe.....	90
6.2.3. Kryterium impedancyjne dla składowej zerowej	92
6.3. Detekcja pracy wyspowej	93
6.4. Przejście do pracy wyspowej	102
6.4.1. Przejście bezprzerwowe	102
6.4.2. Przejście z przerwą.....	102
7. Testy adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego	103
7.1. Praca mikrosieci w połączeniu z systemem elektroenergetycznym	104
7.1.1. Zwarcia międzyfazowe	104
7.1.2. Zwarcia doziemne	109
7.2. Praca wyspowa mikrosieci zasilanej ze źródła typu Grid Forming	123
7.2.1. Zwarcia międzyfazowe	123
7.2.2. Zwarcia doziemne	139

7.3. Praca wyspowa mikrosieci przy równoległym zasilaniu ze źródeł typu Grid Forming i Grid Supporting.....	151
7.4. Wnioski z badań.....	158
8. Banki nastaw	159
8.1. Ogólne wytyczne doboru nastaw	159
8.1.1. Połączenie mikrosieci z systemem elektroenergetycznym.....	159
8.1.2. Praca wyspowa mikrosieci	159
8.2. Przykład doboru nastaw dla badanej mikrosieci.....	166
8.2.1 Połączenie mikrosieci z systemem elektroenergetycznym.....	169
8.2.2. Praca wyspowa mikrosieci	169
8.3. Podsumowanie	179
9. Wnioski końcowe i podsumowanie rozprawy	181
10. Dorobek naukowy autora.....	185
11. Literatura.....	187
Załącznik 1. Parametry zamodelowanych urządzeń elektroenergetycznych.....	205
Załącznik 2. Model symulacyjny sieci SN	207

Wykaz ważniejszych skrótów i oznaczeń

B_0 – susceptancja doziemna

C_f – pojemność filtra wyjściowego inwertera

V^* – napięcie zadane

G_0 – konduktancja doziemna

$I_{i_{nTR}}$ – prąd znamionowy i-tego transformatora zainstalowanego za punktem zabezpieczeniowym

I_0 – składowa zerowa prądu

I_{012} – składowe symetryczne prądu

I_{0min} – minimalna wartość składowej zerowej prądu wynikająca z naturalnej asymetrii sieci

I_1 – składowa zgodna prądu

I_2 – składowa przeciwna prądu

I_{2nat} – naturalna asymetria sieci (maksymalna wartość składowej przeciwnej prądu w stanie ustalonym)

I_{ABC} – składowe fazowe prądu

I_{Rn} – prąd znamionowy rezystora wymuszającego

I_{dq0} – prąd w dziedzinie dq0

I_{max} – maksymalny prąd generowany przez inwerter

I_n – znamionowy prąd urządzenia

L_f – indukcyjność filtra wyjściowego inwertera

P^* – moc czynna zadana

Q^* – moc bierna zadana

R_L – obciążenie inwertera (sieć elektroenergetyczna)

R_f – rezystancja przejścia (zwarciowa)

U_0 – składowa zerowa napięcia

U_{012} – składowe symetryczne napięcia

U_1 – składowa zgodna napięcia

U_{1n} – znamionowa wartość składowej zgodnej napięcia sieciowego

U_2 – składowa przeciwna napięcia

U_{ABC} – składowe fazowe napięcia

U_{dq0} – napięcie w dziedzinie dq0

U_{min} – minimalna wartość napięcia w stanie przeciążenia
 U_n – znamionowe napięcie sieci
 U_{nf} – znamionowe napięcie fazowe sieci
 U_p – napięcie w punkcie przyłączenia
 Y_0 – admitancja doziemna
 Z_0 – impedancja dla składowej zerowej
 Z_1 – impedancja dla składowej zgodnej
 a, a^2 – operatory obrotu
 a_x, b_x – sumy próbek w półokresach
 c_{1x}, c_{2x} – współczynniki korekcyjne
 f_s – częstotliwość próbkowania
 k_b – współczynnik bezpieczeństwa
 k_c – współczynnik czułości
 k_p – współczynnik wzmocnienia czynnomocowego droop control
 k_q – współczynnik wzmocnienia biernomocowego droop control
 m_{05x} – suma próbek w półokresie z uwzględnieniem korekcji
 $s_x(n)$ – próbka mierzonego sygnału
 $t_x(m)$ – czas trwania danego półokresu
 φ_0 – przesunięcie fazowe pomiędzy wektorami składowej zerowej napięcia i prądu
 f^* – częstotliwość zadana
 f_n – częstotliwość znamionowa
 $\Delta\varphi$ – zmiana przesunięcia fazowego
 AC – prąd przemienny
 $AWSC$ – automatyka wymuszenia składowej czynnej
 DC – prąd stały
 E – napięcie źródła rozproszonego
 EAZ – elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
 $FDIR$ – ang. fault detection isolation restoration
 FRT – ang. fault ride through
 GPZ – główny punkt zasilający
 GR – generacja rozproszona
 $IRiESD$ – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

ODB – odbiór
OSD – operator sieci dystrybucyjnej
OSP – operator sieci przesyłowej
OZE – odnawialne źródła energii
PCC – ang. point of common coupling - punkt przyłączenia do sieci
PLL – ang. phase locked loop – pętla synchronizacji fazy
PTPiREE – Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
PV – ang. photovoltaics - fotowoltaika
PWM – ang. pulse-width modulation – modulacja szerokości impulsu
ROCOF – ang. Rate of Change of Frequency
SCO – samoczynne częstotliwościowe odciążenie
SEE – system elektroenergetyczny
SHG – ang. self-healing grid
SN – średnie napięcie
SPZ – samoczynne ponowne załączenie
SZR – samoczynne załączanie rezerwy
THD – ang. total harmonic distortion – współczynnik zawartości harmonicznych
TPW – transformator potrzeb własnych
TR – transformator
WN – wysokie napięcie
ZAB – zabezpieczenie
 df/dt – szybkość zmian częstotliwości w czasie (tożsame z ROCOF)
nn – niskie napięcie
t – czas
 θ – kąt transformacji dq0
 φ – przesunięcie fazowe
 ω – pulsacja

1. Wstęp

Sieć średniego napięcia (SN), zwana również siecią dystrybucyjną lub rozdzielczą, jest nierozzerwalnie związana z zapewnieniem ciągłości dostaw energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Jej długość w Polsce to 311604 km, co stanowi 37,6% sumarycznej długości polskich linii elektroenergetycznych. Bardziej rozległa jest jedynie sieć niskiego napięcia (nn). Sieci SN na terenie Polski obejmują głównie odcinki napowietrzne, które stanowią 73% długości wszystkich linii elektroenergetycznych SN. Pozostałe 27% to odcinki kablowe [1], [2]. Struktura sieci SN wpływa znacząco na liczbę awarii. Szacuje się, że nawet 70 – 80% to awarie występujące na liniach napowietrznych. Z biegiem lat sieć ta ulega jednak modernizacji, a stosunek procentowy zmienia się na korzyść linii kablowych. Podział sieci średniego napięcia ze względu na wartość napięcia znamionowego kształtuje się następująco [3]:

- 80% stanowią sieci 15 kV,
- 16% stanowią sieci 20 kV,
- 4% stanowią sieci o napięciu 6, 10, 30 kV.

Sieć średniego napięcia zasilana jest z sieci przesyłowo-rozdzielczej 110 kV poprzez transformatory 110 kV/SN, znajdujące się w Głównych Punktach Zasilających (GPZ), a przepływ mocy jest przeważnie jednokierunkowy. Rozdzielnice średniego napięcia najczęściej pracują jako jednosystemowe, dwusekcyjne z łącznikiem w polu sprzęgła. Pozwala to na zapewnienie lepszej pewności zasilania, np. poprzez zastosowanie automatyki Samoczynnego Załączenia Rezerwy (SZR). Daje to również większe możliwości pod względem ruchowym. Sieci SN pracują (w przeciwieństwie do sieci wysokiego napięcia) z nieskutecznie uziemionym punktem neutralnym. Związane jest to z układem połączeń transformatora 110 kV/SN. Najczęściej stosowane są transformatory typu Yd (gwiazda/trójkąt). Oznacza to, że uzwojenie dolnego napięcia połączone jest w trójkąt, a więc taka sieć nie posiada punktu neutralnego galwanicznie połączonego z ziemią. Z tego powodu sieć SN określa się także jako sieć o małym prądzie ziemnozwarciowym. W celu poprawy detekcji i eliminacji zakłóceń ziemnozwarciowych stosuje się uziemienie sztucznego punktu neutralnego sieci SN. W tym celu wykorzystywany jest transformator uziemiający SN/nn o układzie połączeń ZN/yn (zygzak/gwiazda). Warto dodać, że transformator ten wykorzystywany jest również do zasilania potrzeb własnych stacji elektroenergetycznej, w związku z czym nazywany jest często transformatorem potrzeb własnych (TPW). Uzwojenie górnego napięcia połączone w zygzak

posiada punkt neutralny, który to określany jest mianem sztucznego punktu neutralnego sieci SN. W zależności od sposobu pracy sztucznego punktu neutralnego sieci SN wyróżnia się:

- sieci izolowane,
- sieci uziemione przez rezystor,
- sieci z kompensacją ziemnozwarciową (obecnie najczęściej wyposażone w Automatykę Wymuszania Składowej Czynnej (AWSC)).

Wybór rodzaju pracy punktu neutralnego determinuje wartości prądów ziemnozwarciowych, a także rodzaj stosowanych kryteriów zabezpieczeniowych. Obecnie najbardziej popularnym rozwiązaniem są sieci kompensowane z automatyką AWSC. Ten rodzaj uziemienia stosuje się przede wszystkim w przypadku, gdy w sieci zasilanej z danego GPZ-tu dominują linie napowietrzne. Sieć tego typu charakteryzuje się najmniejszymi spośród trzech wymienionych rodzajów sieci wartościami prądów ziemnozwarciowych oraz dużą zdolnością do gaszenia zwarć łukowych, a w konsekwencji mniejszą liczbą wyłączeń linii i mniejszymi przerwami dla odbiorców. Wadą tej sieci są stosunkowo duże przepięcia ziemnozwarciowe oraz duży koszt inwestycyjny. W przypadku miejskich sieci kablowych najchętniej wykorzystywanym rozwiązaniem jest uziemienie punktu neutralnego przez rezystor. Sieć tą charakteryzuje prąd ziemnozwarciowy o stosunkowo dużej wartości, co jest pozytywnym aspektem w kwestii wykrywania i eliminacji zwarć doziemnych przez zabezpieczenia. Jednakże wpływa to również na zaostrzenie wymagań w kwestii ochrony przeciwporażeniowej oraz uziemień słupów i stacji transformatorowych. Najrzadziej stosowanym rozwiązaniem jest sieć izolowana. Występuje w nielicznych przypadkach, w szczególności w miastach takich jak Kraków czy Zamość [4] oraz jako sieci górnicze. Zastosowanie takiej sieci wiąże się ze znikomym kosztem inwestycyjnym, jednak jej eksploatacja może powodować pewne trudności. Mają one związek z bardzo dużymi przepięciami ziemnozwarciowymi oraz ryzykiem występowania zwarć przerywanych i powtarzających się. Może to prowadzić do powstawania lawinowych uszkodzeń w sieciach kablowych.

W dzisiejszych czasach sieci SN są najbardziej dynamicznie rozwijającymi się sieciami. Do niedawna przepływ mocy był głównie jednokierunkowy, jednak obecnie tendencja ta ulega zmianie. Ma to związek ze znaczącym wzrostem w dziedzinie odnawialnych źródeł energii (OZE). Istnieją plany, które mają na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej Unii Europejskiej do 2050 roku. Jest to duże wyzwanie zarówno pod względem technicznym, jak i legislacyjnym, które wymaga wdrożenia wielu innowacyjnych rozwiązań. Pod uwagę brane są koncepcje lokalnych mikrosieci opartych na odnawialnych źródłach energii,

współpracujących z magazynami energii i elektromobilnością. Miałyby one działać w ramach regionalnych klastrów energii, czyli małych spółdzielni energetycznych. W aspekcie tym wyróżnić można scenariusze współpracy takie jak:

- R2H (renewable-to-home) oraz R2G (renewable-to-grid),
- B2H (battery-to-home) oraz B2G (battery-to-grid),
- V2H (vehicle-to-home) oraz V2G (vehicle-to-grid).

Rozwiązania te umożliwiłyby optymalne wykorzystanie zasobów pochodzących z odnawialnych źródeł energii. Ponadto poprawie uległaby pewność dostaw energii do odbiorców. Jednym z czynników przybliżających do osiągnięcia tego celu jest przyłączanie coraz większej liczby źródeł rozproszonych [5]. Źródła te można podzielić na dwie główne grupy:

- inwerterowe (farmy fotowoltaiczne i wiatrowe),
- synchroniczne (np. biogazownie).

Wpływ generacji rozproszonej o mocy nieprzekraczającej 10 MW nie ma znaczenia systemowego. Jednakże istotne jest jej oddziaływanie na pracę sieci SN – szczególnie w przypadku źródeł inwerterowych. Linie z przyłączonymi OZE zmieniają charakter swojej pracy z promieniowej na dwustronnie zasilaną. W związku z tym pojawia się potrzeba odmiennego podejścia do kwestii ich sterowania i zabezpieczania. Stosowane do tej pory kryteria zabezpieczeniowe mogą okazać się niewystarczające do zapewnienia bezpiecznej pracy sieci. W wielu publikacjach przewidywane są problemy z pracą zabezpieczeń elektroenergetycznych w sieciach z dużą liczbą generacji rozproszonej opartej na inwerterach [6]–[8].

W celu ustalenia oddziaływania źródeł rozproszonych na pracę sieci średniego napięcia należy wziąć pod uwagę wiele aspektów, zarówno technicznych jak i prawnych. W obowiązujących w Polsce dokumentach, publikowanych przez Operatorów Sieci Dystrybucyjnych (OSD), takich jak Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD)[9], brakuje szczegółowych wymagań dotyczących przyłączania inwerterowych jednostek wytwórczych do sieci średniego napięcia. Znaleźć można w niej zapisy dotyczące źródeł przyłączanych do sieci 110 kV. W przeciwieństwie do innych europejskich krajów, jak na przykład Danii [10], [11], Niemiec [12], czy Grecji [6] brak jest sprecyzowanych warunków przyłączania, zachowania się źródeł rozproszonych w czasie zwarcia, a także aspektów związanych z regulacją mocy biernej. Pośrednim rozwiązaniem tego problemu jest wprowadzenie Kodeksu Sieci [13], który wszedł w życie na podstawie Rozporządzenia Komisji

(UE) oraz deklaracje producentów inwerterów dotyczące spełnienia przez produkowane przez nich urządzenia warunków zawartych w normie PN-EN 50549 [14]. Kodeks Sieci zawiera ogólne warunki i wymagania, które powinny zostać dostosowane do krajowej sieci, a następnie wprowadzone do IRiESD. W tym kierunku zostały podjęte już pierwsze działania, a ich efektem jest opublikowanie przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) dokumentu zatytułowanego „Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG)” [15]. Dokument ten opisuje zachowanie jednostek wytwórczych w różnych stanach awaryjnych. Jego zapisy nie zostały jednak do tej pory wprowadzone do obowiązujących w spółkach dystrybucyjnych instrukcji.

Brak standaryzacji i szczegółowych wymagań dotyczących oprogramowania sterującego inwerterami może powodować pewne problemy eksploatacyjne oraz prowadzić do niekorzystnych zjawisk zachodzących w systemie elektroenergetycznym (SEE). Skutkuje to niejednoznacznością odpowiedzi inwerterów na zmiany parametrów opisujących pracę SEE. Powodem tego są różnice występujące w implementowanych algorytmach sterowania inwerterami. W zależności od producenta, urządzenia mogą różnie kontrolować parametry generowanych prądów i napięć [6]. Przykładem takich problemów jest awaria, która miała miejsce w 2016 roku w stanie Kalifornia, w USA. W wyniku powstałego zakłócenia w pracy systemu elektroenergetycznego zbędnemu wyłączeniu uległy OZE o mocy 1200 MW [16]. Przyczyną tej awarii były liczne zwarcia w liniach przesyłowych, znacznie oddalonych od źródeł fotowoltaicznych, do których dochodziło na skutek pożarów. Analizując przebiegi zwiarciove zarejestrowane w czasie tego zakłócenia, zaobserwować można zaburzenia w przebiegach czasowych napięć i towarzyszące im skokowe zmiany kąta fazowego. Następstwem tych zmian były znaczące błędy w pomiarze częstotliwości i spadek mierzonej wartości częstotliwości poniżej poziomu powodującego zadziałanie zabezpieczeń podczęstotliwościowych w inwerterach, nastawionych w analizowanym przypadku na 57 Hz. Skutkiem tego było niezamierzone wyłączenie generacji rozproszonej o znaczącej mocy 1200 MW. W rzeczywistości jednak wartość częstotliwości nie spadła poniżej 59,8 Hz. W celu zapobieżenia podobnym awariom w ośrodkach naukowych na całym świecie prowadzone są badania nad nową generacją zabezpieczeń elektroenergetycznych. Świadczą o tym liczne publikacje branżowe, których tematyka obecnie zdominowana jest przez odnawialne źródła energii [17].

Z punktu widzenia problemów technicznych, innym, niekorzystnym zjawiskiem związanym z instalowaniem coraz większej liczby źródeł rozproszonych w głębi sieci jest możliwość występowania niekontrolowanej pracy wyspowej, która w dzisiejszych czasach (zgodnie z IRIESD) jest niedozwolona [9]. W przeszłości, gdy odnawialne źródła energii nie były tak rozpowszechnione, a praktycznie wszystkie linie pracowały jako promieniowe, zagrożenie takie nie występowało i po awaryjnym wyłączeniu linii nie było możliwości pojawienia się napięcia w głębi sieci. Obecnie praca wyspowa rozproszonych źródeł wytwórczych zaczyna być powszechnie analizowanym zagadnieniem. Negatywne cechy tego zjawiska mają związek, między innymi, z niedopasowaniem się w przeważającej liczbie przypadków mocy generowanej przez źródła rozproszone i mocy odbiorów. Prowadzi to do odchyłek częstotliwości. Obecnie stosowane zabezpieczenia od pracy wyspowej bazują właśnie na takich pomiarach i w przypadku wykrycia zmiany częstotliwości w wydzielonej wyspie wyłączają one rozproszone jednostki wytwórcze. Kolejnym aspektem, z powodu którego praca wyspowa została zabroniona jest zasilanie miejsca zwarcia przez źródła rozproszone. Brak przerwy beznapięciowej doprowadzić może do utrzymywania się łuku elektrycznego i wystąpienia problemów z eliminacją zwarć. W celu zapobieżenia temu zjawisku po wyłączeniu linii musi nastąpić także wyłączenie generacji rozproszonej. Umożliwi to w liniach wyposażonych w automatykę Samoczynnego Ponownego Załączenia (SPZ) usunięcie przemijającego zwarcia w cyklu WZ (wyłącz-załącz).

Cechą, która w sposób znaczący odróżnia źródła inwerterowe od synchronicznych jest poziom prądów i mocy zwarciovych. Generacja rozproszona oparta na inwerterach charakteryzuje się niskimi wartościami prądów i mocy zwarciovych w porównaniu ze standardowymi generatorami synchronicznymi. Jest to spowodowane tym, że źródła inwerterowe nie są w stanie dostarczyć do sieci prądu zwarciovego o dużej wartości, ze względu na ograniczenia wynikające z ich sterowania. Zazwyczaj ich prąd zwarciovym limitowany jest do wartości 1,2 prądu znamionowego inwertera. Ograniczenie to wynika w szczególności z konieczności ochrony wrażliwych na ciepło elementów energoelektronicznych [7]. Ograniczenie mocy zwarciowej bezpośrednio wpływa na skuteczność działania zabezpieczeń elektroenergetycznych. W szczególności związane jest to z nastawami prądowymi o dużej wartości, przystosowanymi do pracy w systemie o dużej mocy zwarciowej. Dodatkowym problemem, który wpływa na zmianę podejścia w kwestii zabezpieczenia sieci dystrybucyjnych z dużą liczbą przyłączonych źródeł rozproszonych jest zmiana rozptyłów prądów. W przypadku wystąpienia awarii w sieci jednostronnie zasilanej

rozpływ prądów zwarciovych ma znany charakter i ich przepływ odbywa się od źródła zasilania do miejsca zwarcia. Sytuacja zmienia się jednak, gdy w głębi sieci istnieją inne źródła w postaci generacji rozproszonej. Prądy zwarciove płyną do miejsca zwarcia z każdej jednostki wytwórczej. Oznacza to, że przy braku zastosowania blokady kierunkowej w punktach zabezpieczeniowych, nastąpić mogą niepożądane, zbędne zadziałania zabezpieczeń i wiążące się z tym wyłączenia odbiorców. W przypadku wystąpienia awarii należy także zwrócić uwagę na zachowanie się generacji rozproszonej przyłączonej do danej linii. Jak wspomniano wcześniej, praca wyspowa jednostek wytwórczych nie jest obecnie dozwolona i wyłączeniu linii towarzyszyć powinno wyłączenie źródeł rozproszonych w niej pracujących. Obecnie realizowane jest to przez kryteria związane z pomiarem częstotliwości - takie jak kryterium podczęstotliwościowe i kryterium szybkości zmian częstotliwości df/dt . Zabezpieczenie chroniące przed niekontrolowaną pracą wyspową realizowane może być także na podstawie wykrywania skokowej zmiany kąta fazowego napięcia – Vector Shift. Druga metoda nie jest jednak rozpowszechniona w Polsce. Ponadto europejscy operatorzy wycofują się z wykorzystywania tego kryterium ze względu na trudności towarzyszące jego eksploatacji [18].

W dotychczas funkcjonującym krajowym systemie elektroenergetycznym praca wyspowa jednostek wytwórczych nie jest dozwolona, a przypadki nieintencjonalnego wydzielenia się wyspy powinny być niezwłocznie eliminowane. Jednakże wraz z rozwojem w dziedzinach takich jak odnawialne źródła energii oraz elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa zaczynają pojawiać się nowe możliwości techniczne, a wykorzystanie ich w odpowiedni sposób prowadzić może do zmiany podejścia w kwestii pracy wyspowej. Tym nowoczesnym spojrzeniem są mikrosieci, czyli fragmenty sieci dystrybucyjnej o wysokim rozpowszechnieniu generacji rozproszonej, które w zależności od potrzeby pracować mogą w połączeniu z systemem elektroenergetycznym lub jako kontrolowana wyspa. Ich zastosowanie wpłynąć może na poprawę pewności zasilania dla odbiorców końcowych, a także na optymalizację wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Idea ta, wydaje się być przyszłościowym rozwiązaniem, na którym oparte będzie funkcjonowanie nowego, dostosowanego do aktualnych możliwości technicznych systemu elektroenergetycznego. W związku z tym w wielu jednostkach naukowych na całym świecie prowadzone są liczne badania w tej tematyce [19]–[22]. Obecnie jednak istnieje wiele technicznych trudności, które uniemożliwiają wprowadzenie koncepcji mikrosieci. Dotyczą one głównie negatywnego wpływu inwerterowych jednostek wytwórczych pracujących w stanach zakłóceń na działanie

urządzeń automatyki zabezpieczeniowej w mikrosieciach. Głównym problemem rzutującym bezpośrednio na działanie urządzeń EAZ jest kłopot z niskimi poziomami prądów zwarciovych wytwarzanych przez inwertery. Ze względu na tę właściwość proste zabezpieczenia nadprądowe, skuteczne w obecnych sieciach o dużych mocach zwarciovych, mogą nie działać poprawnie. Ograniczenia prądów zwarciovych wynikające z algorytmu sterowania inwertera sprawiają, że ich wartości są tylko nieznacznie wyższe od prądów roboczych. Powoduje to spadek czułości zabezpieczeń, co może prowadzić do braku eliminacji zakłóceń występujących w sieciach SN.

Według naukowców zajmujących się tematyką mikrosieci usprawnienie działania zabezpieczeń w nich pracujących odbywać się może na różne sposoby. Najprostszą metodą wydaje się być zwiększenie poziomów prądów zwarciovych poprzez przewymiarowanie inwerterów. Jest to jednak nieefektywne ekonomicznie rozwiązanie. Innym, o wiele ciekawszym i bardziej rozwojowym podejściem jest zastosowanie zabezpieczeń adaptacyjnych. Jest to rodzaj zabezpieczeń elektroenergetycznych, wyposażonych w kilka banków nastaw oraz kryteriów zabezpieczeniowych, dostosowanych do funkcjonowania w różnych warunkach pracy. Nastawy te wybierane są w sposób automatyczny, zależny od aktualnej topologii pracy sieci lub wydzielenia się mikrosieci. Głównymi kryteriami definiującymi warunki pracy zabezpieczeń adaptacyjnych są:

- połączenie z systemem elektroenergetycznym lub jego brak,
- liczba przyłączonych jednostek wytwórczych,
- aktualna produkcja energii ze źródeł rozproszonych.

Zagadnienia te są głównymi tematami niniejszej rozprawy doktorskiej.

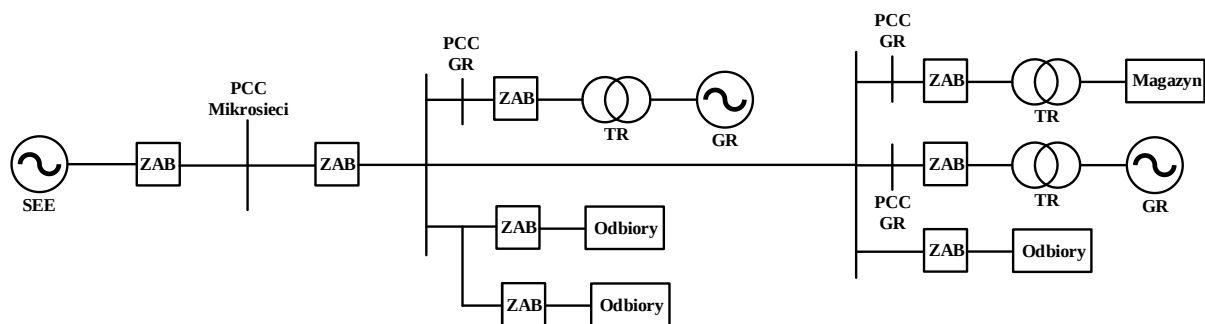
2. Analiza literaturowa zagadnienia

2.1. Mikrosieci

Mikrosieci, jak wspomniano we wcześniejszym rozdziale, to fragmenty sieci dystrybucyjnej, które mogą pracować w połączeniu z systemem elektroenergetycznym lub też w razie potrzeby jako kontrolowane wyspy [23]. Głównym kryterium, na podstawie którego dokonuje się podziału mikroście jest rodzaj napięcia występującego w jej obrębie. W aspekcie tym wyróżnia się:

- mikroście prądu zmiennego (AC),
- mikroście prądu stałego (DC) [24].

Mikrosieci AC charakteryzują się zasilaniem odbiorów prądu przemiennego, głównie komunalnych i przemysłowych, o ustandaryzowanych przez OSD wartościach napięcia. W zależności od rodzaju generowanej energii elektrycznej oraz poziomu generowanego napięcia źródła rozproszone przyłączane są do mikroście poprzez inwertery (farmy fotowoltaiczne, wiatrowe, magazyny energii) lub bezpośrednio (generatory synchroniczne) oraz z wykorzystaniem transformatorów podwyższających napięcie [25]. W przypadku generacji rozproszonej przyłączanej do sieci energetyki zawodowej należy zwrócić uwagę na wymagania prawne dotyczące automatyki zabezpieczeniowej. Obecnie zgodnie z zapisami IRiESD w punkcie przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci (PCC GR) (Rys. 2.1) należy zastosować wyłącznik lub reklozer wyposażony w zabezpieczenia chroniące od zwarć międzyfazowych, zwarć doziemnych, a także od niekontrolowanej pracy wyspowej [9]. Jednakże w aspekcie wykorzystywania źródeł rozproszonych w mikrościach podejście to powinno zostać zrewidowane. Należy wprowadzić pojęcie punktu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej całej mikroście (PCC Mikroście) (Rys. 2.1). W punkcie tym również powinien zostać zainstalowany wyłącznik lub reklozer, natomiast kryteria wykrywające pracę wyspą w tym przypadku nie byłyby wykorzystywane do pozbawiania napięcia wydzielonej wyspy, a do zaktualizowania nastaw zabezpieczeń adaptacyjnych, chroniących mikroście przed zakłóceniami. Tak wydzielona mikroście posiadałaby wszelkie warunki techniczne umożliwiające jej poprawne funkcjonowanie.



Rys. 2.1 Typowa struktura promieniowej mikrosieci AC.

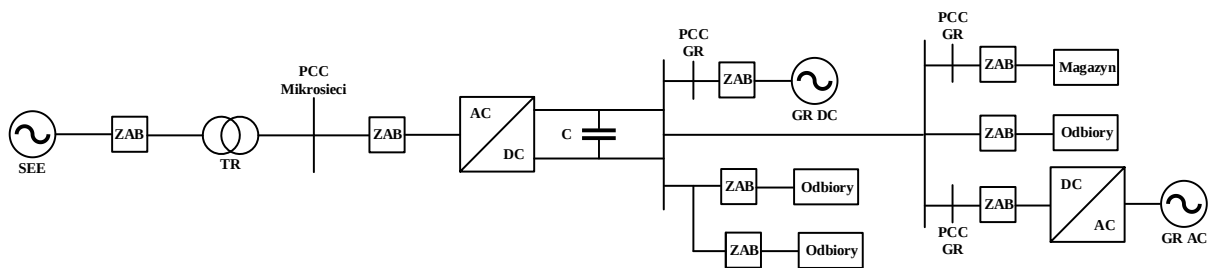
Głównymi zaletami stosowania mikrosieci typu AC są:

- możliwość współpracy z systemem elektroenergetycznym lub, w zależności od warunków pracy, jako kontrolowana wyspa [26], [27],
- zasilanie najbardziej rozpowszechnionych odbiorników prądu przemiennego bez konieczności stosowania dodatkowych urządzeń energoelektronicznych [28],
- prostsza struktura stosowanych zabezpieczeń niż w przypadku mikrosieci DC [29],
- łatwość implementacji do istniejącej sieci energetyki zawodowej (po zastosowaniu odpowiedniego rodzaju zabezpieczeń).

Mikrosieci prądu przemiennego charakteryzują się również pewnymi wadami i trudnościami eksploatacyjnymi, takimi jak [30]:

- konieczność stosowania drogich urządzeń energoelektronicznych,
- mniejsza sprawność całej mikrosieci ze względu na straty w elementach energoelektronicznych,
- trudności w zachowaniu parametrów jakościowych energii elektrycznej, takich jak wartość napięcia, częstotliwość,
- większe straty przesyłowe niż w przypadku mikrosieci DC.

Struktura wewnętrzna mikrosieci DC jest prostsza w porównaniu z mikrosieciami AC (Rys. 2.2). Przede wszystkim w większości przypadków nie jest wymagane stosowanie inwerterów DC/AC, ponieważ źródła takie jak farmy fotowoltaiczne, ogniwa paliwowe i magazyny energii produkują lub gromadzą energię elektryczną w postaci prądu stałego. Przyłączenie do mikrosieci prądu stałego źródeł synchronicznych, czy farm wiatrowych musiałoby się odbywać natomiast za pośrednictwem konwerterów AC/DC [31], [32]. Podwyższa to jednak stopień skomplikowania całego układu oraz przyczynia się do powstawania większych strat energii.



Rys. 2.2 Typowa struktura promieniowej mikrosieci DC.

W celu optymalizacji zużycia energii w mikrosieci DC przyłączane odbiory muszą być zasilane bezpośrednio prądem stałym. Fakt ten stanowić może trudności w zapewnieniu zasilania dla odbiorców komunalnych, którzy do zasilania sprzętów codziennego użytku wykorzystują napięcie przemienne. Prąd stały z powodzeniem może być natomiast wykorzystywany w przemyśle, między innymi do zasilania napędów elektrycznych oraz różnych procesów technologicznych, takich jak elektroliza. Drugie zagadnienie jest szczególnie interesujące, ponieważ w dobie zachodzącej transformacji energetycznej proces elektrolizy wykorzystywany jest do produkcji wodoru, czyli alternatywnego paliwa dla pojazdów spalinowych. Pozostając w dziedzinie motoryzacji, mikrosieci DC są także kompatybilne z coraz bardziej popularnymi pojazdami elektrycznymi.

Przyłączenie całej mikrosieci DC do sieci energetyki zawodowej dokonywane jest z wykorzystaniem inwertera oraz w razie konieczności transformatora podwyższającego napięcie. W punkcie przyłączenia, już po stronie napięcia przemiennego, instalowany jest wyłącznik lub rekloser współpracujący z przełącznikiem zabezpieczeniowym, chroniącym, podobnie jak w przypadku mikrosieci AC, od zwarć międzyfazowych, zwarć doziemnych, a także od niekontrolowanej pracy wyspowej [9]. Głównymi zaletami stosowania mikrosieci typu DC są [33]–[37]:

- zmniejszenie strat energii wynikających z przekształcania prądu stałego na przemienny,
- zmniejszenie kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych poprzez niestosowanie inwerterów,
- mniejsze straty przesyłowe,
- prostsza struktura sterowania.

Wady mikrosieci DC to natomiast [38], [39]:

- bardziej skomplikowana i zawodna struktura zabezpieczeń elektroenergetycznych,

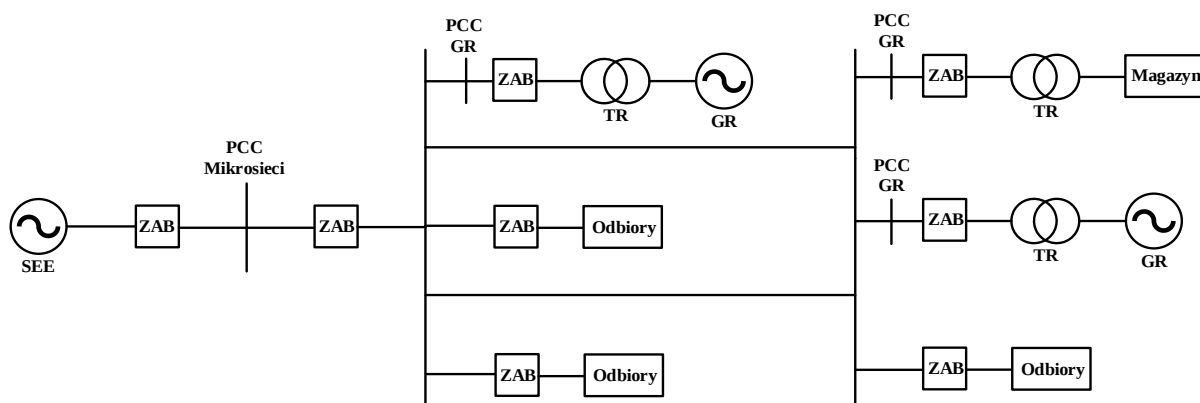
- mniejsza świadomość techniczna, a w konsekwencji mniejsze zainteresowanie niż w przypadku mikrosieci AC,
- trudności w eksploatacji wyłączników DC,
- mniejsze możliwości zastosowania tej sieci ze względu na przeważającą liczbę odbiorników prądu przemiennego.

Porównując obie struktury mikrosieci można stwierdzić, że bardziej dostępnym i szerzej omawianym rozwiązaniem będą mikrosieci prądu przemiennego. W związku z tym w dalszym etapie rozprawy analizowane będą zagadnienia związane z tego typu sieciami, a autor używając określenia mikrosieć, będzie miał na myśli mikrosieć AC.

2.2. Warunki pracy zabezpieczeń elektroenergetycznych w mikrosieciach

Mikrosieci są strukturą odmienną od standardowego, dobrze rozpoznanego systemu elektroenergetycznego. Ma to związek z ich budową oraz dużym rozpowszechnieniem źródeł rozproszonych w nich zainstalowanych. Prowadzić może to do występowania specyficznych warunków dla pracy zabezpieczeń elektroenergetycznych wykorzystywanych w mikrosieciach.

Istotną kwestią dotyczącą rozplądów prądów zwarciovych w mikrosieciach jest zastosowana topologia. Kierunek przepływu prądów zwarciovych zależy od tego, czy mikrosieć posiada strukturę promieniową, czy pierścieniową. Oprócz wyróżniających się rodzajów struktur należy zwrócić uwagę na rozmieszczenie oraz liczbę źródeł generacji rozproszonej zainstalowanych wewnątrz mikrosieci. W najprostszym przypadku mikrosieci promieniowej z jednym głównym źródłem rozproszonym przepływ prądu zwarciovego jest wyłącznie jednokierunkowy, co pozwala uniknąć implementacji funkcji kierunkowych w zabezpieczeniach elektroenergetycznych. Nieco bardziej skomplikowanym zagadnieniem jest mikrosieć o strukturze promieniowej z wieloma źródłami rozproszonymi, zainstalowanymi w różnych lokalizacjach mikrosieci (Rys. 2.1). W takim przypadku rozpląd prądów zwarciovych jest wielokierunkowy, a prądy te płyną od źródła do miejsca zwarcia. Najbardziej złożonym aspektem jest jednak mikrosieć o strukturze pierścieniowej z wieloma źródłami rozproszonymi (Rys. 2.3), w której prąd zwarciovy rozpląda się na równoległe do siebie linie elektroenergetyczne.



Rys. 2.3 Mikrosieć o strukturze pierścieniowej.

W trakcie procesu projektowania zabezpieczeń elektroenergetycznych dla mikrosieci należy zwrócić uwagę na tryb pracy mikrosieci. W zależności od tego, czy mikrosieć pracuje w połączeniu z systemem elektroenergetycznym, czy jako wyspa, zmianie ulegać będą nie tylko kierunki, ale także poziomy prądów zwarciovych. W przypadku połączenia z SEE występować będzie duża wartość mocy zwarcioviej, związanej z generatorami synchronicznymi wielkiej mocy, instalowanymi w elektrowniach systemowych. Odmienną sytuacją będzie praca wyspowa mikrosieci, gdzie moc zwarciova będzie zależała jedynie od rodzaju zainstalowanej generacji rozproszonej.

W aspekcie tym, jak wspomniano we wstępie pracy, wyróżnić można dwie główne grupy źródeł rozproszonych, takie jak: źródła synchroniczne i źródła inwerterowe. Źródła należące do pierwszej grupy charakteryzują się większym poziomem prądów zwarciovych, co w konsekwencji pozwala dokładniej rozróżnić stan przeciążenia występujący na skutek zwiększenia mocy odbiorów od stanu zwarcia. Ponadto ze względu na budowę generatorów synchronicznych i obecność mas wirujących zmiany częstotliwości zachodzą będą wolniej i nie będą miały skokowego charakteru [40]–[42]. Zdecydowanie w odmienny sposób kształtują się cechy opisujące źródła inwerterowe. Przede wszystkim źródła tego typu posiadają niewielką moc zwarciova, a ich maksymalny prąd zwarciovy nie przekracza w większości przypadków 120% prądu znamionowego inwertera, za pomocą którego dane źródło przyłączone jest do mikrosieci [43]–[45]. Dodatkową trudnością są odpowiedzi inwerterów na zmiany parametrów systemu elektroenergetycznego, w szczególności częstotliwości i napięcia. Ze względu na to, że parametry te, w przeciwieństwie do generatorów synchronicznych, sterowane są wyłącznie z wykorzystaniem różnego rodzaju algorytmów oraz regulatorów, zmiany zachodzą stosunkowo szybko, często w sposób skokowy [6], [7], [46], [47].

Inną problematyczną kwestią związaną ze źródłami inwerterowymi, w szczególności takimi jak farmy fotowoltaiczne czy wiatrowe, jest profil generowanej przez nie energii elektrycznej, który jest bardzo mocno zależny od warunków pogodowych. W przypadku generacji rozproszonej opartej na technologii fotowoltaicznej istotnym parametrem opisującym jej wydajność jest natężenie promieniowania słonecznego. Jego wartość nie jest stała w ciągu dnia i zależy, na przykład, od aktualnego zachmurzenia nieba. Wpływa to na ilość produkowanej przez panele fotowoltaiczne energii elektrycznej, a w konsekwencji na bilans mocy oraz rozływ prądów w mikrosieci [48], [49]. Ponadto sprawność procesu konwersji promieniowania słonecznego na energię elektryczną ulega obniżeniu z każdym rokiem, co związane jest z procesem degradacji środowiskowej paneli [50], [51]. Podobnie zmienny charakter ma profil generacji energii elektrycznej przez farmy wiatrowe. Ilość produkowanej energii zależy w tym przypadku przede wszystkim od prędkości i kierunku wiatru [52]. Oprócz warunków pogodowych wpływ na to ma również sposób, w jaki zaprojektowany zostały poszczególne elementy turbiny wiatrowej, zarówno śmigła oraz elementy mechaniczne [53]–[55], jak i generatory [56], [57].

Rozwiązaniem łagodzącym wpływ zmiennego charakteru generacji energii elektrycznej przez źródła fotowoltaiczne i wiatrowe na bilans mocy czynnej i regulację napięcia w mikrosieci jest stosowanie magazynów energii [58], [59]. W przypadku nadwyżek produkcji energii elektrycznej, gdy jest ona tania, magazyny energii są ładowane, a w momencie gdy następuje deficyt mocy, a cena energii wzrasta wykorzystać można zgromadzone już zasoby. Z tego powodu oprócz pełnienia funkcji regulacyjnych magazyny energii są także uzasadnionym ekonomicznie rozwiązaniem [60], [61]. Ze względu na rodzaj przechowywanej przez nie energii można podzielić je na [62]:

- elektrownie szczytowo-pompowe (energia potencjalna wody),
- magazyny bateryjne (energia elektrochemiczna),
- magazyny wodorowe (energia chemiczna),
- koła zamachowe (energia kinetyczna mas wirujących),
- magazyny nadprzewodnikowe (energia pola magnetycznego),
- magazyny superkondensatorowe (energia pola elektrycznego),
- magazyny ze sprężonym powietrzem (energia kinetyczna/ciepłna).

Obecnie coraz częściej wykorzystywanymi magazynami energii są magazyny bateryjne (*ang. Battery Energy Storage System (BESS)*) budowane z ogniw litowo-jonowych, które charakteryzują się wysoką sprawnością na poziomie 85% [63]–[65]. Dodatkową korzyścią

wynikającą ze stosowania magazynów bateryjnych jest fakt, że do ich budowy wykorzystać można zestawy akumulatorów użytkowanych wcześniej np.: w samochodach czy hulajnogach elektrycznych [66], [67]. Dzięki temu elementy te otrzymują „drugie życie”.

Praca mikrosieci w połączeniu z systemem elektroenergetycznym lub jako wyspa ma istotny wpływ na zjawiska towarzyszące zwarciom doziemnym. Stosowanie odpowiedniego systemu uziemień urządzeń elektroenergetycznych zainstalowanych w mikrosieciach jest kluczowym aspektem w kwestii zapewnienia bezpieczeństwa osobom postronnym. W przypadku pracy mikrosieci w połączeniu z SEE zagadnienie to ma mniejsze znaczenie, ponieważ urządzenia zapewniające poprawną pracę zabezpieczeń ziemnozwarciowych, takie jak: transformatory uziemiające, rezystory uziemiające, czy układy kompensujące zainstalowane są w Głównych Punktach Zasilających. Ponadto we współpracującej z systemem elektroenergetycznym mikrosieci nie wystąpi problem z niskim poziomem prądów zwarciovych. Trudności techniczne pojawiają się, gdy mikrosieć pracuje jako wyspa. W zależności od miejsca, w którym nastąpiła utrata połączenia z systemem elektroenergetycznym, zmianie może ulec sposób pracy punktu neutralnego wydzielonej mikrosieci, a w konsekwencji charakter oraz rozptył prądów ziemnozwarciowych [68].

Opisane powyżej aspekty udowadniają, że zabezpieczenia elektroenergetyczne instalowane w mikrosieciach posiadają inne warunki pracy, niż zabezpieczenia wykorzystywane w standardowym systemie elektroenergetycznym. W związku z tym należy zwrócić szczególną uwagę na różnice w funkcjonowaniu obu struktur oraz uwzględnić je w procesie projektowania układów zabezpieczeniowych. Ponadto warto podkreślić, że w opisywanych w trakcie analizy przypadkach naukowcy badali zjawiska w symulacyjnych modelach mikrosieci, zarówno komputerowych, jak i modelach czasu rzeczywistego. Mikrosieci zasilające odbiorców komunalnych nie są obecnie rozpowszechnione w Europie. Istnieją jedynie nieliczne przypadki wprowadzania pilotażowych rozwiązań dla przemysłu [69].

2.3. Trudności związane z eksploatacją zabezpieczeń elektroenergetycznych w mikrosieciach

Odmienne w porównaniu do systemu elektroenergetycznego struktura mikrosieci powoduje, że standardowe zabezpieczenia instalowane w mikrosieciach nie będą miały odpowiednich warunków do działania. W związku z tym nie będą w stanie wykrywać i eliminować zwarcí, co prowadzi do występowania zagrożeń dla osób postronnych oraz

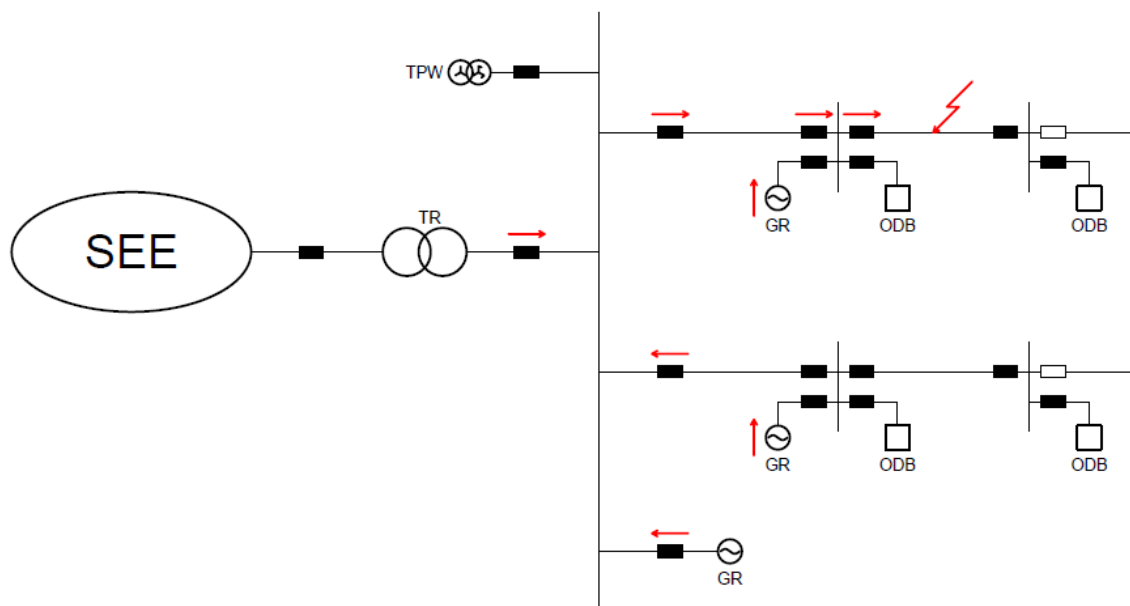
powstawania uszkodzeń urządzeń elektroenergetycznych. Problemy techniczne towarzyszące pracy zabezpieczeń mają związek przede wszystkim ze specyficznymi warunkami pracy, które zostały wymienione w poprzednim podrozdziale. W aspekcie tym wyszczególnić można zjawiska takie jak:

- zmienność kierunków i wartości prądów zwarciovych,
- zwarcia i zakłócenia w trybie pracy mikrosieci w połączeniu z systemem elektroenergetycznym,
- zwarcia i zakłócenia w trybie pracy wyspowej mikrosieci,
- wykrywanie nieintencjonalnej pracy wyspowej mikrosieci,
- przystosowanie urządzeń i zabezpieczeń elektroenergetycznych do pracy mikrosieci w połączeniu z systemem elektroenergetycznym lub jako wyspa,
- przejście do pracy wyspowej mikrosieci lub powrót do pracy w połączeniu z systemem elektroenergetycznym,
- niewykrywanie niektórych rodzajów zwarć i zakłóceń,
- nadmiarowe działania zabezpieczeń elektroenergetycznych,
- stosowanie automatyki SPZ.

Wartość i kierunek prądu zwarciovego w mikrosieciach zależy od liczby, rodzaju oraz miejsca zainstalowania źródeł rozproszonych. Przykładowy rozptyw prądów zwarciovych w mikrosieci pracującej w połączeniu z systemem elektroenergetycznym przedstawiono na Rys. 2.4. Na podstawie tego rysunku zauważyć można, że w pewnych przypadkach następuje zmiana kierunku przepływu prądu na przeciwny, w porównaniu do normalnych warunków pracy. Wymusza to stosowanie blokad kierunkowych w zabezpieczeniach instalowanych w mikrosieciach w celu uniknięcia nadmiarowych zadziałań i wyłączeń odbiorców.

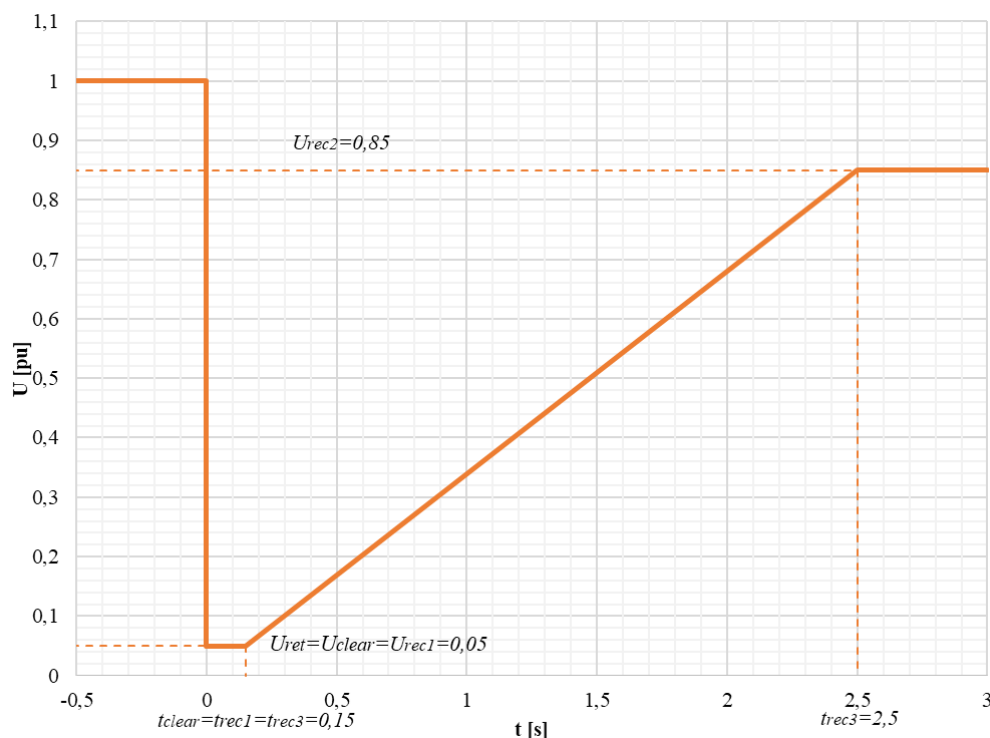
Równie istotnym aspektem jest sama wartość prądu zwarciovego. W przypadku połączenia mikrosieci z systemem elektroenergetycznym moc zwarciova przyjmuje duże wartości, dzięki czemu zainstalowane zabezpieczenia nadprądowe posiadają dobre warunki do zadziałania. W związku z tym różnego rodzaju zwarcia międzyfazowe eliminowane są szybko i pewnie. Sytuacja staje się odmienna w momencie przejścia do pracy wyspowej mikrosieci. Ze względu na charakterystykę inwerterowych źródeł rozproszonych, które nie posiadają zdolności do generacji prądów zwarciovych o dużej wartości, wykorzystane nastawy zabezpieczeń nadprądowych stają się zbyt wysokie. Prowadzi to do trudności w wykrywaniu oraz eliminowaniu zwarć międzyfazowych, ponieważ prąd zwarciovy może być tożsamy z prądem maksymalnego obciążenia danego źródła [70], [71]. Konsekwencją braku

skutecznego działania zabezpieczeń w mikrosieciach może być wystąpienie zagrożenia porażeniowego dla osób postronnych, przeciążenie oraz narażenie na skutki cieplne źródła rozproszonego, a także pogłębienie uszkodzeń urządzeń elektroenergetycznych zainstalowanych w mikrosieci.



Rys. 2.4 Rozpływ prądów zwarciovych w przykładowej mikrosieci pracującej w połączeniu z systemem elektroenergetycznym [72].

Źródła rozproszone instalowane w mikrosieciach powinny w odpowiedni, określony sposób reagować na zakłócenia występujące w systemie elektroenergetycznym. Ich zachowanie w przypadku wystąpienia zwarć zarówno symetrycznych jak i niesymetrycznych opisuje tak zwana „zdolność do utrzymywania się w trybie pracy” [15]. Właściwość ta znana jest szerzej pod angielskim akronimem FRT (ang. Fault Ride Through). Implementacja FRT polega na niedopuszczeniu do zadziałania zabezpieczeń jednostek generacji rozproszonej, przed zadziałaniem zabezpieczenia zainstalowanego poziom wyżej, na przykład w punkcie przyłączenia do sieci [73]. W związku z tym źródło rozproszone powinno być sterowane w taki sposób, aby nie dopuścić do jego wyłączenia w przypadku wykrycia zapadów napięcia towarzyszącego różnego rodzaju zwarciom. Zdolność do utrzymywania się w trybie pracy opisywana jest szczegółowo przez charakterystyki FRT, zawierające przykładowy profil napięciowy danego źródła (Rys. 2.5). Kształt i zakres charakterystyki FRT może być modyfikowany w granicach dopuszczalnych przez różnego rodzaju regulacje techniczne. W uproszczeniu założyć można, że dopóki punkt pracy jednostki wytwórczej znajduje się powyżej krzywej FRT, to nie powinno nastąpić wyłączenie jednostki wytwórczej.

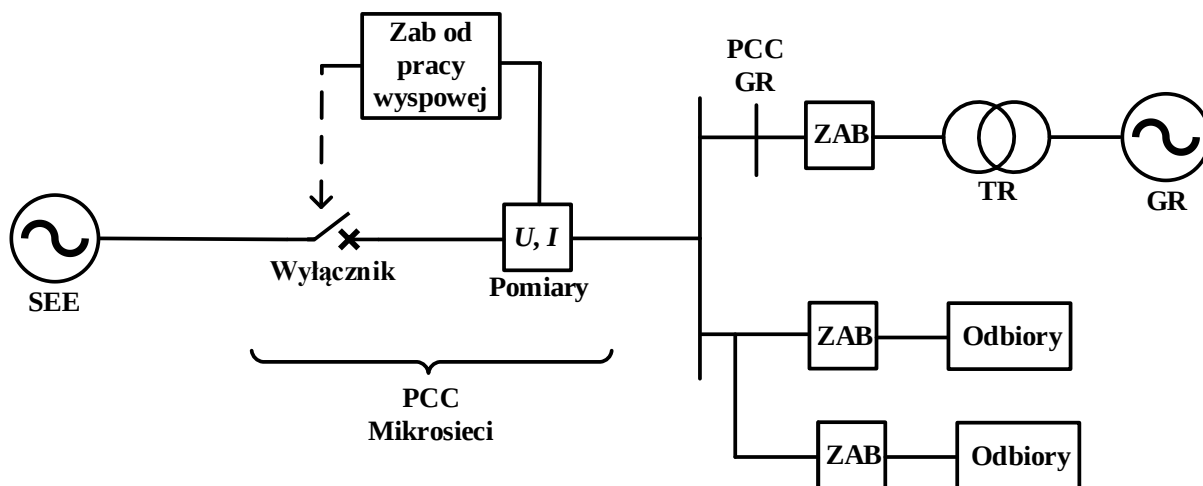


Rys. 2.5 Przykładowa charakterystyka FRT dla źródła PV.

Mikrosieć może pracować w połączeniu z systemem elektroenergetycznym lub jako kontrolowana wyspa. Przejście do pracy wyspowej nastąpić może w sposób planowany i kontrolowany, np.: w wyniku trwania prac planowych na sieci energetyki zawodowej lub w sposób awaryjny, np.: gdy uszkodzeniu ulegnie fragment linii elektroenergetycznej łączącej mikrosieć z systemem elektroenergetycznym. W celu zapewnienia właściwych warunków do zasilania odbiorców w mikrosieci należy zastosować odpowiednie algorytmy sterujące generacją rozproszoną, umożliwiające utrzymywanie częstotliwości i wartości napięcia na poziomie wartości znamionowych. Wiąże się to ze zmianą trybu pracy rozproszonych jednostek wytwórczych, z których jedna powinna przyjąć funkcję źródła napięciowego, a pozostałe prądowego. Samo przejście do pracy wyspowej mikrosieci nastąpić może bezprzerwowo [74] lub z krótkotrwałym zanikiem napięcia dla odbiorców [75]. Głównym aspektem różniącym obie metody jest konieczność odpowiedniej synchronizacji kątowej, częstotliwościowej i amplitudowej generacji rozproszonej pracującej jako źródło napięciowe z napięciem systemu elektroenergetycznego.

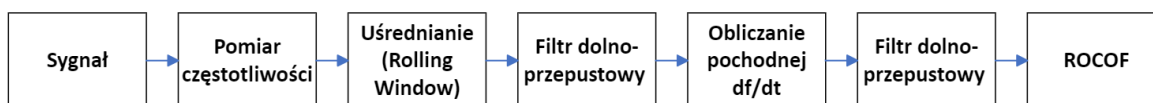
W przypadku wystąpienia awarii i niekontrolowanego, nieintencjonalnego przejścia do pracy wyspowej mikrosieci istotnym zagadnieniem jest wykrycie tego zjawiska. Najprostszą metodą, którą można wykorzystać pod warunkiem zastosowania zdalnie sterowanych łączników w punkcie przyłączenia mikrosieci do systemu elektroenergetycznego (PCC

Mikrosieci) (Rys. 2.6) jest zastosowanie kryterium kontrolującego położenie styków wyłącznika. Inną metodą jest stosowanie zabezpieczeń wykrywających pracę wyspowa, instalowanych w punkcie przyłączenia mikrosieci do sieci energetyki zawodowej. Najbardziej popularne algorytmy wykorzystywane do detekcji pracy wyspowej bazują na pomiarach wartości częstotliwości i napięcia dokonywanych w punkcie przyłączenia [76].



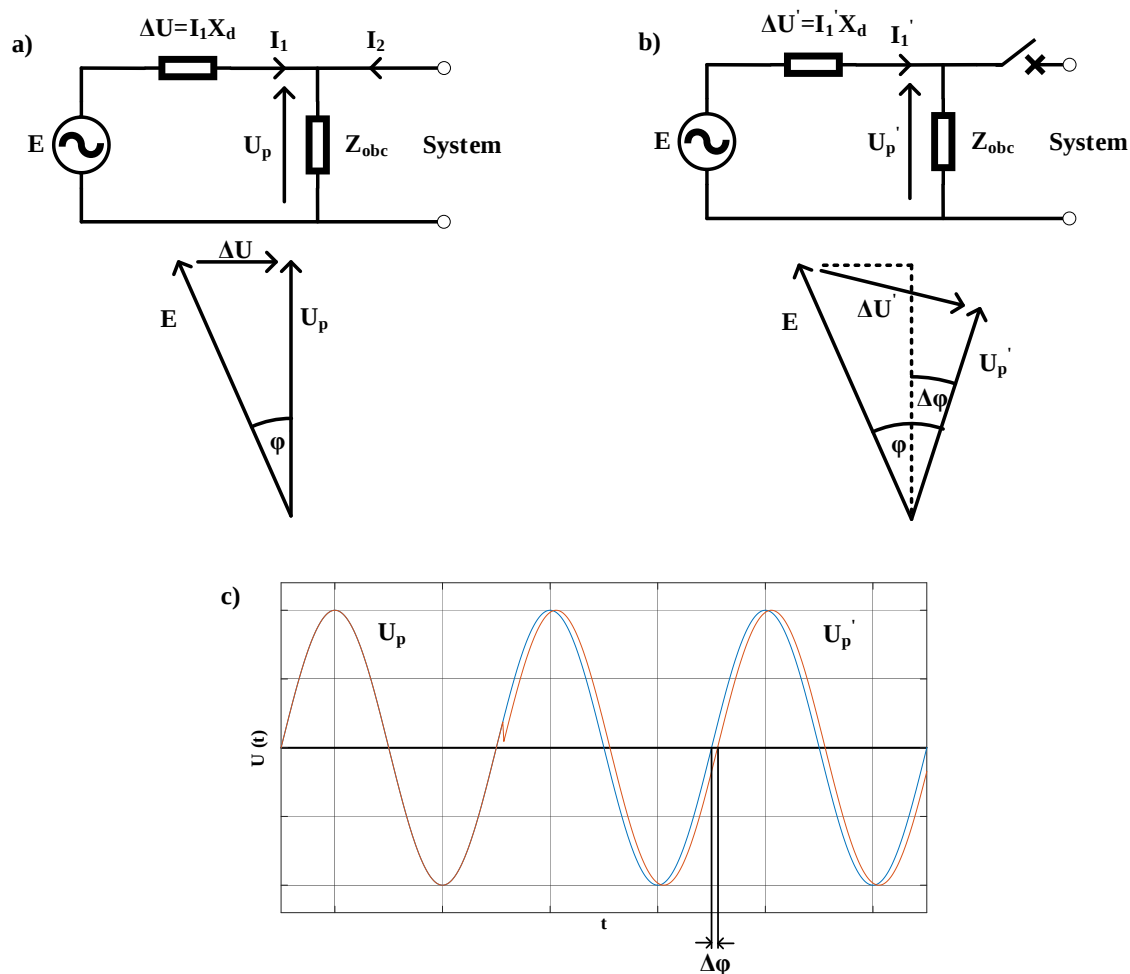
Rys. 2.6 Przejście do pracy wyspowej mikrosieci.

Wydzieleniu się wyspy w przeważającej większości przypadków towarzyszy zachwianie równowagi pomiędzy mocą odbiorów a mocą jednostek wytwórczych zasilających wyspę. W związku z tym zmienia się częstotliwość napięcia. Na podstawie pomiarów częstotliwości określić można, czy doszło do przejścia do pracy wyspowej mikrosieci, czy też nie. Najprostszą grupą zabezpieczeń bazujących na pomiarze częstotliwości są przekaźniki pod- i nadczęstotliwościowe. Reagują one jedynie na wartość spadku lub wzrostu częstotliwości i stosowane są głównie w celu zabezpieczenia generacji rozproszonej o małej mocy. Bardziej złożonym kryterium wykorzystywanym w zabezpieczeniach jednostek dużej mocy jest kryterium ROCOF (ang. Rate of Change of Frequency), znane także pod nazwą df/dt . Jego działanie polega na pomiarze szybkości zmian częstotliwości w czasie, czyli pomiarze pochodnej częstotliwości [77]–[79]. Przykładowy schemat działania kryterium ROCOF przedstawiono na Rys. 2.7.



Rys. 2.7 Przykładowy schemat działania kryterium ROCOF [80].

W trakcie wydzielenia się wyspy oprócz opisanych powyżej zmian częstotliwości zaobserwować można także zmiany napięcia występującego w mikrosieci. Pierwszą grupą stosowanych zabezpieczeń napięciowych mogą być przekaźniki pod- i nadnapięciowe, reagujące na zmiany wartości skutecznej napięcia, towarzyszące zmianom obciążenia. Podobnie jak w przypadku zabezpieczeń częstotliwościowych, uproszczone kryteria stosowane są przy generacji rozproszonej małej mocy. Dla źródeł o większej mocy zastosować można zaawansowane rozwiązania bazujące na pomiarach skokowej zmiany kąta fazowego napięcia. Pomiarów dokonywane są w punkcie przyłączenia, w chwili przejścia do pracy wyspowej jednostki wytwórczej (Rys. 2.8b). Na Rys. 2.8a przedstawiono obwód zastępczy reprezentujący pracę źródła rozproszonego w połączeniu z systemem oraz wykres wektorowy napięć, na którym zaobserwować można pewne przesunięcie fazowe φ pomiędzy wektorem napięcia źródła rozproszonego E a wektorem napięcia w punkcie przyłączenia U_p . W przypadku utraty połączenia mikrosieci z systemem elektroenergetycznym następuje zmiana impedancji roboczej w sieci, a w konsekwencji zmiana prądu generowanego przez źródło rozproszone. Powoduje to skokową zmianę kąta fazowego $\Delta\varphi$ pomiędzy wektorami napięć E a U_p (Rys. 2.8b). Dokonując pomiaru skokowej zmiany kąta fazowego uzyskać można wielkość kryterialną świadczącą o wystąpieniu utraty połączenia pomiędzy mikrosiecią a systemem elektroenergetycznym. Właściwość ta jest podstawą działania kryterium Vector Shift [81]–[85]. Pomiarów skokowej zmiany kąta fazowego napięcia dokonać można również na podstawie porównywania długości półokresów przed i po wystąpieniu zakłócenia (Rys. 2.8c). Kryterium Vector Shift było niegdyś powszechnie wykorzystywane [86], [87], jednak jak wspomniano we wcześniejszej części, ze względu na pewne trudności eksploatacyjne i nadmiarowe zadziałania w przypadku zwarć zewnętrznych oraz dużych zmian obciążeń występujących w sieci zaprzestano jego stosowania [88]–[90]. Zamiast niego obecnie wykorzystywane jest kryterium ROCOF.



Rys. 2.8 Zasada działania kryterium Vector Shift: a) stan przed zakłóceniem, b) stan po zakłóceniu, c) przebiegi napięć przed i po zakłóceniu.

Opisane powyżej zabezpieczenia wykorzystywane do detekcji pracy wyspowej posiadają jedną, wspólną wadę dotyczącą tak zwanych stref nieczułości (ang. Non-detection Zone). Podczas wydzielania się wyspy, która jest praktycznie zbilansowana mocowo, tzn. moc odbiorów w niej pracujących jest praktycznie równa mocy generowanej przez źródła rozproszone, nie zachodzą duże zmiany częstotliwości, a także kąta fazowego napięcia. W związku z tym nie występują odpowiednie warunki do zadziałania zabezpieczeń reagujących na zmianę tych wielkości, a funkcje zabezpieczeń od niekontrolowanej pracy wyspowej muszą przyjąć inne kryteria, bazujące np., na kontroli mocy biernej, czy też zmienności napięcia lub impedancji [83], [88], [91].

Po ustąpieniu zakłócenia w pracy systemu elektroenergetycznego lub usunięciu awarii elementu sieciowego pracująca jako kontrolowana wyspa mikrosieć w razie potrzeby może ponownie zostać przyłączona do systemu elektroenergetycznego. Proces ten zachodzić może

automatycznie lub manualnie, za zgodą służb ruchowych OSD. W obu przypadkach wymagana jest kontrola synchronizmu napięć mikrosieci i systemu elektroenergetycznego [92]–[94]. Pozwala to uniknąć załączenia niesynchronizowanych źródeł, które może powodować skutki zbliżone do wystąpienia zwarcia [95]. Po wprowadzeniu układu podstawowego, źródło rozproszone przełączone poprzednio w tryb pracy imitujący źródło napięciowe powinno powrócić do pracy jako źródło prądowe.

Problemem pośrednio związanym ze zmianą rozptyłu prądów zwarciovych w wydzielonej mikrosieci jest niezdolność zabezpieczeń do wykrywania zakłóceń. Aspekt ten dotyczy zarówno zwarć międzyfazowych, jak i doziemnych. W pierwszym przypadku połączenie z systemem elektroenergetycznym zapewnia wysoki poziom mocy zwarciowej oraz umożliwia pewne i szybkie zadziałanie zabezpieczeń nadprądowych. W momencie przejścia do pracy wyspowej mikrosieci poziom mocy zwarciowej spada. W konsekwencji doprowadzić może to do braku zadziałania zabezpieczenia zainstalowanego przed miejscem zwarcia, ponieważ maksymalny prąd zwarciowy generowany przez źródła rozproszone będzie mniejszy od nastaw zabezpieczenia nadprądowego [96], [97]. Brak eliminacji zwarcia powodować może uszkodzenia w infrastrukturze elektroenergetycznej. Równie istotnym zagadnieniem jest trudność z wykrywaniem zwarć doziemnych. Przejście do pracy wyspowej mikrosieci może spowodować utratę połączenia z urządzeniami pracującymi w punkcie neutralnym sieci i przejście do pracy z izolowanym punktem neutralnym [98], [99]. Skutkuje to utratą warunków do działania najbardziej popularnych zabezpieczeń ziemnozwarciowych reagujących na wzrost prądu o charakterze czynnym wymuszonym przez rezystory. Z kolei zabezpieczenia dobrze wykrywające zwarcia doziemne w sieci izolowanej mogą mieć w mikrosieciach problemy z działaniem, które będą wiązały się z obniżeniem pojemności galwanicznie połączonej ze sobą sieci.

Oprócz braku odpowiedniej reakcji zabezpieczeń elektroenergetycznych instalowanych w mikrosieciach na zakłócenia należy zwrócić uwagę na problem nadmiarowych zadziałań. Ich głównym powodem są trudności w identyfikacji miejsca zwarcia przez proste zabezpieczenia nadprądowe. W mikrosieciach z dużą liczbą źródeł generacji rozproszonej przepływ prądu zwarciowego nie jest jednokierunkowy. Zabezpieczenia niewyposażone w człony kierunkowe nie są w stanie rozróżnić, czy uszkodzenie znajduje się w strefie ich działania, czy poza nią. W związku z tym po wykryciu wzrostu wartości zmierzonego prądu impulsują one na wyłączenie wyłącznika, nie uwzględniając informacji o kierunku przepływu prądu zwarciowego [100]–[104]. Nadmiarowe zadziałania zabezpieczeń powodują wyłączenie linii

nieobjętych zwarciami i skutkują przerwami w dostawie energii elektrycznej dla odbiorców [105]–[107].

Automatyką często stosowaną w celu skrócenia czasu przerw w dostawie energii elektrycznej dla odbiorców jest Samoczynne Ponowne Załączenie (SPZ). Jej wykorzystanie w standardowym, jednostronnie zasilanym systemie elektroenergetycznym nie przysparza trudności. Głównym warunkiem implementacji SPZ jest obecność odcinków napowietrznych w zabezpieczanej linii elektroenergetycznej. Korzyścią wynikającą ze stosowania tej automatyki jest szybka eliminacja zwarć przemijających, które, jak wspomniano wcześniej, są najczęściej występującymi zwarciami w przypadku sieci napowietrznych, a w konsekwencji poprawa jakości zasilania [108], [109]. Problemy z eksploatacją automatyki SPZ zaczynają uwidaczniać się w sytuacji, gdy w głębi sieci instalowane są źródła rozproszone. Niekorzystnym aspektem z tym związanym jest możliwość nieintencjonalnego zasilania miejsca zwarcia przez jednostki wytwórcze. W ekstremalnych przypadkach po zaniku zasilania ze strony systemu elektroenergetycznego, podtrzymywane przez generację rozproszoną zwarcie przemijające może przerodzić się w trwałe uszkodzenie elementu sieci [101], [110].

Biorąc pod uwagę przedstawione powyżej trudności można stwierdzić, że obecnie stosowane kryteria zabezpieczeniowe nie są w stanie szybko i skutecznie wykrywać oraz eliminować zakłóceń występujących w sieciach z dużym rozpowszechnieniem generacji rozproszonej, a w szczególności w mikrosieciach. Naukowcy na całym świecie prowadzą badania dotyczące nowej generacji zabezpieczeń elektroenergetycznych, które z powodzeniem mogłyby być stosowane w tych specyficznych warunkach.

2.4. Zabezpieczenia przystosowane do pracy w mikrosieciach

Istnieje wiele metod pozwalających usprawnić pracę zabezpieczeń elektroenergetycznych instalowanych w mikrosieciach. Opracowane przez naukowców koncepcje bazują zarówno na modyfikacji obecnie stosowanych kryteriów zabezpieczeniowych, jak i zastosowaniu innowacyjnych rozwiązań. Metody te opierają się głównie na:

- modyfikacji nastaw przekąźników zabezpieczeniowych,
- stosowaniu członów kierunkowych,
- pomiarach napięcia,
- pomiarach impedancji,
- pomiarach wyższych harmonicznym w prądzie,
- stosowaniu zabezpieczeń różnicowych,

- stosowaniu zabezpieczeń adaptacyjnych,
- stosowaniu metod sztucznej inteligencji,
- stosowaniu zabezpieczeń falowych.

Jedną z wyżej wymienionych metod jest modyfikacja nastaw przekaźników zabezpieczeniowych. W celu zapewnienia odpowiedniej ochrony urządzeń i linii elektroenergetycznych instalowanych w mikrosieciach nastawy zabezpieczeń w nich stosowanych powinny być aktualizowane na podstawie bieżącej topologii mikrosieci. Przekaźniki zabezpieczeniowe powinny zostać wyposażone w odpowiednie banki nastaw, które następnie, w sposób zdalny na polecenie służb ruchowych OSD powinny zostać zmienione [111]–[114]. Podejście to pozwala w dużym stopniu wyeliminować problemy związane ze strefami nieczułości i usprawnić detekcję zakłóceń występujących w mikrosieciach, a także daje możliwość przystosowania się do zmiennych warunków panujących w sieciach z dużym rozpowszechnieniem generacji rozproszonej. Wadą tego rozwiązania jest natomiast konieczność opracowania wielu banków nastaw uwzględniających różne przypadki topologii mikrosieci.

Częstym problemem związanym z eksploatacją zabezpieczeń elektroenergetycznych w mikrosieciach są nadmiarowe działania, spowodowane trudnościami w identyfikacji miejsca zwarcia przez powszechnie stosowane proste przekaźniki nadprądowe. Prostem a zarazem skutecznym rozwiązaniem tego problemu jest stosowanie członów kierunkowych w zabezpieczeniach nadprądowych. (Rys. 2.4). Człony kierunkowe z powodzeniem wykorzystywane są zarówno w przypadku pracy wyspowej mikrosieci, jak i w połączeniu z systemem elektroenergetycznym [115]–[124]. Jedną z niewielu wad tego rozwiązania może być wyższy koszt inwestycyjny ze względu na konieczność doposażenia punktów zabezpieczeniowych w przekładniki napięciowe.

Wielkością kryterialną często wykorzystywaną w energetyce zawodowej jest napięcie. Najczęściej informacje o napięciu stosowane są w różnego rodzaju algorytmach zabezpieczeniowych i automatykach. Kryteria napięciowe nie pełnią jednak najczęściej funkcji samodzielnego zabezpieczenia [125]. Ich działanie często opiera się na sygnalizacji wystąpienia danego zakłócenia, tak jak na przykład w przypadku sygnalizacji doziemienia. W aspekcie zabezpieczania mikrosieci autorzy najczęściej zwracają uwagę na stosowanie przekaźników podnapięciowych, reagujących na zapady napięcia towarzyszące zwarciom międzyfazowym [126], [127]. Zaletą stosowania kryteriów napięciowych jest łatwość ich implementacji w mikrosieci pracującej w połączeniu z systemem elektroenergetycznym oraz

jako wyspa. Wadą natomiast brak selektywności działania oraz niemożność wykrywania zwarć wysokooporowych.

Coraz częściej do zabezpieczania sieci średniego napięcia wykorzystywane są kryteria bazujące na pomiarze impedancji pętli zwarcia, do niedawna stosowane z powodzeniem jako podstawowe zabezpieczenia linii głównie w sieciach wysokiego i najwyższego napięcia. Jednakże pomiar impedancji zwarcia mikrosieci obarczony jest większym błędem, a także wpływ na sam wynik ma więcej czynników niż w przypadku linii 110 kV. Przede wszystkim struktura mikrosieci jest zdecydowanie bardziej niejednorodna. W jej skład wchodzi wiele odcinków kablowych oraz napowietrznych o różnych przekrojach, stacji transformatorowych SN/nn, a także źródeł generacji rozproszonej zainstalowanych w różnych miejscach mikrosieci. W celu zmniejszenia błędów pomiarowych autorzy wykorzystują różnego rodzaju algorytmy, między innymi metodę z kompensacją napięcia resztkowego. Polega ona na dodaniu współczynnika kompensującego do wartości impedancji zwarcia zmierzonej przez przekątnik zabezpieczeniowy. Współczynnik ten uzyskiwany jest na podstawie wyznaczonej wartości składowej zerowej napięcia U_0 oraz składowej zgodnej prądu I_l [128], [129]. Pomimo pewnych trudności związanych z pomiarem impedancji pętli zwarcia zabezpieczenia odległościowe wydają się być alternatywą dla zabezpieczeń nadprądowych, ze względu na większą odporność na zmienne wartości prądów zwarcia [130]–[132]. W publikacji [133] autorzy wykorzystali zabezpieczenie odległościowe z nastawioną standardową charakterystyką poligonalną i sprawdzili jego reakcje na różnego rodzaju zwarcia występujące w mikrosieciach. Na podstawie testów stwierdzono poprawne działanie w przypadku zwarć metalicznych oraz trudności w detekcji zwarć niemetalicznych. Odpowiedzią na to zagadnienie jest propozycja wykorzystania pomiarów impedancji dla wyższych harmonicznych [134]–[136]. Kolejnym istotnym zagadnieniem mającym wpływ na wynik pomiaru impedancji pętli zwarcia jest wartość rezystancji przejścia. Jedną z metod łagodzących negatywne oddziaływanie tego czynnika jest odpowiednie ukształtowanie charakterystyk pomiarowych zabezpieczeń odległościowych już na etapie ich nastawiania. Innym sposobem jest uwzględnienie współczynnika korekcyjnego, którego wartość związana jest z zainstalowanym w obwodach pomiarowych dodatkowym rezystorem [137]. Problemy towarzyszące zwarciom wysokooporowym są również szeroko rozpatrywane. Zabezpieczenia impedancyjne coraz częściej wyposażane są w algorytmy adaptacyjne mające na celu usprawnienie detekcji tego typu zakłóceń [138]. Popularną metodą jest stosowanie adaptacyjnych nastaw charakterystyk admitancyjnych MHO [139], [140]. Autorzy publikacji [141]–[143] wykorzystują w tym celu

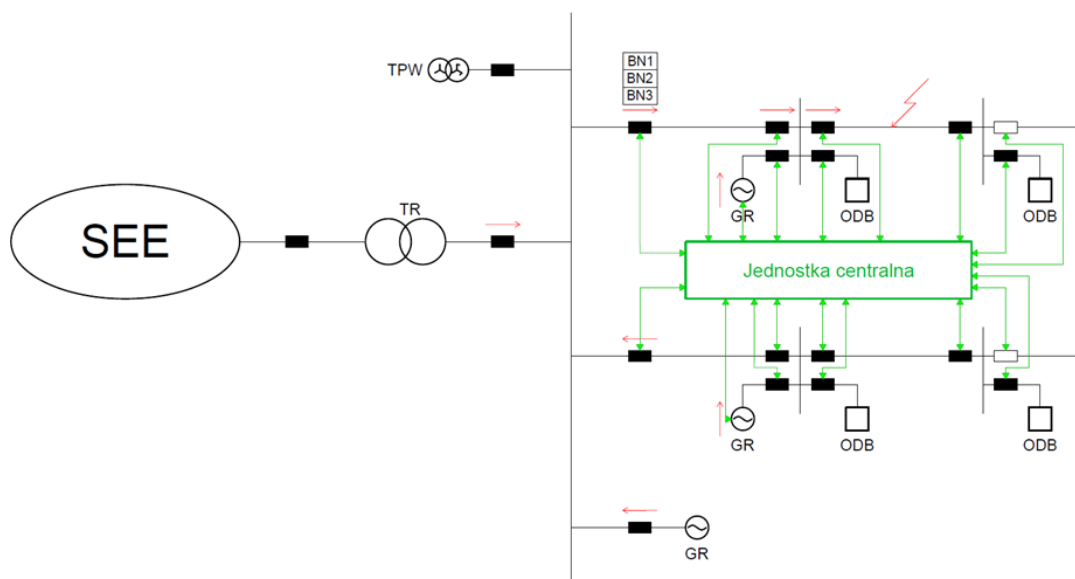
także metody sztucznej inteligencji. Ponadto w publikacji [144] proponowane są algorytmy wykorzystujące pomiary synchrofazorowe. Zaletami stosowania zabezpieczeń bazujących na pomiarach impedancji do zabezpieczania mikrosieci są przede wszystkim: dobra odporność na zmienne warunki zwarciove panujące w mikrosieciach, stosunkowo łatwa koordynacja pracy wykorzystywanych zabezpieczeń oraz możliwość wykorzystania zarówno w przypadku pracy wyspowej, jak i w połączeniu z systemem elektroenergetycznym. Główną trudnością związaną ze stosowaniem tego typu schematu jest ograniczenie zakresu pomiarowego impedancji wynikające z wpływu rezystancji przejścia, rezystancji łuku elektrycznego, a także kołysań mocy występujących w mikrosieci, na pomiar impedancji. Dodatkowym problemem ekonomicznym może być także konieczność zainstalowania przekładników napięciowych w punktach zabezpieczeniowych.

Obecnie, w celach zabezpieczeniowych wykorzystywane są już nie tylko pomiary wartości skutecznej pierwszej harmonicznej prądu czy napięcia, ale także pomiary wyższych harmonicznych tych wielkości. Źródłem wyższych harmonicznych występujących w napięciu i prądzie jest przede wszystkim obecność inwerterowej generacji rozproszonej. W warunkach pracy znamionowej poprawnie wysterowane inwerterowe źródło rozproszone generuje napięcie o niewielkim stopniu odkształcenia. Zgodnie z zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej współczynnik odkształcenia napięcia THD w sieciach średniego napięcia z generacją rozproszoną nie powinien przekraczać 3% [9]. Właściwość tą można wykorzystać w celu detekcji zakłóceń, poprzez pomiary współczynnika THD przed i w trakcie wystąpienia zakłócenia [145]. Odminnym podejściem jest wykorzystanie inwertera sterującego źródłem rozproszonym do wstrzykiwania dodatkowego prądu o określonej częstotliwości. Autorzy publikacji [146] wykorzystują tę właściwość do zabezpieczania mikrosieci bazującej na generacji inwerterowej, charakteryzującej się prądami zwarcioowymi o niskiej wartości. W trakcie zwarcia odpowiednio wysterowany inwerter oprócz generacji prądu zwarcioowego „wstrzykuje” do sieci prąd o częstotliwości piątej harmonicznej, który następnie wykrywany jest przez przekaźniki zabezpieczeniowe z zaimplementowanym algorytmem szybkiej transformacji Fouriera (FFT) z przesuwными oknami pomiarowymi. Zastosowanie zabezpieczeń opartych na tego typu algorytmach nie wymaga dużych nakładów inwestycyjnych. Należy jedynie odpowiednio zmodyfikować układ sterowania inwertera. Jednakże wystąpić mogą problemy z nadmiarowym działaniem w przypadku dużej liczby odbiorów nieliniowych.

Jednym z najbardziej rozpoznawalnych kryteriów zabezpieczeniowych wykorzystywanych w energetyce zawodowej jest kryterium różnicowe. Jego głównym zastosowaniem jest zabezpieczanie transformatorów oraz linii wysokiego napięcia [147], [148]. Ze względu na właściwości eksploatacyjne, takie jak szybkość i selektywność działania kryterium różnicowe jest coraz częściej wybierane do zabezpieczania innych elementów systemu elektroenergetycznego. W szczególności cieszy się ono zainteresowaniem naukowców z różnego rodzaju ośrodków badawczych, próbujących zastosować kryterium różnicowe do zabezpieczania mikrosieci. Wykorzystanie kryterium różnicowego do ochrony urządzeń zainstalowanych w mikrosieciach wymaga przygotowania niezawodnej struktury komunikacyjnej, pozwalającej na wymianę informacji pomiędzy przekaźnikami zabezpieczeniowymi zainstalowanymi na obu końcach zabezpieczanego obiektu. W tym celu zastosować można tradycyjne, miedziane łącza pilotujące, światłowody lub technologie bezprzewodowe. Nowoczesne zabezpieczenia różnicowe są modyfikacjami znanego powszechnie schematu zabezpieczeniowego. Interesującym i zarazem obiecującym podejściem wydaje się być zastosowanie tak zwanego kosinusoidalnego współczynnika podobieństwa kątów pomiędzy prądami źródła rozproszonego a systemu elektroenergetycznego. Obliczony na podstawie wzorów współczynnik zawiera się w granicach od -1 (zwarcie zewnętrzne) do 1 (zwarcie wewnętrzne). Na podstawie porównania wartości współczynników podejmowana jest decyzja o zadziałaniu zabezpieczenia [149], [150]. Do realizacji kryterium różnicowego coraz częściej wykorzystywane są synchrofazory (*ang. Phasor Measurement Unit - PMU*). W publikacjach [151], [152] na podstawie synchrofazorowych pomiarów napięć i prądów obliczana jest amplituda oraz kąt impedancji, które to następnie pełnią funkcję wielkości kryterialnej. Metoda ta ograniczona jest jednak zakresem wykrywanych rezystancji przejścia, wynoszącej do 100 Ω . Obecnie trwają również prace nad wykorzystaniem nowej generacji pomiarów synchrofazorowych, takich jak mikrosynchrofazory (μPMU). Charakteryzują się one znacznie większą (do 100 razy) dokładnością i rozdzielczością w porównaniu do standardowej metody. Wykorzystanie tego rozwiązania przedstawione zostało w publikacji [153]. Na podstawie pomiarów mikrosynchrofazorów obliczana jest różnica kątów pomiędzy kątami prądów mierzonymi na początku i końcu zabezpieczanego obiektu. Wartość wykrywanych rezystancji przejścia sięga w tym przypadku do 500 Ω . Odmiennym pomysłem jest wykorzystanie przesuwne okna pomiarowego do kontroli wartości mocy pozornej zmieniającej się podczas zwarcia [154]. Jednakże w literaturze najczęściej spotkać można opisy metod bazujących na standardowym porównywaniu amplitudy i kąta fazowego wektora prądu

mierzonego na obu końcach zabezpieczanego obiektu [155]–[157]. Zaletą stosowania zabezpieczeń różnicowych jest ich prosta zasada działania oraz wysoka czułość i pewność detekcji zakłóceń. Kryterium to może być stosowane zarówno w mikrosieciach promieniowych, jak i pierścieniowych. Wady wykorzystania kryterium różnicowego związane są z błędami pomiarowymi w przypadku nierównomiernego obciążenia faz linii oraz stanami przejściowymi towarzyszącymi załączaniu lub odłączaniu odbiorów dużej mocy. Ponadto występować mogą nadmiarowe działania przy uszkodzeniu łącz pilotujących. Trudności sprawiać może także opracowanie infrastruktury komunikacyjnej.

Najchętniej rozwijanym schematem zabezpieczeniowym wykorzystywanym do ochrony mikrosieci przed zakłóceniami są zabezpieczenia adaptacyjne. Głównym zamysłem tej koncepcji jest automatyczna zmiana nastaw zabezpieczeń elektroenergetycznych w czasie rzeczywistym, w odpowiedzi na zmienne warunki występujące we fragmencie zabezpieczanej sieci. Warunkiem prawidłowego funkcjonowania zabezpieczeń adaptacyjnych jest odpowiednie opomiarowanie sieci oraz przygotowanie struktury komunikacyjnej, umożliwiającej wymianę informacji pomiędzy poszczególnymi elementami systemu. W aspekcie tym wyróżnić można architekturę scentralizowaną i rozproszoną [158], [159]. Pierwsze rozwiązanie polega na zastosowaniu centralnego sterownika, zbierającego informacje o pomiarach i stanach łączników wykorzystywanych w zabezpieczanym fragmencie sieci (Rys. 2.9). Pozwala to na wyznaczenie aktualnej topologii sieci. W oparciu o uzyskane informacje dokonywany jest wybór optymalnych nastaw, które następnie przesyłane są do punktów zabezpieczeniowych zainstalowanych w głębi sieci. Zaletą struktury scentralizowanej jest dostęp do wszystkich informacji opisujących pracę urządzeń elektroenergetycznych na danym obszarze oraz możliwość pełnienia funkcji zabezpieczenia rezerwowego w przypadku usterki, któregoś z terminali zabezpieczeniowych. Główną wadą tej architektury jest możliwe błędne działanie systemu zabezpieczeniowego w razie awarii sterownika centralnego [160].

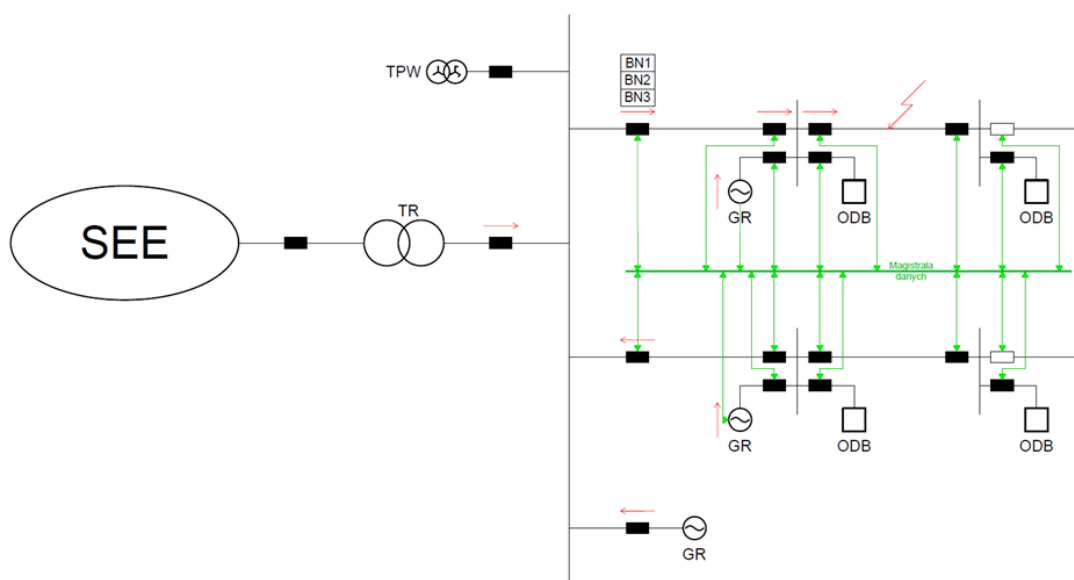


Rys. 2.9 Scentralizowana architektura komunikacyjna [72]

Drugim rodzajem struktury komunikacyjnej wykorzystywanej w zabezpieczeniach adaptacyjnych jest architektura rozproszona (Rys. 2.10). Rozwiązanie to polega na wymianie informacji pomiędzy sterownikami zabezpieczeniowymi i jednostkami pomiarowymi zainstalowanymi w różnych miejscach zabezpieczanej sieci. Urządzenia te komunikują się pomiędzy sobą za pośrednictwem magistrali danych. Poszczególne elementy systemu korzystają jedynie z informacji, które mają bezpośredni wpływ na ich pracę. Wykorzystując właściwości opisujące pracę struktury rozproszonej zaimplementować można również algorytmy automatyk restytucyjnych, jak na przykład *Self-Healing Grid (SHG)*, pozwalających wyizolować uszkodzony fragment sieci i przywrócić zasilanie w krótkim czasie. Zaletą struktury rozproszonej jest szybsza wymiana danych pomiędzy urządzeniami oraz zwiększenie niezawodności całego układu. Wadą jest natomiast brak szybkiego dostępu do wszystkich informacji opisujących stan sieci [161], [162].

Zastosowanie zabezpieczeń adaptacyjnych możliwe jest zarówno w przypadku współpracy mikrosieci z systemem elektroenergetycznym, jak i podczas jej pracy jako kontrolowana wyspa. W wielu publikacjach opisywane jest działanie zabezpieczeń adaptacyjnych w mikrosieciach zasilanych przez różnego rodzaju źródła rozproszone, nie tylko inwerterowe, ale także synchroniczne. Najbardziej rozpowszechnionym adaptacyjnym schematem zabezpieczeniowym jest modyfikacja nastaw zabezpieczeń nadprądowych. Obliczanie nastaw dokonywane jest najczęściej na bieżąco z wykorzystaniem jednostki centralnej [163]–[170]. Istnieje także możliwość zmian nastaw zabezpieczeń bez konieczności dokonywania ciągłej

kontroli w czasie rzeczywistym topologii oraz zjawisk zachodzących w mikrosieci. Wyznaczone wcześniej nastawy dla różnych scenariuszy wydarzeń przechowywane są w pamięci, a następnie z wykorzystaniem różnych algorytmów optymalizacyjnych dokonywany jest ich odpowiedni wybór [171], [172]. Ponadto oprócz kryteriów nadprądowych, do realizacji schematów adaptacyjnych wykorzystywane są kryteria różnicowe [173], [174], czy kryteria oparte o metody sztucznej inteligencji [175]–[177]. Zaletami stosowania zabezpieczeń adaptacyjnych są przystosowanie nastaw zabezpieczeń do różnych warunków pracy mikrosieci oraz bieżąca analiza zjawisk zachodzących w mikrosieci. Główną wadą, podobnie jak w przypadku innych schematów zabezpieczeniowych, jest konieczność przygotowania rozległej i niezawodnej struktury komunikacyjnej.



Rys. 2.10 Rozproszona architektura komunikacyjna [72]

Oprócz wykorzystania dotychczas stosowanych kryteriów zabezpieczeniowych lub ich różnych modyfikacji do zabezpieczenia mikrosieci, naukowcy opracowują także niekonwencjonalne schematy zabezpieczeniowe. W tym celu stosowane są między innymi różnego rodzaju algorytmy sztucznej inteligencji. Metody takie jak uczenie maszynowe, algorytmy genetyczne, czy drzewa decyzyjne, które wykorzystywane są do klasyfikacji zwarć oraz przetwarzania danych [178]–[184]. Ponadto pozwalają usprawnić procesy związane, na przykład, z uzyskiwaniem aktualnej topologii mikrosieci, analizą produkcji energii elektrycznej i zapotrzebowania na moc oraz analizą nastaw zabezpieczeń adaptacyjnych [185]–[189]. Interesującym zagadnieniem jest także stosowanie zabezpieczeń falowych, charakteryzujących się bardzo dobrymi właściwościami w aspekcie detekcji uszkodzeń [190]–[193].

Na podstawie wnikliwej analizy literaturowej można stwierdzić, że istnieje wiele metod i schematów zabezpieczeniowych, które można wykorzystać do ochrony mikrosieci przed występującymi w nich zakłóceniami. Jednakże równocześnie zaobserwować można pewne luki, które powinny zostać uzupełnione. Przede wszystkim dotyczą one rozwiązań dedykowanych konkretnym krajom, w których sieci elektroenergetyczne różnią się, pod względem warunków technicznych. Szczególnie dotyczy to Polski, w której sieci SN pracują z nieskutecznie uziemionym punktem neutralnym.

3. Teza, cel i zakres pracy

W obecnych czasach uwidacznia się tendencja do przyłączania coraz większej liczby źródeł rozproszonych do systemu elektroenergetycznego. W przyszłości prowadzić może to do uzyskania nowych możliwości technicznych, które umożliwią zmianę spojrzenia na funkcjonowanie sieci dystrybucyjnych w dotychczas znanym kształcie. Zabroniona do tej pory praca wyspowa jednostek wytwórczych na sieć energetyki zawodowej może w przyszłości zostać dozwolona, co pozwoli zainicjować wprowadzenie i poprawną eksploatację mikrosieci. Współcześnie stosowane kryteria zabezpieczeniowe nie będą jednak pozwalały na selektywne i pewne wykrywanie zwarć. Ponadto po dokonaniu obszernego przeglądu literatury technicznej oraz aspektów prawnych stosowanych w różnych krajach można stwierdzić, że występują pewne luki związane z odpowiednim zabezpieczaniem mikrosieci, w szczególności w ujęciu rozwiązań stosowanych w sieciach średniego napięcia na terenie Polski i Europy.

W związku z powyższym określono główny cel pracy, którym było opracowanie koncepcji zabezpieczeń adaptacyjnych chroniących mikrosieć średniego napięcia przed występującymi w niej zakłóceniami, wraz z doбором kryteriów zabezpieczeniowych oraz ich wartości nastawczych. Zabezpieczenia te będą zmieniały swoje nastawy w sposób automatyczny, w zależności od tego czy mikrosieć będzie pracowała w połączeniu z systemem elektroenergetycznym, czy jako kontrolowana wyspa. Określenie celu pracy umożliwia postawienie następującej tezy:

Możliwa jest bezpieczna i niezawodna praca mikrosieci zarówno w stanach normalnych, jak i zakłóceń, dzięki opracowaniu zabezpieczeń adaptacyjnych.

Na potrzeby udowodnienia powyższej tezy przeprowadzono badania naukowe, których zakres obejmował:

- opracowanie modelu symulacyjnego linii średniego napięcia z inwerterową generacją rozproszoną, bazującego na parametrach rzeczywistych,
- opracowanie algorytmów sterowania źródłami inwerterowymi, umożliwiających kontrolowaną pracę wyspową jednostek wytwórczych oraz wspomaganie przez nie pracy systemu elektroenergetycznego,
- opracowanie modelu symulacyjnego mikrosieci, przystosowanego do pracy w połączeniu z systemem elektroenergetycznym lub jako kontrolowana wyspa,
- wyjaśnienie zjawisk fizycznych zachodzących w mikrosieci podczas wybranych zakłóceń,

- opracowanie adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego, przystosowanego do pracy w mikrosieciach,
- implementacja i testy adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego w różnych warunkach pracy i dla różnych zakłóceń,
- opracowanie uzyskanych wyników oraz sformułowanie wniosków końcowych udowadniających postawioną tezę.

4. Regulacje prawne dotyczące źródeł odnawialnych w aspekcie pracy w stanach zakłóceń

4.1. Regulacje prawne dotyczące źródeł odnawialnych obowiązujące w Europie

4.1.1. Wymogi ogólne

Głównym dokumentem regulującym aspekty techniczne dotyczące przyłączania do sieci elektroenergetycznej oraz eksploatacji odnawialnych źródeł energii w krajach Europy kontynentalnej jest Kodeks Sieci. Został on ustanowiony na podstawie Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.04.2016 r.) [13]. Zapisy zawarte w Kodeksie Sieci są pewnego rodzaju szkicem, obejmującym pewien zakres nastawień poszczególnych funkcji sterowniczych lub zabezpieczeniowych, na podstawie którego właściwy, krajowy Operator Sieci Przesyłowej zobligowany jest do określenia warunków szczegółowych. Kodeks Sieci przewiduje odmienne wymagania techniczne dla różnych kategorii źródeł rozproszonych. Podział dokonywany jest na podstawie wartości napięcia w punkcie przyłączenia generacji rozproszonej do sieci oraz mocy znamionowej modułu wytwarzania energii. W Tab. 4.1 przedstawione zostały graniczne wartości mocy modułów wytwarzania energii, proponowane przez Kodeks Sieci, a które powinny zostać uszczegółowione przez krajowych OSD.

Tab. 4.1 Wartości graniczne progów dla modułów wytwarzania energii typu A, B, C i D [13]

Moduł typu A	Moduł typu B	Moduł typu C	Moduł typu D
$\geq 0,8 \text{ kW}$	$\geq 1 \text{ MW}$	$\geq 50 \text{ MW}$	$\geq 75 \text{ MW}$

Ponadto napięcie w punkcie przyłączenia do sieci modułów typu A, B i C wynosi mniej niż 110 kV. W przypadku modułów typu D wynosi ono natomiast co najmniej 110 kV. Podczas analizy aktów prawnych uwzględnione zostały wymagania opisujące pracę modułów typu B i C, reprezentowanych w rzeczywistym systemie elektroenergetycznym przez najbardziej popularne inwerterowe źródła rozproszone, takie jak farmy fotowoltaiczne, czy farmy wiatrowe.

Kodeks Sieci określa wymaganą odporność generacji rozproszonej na odchylenia częstotliwości występujące w sieci dystrybucyjnej. Zgodnie z jego zapisami źródła rozproszone

powinny zachować zdolność do pracy, bez odłączenia od sieci przy następujących odchyleniach częstotliwości (Tab. 4.2).

Tab. 4.2 Minimalne czasy, w których moduł wytwarzania energii musi być zdolny do pracy przy różnych częstotliwościach, odbiegających od wartości znamionowej, bez odłączenia od sieci dla krajów Europy kontynentalnej [13]

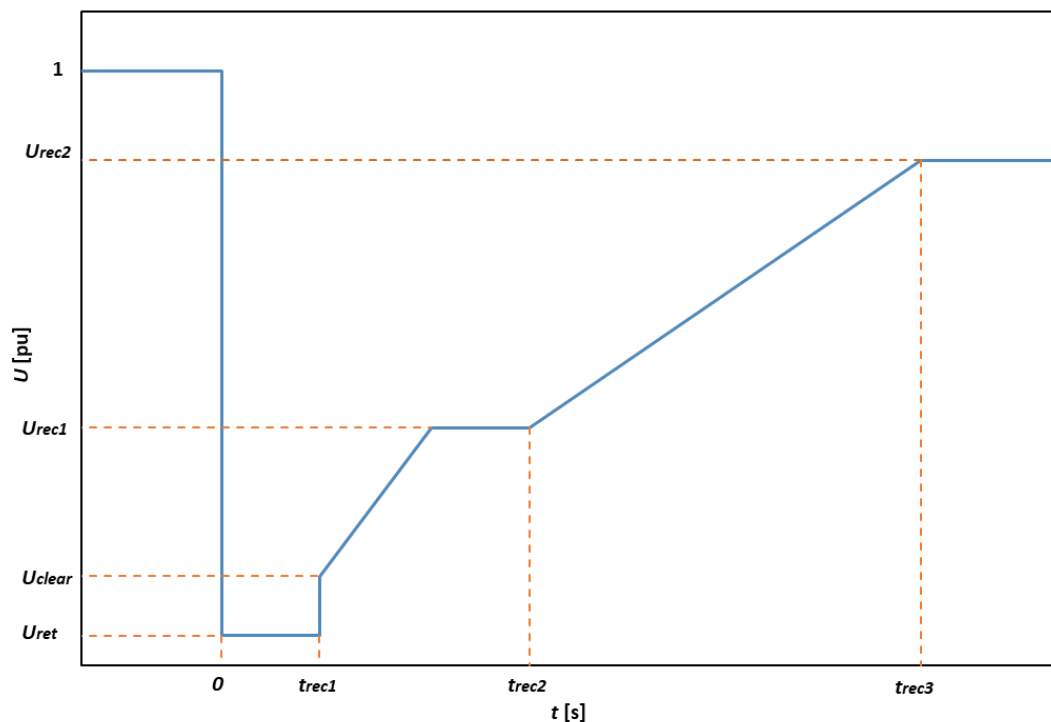
Zakres częstotliwości [Hz]	Czas pracy [min]
47,5 – 48,5	≥ 30
48,5 – 49,0	≥ 30
49,0 – 51,0	nieograniczony
51,0 – 51,5	≥ 30

Na podstawie zapisów zawartych w Tab. 4.2 zaobserwować można, że odchylenia częstotliwości o wartości ± 1 Hz nie powinny wpływać na pracę modułu wytwarzania energii. W przypadku wystąpienia odchyleń częstotliwości o większych wartościach generacja rozproszona powinna pozostać w trybie pracy przez czas nie krótszy niż 30 min. Właściwy Operator Sieci Przesyłowej ma obowiązek określić także konkretne wymagania dotyczące szybkości zmian częstotliwości.

Kodeks Sieci przewiduje dla źródeł należących do różnych kategorii wiele trybów sterowania związanych z gospodarką mocą czynną i bierną oraz regulacją napięcia. Jednakże nie będą one tematem dalszej analizy. Przedstawione zostaną jedynie wymagania dotyczące automatyki zabezpieczeniowej i zachowania źródeł podczas różnego rodzaju zwarc.

4.1.2. Wymogi dotyczące modułów wytwarzania energii kategorii B i C

Jednym z kluczowych wymogów, które powinny spełniać moduły wytwarzania energii należące do kategorii B jest pracy zdolność do utrzymywania się w trybie pracy w trakcie zapadów napięcia towarzyszącym zwarciom międzyfazowym (ang. Fault Ride Through). Dzięki implementacji tego mechanizmu, źródła rozproszone nie ulegają wyłączeniu w trakcie zwarcia i biorą czynny udział w jego eliminacji. Kodeks Sieci ponownie i w tym przypadku określa kształt charakterystyki FRT (Rys. 4.1) oraz granice, w których powinny zawierać się współczynniki modelujące krzywą (Tab. 4.3).



Rys. 4.1 Profil pozostawania w pracy podczas zwarcia dla modułu wytwarzania energii (FRT) [13]

Tab. 4.3 Parametry w zakresie zdolności modułów wytwarzania energii do pozostania w pracy podczas zwarcia [13]

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
U_{ret}	0,05 – 0,15	t_{clear}	0,14 – 0,15
U_{clear}	$U_{ret} - 0,15$	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 – 3,0

gdzie: U_{ret} oznacza napięcie utrzymane w punkcie przyłączenia w trakcie zwarcia, t_{clear} oznacza moment usunięcia zwarcia. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} i t_{rec3} określają punkty dolnych wartości granicznych powrotu napięcia po usunięciu zwarcia [13].

W przypadku jednostek wytwórczych typu B Kodeks Sieci definiuje także wymogi określające sposób sterowania mocą bierną. Inwerterowe źródła rozproszone powinny posiadać zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego o charakterze biernym w trakcie zwarć zarówno symetrycznych, jak i niesymetrycznych. Wprowadzenie do sieci dodatkowego prądu

biernego powoduje ograniczenie zapadu napięcia towarzyszącemu zwarciu, a w konsekwencji utrzymanie punktu pracy powyżej zaimplementowanej charakterystyki FRT.

Moduły wytwarzania energii sklasyfikowane w kategorii C, według zapisów Kodeksu Sieci objęte są dodatkowymi, opracowanymi dla źródeł większej mocy wymaganiami związanymi z trybami regulacyjnymi. Dodatkowo powinny spełniać także opisane wcześniej wymogi dotyczące jednostek przynależnych do kategorii B. Wymagania dotyczące zachowania w trakcie zwarć są zbieżne z tymi stawianymi jednostkom kategorii B.

Przechodząc do analizy wymagań krajowych stawianych generacji rozproszonej warto ponownie nadmienić, że zapisy wynikające z Kodeksu Sieci są w głównej mierze schematem i szkicem, na podstawie którego krajowy Operator Sieci Przesyłowej powinien sformułować szczegółowe wymagania.

4.2. Regulacje prawne dotyczące źródeł odnawialnych obowiązujące w Polsce

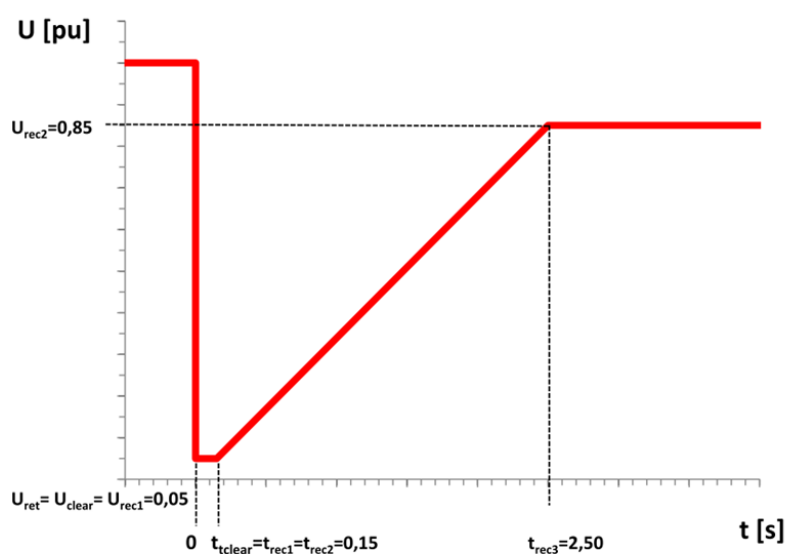
4.2.1. Wymogi ogólne

Obowiązującym w Polsce dokumentem prawnym przygotowanym w odpowiedzi na zapisy zawarte w Kodeksie Sieci są „Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG)”. Dokument opublikowany w roku 2018 przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne, powstał przy współpracy z Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) zrzeszającym, między innymi, pięciu krajowych Operatorów Sieci Dystrybucyjnej.

W nawiązaniu do zapisów przytoczonych we wcześniejszych rozdziałach pracy należy nadmienić, że wymagania związane z utrzymywaniem się generacji rozproszonej w trybie pracy podczas odchyłań częstotliwości są zbieżne z informacjami zawartymi w Kodeksie Sieci. Zostały one jednak wzbogacone o konkretne wymogi dotyczące odpowiedzi jednostek wytwórczych na tempo zmian częstotliwości. Na podstawie pomiarów w przesuwym oknie pomiarowym od długości 500 ms, generacja rozproszona powinna pozostać w trybie pracy dla zmian częstotliwości nie szybszych niż 2 Hz/s. W razie potrzeby dopuszcza się większe wartości, nastawy te muszą jednak być skoordynowane z nastawami zabezpieczeń elektroenergetycznych odpowiedzialnych za wykrywanie pracy wyspowej zainstalowanych w głębi sieci.

4.2.2. Wymogi dotyczące modułów wytwarzania energii kategorii B i C

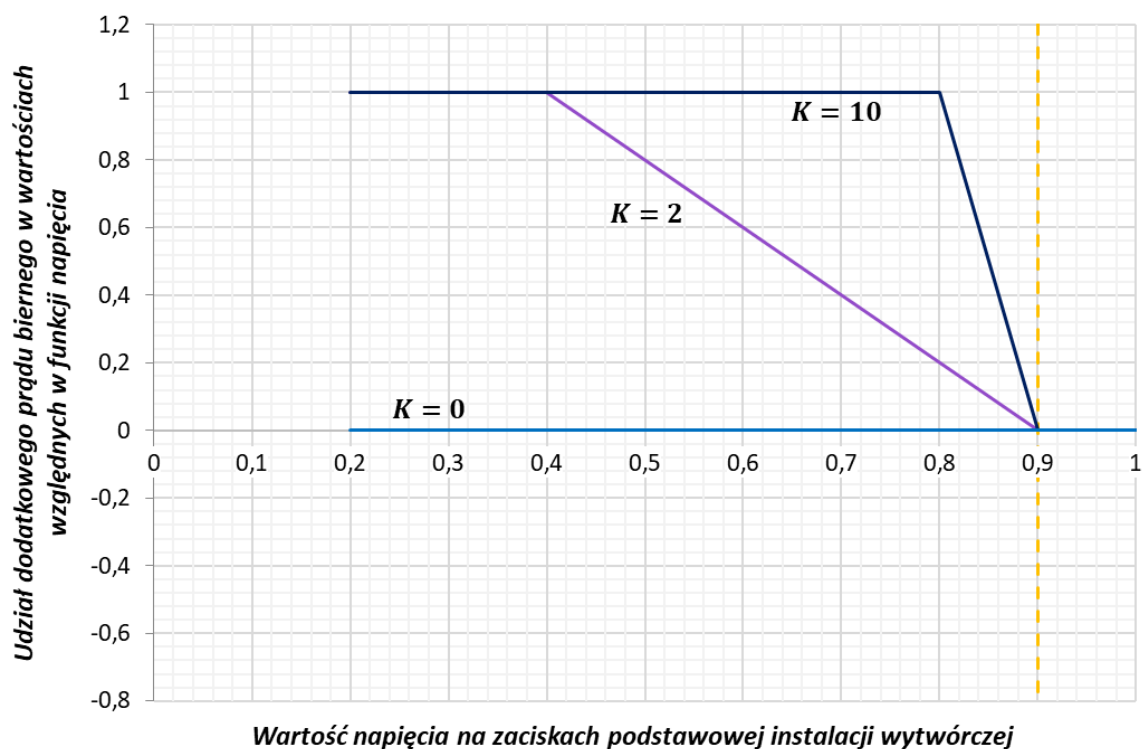
W analizowanym dokumencie przedstawiona została szczegółowa charakterystyka FRT (Rys. 4.2), opisująca zdolność do utrzymywania się modułu wytwarzania energii w trybie pracy podczas zapadów napięcia. Jej kształt jest identyczny zarówno dla przypadków zwarć symetrycznych, jak i niesymetrycznych. Różnicę stanowi jedynie pomiar napięć międzyfazowych. Dla zwarć niesymetrycznych pod uwagę brany jest przebieg napięcia międzyfazowego o najmniejszej amplitudzie.



Rys. 4.2 Charakterystyka FRT dla inwerterowej jednostki wytwórczej typu B [15]

W wymogach opracowanych przez PTPiREE zdefiniowane jest także zachowanie jednostki wytwórczej po jej wcześniejszym odłączeniu od sieci elektroenergetycznej spowodowanym zakłóceniem. Ponowna synchronizacja nastąpić może po ustabilizowaniu się wartości częstotliwości w przedziale od 49 Hz do 50,05 Hz oraz napięcia w przedziale dopuszczalnym określonym przez właściwe regulacje prawne [15]. Przyłączenie jednostki do sieci następuje po upływie zwłoki czasowej, nie krótszej niż 60 s liczonej od momentu ustalenia się parametrów sieciowych.

Inwerterowe źródła rozproszone powinny także posiadać zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego (Rys. 4.3). Przedstawioną charakterystykę można modyfikować poprzez odpowiedni dobór współczynnika K w zakresie od 2 do 10. Im wyższa wartość współczynnika K , tym szybciej osiągnięta jest maksymalna wartość dodatkowego prądu biernego.



Rys. 4.3 Zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciovego [15]

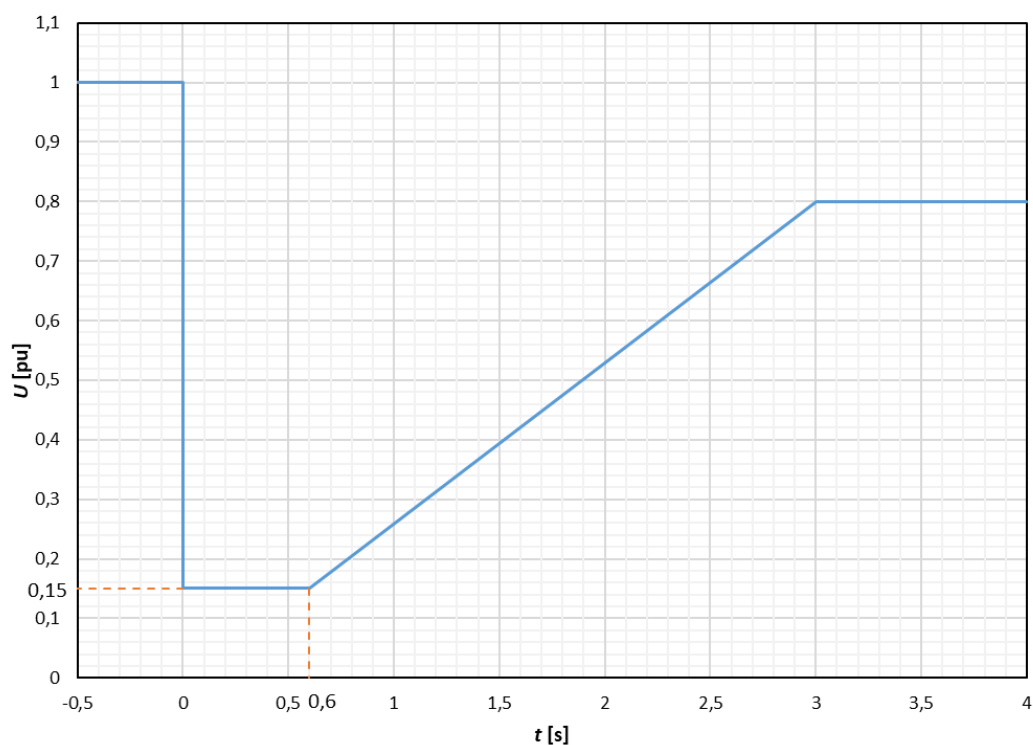
4.2.3. Wymogi zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

W kwestii wymogów technicznych opisujących pracę źródeł rozproszonych warto zwrócić uwagę także na zapisy zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, które w pewnych aspektach różnią się od tych, analizowanych we wcześniejszych częściach pracy. Pierwszą z różnic jest podział jednostek wytwórczych na kategorie, dokonywany na podstawie ich mocy maksymalnych (Tab. 4.4), odmienny niż w przypadku informacji zawartych w Kodeksie Sieci. Zmianie uległy przedziały mocy maksymalnej oraz napięcie w punkcie przyłączenia dla modułów typu D, które może być niższe niż 110 kV. Ponadto wszystkie moduły wytwarzania energii przyłączone do sieci o napięciu 110 kV, bez względu na ich moc maksymalną, również należą do kategorii D.

Tab. 4.4 Wartości graniczne progów dla modułów wytwarzania energii typu A, B, C i D [9]

Moduł typu A	Moduł typu B	Moduł typu C	Moduł typu D
$0,8 \text{ kW} \leq P < 200 \text{ kW}$	$200 \text{ kW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} \leq P < 75 \text{ MW}$	$\geq 75 \text{ MW}$

Aspektem odróżniającym zapisy zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej od tych umieszczonych w Kodeksie Sieci oraz dokumencie opracowanym przez PTPiREE jest charakterystyka FRT. Różnice dotyczą przede wszystkim wartości parametrów kształtujących charakterystykę, takich jak na przykład wartość napięcia po ustąpieniu zwarcia U_{rec2} oraz czasu trwania i ustąpienia zwarcia (Rys. 4.4). Należy także podkreślić, że zapisy te dotyczą jedynie farm wiatrowych przyłączanych do sieci 110 kV. W analizowanym dokumencie brak jest informacji na temat źródeł innego typu.



Rys. 4.4 Charakterystyka FRT dla farmy wiatrowej przyłączonej do sieci 110 kV [9]

Dokonując analizy polskich aktów prawnych można dostrzec, że w większości są one zgodne z wymaganiami stawianymi przez Kodeks Sieci. Istnieją jednak pewne luki i niezgodności, które w przyszłości powinny zostać dopracowane.

4.3. Regulacje prawne dotyczące źródeł odnawialnych obowiązujące w innych krajach

W celu pełnego zrozumienia różnych koncepcji zabezpieczeniowych opracowywanych przez naukowców na całym świecie należy zwrócić uwagę również na dokumenty pozaeuropejskie. Jednym z prekursorów w dziedzinie odnawialnych źródeł energii były Stany Zjednoczone, gdzie w 2003 roku wprowadzony został standard IEEE-1547. Był on jednym

z pierwszych dokumentów regulujących przyłączanie do sieci źródeł rozproszonych oraz ich zachowanie w przypadku zakłóceń. Głównym powodem wprowadzenia tego standardu była potrzeba ujednolicenia przepisów związanych z generacją rozproszoną, w szczególności kwestii dotyczących regulacji napięcia oraz odpowiedzi jednostek wytwórczych na odchylenia parametrów systemu elektroenergetycznego.

Inaczej niż w przypadku regulacji europejskich – na podstawie których podział jednostek dokonywany jest z uwzględnieniem mocy źródła i napięcia w punkcie przyłączenia – standard IEEE-1547 ustanawia podział generacji rozproszonej ze względu na funkcje pełnione w systemie. W aspekcie tym wyróżnić można dwa kryteria podziału, czyli wymagania opisujące pracę źródeł wytwórczych w stanie ustalonym oraz podczas zakłóceń. Wymogi związane z pracą źródeł w stanie ustalonym dotyczą gospodarki mocą bierną i zdolności do regulacji napięcia. Na ich podstawie zdefiniować można dwie kategorie jednostek wytwórczych:

- Kategoria A – źródła przyłączane do sieci z małym rozpowszechnieniem generacji rozproszonej, których sumaryczna, wytwarzana moc nie podlega dużym wahaniom,
- Kategoria B – źródła przyłączane do sieci z dużym rozpowszechnieniem generacji rozproszonej, których sumaryczna, wytwarzana moc może podlegać dużym wahaniom.

Istotnym faktem jest to, że w standardzie IEEE-1547 nie określono dokładnych wartości, czy też granic wahań mocy.

Drugi rodzajem wymogów jest zachowanie jednostek wytwórczych w stanach nieustalonych. Zapisy te dotyczą przede wszystkim wspomagania stabilności i niezawodności funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W tym przypadku definiowane są trzy kategorie jednostek wytwórczych:

- Kategoria I – jej wymogi powinny spełniać wszystkie źródła rozproszone zainstalowane w systemie elektroenergetycznym,
- Kategoria II – dotycząca źródeł wspierających stabilność oraz pracę systemu elektroenergetycznego,
- Kategoria III – związana ze źródłami zapewniającymi odpowiednią niezawodność i jakość zasilania.

Wraz ze wzrostem poziomu kategorii, do której należy generacja rozproszona, zwiększa się restrykcyjność wymagań. Dodatkowo podobnie jak w przypadku dokumentów

europejskich, jednostki klasyfikowane do kategorii wyższej, powinny spełniać wszystkie wymagania opisujące kategorie wcześniejsze. W celu uzyskania optymalnych warunków pracy źródeł rozproszonych wymagania dotyczące stanów ustalonych i nieustalonych należy łączyć. Jednostki należące do kategorii A w aspekcie pracy w stanie ustalonym powinny spełniać wymagania kategorii I dla pracy w stanach przejściowych. W przypadku kategorii wyższych wymagania kategorii B łączone są z tymi stawianymi przez kategorię II i III. Na potrzeby pracy analizie zostaną poddane zapisy dotyczące kategorii II, czyli zachowania w stanach zakłóceń. Odpowiadają one europejskim wymaganiom opisanym we wcześniejszych rozdziałach. Umożliwi to łatwe porównanie analizowanych dokumentów.

Jednostki wytwórcze sklasyfikowane w kategorii II powinny spełniać wymagania związane ze wspomaganiem stabilności systemu elektroenergetycznego. Standard IEEE-1547 definiuje dwa przypadki, których wystąpienie powinno skutkować zaprzestaniem generowania mocy czynnej, a w dalszym etapie wyłączeniem generacji rozproszonej. Są to różnego rodzaju zwarcia oraz zanik jednej z faz w sieci. Po ustąpieniu zakłócenia lub usunięciu uszkodzenia elementu sieciowego nastąpić powinna ponowna synchronizacja źródła z siecią. Dopuszczalne przedziały dla napięcia to od 0,917 do 1,05 napięcia znamionowego, a dla częstotliwości od 59,5 Hz do 60,1 Hz [194].

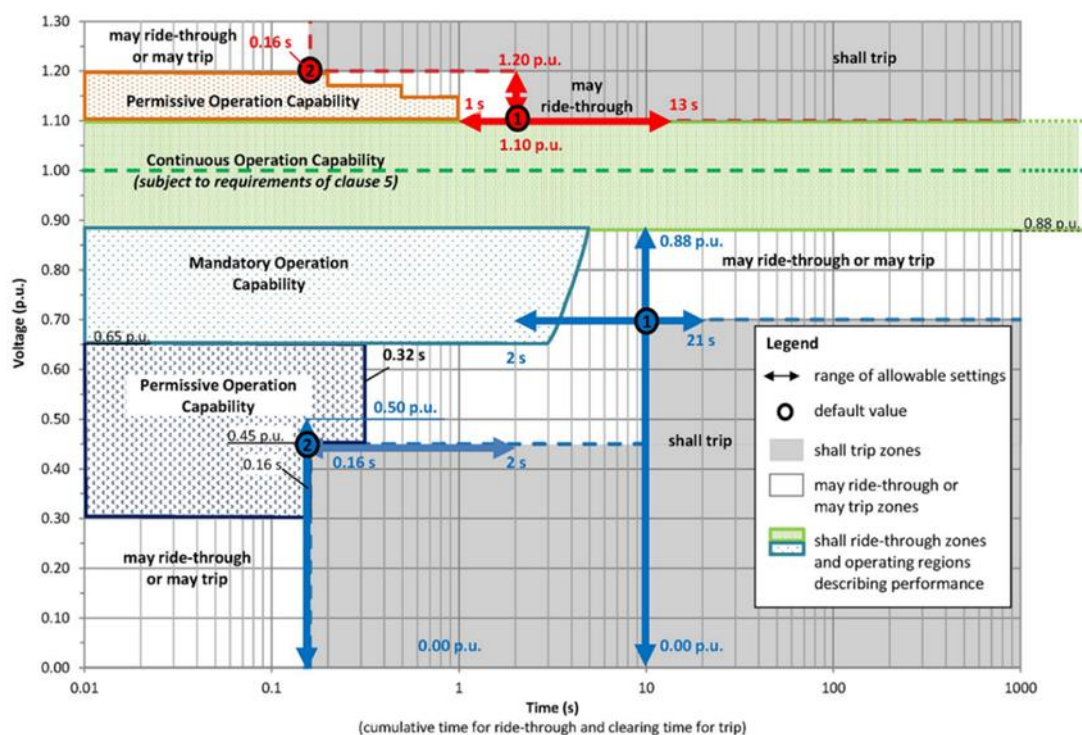
Standard IEEE-1547 przewiduje konieczność wyposażenia źródeł rozproszonych kategorii II w zabezpieczenia napięciowe. Ich działanie powinno nastąpić w przypadku wykrycia odchylenia napięcia w którejkolwiek z faz. W przypadku zadziałania zabezpieczeń napięciowych jednostka wytwórcza powinna odłączyć się od sieci po nastawionym czasie zwłoki. W Tab. 4.5 przedstawione zostały przedziały wartości, w których powinny zawierać się konkretne nastawy. Określone zostały również nastawy zalecane.

Dobrze znanym wymogiem, przedstawionym w dokumentach europejskich, jest zdolność do utrzymywania się jednostki wytwórczej w pracy podczas zakłóceń napięciowych. W standardzie IEEE-1547 określana jest mianem *Voltage Ride-Through (VRT)* (Rys. 4.5). W przeciwieństwie do dokumentów europejskich, charakterystyka ta określa również zachowanie generacji rozproszonej w przypadku wzrostu napięcia w sieci. Dodatkowo w zależności od aktualnej wartości napięcia wyróżnić można różne tryby pracy jednostki wytwórczej. Na Rys. 4.5 zielonym kolorem oznaczono stan pracy ustalonej, zawierający się w granicach od 0,88 do 1,1 napięcia znamionowego. W tym zakresie generacja rozproszona powinna pracować z zachowaniem parametrów znamionowych.

W przypadku, gdy napięcie w sieci wzrośnie nieznacznie, jednostka wytwórcza przechodzi w tryb pracy warunkowej, w trakcie którego powinna ona utrzymać się w synchronizmie z systemem elektroenergetycznym. Może natomiast zaprzestać generowania mocy, aby zapobiec dalszemu wzrostowi napięcia w sieci. Po ustąpieniu zakłócenia i powrocie wartości napięcia do granic dopuszczalnych następuje natychmiastowe wznowienie produkcji mocy czynnej. Jednakże w przypadku dalszego wzrostu napięcia i przekroczenia nastawionego progu następuje wyłączenie jednostki wytwórczej z ustaloną zwłoką czasową.

Tab. 4.5 Nastawy zabezpieczeń napięciowych dla źródeł kategorii II [194]

Kryterium	Przedziały nastaw		Nastawy zalecane	
	Napięcie [pu]	Czas zadziałania [s]	Napięcie [pu]	Czas zadziałania [s]
$U \gg$	1,20	0,16	1,20	0,16
$U >$	1,10 – 1,20	1,0 – 13,0	1,10	2,0
$U <$	0,0 - 0,88	2,0 – 21,0	0,70	10,0
$U \ll$	0,0 - 0,50	0,16 – 2,0	0,45	0,16



Rys. 4.5 Charakterystyka VRT dla jednostki wytwórczej kategorii II [194]

W przypadku obniżenia się napięcia do granic oznaczonych na Rys. 4.5 obszarem zakropkowanym, generacja rozproszona zobligowana jest zachować połączenie z systemem elektroenergetycznym. Nie może także ograniczyć produkcji mocy czynnej, tak aby zapobiec dalszemu spadkowi napięcia w sieci. Gdy napięcie spadnie poniżej nastawionego progu następuje zadziałanie zabezpieczenia podnapięciowego z odpowiednią zwłoką czasową. Standard IEEE-1547 określa granice odchyień napięcia oraz minimalne czasy, w których generacja rozproszona musi utrzymać się w połączeniu z systemem. Na Rys. 4.5 zaobserwować można strefy oznaczone kolorem białym. Oznaczają one obszary niejednoznaczności, w których jednostka wytwórcza może utrzymać się w trybie pracy, a także się wyłączyć.

W standardzie IEEE-1547 można także znaleźć informacje dotyczące zabezpieczeń częstotliwościowych. Określone zostały przedziały nastaw, a także konkretne, zalecane wartości (Tab. 4.6). Na podstawie tych zapisów wyznaczyć można charakterystykę opisującą zdolność do utrzymywania się generacji rozproszonej w połączeniu z systemem przy odchyleniach częstotliwości, czyli *Frequency Ride-Through (FRT)* (Rys. 4.6). Podobnie jak w przypadku charakterystyk napięciowych wyszczególnić można tryby pracy opisujące zachowanie jednostki wytwórczej.

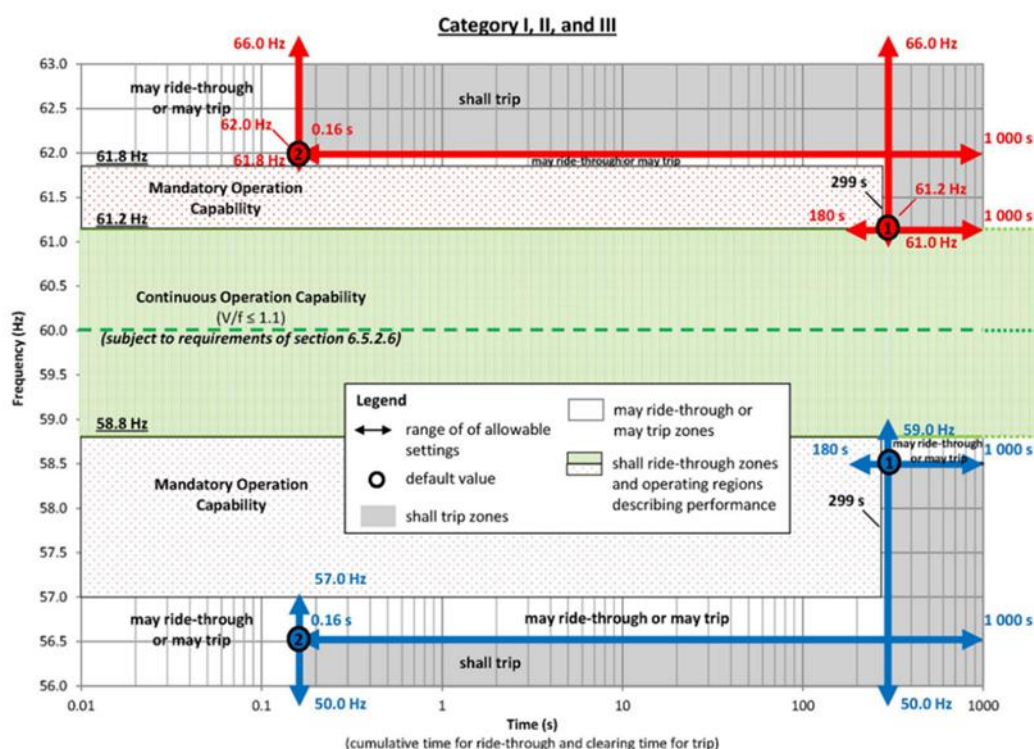
Tab. 4.6 Nastawy zabezpieczeń częstotliwościowych dla źródeł kategorii II [194]

Kryterium	Przedziały nastaw		Nastawy zalecane	
	Częstotliwość [pu]	Czas zadziałania [s]	Częstotliwość [pu]	Czas zadziałania [s]
$f >>$	61,8 – 66,0	0,16 - 1000	62	0,16
$f >$	61,0 – 66,0	180 - 1000	61,2	300
$f <$	50,0 – 59,0	180 - 1000	58,5	300
$f <<$	50,0 – 57,0	0,16 - 1000	56,5	0,16

Standard IEEE-1547 przewiduje także dodatkowe zabezpieczenia takie jak ROCOF i Vector Shift, działające na wyłączenie jednostki wytwórczej. Zalecana nastawa kryterium ROCOF wynosi 2 Hz/s, a pomiar tej wartości dokonywany być powinien z zastosowaniem okien uśredniających o długości minimum 100 ms. W przypadku kryterium Vector Shift reagującego na skokową zmianę kąta fazowego napięcia rekomendowana nastawa wynosi 20°.

Aspektem odróżniającym standard amerykański od dokumentów europejskich jest podejście do pracy wyspowej generacji rozproszonej. Zgodnie z zapisami standardu IEEE-1547

nieintencjonalna praca wyspowa jednostek wytwórczych nie jest dozwolona, a pozbawienie tak wydzielonej wyspy zasilania powinno nastąpić w czasie nieprzekraczającym 2 s. Co ciekawe, praca wyspowa generacji rozproszonej jest dozwolona, w przypadku spełnienia restrykcyjnych wymagań dotyczących zdolności do generacji mocy biernej, sterowania napięciem i mocą bierną, a także zaimplementowania charakterystyk VRT, FRT oraz odpowiedzi na zmiany częstotliwości.



Rys. 4.6 Charakterystyka FRT dla jednostek wytwórczych kategorii I, II i III [194]

Na podstawie dokonanej analizy aktów prawnych regulujących pracę rozproszonych jednostek wytwórczych można stwierdzić, że wymogi europejskie częściowo pokrywają się z amerykańskimi. Jednakże występują również pewne różnice pomiędzy opisywanymi regulacjami technicznymi. Nie oznacza to jednak, że któryś z dokumentów jest lepszy od drugiego. Należy pamiętać, że różne wymagania przystosowane są do warunków sieciowych i systemowych występujących na danym, konkretnym obszarze. W związku z tym istnieją różne, odmienne podejścia w kwestii zabezpieczania i sterowania generacji rozproszonej oraz mikrosieci.

5. Modele symulacyjne

W celu przeprowadzenia badań odnośnie zjawisk zachodzących w sieciach z dużym rozpowszechnieniem generacji rozproszonej oraz w mikrosieciach opracowano odpowiednie modele symulacyjne. Na potrzeby ich realizacji wykorzystano oprogramowanie Matlab-Simulink. Należy podkreślić, że opracowane modele bazują na parametrach rzeczywistych i reprezentują rzeczywiste fragmenty sieci dystrybucyjnej średniego napięcia. Przygotowane modele obejmują:

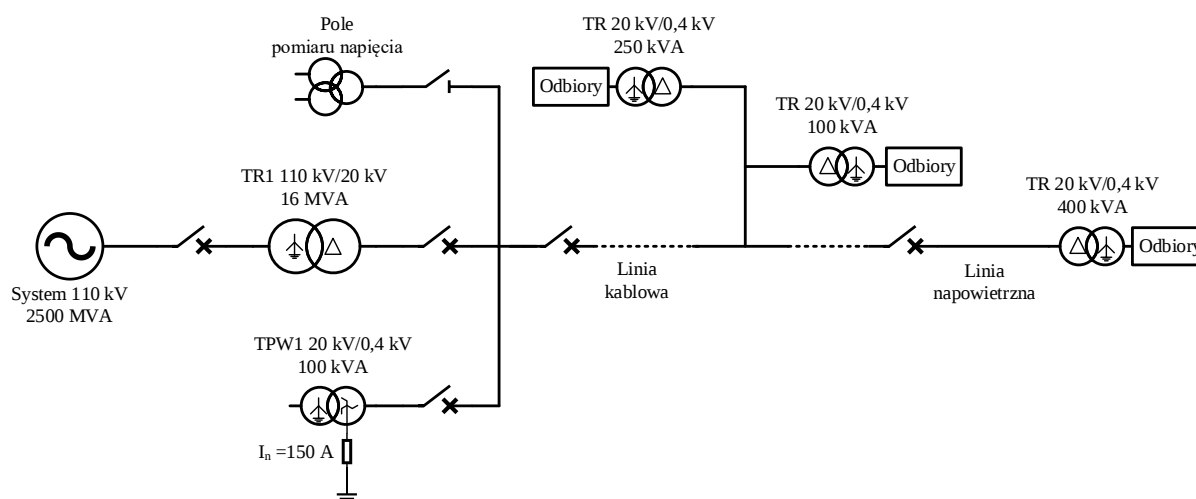
- sieci średniego napięcia o różnym sposobie pracy punktu neutralnego,
- inwerterowe źródła rozproszone,
- mikrosieci w różnych trybach pracy.

Ponadto w modelach źródeł rozproszonych zaimplementowano algorytmy sterujące, umożliwiające symulacje różnych stanów pracy generacji rozproszonej. Opracowane modele symulacyjne zostaną przedstawione w sposób szczegółowy w dalszej części pracy.

5.1. Model sieci średniego napięcia

Bazowy model sieci średniego napięcia składa się z odwzorowań elementów występujących w sieci SN (Rys. 5.1). Pierwszym z nich jest źródło napięciowe o mocy zwarciowej wynoszącej 2500 MVA. Reprezentuje ono jedną sekcję szyn zbiorczych 110 kV (połowa układu H5) rzeczywistego GPZ-tu zasilającego modelowaną sieć dystrybucyjną. Kolejnym elementem jest transformator 110 kV/20 kV o mocy znamionowej 16 MVA i grupie połączeń YNd11 (załącznik 1 - Tab. Z1). Zasila on jedną z sekcji 20 kV, do której przyłączona jest modelowana linia średniego napięcia. Składa się ona z fragmentów kablowych i napowietrznych o różnych przekrojach i długościach, odpowiadających elementom rzeczywistej linii średniego napięcia. Ich parametry jednostkowe dla składowej zgodnej i zerowej zostały przedstawione tabelarycznie w załączniku 1 w Tab. Z2 i Tab. Z3. Dodatkowo do linii przyłączone zostały transformatory 20 kV/0,4 kV wraz z odbiorami, które zasymulowano jako odbiorniki o charakterze mieszanym (RLC) o mocy pozornej wynoszącej 80% mocy pozornej danego transformatora. Odbiory te imitują stacje SN/nn zasilające odbiorców końcowych. Parametry transformatorów dystrybucyjnych przedstawiono w tabelach zamieszczonych w załączniku 1 w Tab. Z4. Ponadto do szyn zbiorczych średniego napięcia przyłączony jest transformator uziemiający 20 kV/0,4 kV o mocy 100 kVA i układzie połączeń ZNyn (Tab. Z5). Do wyprowadzonego sztucznego punktu neutralnego sieci w zależności od potrzeb i badanych zjawisk przyłączyć można:

- rezystor wymuszający o prądzie znamionowym 150 A,
- dławik kompensacyjny o znamionowym prądzie indukcyjnym 40 A z dodatkowym rezystorem wymuszającym automatyki AWSC o prądzie znamionowym 40 A,
- rezystor o nieskończenie dużej wartości rezystancji imitujący sieć izolowaną.



Rys. 5.1 Uproszczony schemat modelu symulacyjnego sieci średniego napięcia.

Indukcyjność dławika kompensacyjnego dobrana jest do pojemności modelowanej sieci, tak aby zapewnić niewielkie przekompensowanie. Dzięki temu po awaryjnym wyłączeniu linii lub jej fragmentu prąd indukcyjny dławika wciąż będzie większy od prądu pojemnościowego sieci. Zapobiega to powstawaniu rezonansu, a w konsekwencji pojawieniu się składowej zerowej napięcia (U_o) i zbędnemu rozruchowi zabezpieczeń nadnapięciowych reagujących na tą wielkość kryterialną. W celu doboru nastawy prądowej dławika kompensacyjnego przeprowadzono obliczenia, na podstawie których wyznaczono [4]:

- prąd pojemnościowy linii – obliczony jako suma prądów pojemnościowych poszczególnych fragmentów linii kablowych i napowietrznych,
- zaczepek dławika kompensacyjnego,
- współczynnik rozkompensowania sieci,
- warunki dotyczące gaszenia łuku.

W przypadku rzeczywistej stacji elektroenergetycznej, gdy do jednej z sekcji szyn zbiorczych w GPZ-cie przyłączona jest więcej niż jedna linia, prąd pojemnościowy galwanicznie połączonej sieci wynosi najczęściej od 150 A do 200 A.

Opracowany model sieci SN jest w pełni opomiarowany. W punktach zabezpieczeniowych znajdujących się w GPZ-cie oraz w głębi sieci istnieje możliwość odczytania wartości skutecznych a także przebiegów napięć i prądów. Dodatkowo w polu pomiaru napięcia w stacji

zasilającej dostępny jest pomiar częstotliwości zrealizowany na podstawie filtrów ortogonalnych o oknach kosinusoidalnych i sinusoidalnych. Uzyskane dane i wielkości pomiarowe umożliwiają realizację różnego rodzaju algorytmów zabezpieczeniowych. W załączniku Z2 (Rys. Z1 - Rys. Z6) w sposób szczegółowy przedstawiony został opracowany model sieci SN.

5.2. Model źródła inwerterowego

W kolejnym etapie badań opracowano model inwerterowego źródła rozproszonego w postaci farmy fotowoltaicznej o mocy znamionowej 1 MW. Pojedyncza farma PV składa się z 3024 sztuk paneli fotowoltaicznych połączonych w 7 równolegle pracujących grup. Każda z grup składa się z 16 połączonych równolegle łańcuchów (stringów) zawierających 27 pojedynczych, połączonych szeregowo paneli. Połączenie szeregowe umożliwia zwiększenie sumarycznego napięcia w układzie, natomiast połączenie równoległe zwiększenie prądu. Parametry wykorzystanego panelu fotowoltaicznego w warunkach STC (*ang. Standard Test Condition*), czyli przy nasłonecznieniu 1000 W/m^2 i temperaturze panelu 25°C , przedstawiono w załączniku 1 w Tab. Z6. Zamodelowana farma fotowoltaiczna przyłączana jest do sieci za pośrednictwem inwertera o mocy 1 MVA i napięciu wyjściowym AC wynoszącym 800 V oraz transformatora podwyższającego napięcie o mocy 1 MVA i przekładni 0,8 kV/21 kV (Tab. Z7). W punkcie przyłączenia do sieci (PCC) zaimplementowano moduł pomiarowy i zabezpieczeniowy.

5.3. Algorytmy sterujące źródłami inwerterowymi

Inwertery współpracujące ze źródłami fotowoltaicznymi wykorzystywane są do przekształcania napięcia stałego generowanego przez panele na przemienne dostosowane do sieci elektroenergetycznej. Z punktu widzenia zjawisk zachodzących w systemie elektroenergetycznym kluczową rolę pełnią algorytmy sterujące inwerterami. Umożliwiają one wysterowanie źródeł rozproszonych tak, aby pełniły one funkcje źródła prądowego, czy też napięciowego. Dzięki temu generacja rozproszona jest w stanie pracować w połączeniu z systemem lub jako kontrolowana wyspa [195], [196]. Dodatkowo w algorytmach sterujących implementowane są ograniczenia prądowe, determinujące niski poziom prądów zwarciovych dla źródeł inwerterowych. Ze względu na funkcje pełnione w systemie elektroenergetycznym wyróżnić można następujące algorytmy sterowania źródłami inwerterowymi [197]–[200]:

- Grid Following,

- Grid Supporting,
- Grid Forming.

W dalszej części pracy przedstawione zostaną wyżej wymienione algorytmy.

5.3.1. Algorytm Grid Following

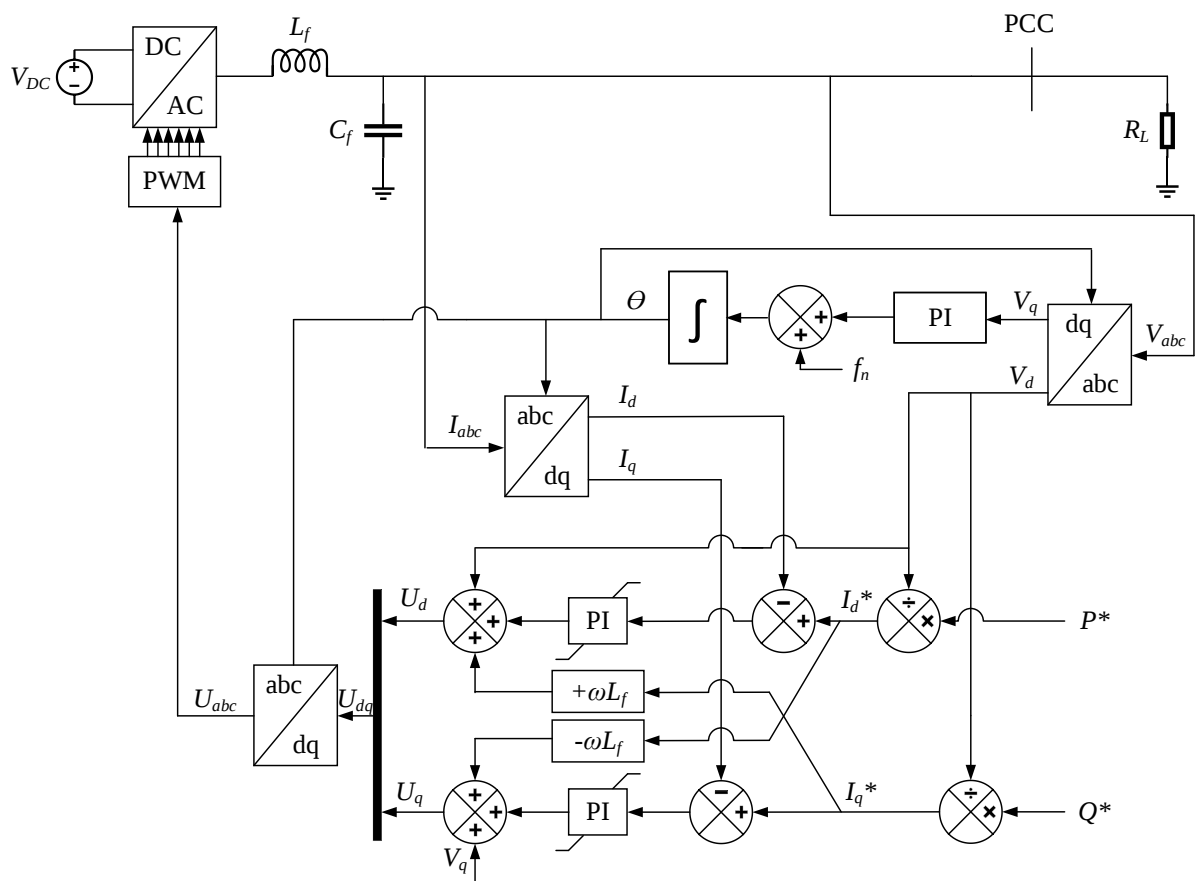
Algorytm typu Grid Following, w literaturze znany także pod nazwą Grid Feeding [201], [202], jest najprostszym i najbardziej rozpowszechnionym algorytmem sterowania. Ideę jego działania opisuje idealne źródło prądowe, przyłączone do sieci równolegle z dużą impedancją wyjściową. Algorytm Grid Following steruje źródłem rozproszonym na podstawie napięć V_{abc} i prądów I_{abc} zmierzonych w punkcie przyłączenia oraz zadanych wartości mocy czynnej P^* i biernej Q^* (Rys. 5.2) [200]. Zmierzone wielkości w kolejnym kroku poddawane są transformacji Parka (5.1), za pomocą której uzyskuje się pomiary w dziedzinie $dq0$. Estymacja kąta θ , wykorzystywanego w transformacie zachodzi z wykorzystaniem pomiarów napięcia oraz różnego rodzaju algorytmów PLL (*ang. Phase-Locked Loop*), umożliwiających synchronizację sygnałów z siecią

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin(\theta) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_A \\ X_B \\ X_C \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

Uzyskane na podstawie transformaty Parka sygnały są kontrolowane za pośrednictwem regulatorów PI. Ich nastawy najczęściej obliczane są z wykorzystaniem danych opisujących filtry LC oraz parametrów sieci elektroenergetycznej [203]–[206]. Jednakże w celu optymalizacji pracy układu sterowania regulatory PI należy dodatkowo dostroić dla indywidualnego przypadku. Następnie, napięciowy sygnał wyjściowy z regulatorów PI poddawany jest odwrotnej transformacji, a następnie steruje on kluczami inwertera na podstawie modulacji szerokości impulsów PWM (*ang. Pulse-width modulation*). Napięcie wyjściowe inwertera poddawane jest następnie filtracji z wykorzystaniem filtra LC w celu uzyskania napięcia sinusoidalnego. Odpowiednio dobrany filtr LC zapewnia generację napięcia o niskiej zawartości wyższych harmonicznym [207]–[210].

Synchronizacja źródła typu Grid Following z siecią zachodzi z wykorzystaniem wspomnianego wcześniej algorytmu PLL. Jest to bardzo istotna właściwość, która determinuje pracę tylko w połączeniu z systemem elektroenergetycznym. Bez wzorcowego źródła

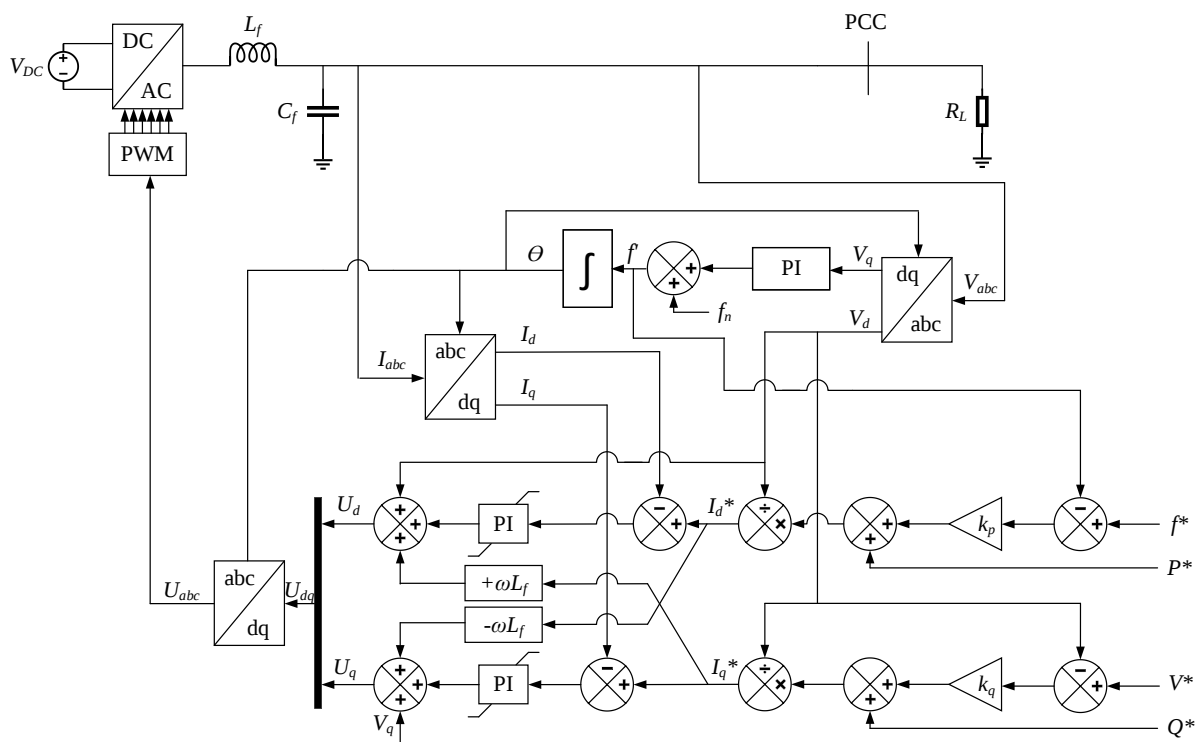
W rzeczywistym systemie elektroenergetycznym źródła rozproszone takie jak farmy fotowoltaiczne czy wiatrowe przyłączane do sieci średniego napięcia sterowane są z wykorzystaniem tej metody [211].



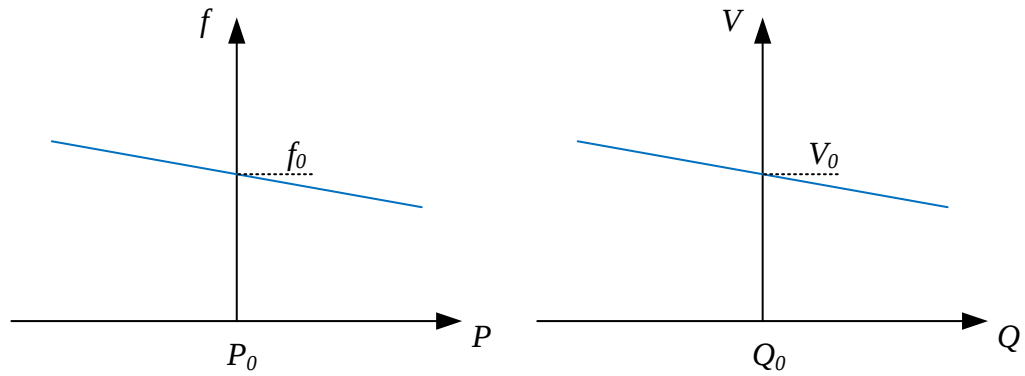
5.3.2. Algorytm Grid Supporting

65

wprowadzane do sieci moc czynna i bierna są kontrolowane w taki sposób, aby utrzymać wartości częstotliwości i napięcia w granicach wartości znamionowych [212]. Algorytm Grid Supporting steruje pracą inwertera na podstawie zmierzonych w punkcie przyłączenia napięć V_{abc} i prądów I_{abc} , które następnie poddawane są transformacji Parka (5.1) w celu uzyskania sygnałów w dziedzinie $dq0$. W przypadku tego algorytmu wielkościami zadanymi są nie tylko moc czynna P^* i bierna Q^* , ale również częstotliwość f^* i napięcie V^* (Rys. 5.3). W algorytmie sterowania zaimplementowane zostały charakterystyki sterowania opisujące zależności regulacyjne pomiędzy częstotliwością a mocą czynną oraz napięciem a mocą bierną (*ang. droop control*) (Rys. 5.4). Charakterystyki te opisują w jaki sposób źródło powinno sterować mocą czynną i bierną w odpowiedzi na zmiany częstotliwości i napięcia [201], [213]–[215]. Uzyskane na podstawie operacji matematycznych i porównań uchyby są sygnałem wejściowym regulatorów PI. Wysterowany sygnał wyjściowy poddawany jest transformacji odwrotnej, a otrzymane w ten sposób napięcie steruje kluczami inwertera z wykorzystaniem PWM. Napięcie wyjściowe inwertera poddawane jest filtracji z wykorzystaniem filtra LC. Podobnie jak źródło rozproszone pracujące zgodnie z algorytmem Grid Following, także algorytm sterowania typu Grid Supporting nie umożliwia pracy wyspowej źródła bez wzorcowego źródła napięciowego.



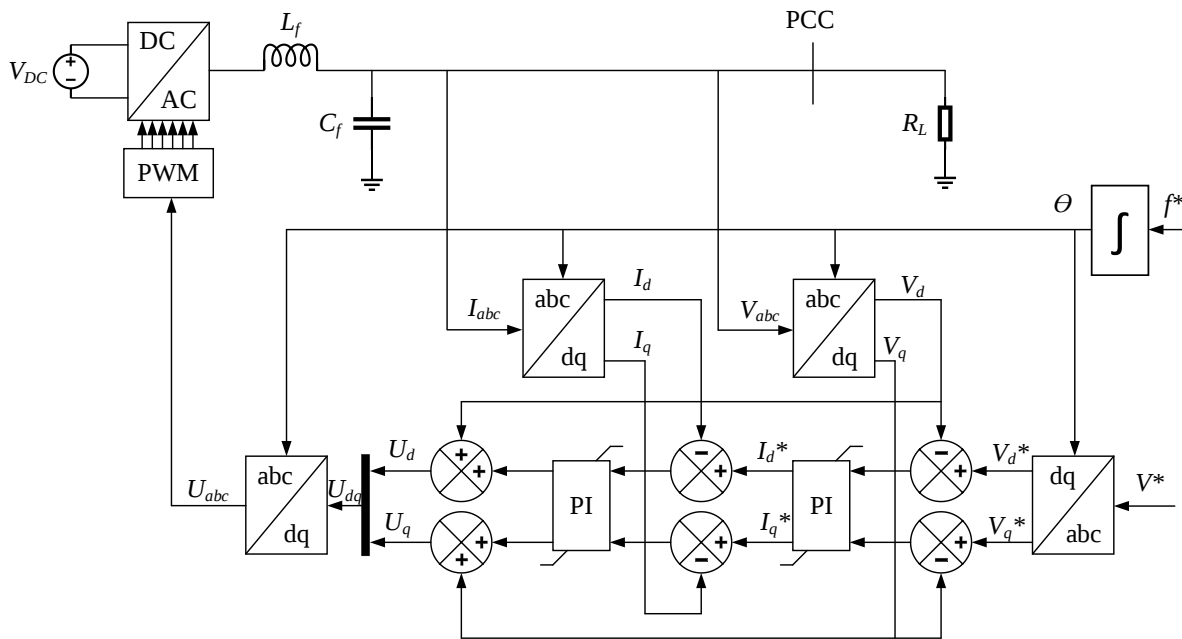
Rys. 5.3 Algorytm Grid Supporting



Rys. 5.4 Charakterystyki typu droop control

5.3.3. Algorytm Grid Forming

Najbardziej interesującym algorytmem z punktu widzenia właściwości eksploatacyjnych oraz mikrosieci jest Grid Forming (Rys. 5.5). Algorytm ten jest reprezentowany przez idealne źródło napięciowe przyłączone do sieci poprzez znikomo małą impedancję. Sterowanie inwerterowymi źródłem rozproszonym z wykorzystaniem algorytmu typu Grid Forming umożliwia otrzymanie napięcia o określonej wartości i częstotliwości [216]. Wielkościami zadanymi w opisywanym algorytmie są znamionowe napięcie V^* i częstotliwość f^* . Algorytm dokonuje pomiarów napięć V_{abc} i prądów I_{abc} w punkcie przyłączenia, które są transformowane do dziedzin $dq0$. Następnie następuje porównanie napięcia zadanego i zmierzonego, a uzyskana wartość uchybowa jest sygnałem wejściowym dla napięciowych regulatorów PI. W kolejnym etapie uzyskane wektory prądu zadanego I_d^* i I_q^* porównywane są z prądem zmierzonym, przetransformowanym do układu $dq0$, a ich różnica jest sygnałem wejściowym prądowego regulatora PI. Uzyskane w ten sposób wektory napięć dodawane są do wektorów napięć zmierzonych, a po ich odwrotnej transformacji do dziedziny abc , wykorzystywane są do sterowania kluczami inwertera. Podobnie jak w przypadku wyżej opisywanych algorytmów napięcie wyjściowe inwertera poddawane jest filtracji.



Rys. 5.5 Algorytm Grid Forming

Zastosowanie algorytmu Grid Forming do sterowania źródłem rozproszonym umożliwia pracę wyspową tego źródła. Dodatkowo uzyskane w ten sposób napięcie może być napięciem referencyjnym dla innych źródeł rozproszonych pracujących w trybach Grid Following oraz Grid Supporting. Dzięki temu możliwe jest zrealizowanie poprawnie funkcjonującej mikrosieci.

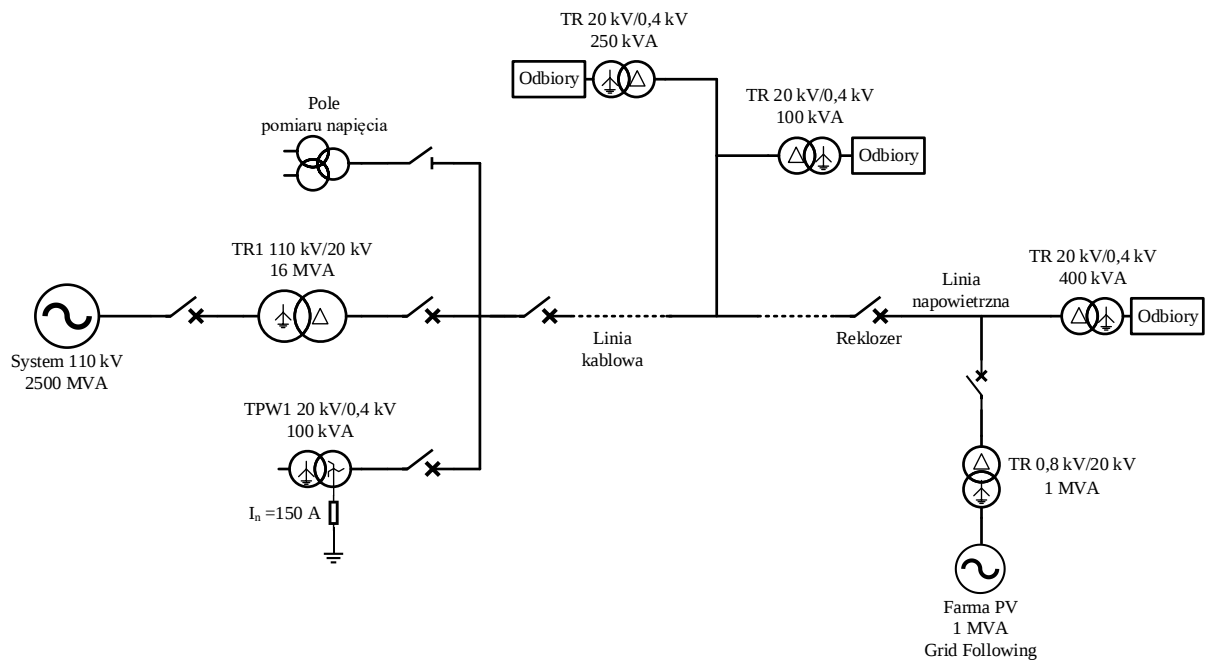
Opisane w rozdziale 5.3 algorytmy Grid Supporting i Grid Forming są rozwiązaniami autorskimi, opracowanymi na podstawie literatury i dostosowanymi do przygotowanego modelu sieci SN, opracowanego w programie Matlab-Simulink. Algorytm sterujący typu Grid Following został natomiast zaadaptowany z biblioteki tego oprogramowania i odpowiednio zmodyfikowany pod kątem poprawnego wykorzystania w badanym modelu.

5.4. Modele mikrosieci

5.4.1. Połączenie z systemem

Model mikrosieci pracującej w połączeniu z systemem elektroenergetycznym opracowany został na podstawie modelu bazowego sieci SN. W głębi sieci dołączone zostało źródło rozproszone reprezentowane przez farmę fotowoltaiczną o mocy 1 MW, pracujące w trybie Grid Following (Rys. 5.6). Pozostałe elementy składowe modelu, takie linie napowietrzne czy kablowe oraz stacje transformatorowe wraz z odbiorami, pozostały bez zmian. Model mikrosieci współpracującej z systemem elektroenergetycznym wykorzystywany był przede

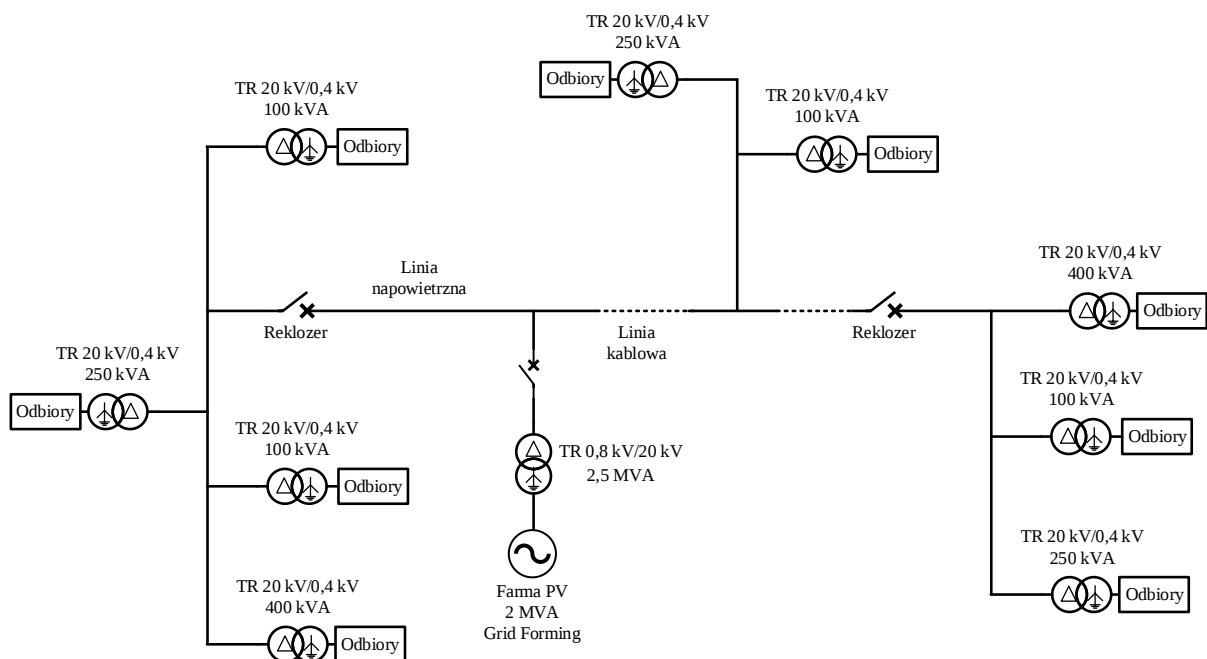
wszystkim do określenia wpływu generacji rozproszonej na pracę sieci dystrybucyjnej oraz zachowania inwerterowych jednostek wytwórczych w trakcie różnego rodzaju zwarć. Ponadto na jego podstawie testowano również opracowane kryteria zabezpieczeniowe, umożliwiające poprawną detekcję zwarć występujących w mikrosieciach, pracujących w połączeniu z systemem elektroenergetycznym.



Rys. 5.6 Uproszczony schemat modelu symulacyjnego mikrosieci pracującej w połączeniu z systemem elektroenergetycznym

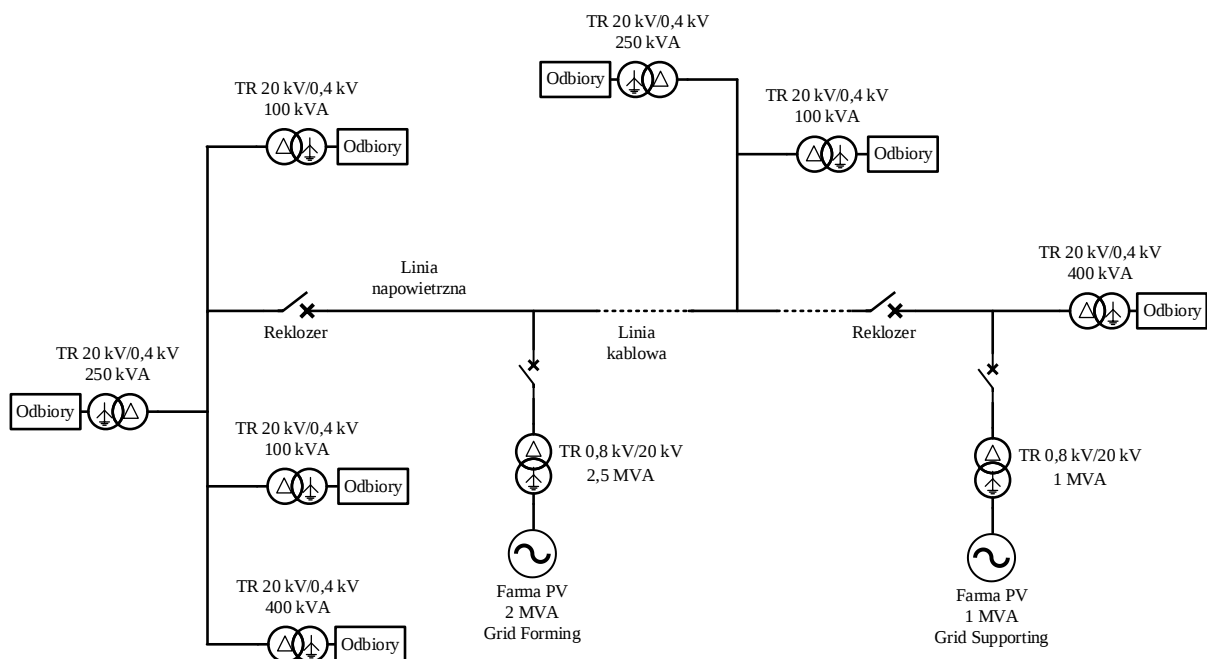
5.4.2. Praca wyspowa

Najważniejszym modelem symulacyjnym wykorzystywanym w trakcie realizacji pracy doktorskiej był model mikrosieci pracującej jako kontrolowana wyspa. W tym celu ponownie dokonano modyfikacji bazowego modelu sieci SN. Opracowano dwa rodzaje modelu mikrosieci. W pierwszym z nich funkcję źródła napięciowego pełni farma fotowoltaiczna o mocy 2 MW pracująca w trybie Grid Forming (Rys. 5.7).



Rys. 5.7 Uproszczony schemat modelu symulacyjnego mikrosieci pracującej jako wyspa – wariant 1

W drugim wariancie sprawdzono współpracę źródeł rozproszonych przyłączonych do mikrosieci i powyższy model doposażono w farmę fotowoltaiczną o mocy 1 MW, sterowaną z wykorzystaniem algorytmu Grid Supporting (Rys. 5.8).



Rys. 5.8 Uproszczony schemat modelu symulacyjnego mikrosieci pracującej jako wyspa – wariant 2

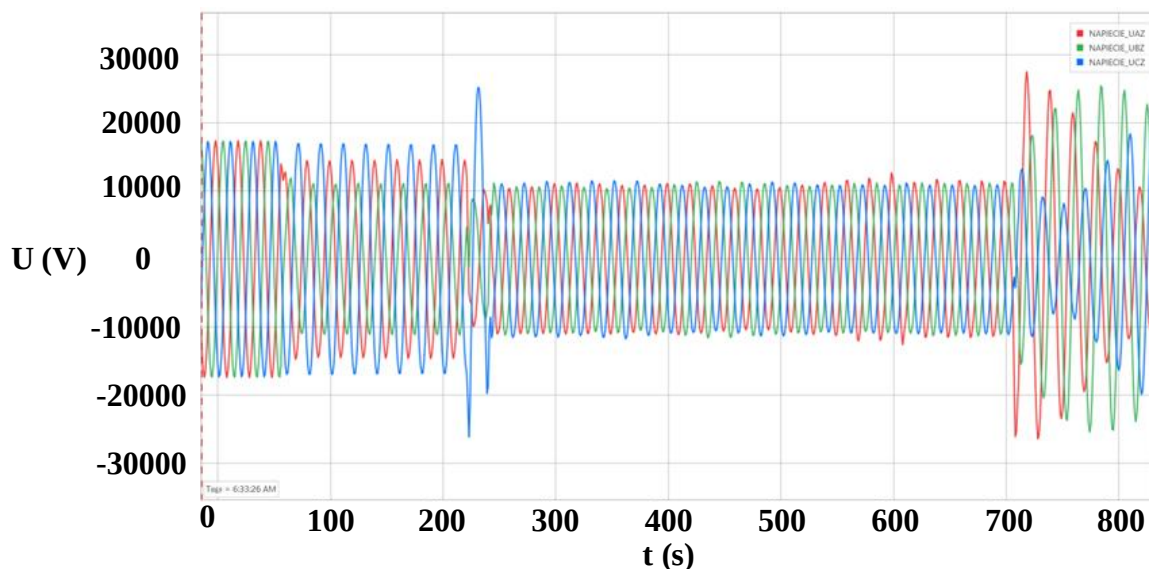
Na podstawie opracowanych modeli symulacyjnych zbadano pracę wyspą mikrosieci zarówno w stanach ustalonych, jak i nieustalonych. Informacje te zawarto w rozdziale 7. Testy w stanach nieustalonych obejmowały nie tylko różnego rodzaju zwarcia, ale także zmiany obciążenia, będące jednymi z naturalnych stanów pracy sieci dystrybucyjnej. Wykorzystując dane zebrane podczas symulacji opracowano kryteria zabezpieczeniowe, będące częścią adaptacyjnego algorytmu, które umożliwiają detekcję zakłóceń występujących w mikrosieciach pracujących jako kontrolowana wyspa.

5.5. Weryfikacja modeli symulacyjnych

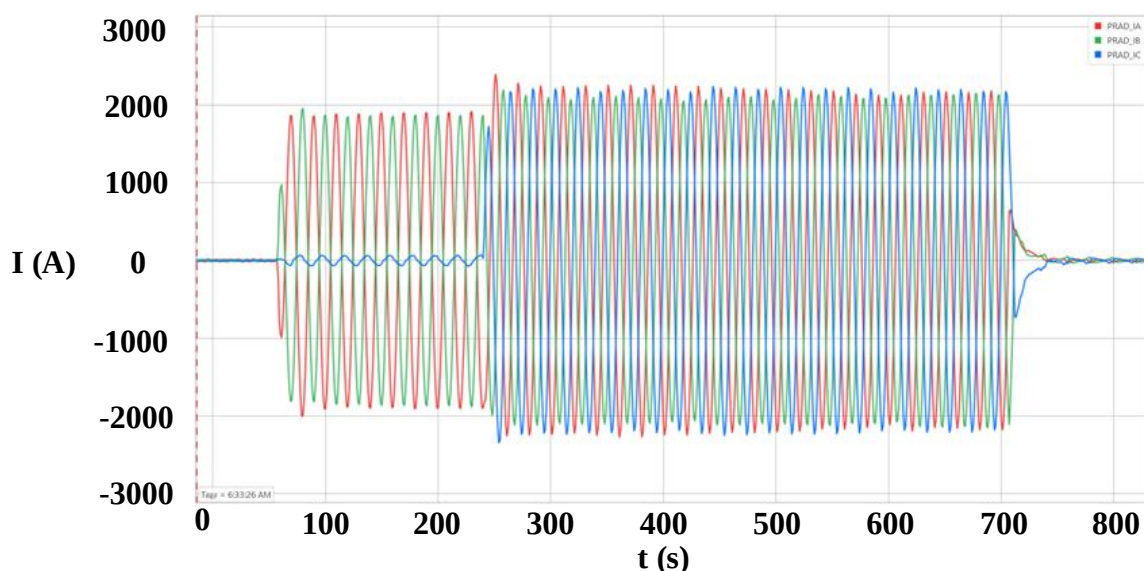
Weryfikacji opracowanych modeli symulacyjnych sieci średniego napięcia dokonano na podstawie rzeczywistych przebiegów zakłóceńowych zawartych w plikach typu COMTRADE, zebranych z przekazników zabezpieczeniowych pracujących w rzeczywistej linii średniego napięcia, w oparciu o którą przygotowane zostały rzeczne modele. Porównane zostały przebiegi uzyskane na podstawie badań symulacyjnych oraz przebiegi rzeczywiste. Dodatkowo, otrzymane wyniki skonfrontowano z informacjami zawartymi w literaturze, w szczególności zawierającej opisy pracy sieci średniego napięcia oraz analizę zakłóceń w niej występujących [217].

Pierwszym analizowanym zakłóceniem w modelowanej linii było zwarcie jednofazowe, które następnie przekształciło się w zwarcie trójfazowe. Na Rys. 5.9 oraz Rys. 5.10 przedstawione zostały przebiegi napięć i prądów fazowych zarejestrowanych przez zabezpieczenie zainstalowane w polu liniowym w GPZ. W pierwszej części wykresu (do $t = 71$ ms) zaobserwować można ustalony stan pracy linii. W kolejnym etapie (od $t = 71$ ms do $t = 262$ ms) dochodzi do metalicznego zwarcia dwufazowego, w którym rezystancja przejścia R_f dąży do zera. Zwarcie to następnie przeradza się w symetryczne zwarcie trójfazowe o rezystancji przejścia R_f przyjmującej jeszcze niższe wartości (od $t = 262$ ms do $t = 726$ ms). Ostatnim etapem (od $t = 726$ ms do $t = 846$ ms) pracy linii przedstawionym na Rys. 5.9 i Rys. 5.10 jest niemetaliczne zwarcie jednofazowe o stosunkowo wysokiej wartości rezystancji przejścia R_f . W celu weryfikacji opracowanego modelu linii średniego napięcia wykonano symulacje obejmujące swoim zakresem zakłócenia opisane na podstawie przebiegów rzeczywistych. Modelowano zarówno rodzaj zwarcia, jak i odpowiednie wartości rezystancji przejścia R_f . Wyniki symulacji przedstawiono na Rys. 5.11 oraz Rys. 5.12. Na ich podstawie określić można wysokie podobieństwo pomiędzy przebiegami rzeczywistymi a uzyskanymi z wykorzystaniem modelu. Różnice amplitud napięć fazowych w stanie ustalonym wynoszą

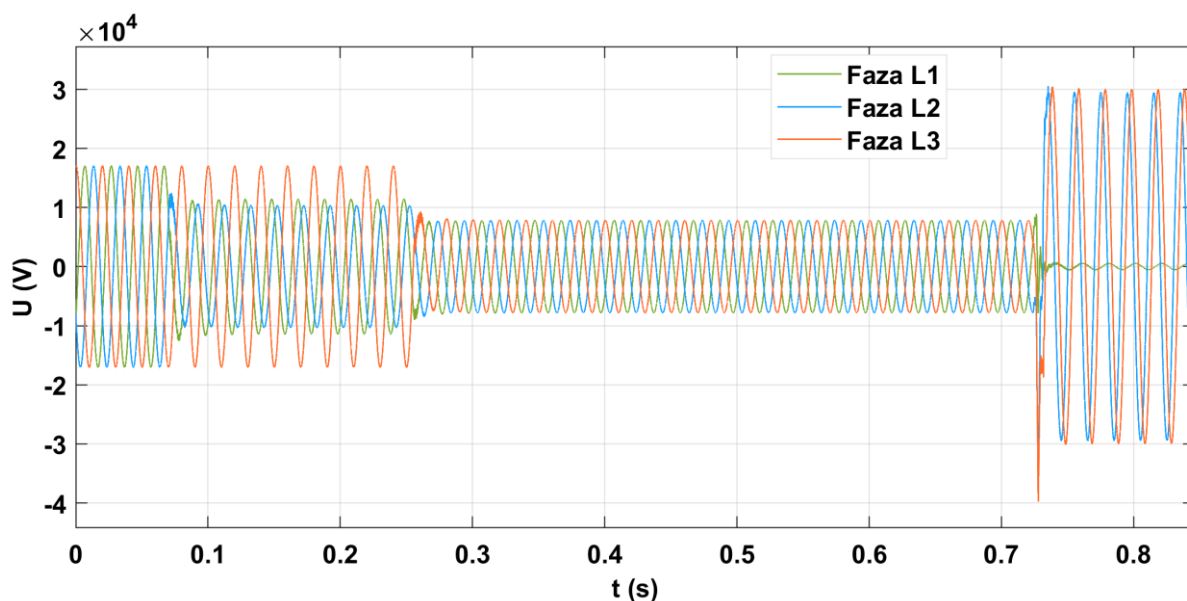
około 1%. W stanie zakłóceń w zależności od rodzaju zakłócenia różnice te wahają się w przedziale od kilku do kilkunastu procent. Podobieństwo przebiegów prądowych jest większe niż w przypadku przebiegów napięciowych. Różnice amplitud prądów fazowych w trakcie zakłóceń nie przekraczają 5%. Powstanie opisywanych różnic wynika z braku możliwości zasymulowania wszystkich czynników zewnętrznych oraz zjawisk towarzyszących zakłóceniu, takich jak np.: temperatura otoczenia, wilgotność, zmienność rezystancji przejścia w czasie, czy aktualne obciążenie występujące w linii.



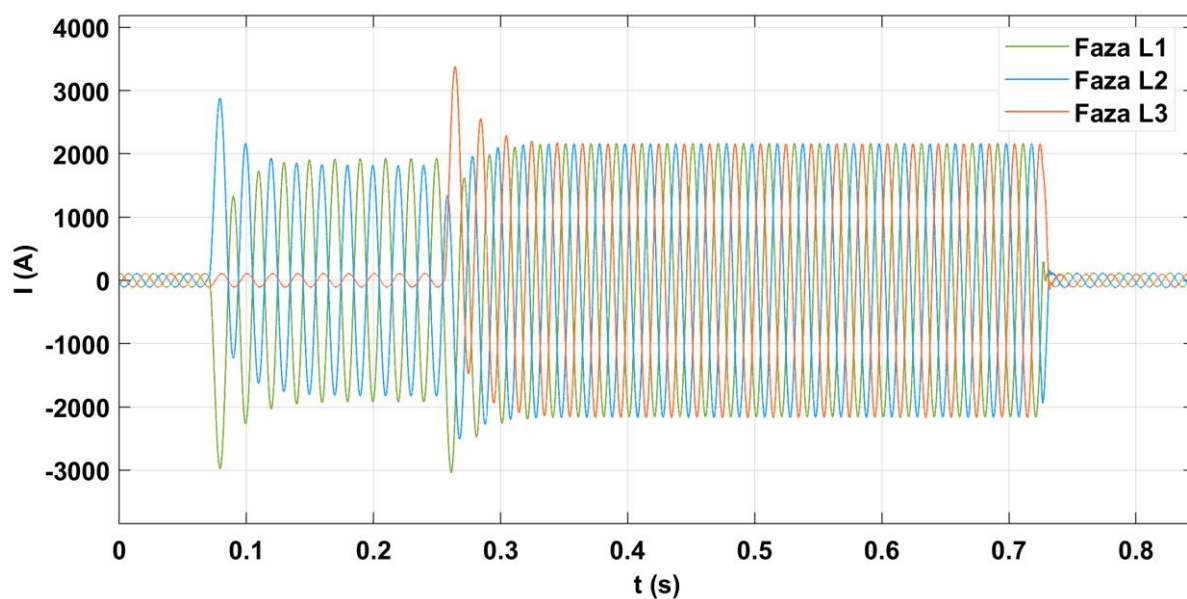
Rys. 5.9 Rzeczywisty przebieg napięcia podczas zwarcia złożonego w modelowanej linii



Rys. 5.10 Rzeczywisty przebieg prądu podczas zwarcia złożonego w modelowanej linii



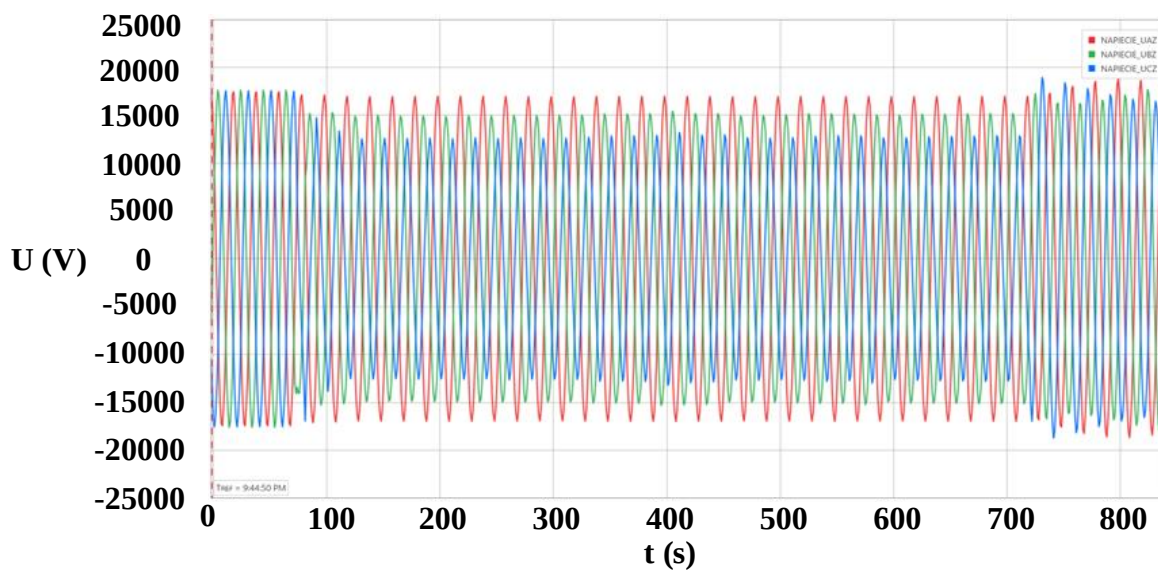
Rys. 5.11 Przebieg napięcia podczas zwarcia złożonego w modelowanej linii, uzyskany na podstawie symulacji



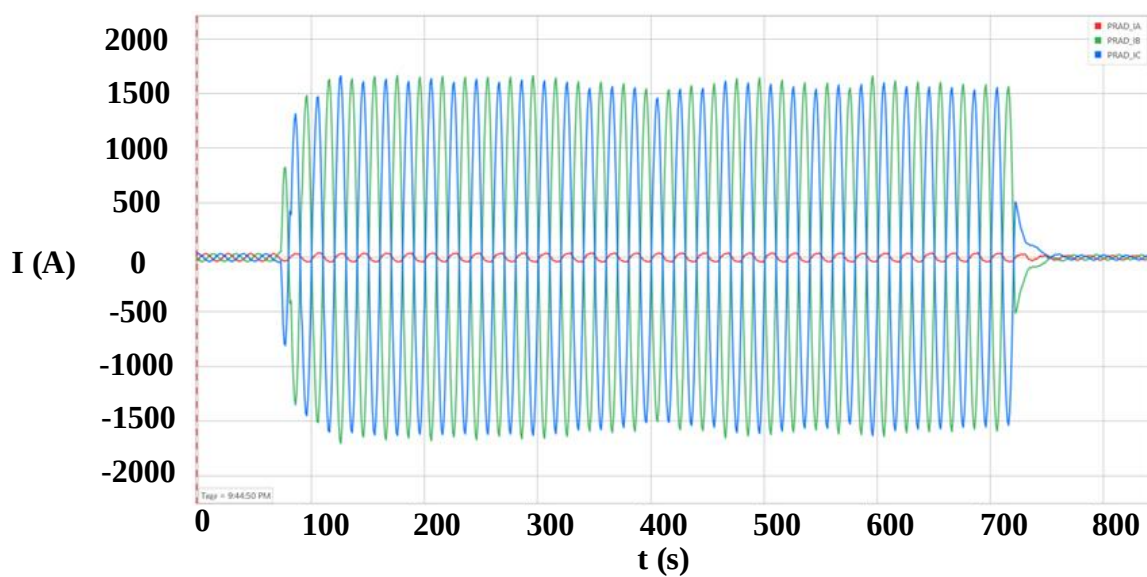
Rys. 5.12 Przebieg prądu podczas zwarcia złożonego w modelowanej linii, uzyskany na podstawie symulacji

Kolejnym aspektem związanym z weryfikacją opracowanego modelu symulacyjnego jest sprawdzenie jego zachowania podczas przemijającego, metalicznego zwarcia dwufazowego. Rzeczywiste przebiegi zarejestrowane przez zabezpieczenie zostały przedstawione na Rys. 5.13 i Rys. 5.14. Pierwsza część przebiegu zawiera stan ustalony (do $t = 71$ ms). Następnie dochodzi do zwarcia metalicznego (od $t = 71$ ms do $t = 723$ ms), którego rezystancja przejścia wzrasta w końcowym etapie zakłócenia do wartości na tyle dużej, że zwarcie wygasa (od $t = 723$ ms do $t = 842$ ms). Porównania wyników symulacyjnych z przebiegami rzeczywistymi dokonać

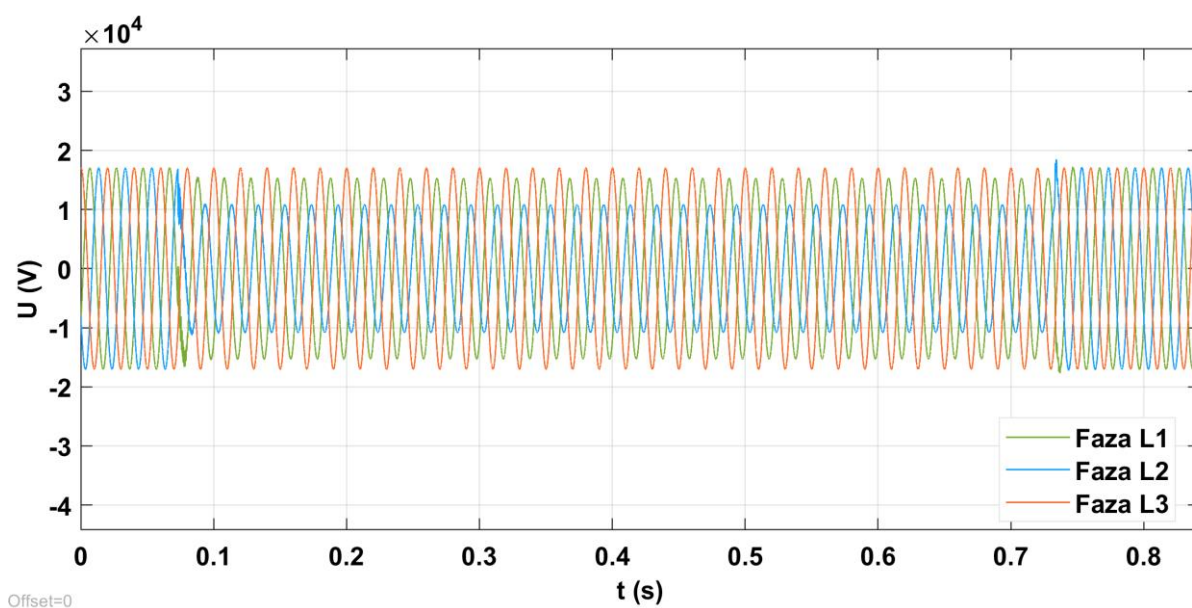
można na podstawie Rys. 5.15 i Rys. 5.16. Różnice pomiędzy amplitudami napięć oraz prądów fazowych z przebiegu rzeczywistego oraz symulacyjnego nie przekraczają 5%.



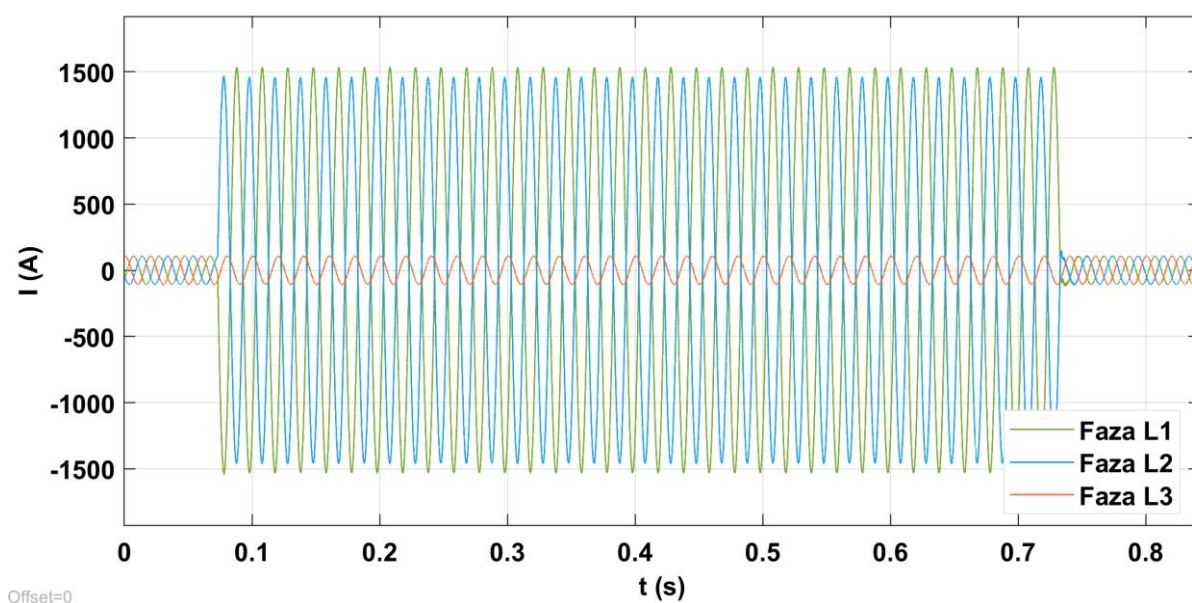
Rys. 5.13 Rzeczywisty przebieg napięcia podczas przemijającego zwarcia dwufazowego w modelowanej linii



Rys. 5.14 Rzeczywisty przebieg prądu podczas przemijającego zwarcia dwufazowego w modelowanej linii



Rys. 5.15 Przebieg napięcia podczas przemijającego zwarcia dwufazowego w modelowanej linii uzyskany na podstawie symulacji

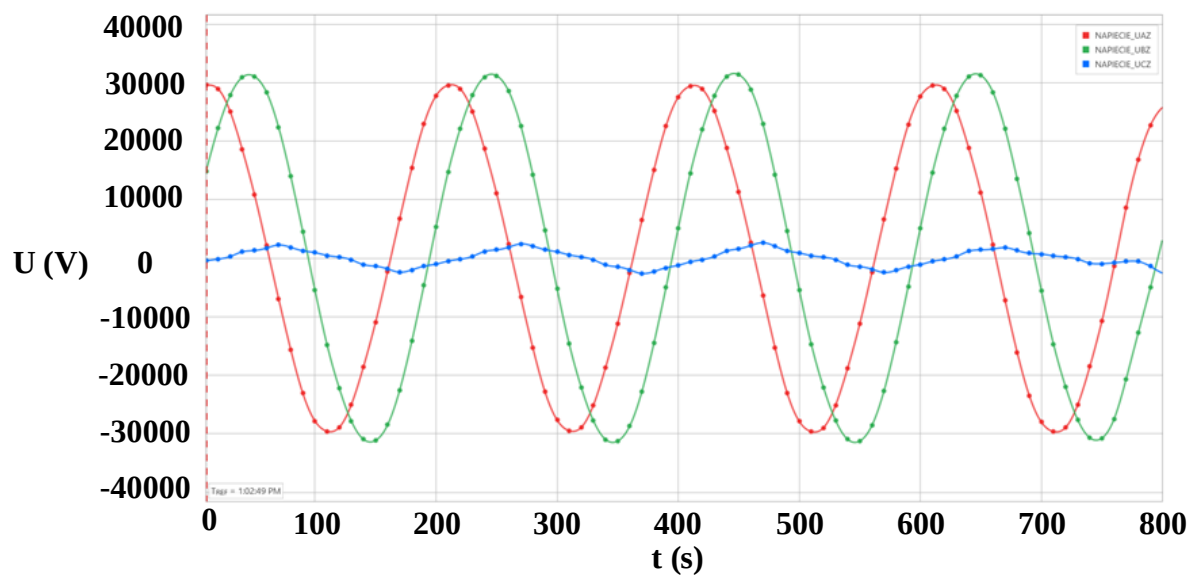


Rys. 5.16 Przebieg prądu podczas przemijającego zwarcia dwufazowego w modelowanej linii uzyskany na podstawie symulacji

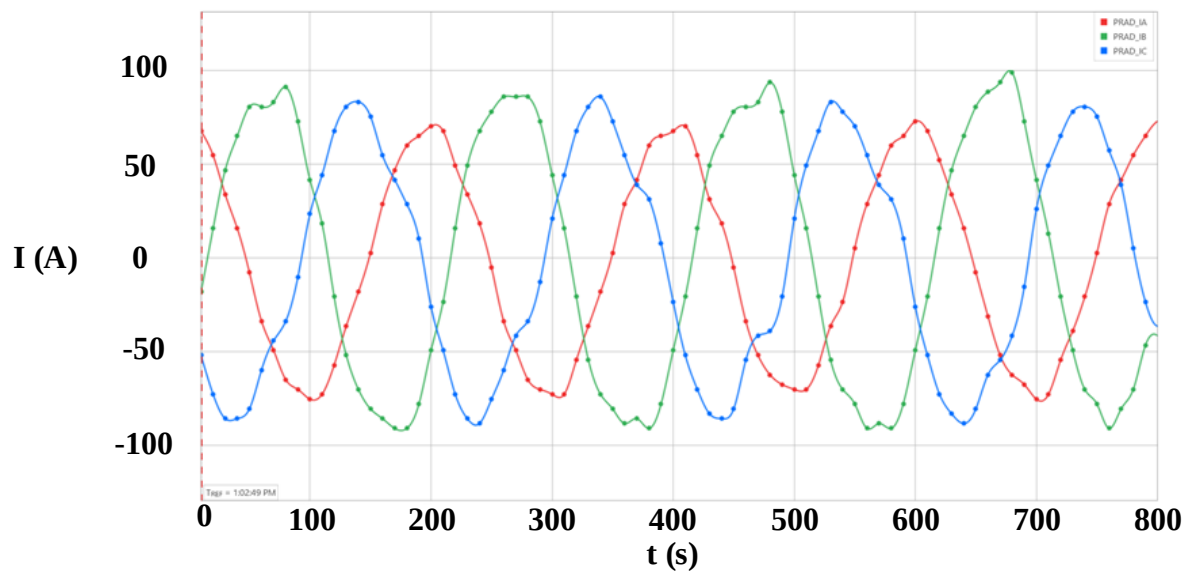
Zwarcie jednofazowe jest najczęściej występującym rodzajem zakłóceń w sieciach średniego napięcia. Jego detekcja i skuteczna eliminacja są uzależnione od sposobu pracy punktu neutralnego sieci, wyprowadzonego z wykorzystaniem transformatora uziemiającego przyłączonego do szyn zbiorczych stacji GPZ. Zjawiska towarzyszące zwarciom jednofazowym są bardzo charakterystyczne. Zgodnie z literaturą [217], w przypadku

metalicznego zwarcia jednofazowego ($R_f \rightarrow 0 \Omega$) napięcie fazy zwartej osiąga wartość zbliżoną do zera, natomiast napięcia faz zwartych wzrastają $\sqrt{3}$ razy. Ponadto wektory napięć fazowych faz nieobjętych zakłóceniem zmieniają swoje położenie na płaszczyźnie, a przesunięcie fazowe pomiędzy nimi maleje ze 120° do nawet 60° w przypadkach ekstremalnych. W związku z tym na podstawie wartości napięć fazowych oraz ich przebiegu dokonać można klasyfikacji zaistniałego zjawiska.

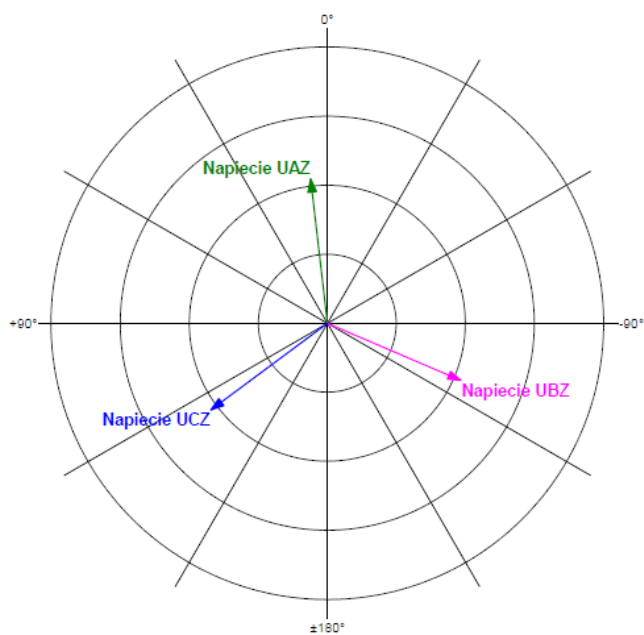
Na podstawie analizy rzeczywistych przebiegów napięć i prądów (Rys. 5.17 i Rys. 5.18) zarejestrowanych podczas jednofazowego zwarcia z ziemią dokonać można weryfikacji opracowanego modelu symulacyjnego. W przebiegu czasowym napięć fazowych zaobserwować można charakterystyczne dla tego typu zakłócenia zmiany. Dodatkowym narzędziem, które może zostać wykorzystane przy klasyfikacji występującego w sieci średniego napięcia zakłócenia jest przedstawienie napięć fazowych w postaci wektorowej. Rys. 5.19 przedstawia wykres wektorowy napięć fazowych w stanie ustalonym. Długości wektorów, odpowiadające wartościom skutecznym napięć są symetryczne, a przesunięcie fazowe pomiędzy wektorami kolejnych faz wynosi około 120° . Na podstawie przebiegów pokazanych na Rys. 5.20 stwierdzić można, że w linii doszło do zwarcia jednofazowego. Zgodnie z teorią, wartość napięcia fazy zwartej spada proporcjonalnie do rezystancji przejścia R_f , a wartości napięć w fazach zdrowych rosną. Ponadto, przesunięcie fazowe pomiędzy wektorami faz zdrowych zmniejsza się do około 65° . Z wykorzystaniem opracowanego modelu linii średniego napięcia zasymulowano opisywane zjawisko. Otrzymane przebiegi napięć i prądów przedstawione zostały na Rys. 5.21 i Rys. 5.22. Amplitudy napięć fazowych zarejestrowanych przez zabezpieczenie oraz uzyskane w trakcie symulacji różnią się od siebie o mniej niż 10%. Ponadto przesunięcie fazowe pomiędzy wektorami napięć faz zdrowych wynosi 61° . W przypadku prądów różnica amplitud nie przekracza 5%.



Rys. 5.17 Rzeczywisty przebieg napięcia podczas zwarcia jednofazowego w modelowanej linii



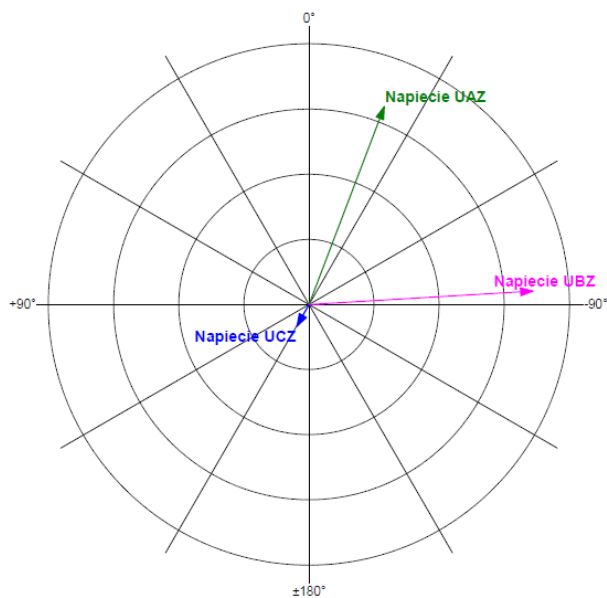
Rys. 5.18 Rzeczywisty przebieg prądu podczas zwarcia jednofazowego w modelowanej linii



Znacznik 2. Wykres wektorowy($t-t_0$)=719 ms, skł. podstawowa

	RMS	φ	$\Delta\varphi$
Napiecie UAZ	12,27kV	6,60°	
Napiecie UBZ	12,24kV	-113,17°	
Napiecie UCZ	12,27kV	126,62°	

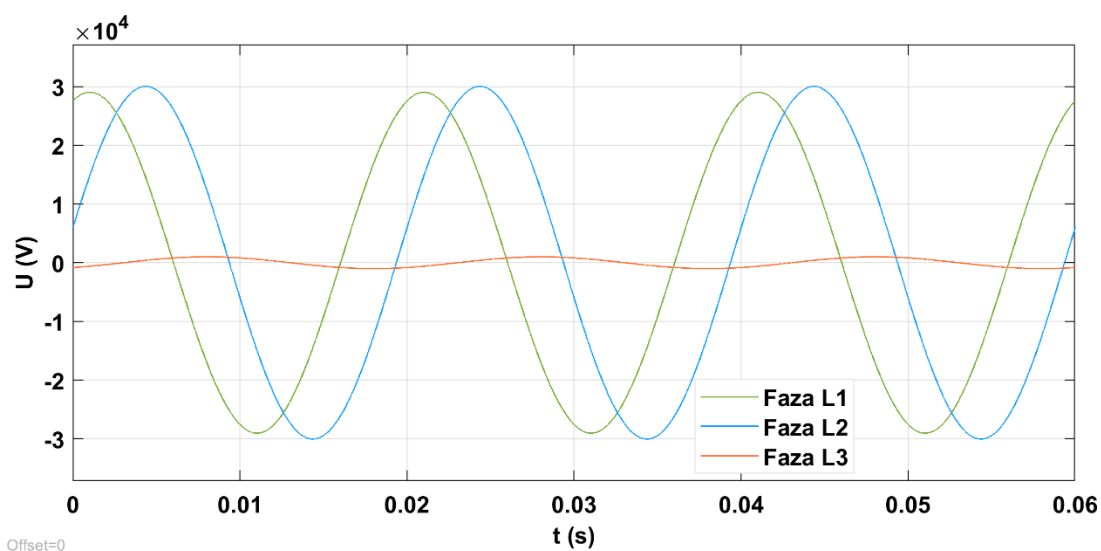
Rys. 5.19 Wykres wektorowy napięć fazowych w stanie pracy ustalonej linii średniego napięcia



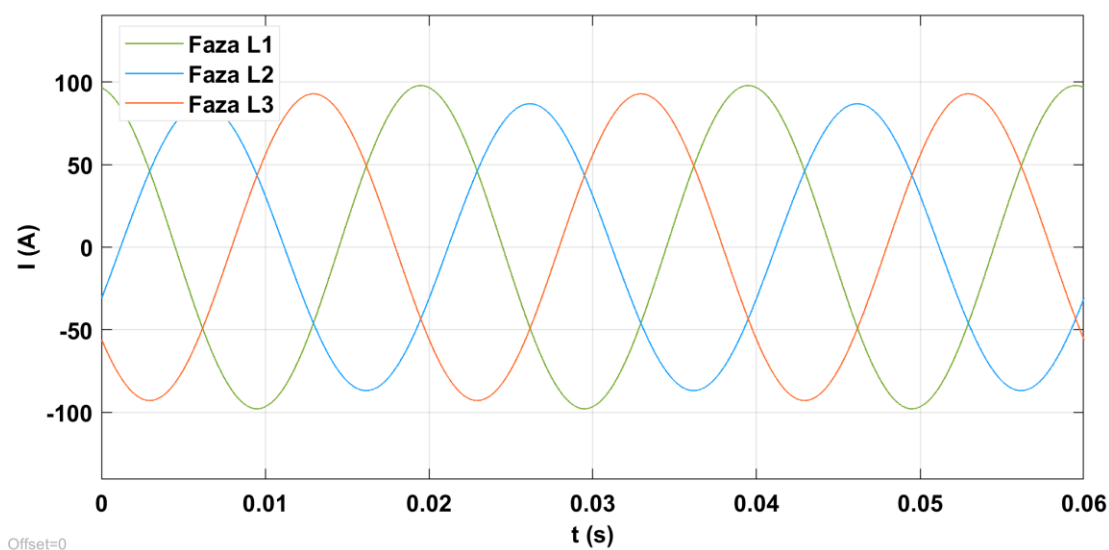
Znacznik 1. Wykres wektorowy($t-t_0$)=495 ms, skł. podstawowa

	RMS	φ	$\Delta\varphi$
Napiecie UAZ	18,95kV	-20,83°	
Napiecie UBZ	20,09kV	-86,59°	
Napiecie UCZ	2,23kV	151,09°	

Rys. 5.20 Wykres wektorowy napięć fazowych w trakcie zwarcia jednofazowego w linii średniego napięcia



Rys. 5.21 Przebieg napięcia podczas zwarcia jednofazowego w modelowanej linii uzyskany na podstawie symulacji



Rys. 5.22 Przebieg prądu podczas zwarcia jednofazowego w modelowanej linii uzyskany na podstawie symulacji

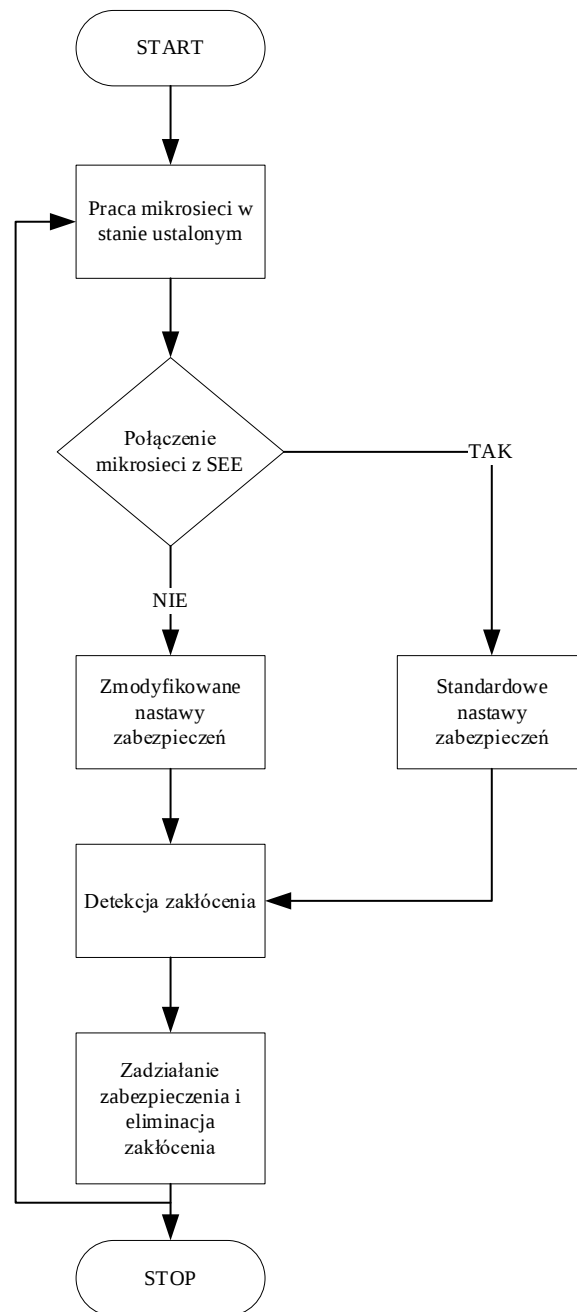
Przedstawiona w powyższym podrozdziale weryfikacja opracowanego modelu symulacyjnego obejmowała analizę przebiegów rzeczywistych oraz przebiegów wygenerowanych na podstawie badań, podczas różnego rodzaju zakłóceń występujących w sieciach średniego napięcia. **Na podstawie analizy przebiegów prądów i napięć podczas wybranych zwarć można stwierdzić, że uzyskane wyniki badań symulacyjnych są zbieżne z danymi rzeczywistymi. Pozwala to określić, że model został opracowany poprawnie i może zostać zastosowany w dalszych etapach badań związanych z projektowaniem adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego.**

6. Adaptacyjny algorytm zabezpieczeniowy

Adaptacja zabezpieczeń pracujących w mikrosieciach jest kluczowym zagadnieniem, ze względu na dużą zmienność warunków w nich występujących. Na działanie zabezpieczeń elektroenergetycznych w mikrosieciach główny wpływ mają dwa czynniki: topologia mikrosieci, a w szczególności sposób jej pracy (w połączeniu z systemem lub jako wyspa) oraz aktualny profil generacji źródeł rozproszonych zainstalowanych w tej mikrosieci. W związku z tym można stwierdzić, że adaptacja zabezpieczeń elektroenergetycznych polega na automatycznym dopasowaniu nastaw zabezpieczenia w zależności od warunków panujących w mikrosieci (Rys. 6.1). Proponowany schemat adaptacji jest aktualny dla każdego przełącznika zabezpieczeniowego instalowanego w danej mikrosieci. Zabezpieczenia adaptacyjne powinny zostać wyposażone w różne banki nastaw, różniące się nie tylko wartościami rozruchowymi, ale także kryteriami zabezpieczeniowymi. Dzięki temu zapewniona zostanie pewna i niezawodna ochrona mikrosieci przed zakłóceniami w niej występującymi, zarówno w kwestii zabezpieczania urządzeń elektroenergetycznych, jak i w kwestiach związanych z zagrożeniem porażeniowym dla osób postronnych.

Zaprezentowany na Rys. 6.1 algorytm adaptacyjny pozwala na zmianę banków nastaw w przypadku pracy mikrosieci w połączeniu z systemem elektroenergetycznym oraz jako wydzielona wyspa. Aktywne kryteria zabezpieczeniowe oraz aktualizowane nastawy zabezpieczeń umożliwiają pewną detekcję zakłóceń, a także ich eliminację. W zależności od miejsca wystąpienia zakłócenia mikrosieć może nadal pracować w sposób stabilny. Liczba dostępnych banków nastaw w zabezpieczeniach może być różna w zależności od miejsca wydzielenia się mikrosieci oraz jej konfiguracji.

W dalszej części pracy opisane zostanie działanie poszczególnych elementów składowych adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego.



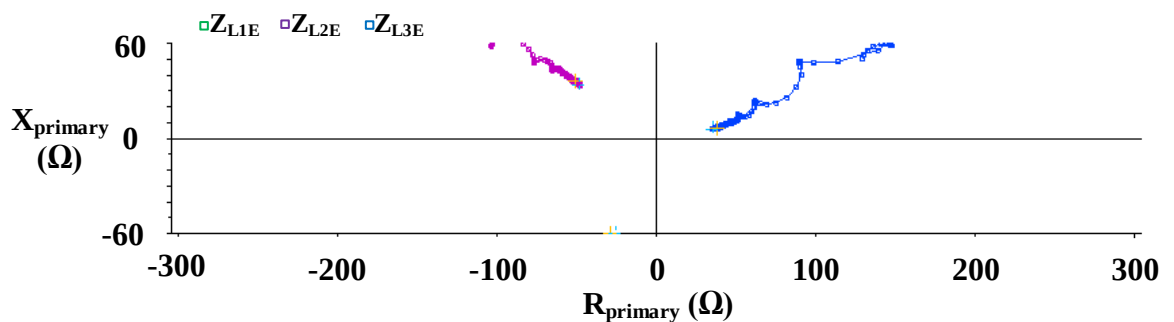
Rys. 6.1 Schemat blokowy algorytmu adaptacyjnego

6.1. Zwarcia międzyfazowe

6.1.1. Kryteria nadprądowe

W przypadku standardowego, obecnie funkcjonującego systemu elektroenergetycznego opartego na generacji synchronicznej zwarcia międzyfazowe są jednymi z najłatwiej wykrywalnych zakłóceń. Charakteryzują się one dużymi wartościami prądów zwarciovych, łatwych do wykrycia przez proste zabezpieczenia nadprądowe. Trudności pojawiają się jednak

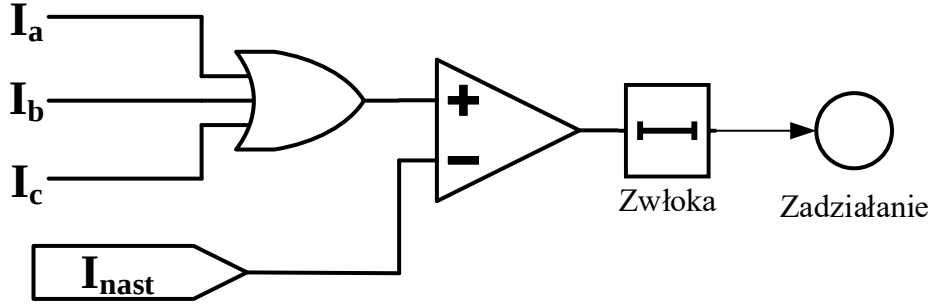
w przypadku zwarć niemetalicznych o stosunkowo dużej wartości rezystancji przejścia $R_f \geq 500 \Omega$. W takich sytuacjach prądy zwarciaowe przyjmują niskie wartości, co skutkować może brakiem reakcji zabezpieczenia na zaistniałe zakłócenie. W aspekcie tym należy nadmienić, że poprawne działanie zabezpieczeń elektroenergetycznych jest pewnego rodzaju kompromisem pomiędzy uzyskiwaną czułością w wykrywaniu zakłóceń a występowaniem nadmiarowych zadziałań. Biorąc pod uwagę doświadczenia eksploatacyjne można stwierdzić, że większość zabezpieczeń jest nastawiona w sposób, by zapewniona była niezawodność bierna, czyli unikanie nadmiarowych zadziałań. Ponadto określenie rezystancji przejścia danego elementu jest znaczącym problemem. Przykładowo, w przypadku awarii spowodowanej przewróconym na linię drzewem rezystancja ta może się różnić w zależności od gatunku drzewa, jego wieku, wilgotności, itp. Zakres wykrywanych przez zabezpieczenie rezystancji przejścia analizować można między innymi na podstawie pracy przekaźnika odległościowego. Na Rys. 6.2 przedstawiona została trajektoria impedancji mierzonej po stronie pierwotnej przez zabezpieczenie odległościowe podczas rzeczywistego zwarcia w linii 110 kV spowodowanego drzewem opartym o przewody robocze linii. Zaobserwować można, że maksymalna wartość rezystancji przejścia wynosiła w tym przypadku około 150Ω . W związku z tym, założyć można, że z punktu widzenia eksploatacji zabezpieczeń, poprawnym założeniem będzie przyjęcie górnej granicy wykrywanych rezystancji przejścia na poziomie 500Ω .



Rys. 6.2 Impedancja mierzona przez zabezpieczenie odległościowe podczas zwarcia niemetalicznego w linii 110 kV

Problemy z wykrywaniem zwarć i czułością zabezpieczeń zachodzić mogą również w przypadku mikrosieci opartej na źródłach rozproszonych, w przypadku których nawet metaliczne zwarcia mogą charakteryzować się niskimi wartościami prądów zwarciaowych, zależnych od właściwości zwarciaowych inwerterów współpracujących z generacją rozproszoną. W związku z tym w projektowanym algorytmie adaptacyjnym kryterium

nadprądowe będzie aktywne tylko i wyłącznie w przypadku połączenia mikrosieci z systemem elektroenergetycznym. Schematyczna realizacja kryterium nadprądowego została przedstawiona na Rys. 6.3. W zależności od wartości prądu zwarcowego dostępne będą różne stopnie zabezpieczenia nadprądowego, charakteryzujące się innymi nastawami prądowymi i czasowymi.



Rys. 6.3 Schemat kryterium nadprądowego pierwszego stopnia

6.1.2. Kryteria bazujące na składowych symetrycznych prądu i napięcia

Obiecującym podejściem w kwestii zabezpieczania mikrosieci średniego napięcia, charakteryzujących się niskimi wartościami prądów zwarcowych jest kontrola składowych symetrycznych prądu i napięcia. W przypadku wystąpienia niesymetrycznych zwarć międzyfazowych w przebiegach prądu i napięcia pojawia się składowa przeciwna. Jej pomiaru dokonać można stosując odpowiednie układy połączeń przekładników prądowych i napięciowych. Dodatkowo w tym celu wykorzystać można algorytmy bazujące na przekształceniach liniowych opisanych wzorami (6.1) - (6.3),

$$\begin{bmatrix} \underline{I_0} \\ \underline{I_1} \\ \underline{I_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I_a} \\ \underline{I_b} \\ \underline{I_c} \end{bmatrix} \quad (6.1)$$

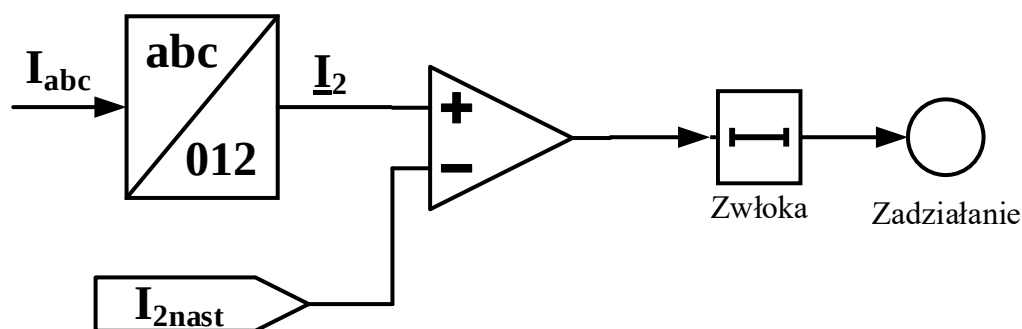
$$\begin{bmatrix} \underline{U_0} \\ \underline{U_1} \\ \underline{U_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U_a} \\ \underline{U_b} \\ \underline{U_c} \end{bmatrix} \quad (6.2)$$

gdzie a oraz a^2 są operatorami obrotu:

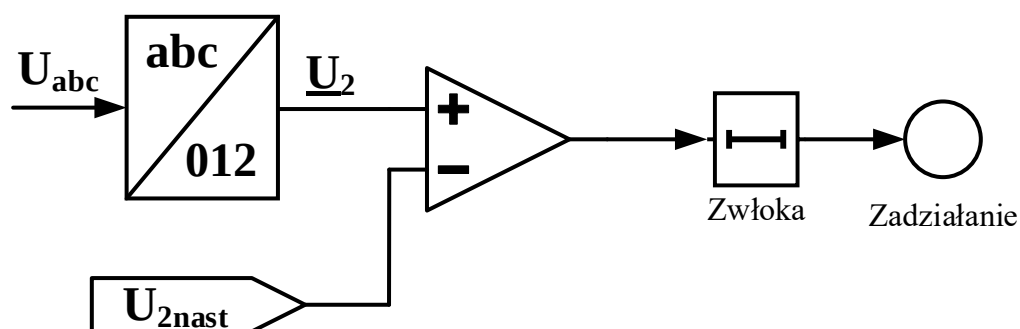
$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}}, \quad a^2 = e^{j\frac{4\pi}{3}} \quad (6.3)$$

Wartości skuteczne składowej przeciwnej prądu i napięcia zależą od rezystancji przejścia R_f i maleją wraz z jej wzrostem. Jednakże nawet w przypadku zwarć niemetalicznych

informacja ta może być z powodzeniem wykorzystywana w detekcji zwarcia. Podczas normalnej pracy systemu elektroenergetycznego składowa przeciwna prądu i napięcia ma wartości pomijalne. Jej wzrost występuje jedynie w stanach przejściowych, np.: przy dużych zmianach obciążenia lub rozruchu napędów elektrycznych dużej mocy. W celu zminimalizowania wpływu powstającej w ten sposób składowej przeciwnej należy odpowiednio dobrać nastawy zabezpieczeń, zarówno pod względem wartości rozruchowych, jak i zwłoki czasowej. Schematy algorytmów bazujących na pomiarze składowej przeciwnej prądu i napięcia zostały przedstawione na Rys. 6.4 i Rys. 6.5.



Rys. 6.4 Schemat kryterium reagującego na wzrost składowej przeciwnej prądu

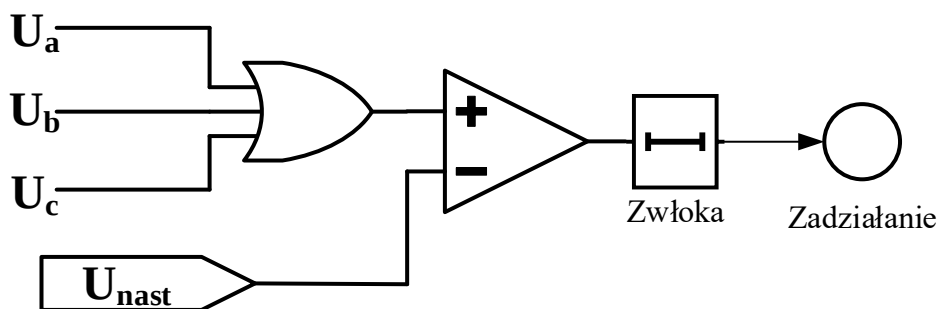


Rys. 6.5 Schemat kryterium reagującego na wzrost składowej przeciwnej napięcia

6.1.3. Kryteria napięciowe

Zwarciom międzyfazowym towarzyszą zapady napięcia. Ich wartość jest tym wyższa, im mniejsza jest rezystancja przejścia R_f . Kontrolując wartości skuteczne napięcia w punktach zabezpieczeniowych uzyskać można informację o wystąpieniu zwarcia międzyfazowego. Należy jednak podkreślić, że kryterium podnapięciowe nie jest selektywne. Każde zwarcie międzyfazowe występujące w mikrosieci skutkować będzie zapadem napięcia, który zostanie zmierzony w każdym z punktów zabezpieczeniowych. W związku z tym w przypadku zaprogramowania kryterium podnapięciowego tak, aby działało one na otwarcie wyłącznika,

rzeczony impuls powinien zostać wysłany na wyłącznik każdego ze źródeł rozproszonych zasilającego w danym momencie mikrosieć. W takiej sytuacji dalsza lokalizacja uszkodzonego elementu sieciowego odbywać będzie się na podstawie metody łączy próbnych lub z wykorzystaniem różnego rodzaju automatyk restytucyjnych, np.: SHG czy FDIR. Przykładowa realizacja kryterium podnapięciowego została przedstawiona na Rys. 6.6.



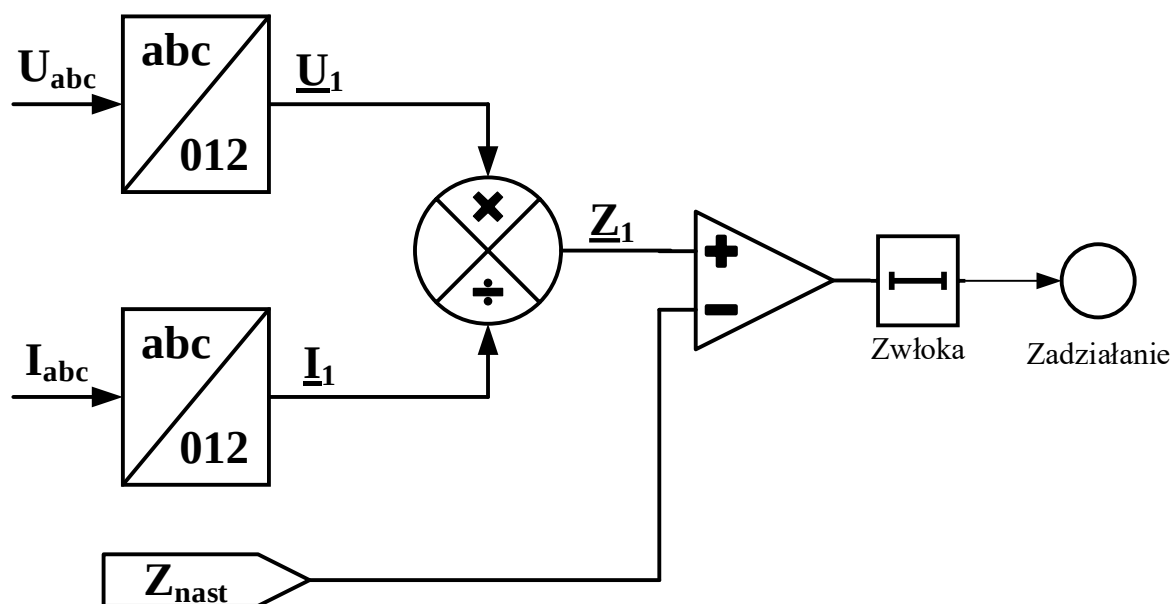
Rys. 6.6 Schemat kryterium podnapięciowego

Ponadto należy podkreślić, że działanie kryterium podnapięciowego może być zaprogramowane jedynie na sygnalizację zakłócenia. Rolę algorytmów wykonawczych przejmą wtedy inne kryteria zabezpieczeniowe. Ważną cechą charakterystyczną przekaźników podnapięciowych jest wykorzystanie w układach automatyki SZR. Pełnią one funkcje przekaźników wykonawczych, stwierdzających np.: zanik napięcia na szynach zbiorczych jednej z sekcji stacji zasilającej.

6.1.4. Kryterium podimpedancyjne

W pewnym uproszczeniu, połączeniem działania kryteriów nadprądowego i podnapięciowego jest kryterium podimpedancyjne. Jest ono najczęściej stosowane w sieciach o napięciu znamionowym wynoszącym co najmniej 110 kV [218], w których proste zabezpieczenia nadprądowe nie są wystarczające do pewnej i niezawodnej detekcji zwarcia. Głównym powodem są niewielkie różnice pomiędzy maksymalnym prądem obciążenia a minimalnym prądem zwarciovym. We współczesnych sieciach średniego napięcia rzadko wykorzystuje się zabezpieczenia odległościowe ze względu na wysokie koszty dodatkowych urządzeń pomiarowych i zabezpieczeniowych, częste zmiany układów zasilania, niejednorodność linii oraz dużą różnicę między prądami zwarciovymi a obciążeniowymi. Jednakże w przypadku mikrosieci bazujących na źródłach inwerterowych kryterium podimpedancyjne wydaje się być odpowiednim rozwiązaniem. Na Rys. 6.7 przedstawiono schemat strukturalny kryterium podimpedancyjnego. Na podstawie pomiarów napięć i prądów

fazowych wyznaczane są wektory składowych zgodnych tych wielkości. Następnie obliczony wektor impedancji dla składowej zgodnej porównywany jest z wartościami nastawionymi i po określonej zwłoce czasowej następuje zadziałanie zabezpieczenia.



Rys. 6.7 Schemat kryterium podimpedancyjnego

Działanie projektowanego kryterium podimpedancyjnego opiera się na kontrolowaniu aktualnej impedancji odcinka linii wraz z przyłączonymi stacjami SN/nn w danym punkcie zabezpieczeniowym. **To autorskie podejście zakłada estymację wektora impedancji w danej chwili, jednakże w algorytmie zabezpieczeniowym wykorzystywany będzie głównie moduł tego wektora.** Wartość modułu impedancji będzie na bieżąco porównywana z wartościami nastawczymi, wynikającymi z impedancji danego fragmentu linii oraz przyłączonego do niego obciążenia. Ze względu na projektowane właściwości eksploatacyjne kryterium podimpedancyjnego zabezpieczenie to nie będzie posiadało funkcji odległościowych. W związku z tym, nie należy mylić obu tych kryteriów, a ich nazwy nie powinny być stosowane zamiennie.

Pomiary napięć i prądów w punktach zabezpieczeniowych zainstalowanych w głębi mikrosieci mogą być wykonywane nie tylko za pomocą przekładników konwencjonalnych, ale także z wykorzystaniem nowoczesnych przetworników małej mocy opartych na cewkach Rogowskiego i sensorach napięcia. Rozwiązanie to jest dużo bardziej kompaktowe oraz korzystne ekonomicznie.

6.2. Zwarcia doziemne

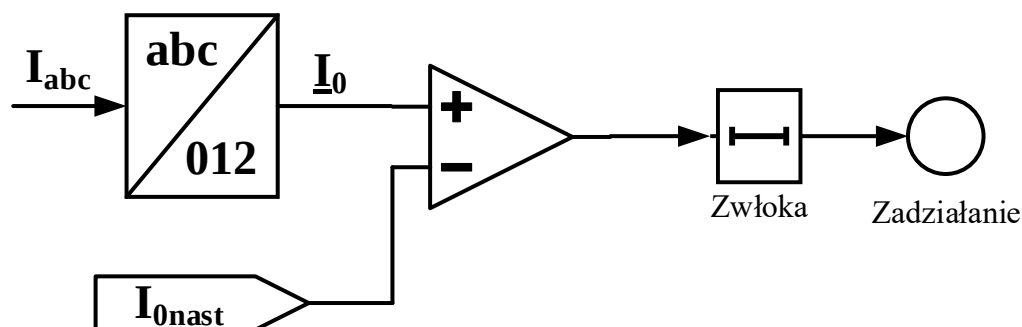
Dużym wyzwaniem dla urządzeń zabezpieczeniowych pracujących w mikrosieciach jest odpowiednia detekcja zwarć z udziałem ziemi. Ma to związek z aktualną topologią mikrosieci, a w szczególności z faktem posiadania połączenia z systemem elektroenergetycznym. W Głównych Punktach Zasilających zainstalowane są urządzenia wspomagające detekcję zwarć doziemnych (rezystory wymuszające) oraz ich gaszenie (dławiki kompensujące). W przypadku utraty połączenia z systemem elektroenergetycznym wydzielona mikrosieć nie posiada galwanicznego połączenia z ziemią i najczęściej przyjmuje charakter sieci izolowanej. Wpływa to w sposób znaczący na pracę zabezpieczeń elektroenergetycznych. W związku z tym odpowiednio zaprojektowany algorytm adaptacyjny powinien posiadać możliwość dostosowania się do warunków panujących w mikrosieci w danej chwili. Innymi słowy, powinien być wyposażony w zestaw kryteriów zabezpieczeniowych, dostosowanych do pracy w każdych warunkach w obrębie danej mikrosieci.

6.2.1. Kryteria bazujące na składowych symetrycznych prądu i napięcia

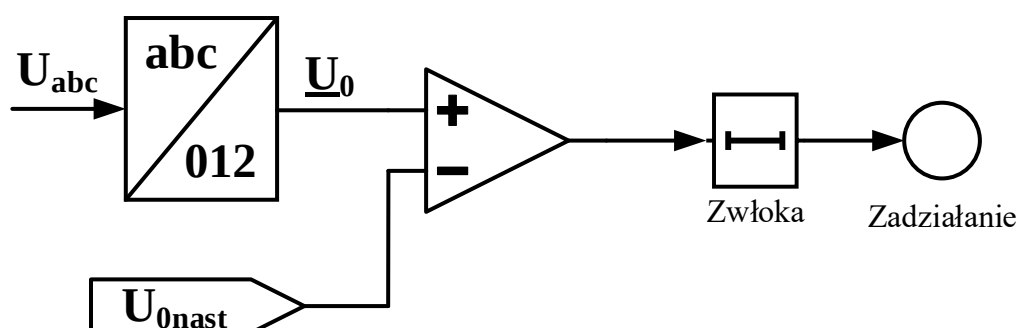
Podstawową informacją świadczącą o wystąpieniu zwarć z udziałem ziemi w sieciach średniego napięcia jest pojawienie się składowej zerowej prądu i napięcia. Jest to właściwość dobrze rozpoznana. Istnieje wiele układów pomiarowych, umożliwiających filtrację tych wielkości. W przypadku składowej zerowej prądu wykorzystuje się przekładniki Ferrantiego oraz układ Holmgreena, natomiast pomiar składowej zerowej napięcia realizuje się na podstawie przekładników napięciowych połączonych w układ otwartego trójkąta [219]. W głębi sieci średniego napięcia wykorzystać można wspomniane wcześniej przetworniki małej mocy oraz algorytmy pomiarowe implementowane w zabezpieczeniach, które w sposób numeryczny wyznaczają wartości składowych zerowych prądu i napięcia. Zmierzone przez układy pomiarowe wartości składowej zerowej napięcia U_0 zależą przede wszystkim od rezystancji przejścia R_f . Natomiast, na wartość składowej zerowej prądu I_0 duży wpływ ma sposób pracy punktu neutralnego sieci średniego napięcia. W przypadku uziemienia przez rezystor wymuszający wartości prądu będą zależne od prądu znamionowego rezystora, jednakże będą miały wysokie wartości. W sieciach kompensowanych i izolowanych prąd I_0 będzie przyjmował niskie wartości.

W kontekście zabezpieczeń ziemnozwarciowych bazujących na pomiarach składowych symetrycznych prądu i napięcia wyróżnia się przede wszystkim zabezpieczenie nadprądowe

reagujące na wzrost składowej zerowej prądu I_0 (Rys. 6.8) oraz nadnapięciowe reagujące na wzrost składowej zerowej napięcia U_0 (Rys. 6.9).



Rys. 6.8 Schemat kryterium nadprądowego I_0

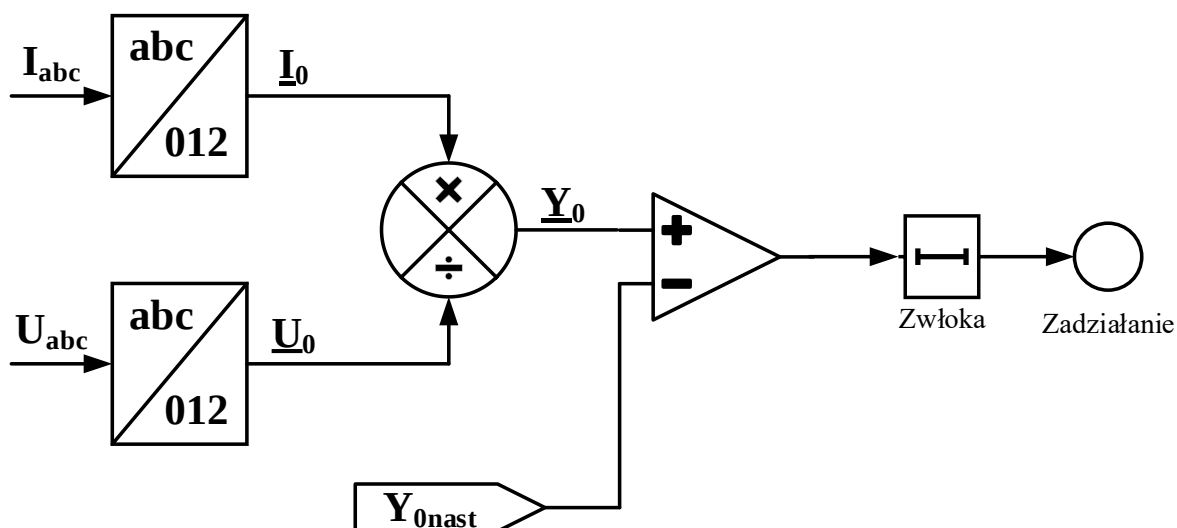


Rys. 6.9 Schemat kryterium nadnapięciowego U_0

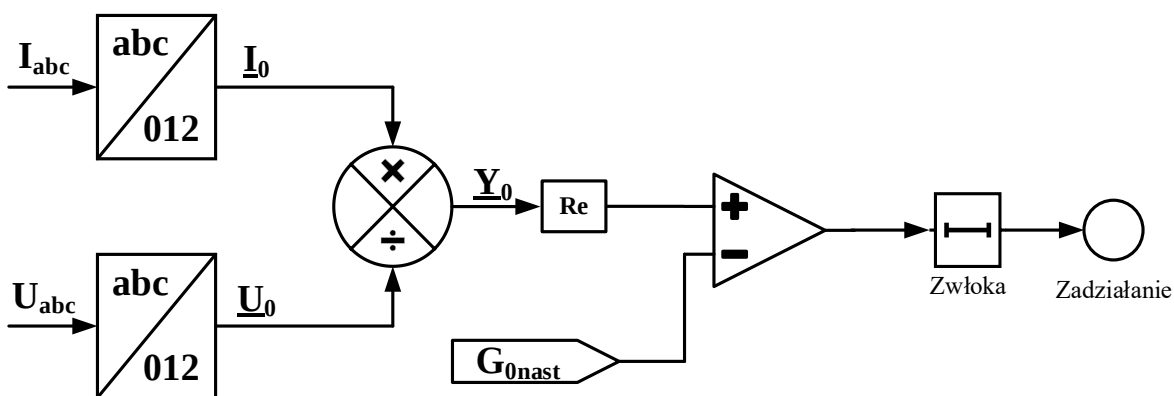
6.2.2. Kryteria z grupy admitancyjnych

Kryteria ziemnozwarciowe mogą być także realizowane w sposób bardziej złożony, oparty na pomiarach admitancji doziemnej Y_0 . W zależności od sposobu pracy punktu neutralnego danej mikrosieci wykorzystywane są odpowiednie warianty kryteriów z grup admitancyjnych. Kryterium admitancyjne Y_0 (Rys. 6.10) wykorzystywane jest w sieciach uziemionych przez rezystor, kryterium konduktancyjne G_0 (Rys. 6.11) głównie w sieciach kompensowanych, a kryterium susceptancyjne B_0 (Rys. 6.12) w sieciach izolowanych [4].

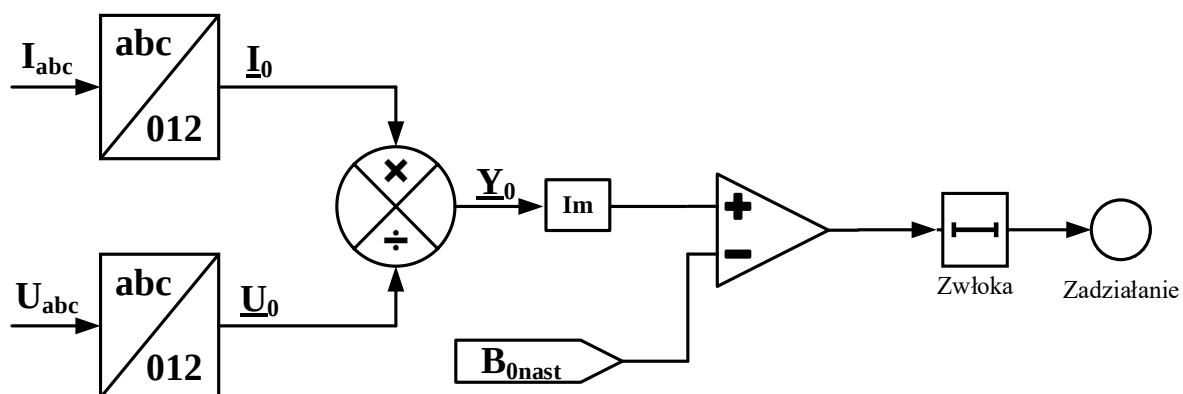
Wartość admitancji doziemnej Y_0 wyznaczana jest na podstawie pomiarów napięć i prądów fazowych, przekształconych na odpowiadające im wektory kolejności zerowej. W przypadku kryterium konduktancyjnego pod uwagę brana jest część rzeczywista admitancji zespolonej, natomiast kryterium susceptancyjne bazuje na części urojonej tej wielkości.



Rys. 6.10 Schemat kryterium admitancyjnego Y_0



Rys. 6.11 Schemat kryterium konduktancyjnego G_0



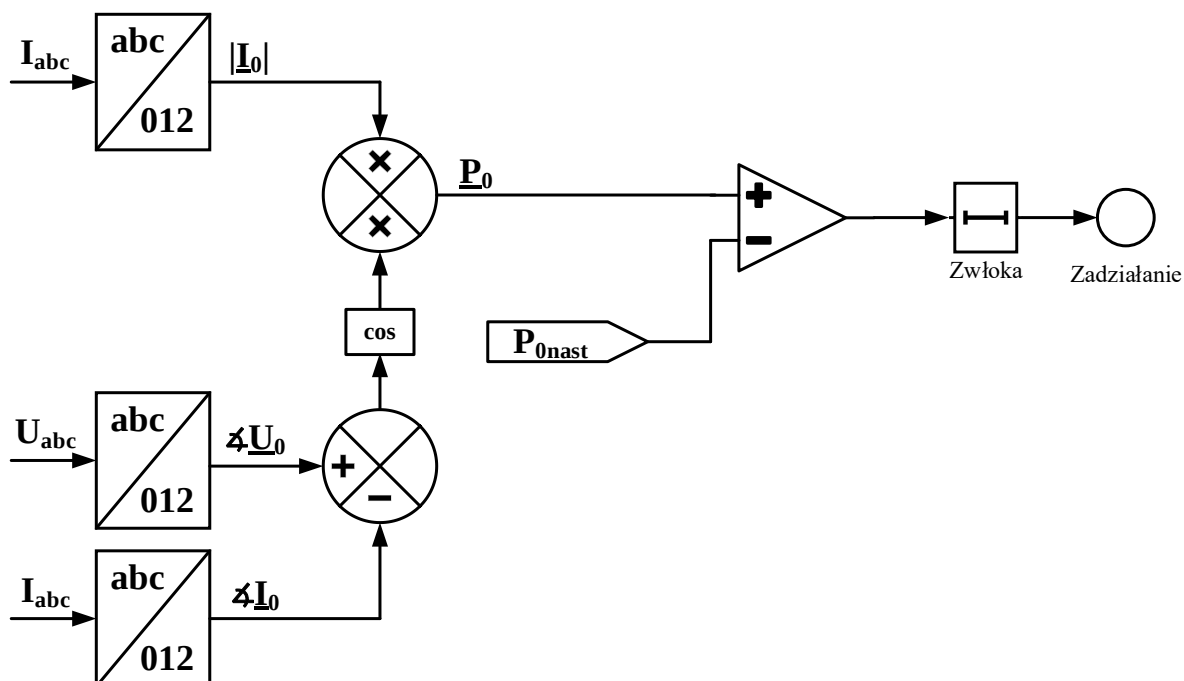
Rys. 6.12 Schemat kryterium susceptancyjnego B_0

6.2.3. Kryteria czynnomocowe i biernomocowe

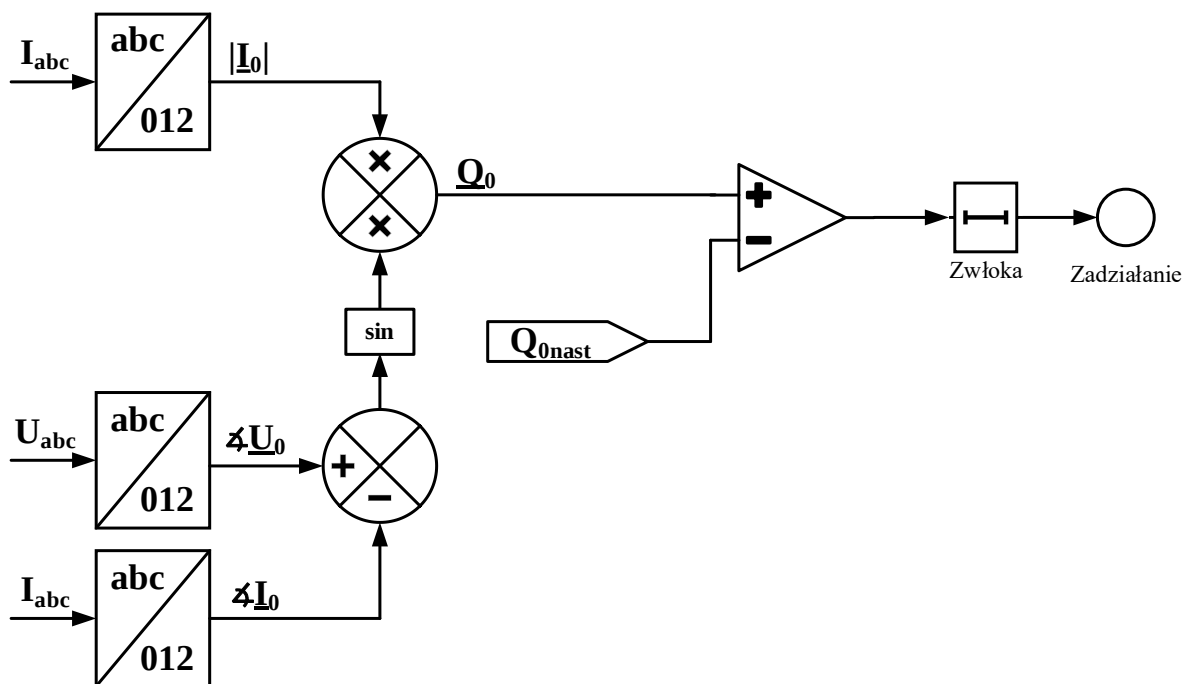
W zależności od rodzaju zabezpieczanej mikrosieci dokonać można kolejnego podziału kryteriów ziemnozwarciowych. Kryterium czynnomocowe P_0 implementowane jest najczęściej

w przekaźnikach zabezpieczeniowych pracujących w sieciach średniego napięcia uziemionych przez rezystor. Jednakże może być także stosowane w sieciach kompensowanych. Kryterium biernomocowe Q_0 posiada węższe spektrum zastosowań i nadaje się głównie do zabezpieczania linii średniego napięcia w sieciach izolowanych. Wymienione powyżej kryteria bazują na pomiarach wartości skutecznej prądu kolejności zerowej I_0 oraz przesunięcia fazowego pomiędzy wektorami składowej zerowej napięcia U_0 i prądu I_0 . Głównym czynnikiem rozróżniającym sposób pracy kryteriów czynnomocowego i biernomocowego jest charakter mierzonego prądu ziemnozwarciowego. W przypadku pierwszego z kryteriów prąd ziemnozwarciowy ma charakter głównie czynny. Jest to związane z wykorzystywaniem rezystorów wymuszających w sieciach uziemionych przez rezystor oraz rezystorów wymuszających automatyki AWSK w sieciach kompensowanych. Natomiast w sieciach izolowanych prąd ziemnozwarciowy jest zależny od prądu pojemnościowego galwanicznie połączonej sieci elektroenergetycznej i przyjmuje on charakter bierny.

Przykładowe realizacje kryteriów czynnomocowego i biernomocowego zostały przedstawione na Rys. 6.13 i Rys. 6.14. Ponadto pomiar kąta przesunięcia fazowego pomiędzy wektorami składowej zerowej napięcia U_0 i prądu I_0 umożliwia realizację funkcji kierunkowych.



Rys. 6.13 Schemat kryterium czynnomocowego P_0

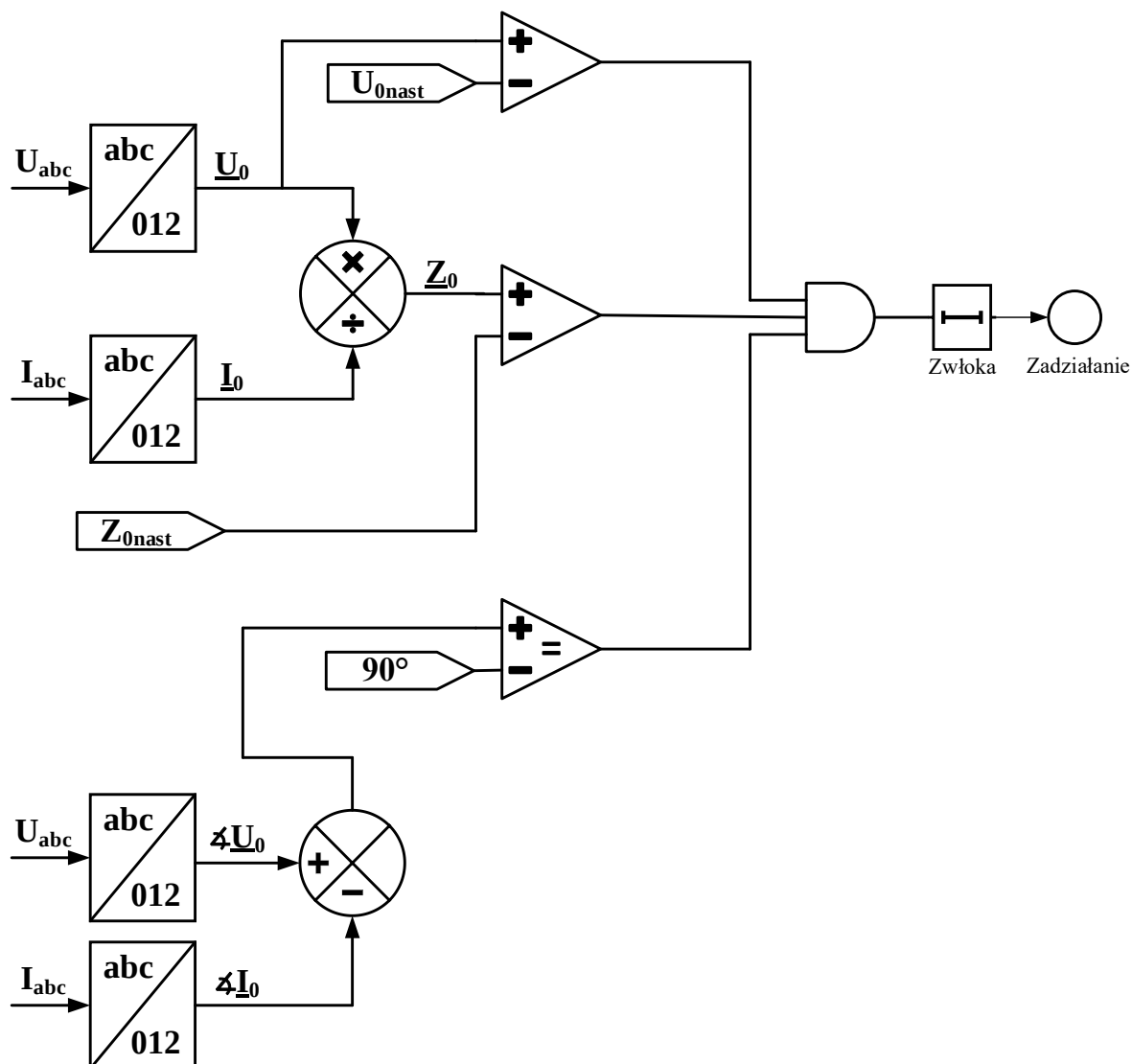


Rys. 6.14 Schemat kryterium biernomocowego Q_0

6.2.3. Kryterium impedancyjne dla składowej zerowej

Autorskim podejściem w aspekcie wykrywania zwarć doziemnych w mikrosieci pracującej z izolowanym punktem neutralnym jest zastosowanie kryterium impedancyjnego dla składowej zerowej (Rys. 6.15). W celu zachowania selektywności działania oraz odstrojenia się od nadmiarowych zadziałań uwzględniono w nim blokadę kierunkową, uwzględniającą przesunięcie fazowe φ_0 pomiędzy wektorami składowej zerowej napięcia i prądu oraz dodatkowy próg rozruchowy reagujący na wzrost mierzonej wartości składowej zerowej napięcia U_0 . Przyczyną stosowania dodatkowego warunku związanego z U_0 są szумы mierzone w stanie ustalonym. W czasie normalnej pracy linii występuje naturalna asymetria, której towarzyszy pojawienie się nieznacznych, pomijalnych wręcz, wartości składowych zerowych napięcia i prądu. Jednakże iloraz tych wielkości może dać wynik różny od zera, a w ekstremalnych przypadkach przekroczyć może wartość rozruchową impedancji dla składowej zerowej. Wprowadzenie dodatkowego warunku, wymagającego na przykład przekroczenia wartości 10 V mierzonych po stronie wtórnej przekładnika napięciowego połączanego w układ otwartego trójkąta, jest zabiegiem często stosowanym przez naukowców zajmujących się udoskonalaniem zabezpieczeń admitancyjnych [220]–[222]. Projektowane kryterium impedancyjne dla składowej zerowej uzyskuje zezwolenie na zadziałanie po przekroczeniu nastawionej wartości impedancji dla składowej zerowej, wartości składowej

zerowej napięcia oraz przy przesunięciu fazowym dla wektorów składowych zerowych wynoszącym 90° .



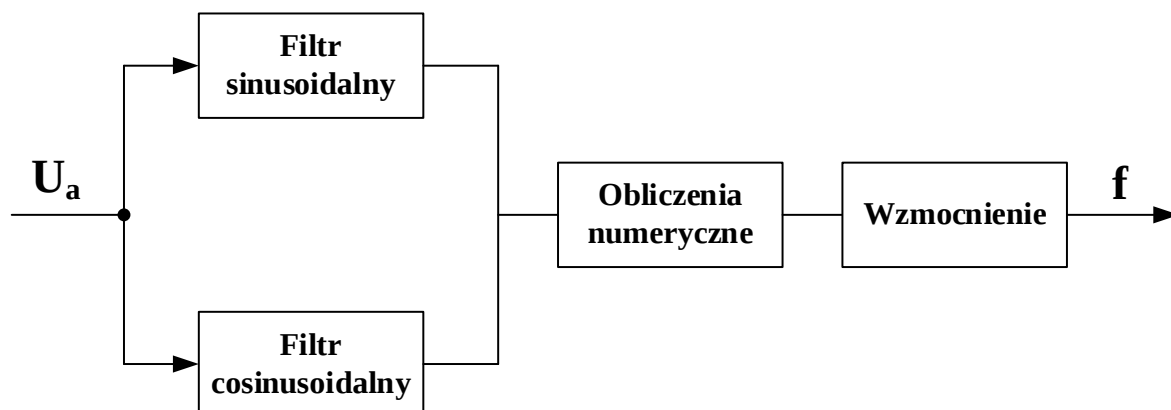
Rys. 6.15 Schemat kryterium impedancyjnego dla składowej zerowej

6.3. Detekcja pracy wyspowej

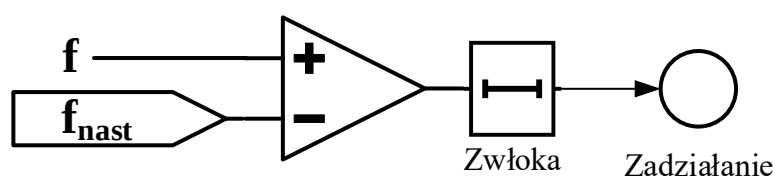
Kluczowym aspektem prawidłowego funkcjonowania adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego jest określenie czy mikrosieć jest połączona z systemem elektroenergetycznym, czy też nie. Z tego powodu bardzo istotnym zagadnieniem jest pewna detekcja pracy wyspowej. W przypadku mikrosieci średniego napięcia opartej na inwerterach wykorzystywane będą przede wszystkim kryteria częstotliwościowe, takie jak: podczęstotliwościowe, nadczęstotliwościowe oraz ROCOF.

W celu realizacji kryteriów częstotliwościowych należy zaimplementować pewny i odporny na zakłócenia pomiar częstotliwości. W projektowanym algorytmie

zabezpieczeniowym zastosowano pomiar częstotliwości bazujący na filtrach ortogonalnych typu sinus i cosinus (Rys. 6.16). Uzyskana na podstawie algorytmu pomiarowego wartość częstotliwości jest następnie wykorzystywana w konkretnych kryteriach do detekcji pracy wyspowej. Na Rys. 6.17 przedstawiony został przykładowy schemat kryterium nadczęstotliwościowego. W analogiczny sposób realizowane jest kryterium podczęstotliwościowe. Oba algorytmy umożliwiają implementację więcej niż jednego stopnia zabezpieczeniowego. Podobnie realizowane jest również kryterium ROCOF (Rys. 2.7).



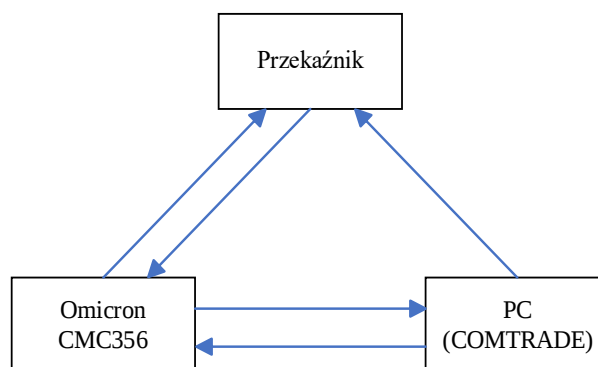
Rys. 6.16 Pomiar częstotliwości na podstawie filtrów ortogonalnych sinus i cosinus



Rys. 6.17 Schemat kryterium nadczęstotliwościowego pierwszego stopnia

W trakcie realizacji rozprawy doktorskiej przeprowadzono również szczegółowe badania laboratoryjne przekaźnika zabezpieczeniowego wyposażonego w kryterium ROCOF. W pierwszym etapie miały one na celu zbadanie wpływu zmian różnego rodzaju parametrów nastawczych na pracę zabezpieczenia, skuteczność jego działania oraz estymowaną wartość szybkości zmian częstotliwości w czasie. Zmienianymi parametrami nastawczymi były: wartość rozruchowa, rodzaj okna pomiarowego (Rolling Window lub Fixed Window), długość okna pomiarowego oraz liczba iteracji potrzebnych do określenia zakłócenia. Na przykład, nastawiając okno pomiarowe o długości trzech okresów oraz liczbę iteracji wynoszącą 2, sygnał na zadziałanie zabezpieczenia zostanie wygenerowany, gdy w dwóch kolejnych oknach pomiarowych (o długości 60 ms każde) przekroczona zostanie nastawiona wartość rozruchowa.

Na potrzeby badań laboratoryjnych z wykorzystaniem programu Matlab-Simulink wygenerowane zostały pliki typu COMTRADE zawierające różne zakłócenia występujące w pracy systemu elektroenergetycznego, takie jak: skokowe zmiany częstotliwości sygnału, zmiany częstotliwości z rampą czasową, skokowe zmiany kąta fazowego napięcia oraz skokowe zmiany częstotliwości, którym towarzyszą skokowe zmiany kąta fazowego napięcia. Otrzymane pliki zostały zaimplementowane w testerze zabezpieczeń Omicron CMC356, dzięki któremu zasymulowano odpowiednie zakłócenia i sprawdzono działanie zabezpieczenia. Schemat blokowy układu pomiarowego przedstawiono na Rys. 6.18.



Rys. 6.18 Schemat blokowy układu pomiarowego

Badane przypadki zakłóceń występujących w pracy systemu elektroenergetycznego mają swoje odzwierciedlenie w rzeczywistych zjawiskach. Pierwszym z nich są skokowe zmiany częstotliwości, które towarzyszyć mogą eksploatacji źródeł rozproszonych opartych na inwerterach. W najciekawszym z badanych wariantów dotyczących tego zakłócenia zastosowano próg rozruchowy o wartości 2 Hz/s, który odpowiada najczęściej wykorzystywanej w praktyce przez Operatorów Sieci Dystrybucyjnej wartości nastawczej kryterium ROCOF. Ponadto nastawiono okno pomiarowe typu Rolling Window. Symulowano skokowe zmiany częstotliwości wynoszące $\pm 0,2$ Hz. W Tab. 6.1 przedstawiono zbiorcze wyniki dla różnych wartości liczb iteracji potrzebnych do wykrycia zakłócenia oraz różnych długości okna pomiarowego. Znakiem „+” oznaczono zadziałanie zabezpieczenia, a znakiem „-”, brak zadziałania. Na podstawie wyników badań zawartych w Tab. 6.1 można stwierdzić, że wybór dłuższego okna pomiarowego pozwala odstroić się od skokowych zmian częstotliwości napięcia. Ten sam efekt można osiągnąć zwiększając liczbę iteracji.

Tab. 6.1 Odpowiedź zabezpieczenia na skokową zmianę częstotliwości wynoszącą $\pm 0,2$ Hz

Liczba iteracji:	Odpowiedź zabezpieczenia						
4	-	-	-	-	-	-	-
3	+	+	+	-	-	-	-
2	+	+	+	-	-	-	-
1	+	+	+	-	-	-	-
Liczba cykli:	2	3	4	5	6	7	8

W trakcie badań weryfikowano również odpowiedzi zabezpieczenia na zmiany częstotliwości z zadaną rampą czasową. Tego typu zakłócenie wystąpić może w przypadku wydzielenia się wyspy niezbilansowanej mocowo, a szybkość zmian częstotliwości zależeć będzie od stopnia niezbilansowania [223]. W przekaźniku nastawiono próg rozruchowy na wartość 2 Hz/s oraz zastosowano okno pomiarowe typu Fixed Window. Nastawiona zwłoka czasowa wynosiła 0 s, dzięki czemu dokonano pomiaru czasu zadziałania kryterium ROCOF przy różnych nastawach liczby iteracji i długości okien. Wyniki tej części badań zestawiono w Tab. 6.2.

Tab. 6.2 Odpowiedź zabezpieczenia na zmianę częstotliwości z rampą czasową -2,1 Hz/s

Liczba iteracji:	Czas zadziałania [ms]						
4	215	276	415	436	582	688	741
3	179	218	332	332	458	538	578
2	132	148	238	258	339	398	415
1	95	98	132	172	208	252	258
Liczba cykli:	2	3	4	5	6	7	8

Na podstawie danych zawartych w Tab. 6.2 zaobserwować można, że dobór parametrów nastawczych ma istotny wpływ na szybkość działania zabezpieczenia. W niektórych przypadkach czas ten przekroczyć może dopuszczalne wartości przewidziane dla zabezpieczeń od pracy wyspowej.

Na pomiar częstotliwości negatywny wpływ wywierać mogą skokowe zmiany kąta fazowego napięcia. Zaburzenia te towarzyszą dużym, szczególnie skokowym, zmianom obciążenia w sieci. Błędy w pomiarze częstotliwości mogą skutkować nadmiarowymi zadziałaniami zabezpieczeń częstotliwościowych. Tego typu przypadki sprawdzono w trakcie

wykonywanych badań laboratoryjnych poprzez zasymulowanie skokowych zmian kąta fazowego napięcia o wartość $\pm 10^\circ$. W przekaźniku zabezpieczeniowym zastosowano standardową nastawę wynoszącą 2 Hz/s oraz okno pomiarowe typu Rolling Window. Wyniki badań laboratoryjnych dotyczących tego zakłócenia zostały przedstawione w Tab. 6.3. Znakiem „+” oznaczono zadziałanie zabezpieczenia, a znakiem „-”, brak zadziałania. Na podstawie uzyskanych danych stwierdzono, że nadmiarowe zadziałania występują w przypadku zastosowania krótkich okien pomiarowych oraz małej liczby iteracji potrzebnej do detekcji zakłócenia.

Tab. 6.3 Odpowiedź zabezpieczenia na skokową zmianę kąta fazowego napięcia wynoszącą $+ 10^\circ$

Liczba iteracji:	Odpowiedź zabezpieczenia						
4	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-
2	+	-	-	-	-	-	-
1	+	+	-	-	-	-	-
Liczba cykli:	2	3	4	5	6	7	8

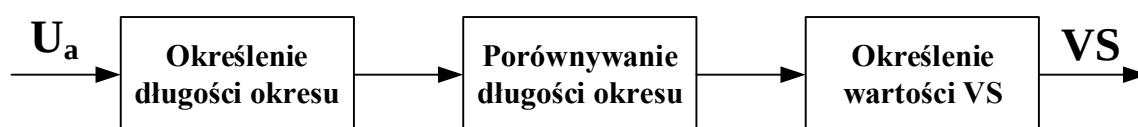
Przeprowadzone badania pozwoliły ustalić, że w trakcie nastawiania kryterium ROCOF nie należy kierować się jedynie wartościami rozruchowymi, ale również pozostałymi parametrami nastawczymi, między innymi takimi jak rodzaj i długość okna pomiarowego, czy zwłoka czasowa. **Przedstawione wyniki zostały szerzej opisane i skomentowane w publikacji [80].**

W dalszym etapie kontynuowano opisane badania w poszerzonym zakresie. Obejmował on sprawdzenie działania przekaźnika zabezpieczeniowego z zaimplementowanymi kryteriami nadczęstotliwościowymi, podczęstotliwościowymi i ROCOF w odpowiedzi na zmiany częstotliwości towarzyszące wydzielaniu się wyspy w zależności od rodzaju zainstalowanego w sieci SN źródła rozproszonego. Sprawdzono przypadki wydzielania się wyspy z generatorem synchronicznym o małej i dużej inercji oraz wyspy z elektrownią fotowoltaiczną.

Analogicznie, za pomocą oprogramowania Matlab-Simulink opracowano modele symulacyjne, na podstawie których wygenerowano pliki COMTRADE z zakłóceniami. Z wykorzystaniem wymuszalnika Omicron zasymulowano zakłócenia i sprawdzono odpowiedź zabezpieczeń dla różnego rodzaju nastaw. Na podstawie badań określono, że na szybkość zmian częstotliwości wpływa inercja źródła rozproszonego, konstrukcja generatora synchronicznego (np.: zastosowanie dodatkowych uzwojeń tłumiących) oraz zastosowane

układy regulacji. O wartości zmian częstotliwości decyduje tzw. niezbilansowanie mocowe, czyli różnica pomiędzy mocą generowaną przez źródło rozproszone a mocą odbiorów przyłączonych do wydzielonej wyspy. Szerzej aspekt ten został opisany w publikacji [223]. Warto również zauważyć, że kluczowym wnioskiem z obu etapów badań jest konieczność uwzględnienia wielu czynników przy doborze nastaw zabezpieczeń od pracy wyspowej, a nie tylko wartości rozruchowej.

Bardziej złożonym kryterium umożliwiającym detekcję pracy wyspowej źródeł rozproszonych jest Vector Shift. Uproszczony schemat blokowy zaimplementowanego algorytmu przedstawiono na Rys. 6.19.



Rys. 6.19 Schemat algorytmu Vector Shift

W celu określenia wartości kryterialnej skokowej zmiany kąta fazowego dokonywany jest pomiar pierwszej harmonicznej napięcia fazowego. Następnie, z wykorzystaniem metody bazującej na detekcji przejścia przez zero wraz z korekcją, obliczana jest długość okresu. W algorytmie, próbka po próbkę z określoną częstotliwością próbkowania, wyznaczany jest jej znak. Bazując na tej informacji obliczana jest liczba próbek w półokresie. W zależności od jej znaku dokonywane są odpowiednie obliczenia, zgodne ze wzorami (6.4) - (6.7). W poniższych wyrażeniach $s_x(n)$ jest próbką mierzonego sygnału dla konkretnej fazy ($x = A, B, C$), a n jest numerem danej próbki.

$$\begin{aligned} s_x(n-1) > 0 \ \& \ s_x(n) > 0; \\ b_x &= 0; \ a_x = a_x + 1; \end{aligned} \quad (6.4)$$

$$\begin{aligned} s_x(n-1) < 0 \ \& \ s_x(n) < 0; \\ a_x &= 0; \ b_x = b_x + 1; \end{aligned} \quad (6.5)$$

$$\begin{aligned} s_x(n-1) < 0 \ \& \ s_x(n) > 0; \\ c_{1x} &= s_x(n) / (s_x(n) - s_x(n-1)); \\ m_{05x} &= b_x + 1 - c_{1x} + c_{2x} \end{aligned} \quad (6.6)$$

$$\begin{aligned} s_x(n-1) > 0 \ \& \ s_x(n) < 0; \\ c_{2x} &= s_x(n) / (s_x(n) - s_x(n-1)); \\ m_{05x} &= a_x + 1 - c_{2x} + c_{1x} \end{aligned} \quad (6.7)$$

Znaki kolejnych próbek są ze sobą porównywane. W przypadku, gdy są one jednakowe bieżąca suma próbek w półokresie - a_x, b_x - wzrasta. Po tej operacji obie sumy są inkrementowane próbka po próbce. Jednakże w przypadku przejścia sygnału przez zero i zmianie znaku badanej próbki obliczane są współczynniki korekcyjne c_{1x}, c_{2x} , odpowiednio dla dodatniego i ujemnego półokresu. Następnie, wykorzystując przytoczone powyżej równania, a także w zależności od znaku danego półokresu, obliczana jest suma próbek w badanym półokresie z uwzględnieniem korekcji - m_{05x} . Na podstawie tych informacji oraz równania (6.8) wyznaczyć można czas trwania danego półokresu $t_x(m)$, gdzie m oznacza numer półokresu, a f_s to częstotliwość próbkowania.

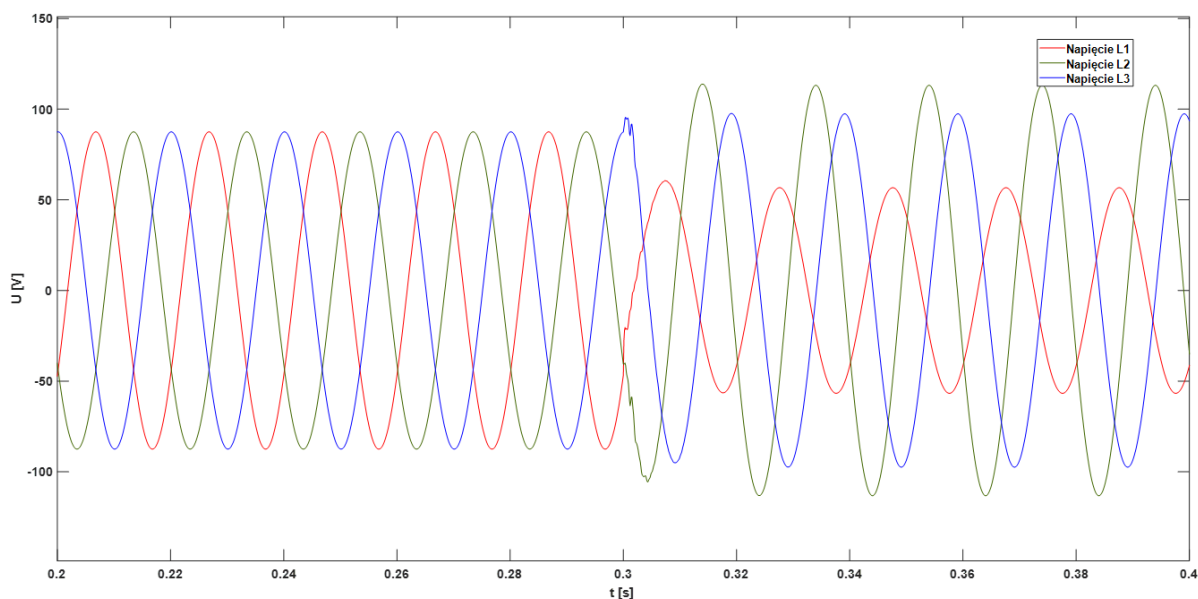
$$t_x(m) = m_{05x} / 0,5 f_s \quad (6.8)$$

Bazując na obliczonych długościach analizowanych półokresów t_x obliczana jest różnica pomiędzy bieżącym - $T_x(m)$, a poprzednim - $T_x(m-1)$ okresem analizowanego sygnału napięciowego. Ostateczna wartość skokowej zmiany kąta fazowego napięcia Vector Shift uzyskiwana jest z wykorzystaniem wzoru (6.9).

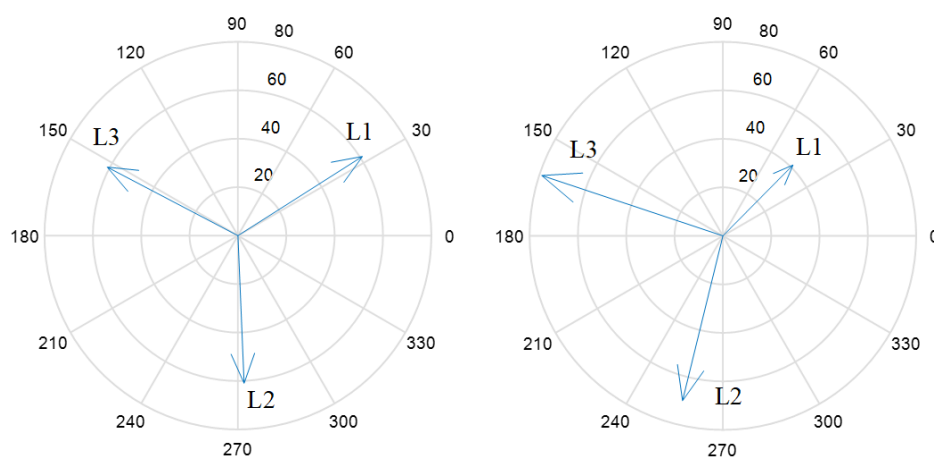
$$VS_x = \frac{(T_x(m-1) - T_x(m)) * 360^\circ}{T_x(m-1)} \quad (6.9)$$

Ponadto w celu wyeliminowania błędów w obliczeniach ostatecznej wartości Vector Shift, w przypadku, gdy zakłócenie występuje w okolicach przejścia mierzonego sygnału napięciowego przez zero, w algorytmie tego kryterium stosuje uśrednianie pełnookresowe.

W aspekcie poprawnej pracy kryterium Vector Shift należy wspomnieć o przeprowadzonych przez autora rozprawy badaniach laboratoryjnych, związanych z odpornością tego kryterium na zakłócenia zewnętrzne. Badania te zostały wykonane zgodnie ze schematem, analogicznym jak w przypadku kryterium ROCOF, przedstawionym na Rys. 6.18. Sprawdzono działanie przełącznika zabezpieczeniowego wyposażonego w kryterium Vector Shift, zainstalowanego przy źródle rozproszonym w trakcie zwarć zachodzących zarówno w linii z generacją, jak i w innej linii przyłączonej do tej samej sekcji w GPZ. Przykładem zakłócenia powodującym błędne, nadmiarowe działanie kryterium Vector Shift może być niemetaliczne zwarcie jednofazowe, występujące w linii średniego napięcia bez przyłączonej generacji rozproszonej. Zwarcia jednofazowemu towarzyszy skokowa zmiana kąta fazowego napięcia, w szczególności w fazach nieobjętych zakłóceniem. Zaobserwować można to na podstawie przebiegu napięcia przedstawionego na Rys. 6.20 oraz wykresów wektorowych napięć fazowych sporządzonych przed i w trakcie zakłócenia Rys. 6.21.



Rys. 6.20 Przebieg napięć fazowych widzianych po stronie wtórnej podczas niemetalicznego zwarcia jednofazowego

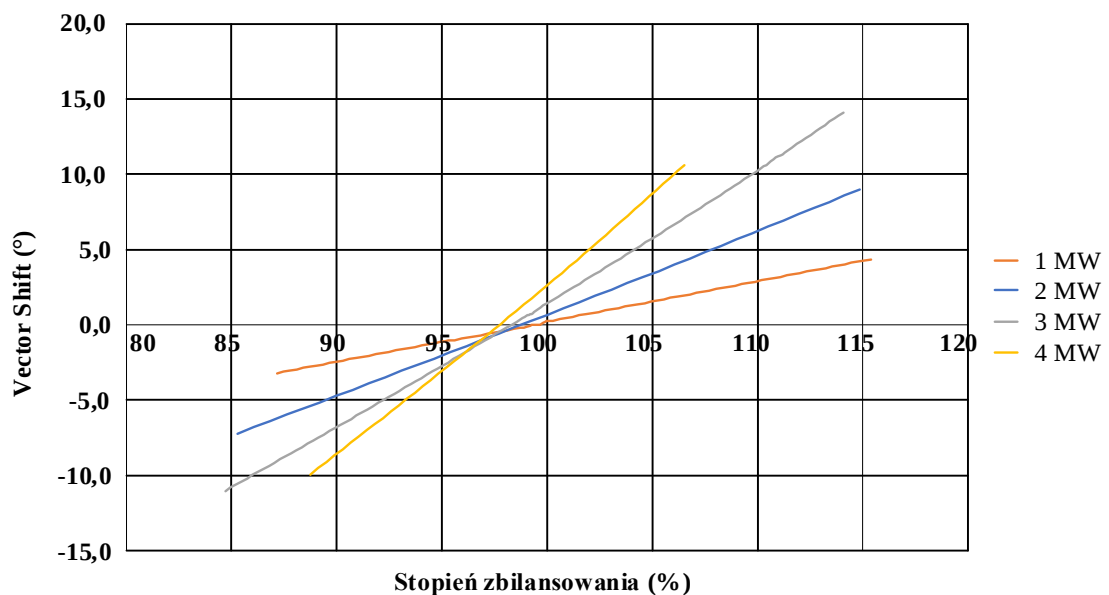


Rys. 6.21 Przesunięcie fazowe pomiędzy wektorami napięcia różnych faz przed i w trakcie zakłócenia

Zakłócenie to spowodowało nadmierowe zadziałanie kryterium Vector Shift w przekąźniku zabezpieczeniowym zainstalowanym przy źródle rozproszonym, pomimo tego, że wystąpiło ono w innej linii. W związku z tą cechą charakterystyczną w wielu krajach stosowanie kryterium Vector Shift zostało zakazane [18].

W trakcie badań związanych z kryterium Vector Shift zidentyfikowano jego nową właściwość eksploatacyjną, która dotyczy określania stopnia niezbilansowania mocowego wydzielonej wyspy. Opisano to szerzej w publikacji [18]. Opracowano model symulacyjny sieci, w której odbiory zasilane są ze źródła rozproszonego, o mocy zwarciowej wynoszącej 15 MVA, współpracującego z systemem elektroenergetycznym o mocy zwarciowej 2500 MVA.

W przypadku wydzielenia się zbilansowanej wyspy, w której moc odbiorów będzie równa mocy generowanej przez źródło rozproszone, nie zaobserwowano skokowej zmiany kąta fazowego napięcia. Jednakże podczas wydzielenia się wyspy z niedoborem mocy generowanej zaobserwować można skokową zmianę kąta fazowego napięcia ze znakiem ujemnym, o wartości tym wyższej, im wyższy jest niedobór mocy. Analogicznie, wydzieleniu się wyspy z nadmiarem mocy generowanej towarzyszy skokowa zmiana kąta ze znakiem dodatnim. Właściwość ta przedstawiona została na Rys. 6.22. Poszczególne serie pomiarowe reprezentują moce odbiorów przyłączonych do sieci. Informacja o wartości i znaku skokowej zmiany kąta fazowego napięcia może być wykorzystywana do aktywnego zarządzania odbiorami przyłączonymi do wydzielonej wyspy, w różnego rodzaju algorytmach sterujących źródłami rozproszonymi oraz współpracującymi z nimi magazynami energii, a także w algorytmach odpowiadających za odłączanie pewnych grup odbiorów, nawiązujących do znanej powszechnie automatyki SCO.



Rys. 6.22 Wartość skokowej zmiany kąta fazowego napięcia (Vector Shift) w zależności od stopnia zbilansowania wydzielonej wyspy

Opisane w powyższym podrozdziale metody wykorzystywane są do detekcji pracy wyspowej mikrosieci. Informacja ta jest kluczowa w procesie adaptacji kryteriów zabezpieczeniowych. Jednakże warto nadmienić, że w tym celu zastosować można także wspomniane we wcześniejszej części pracy kryterium bazujące na położeniu styków pomocniczych wyłącznika zainstalowanego w punkcie przyłączenia mikrosieci do systemu elektroenergetycznego.

6.4. Przejście do pracy wyspowej

Przejście do pracy wyspowej mikrosieci lub jej fragmentu może być intencjonalne, dokonywane przez służby ruchowe OSD poprzez zmianę topologii mikrosieci oraz nieintencjonalne, w razie wystąpienia awarii w obrębie mikrosieci. W pierwszym przypadku w zależności od zastosowanych urządzeń i algorytmów sterujących przejście to zachodzić może bezprzerwowo lub z krótką przerwą beznapięciową. Przejście nieintencjonalne dokonywane jest natomiast jedynie z przerwą beznapięciową.

6.4.1. Przejście bezprzerwowe

Większość prac planowych odbywających się na sieci elektroenergetycznej wymaga przygotowania rezerwowego układu zasilania, dokonywanego na podstawie planu przełączeń. Zmiany w topologii sieci średniego napięcia powinny być wprowadzane tak, aby nie powodować przerw w dostawie energii elektrycznej dla odbiorców. W związku z tym, przy spełnieniu określonych warunków, dopuszcza się krótkotrwałą pracę pierścieniową linii średniego napięcia. Innymi słowy, w trakcie przełączeń dochodzi do czasowej pracy równoległej dwóch źródeł napięciowych. To standardowe podejście może być z powodzeniem stosowane również w przypadku mikrosieci. Dodatkowym warunkiem, który musi zostać spełniony jest wyposażenie inwerterów sterujących źródłami rozproszonymi w możliwość zmiany trybu pracy. Oznacza to, że źródła te powinny posiadać zdolność do pracy zarówno w trybie Grid Following, jak i Grid Forming [74] oraz zdolność do zmiany rzeczonych trybów w sposób zdalny.

6.4.2. Przejście z przerwą

W przypadku wystąpienia awarii i wyizolowania uszkodzonego fragmentu sieciowego może dojść do sytuacji, w której nastąpi utrata galwanicznego połączenia pomiędzy mikrosiecią a systemem elektroenergetycznym. Na skutek utraty tegoż połączenia wyłączeniu ulegają źródła rozproszone typu Grid Following pracujące w obrębie wyizolowanej wyspy. W celu przywrócenia zasilania odbiorcom należy przełączyć źródło o największej mocy w tryb Grid Forming oraz dokonać synchronizacji pozostałych źródeł typu Grid Following. Operacja ta może zostać wykonana przez służby ruchowe OSD lub w sposób automatyczny.

7. Testy adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego

Badania weryfikacyjne związane z pracą zaprojektowanego adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego należy przeprowadzić z uwzględnieniem różnego rodzaju topologii mikrosieci. Głównym czynnikiem wpływającym na działanie opracowanego rozwiązania jest posiadanie połączenia z systemem elektroenergetycznym lub jego brak. Fakt ten determinuje przede wszystkim poziom dostępnej mocy zwarciowej, której wartość rzutuje na warunki dla pracy zabezpieczeń od zwarć międzyfazowych. Dodatkowymi aspektami oddziałującymi na działanie zabezpieczeń elektroenergetycznych wchodzących w skład implementowanego algorytmu są:

- aktualny profil obciążenia występujący w zabezpieczanej mikrosieci,
- aktualny profil generacji energii elektrycznej ze źródeł rozproszonych,
- rodzaje, liczba oraz lokalizacja źródeł rozproszonych pracujących w zabezpieczanej mikrosieci,
- sposoby pracy punktu neutralnego sieci średniego napięcia,
- lokalizacja punktów zabezpieczeniowych,
- lokalizacja zwarcia, jego rodzaj oraz rezystancja przejścia.

Testy projektowanego adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego przeprowadzono w oparciu o przedstawione w rozdziale 5 modele sieci średniego napięcia oraz modele mikrosieci. Ze względu na to, że standardowe kryteria zabezpieczeniowe, z powodzeniem wykorzystywane są do ochrony obecnie funkcjonującej sieci średniego napięcia przed skutkami zwarć międzyfazowych i doziemnych, wyniki badań związanych z działaniem tej części algorytmu będą przedstawione w sposób mniej szczegółowy. Autor niniejszej rozprawy ma za zadanie skupić się na ocenie przydatności projektowanych kryteriów zabezpieczeniowych w aspekcie ochrony mikrosieci pracującej jako kontrolowana wyspa przed skutkami zakłóceń w niej występującymi. Na Rys. 7.1 przedstawiono uproszczony schemat mikrosieci, na podstawie której przeprowadzone zostały badania symulacyjne. Na schemacie zaznaczono lokalizacje przełączników zabezpieczeniowych pracujących w testowanej mikrosieci oraz miejsca, w których symulowano zwarcia. Wykorzystane w modelu elementy umożliwiały wybór rodzaju zwarcia (liczba faz objętych zakłóceniem, a także fakt czy zwarcie wystąpiło z udziałem ziemi), jego rezystancję przejścia R_f oraz trwałość (zwarcie trwałe lub przemijające).

Szczegółowe opisy metodologii wykonywania testów, a także przedstawienie wyników oraz ich wstępna analiza podzielone zostały na kategorie związane ze sposobem pracy zabezpieczanej mikrosieci oraz rodzajem zwarcia. Podczas badań zasymulowano różne rodzaje zwarć, lecz w pracy przedstawiono jedynie ich wybrane przypadki.

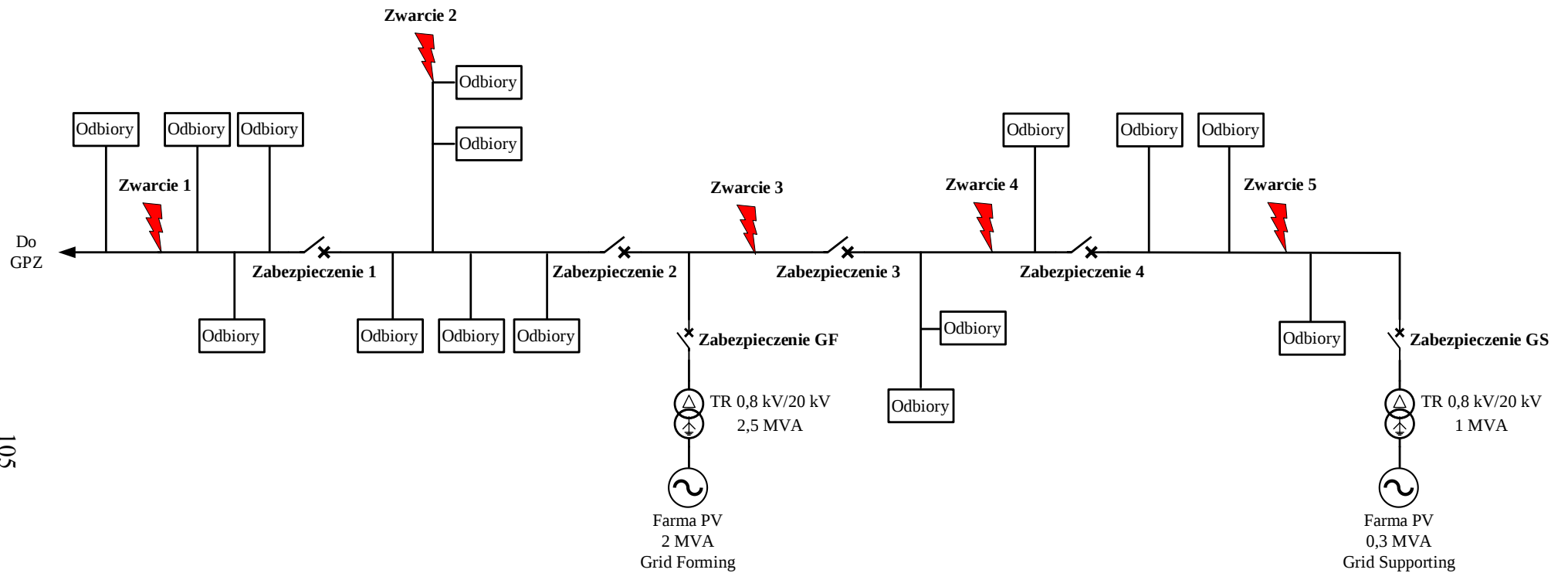
7.1. Praca mikrosieci w połączeniu z systemem elektroenergetycznym

Testy funkcjonalne adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego w aspekcie pracy mikrosieci w połączeniu z systemem elektroenergetycznym wykonano w oparciu o model linii średniego napięcia współpracującej ze źródłami rozproszonymi typu Grid Following w postaci dwóch farm fotowoltaicznych o mocach znamionowych 1 MW. Przedstawione wyniki obejmują pomiary z zabezpieczeń zainstalowanych w polu liniowym w stacji GPZ, polu pomiaru napięcia oraz w punkcie przyłączenia źródła rozproszonego do sieci (PCC).

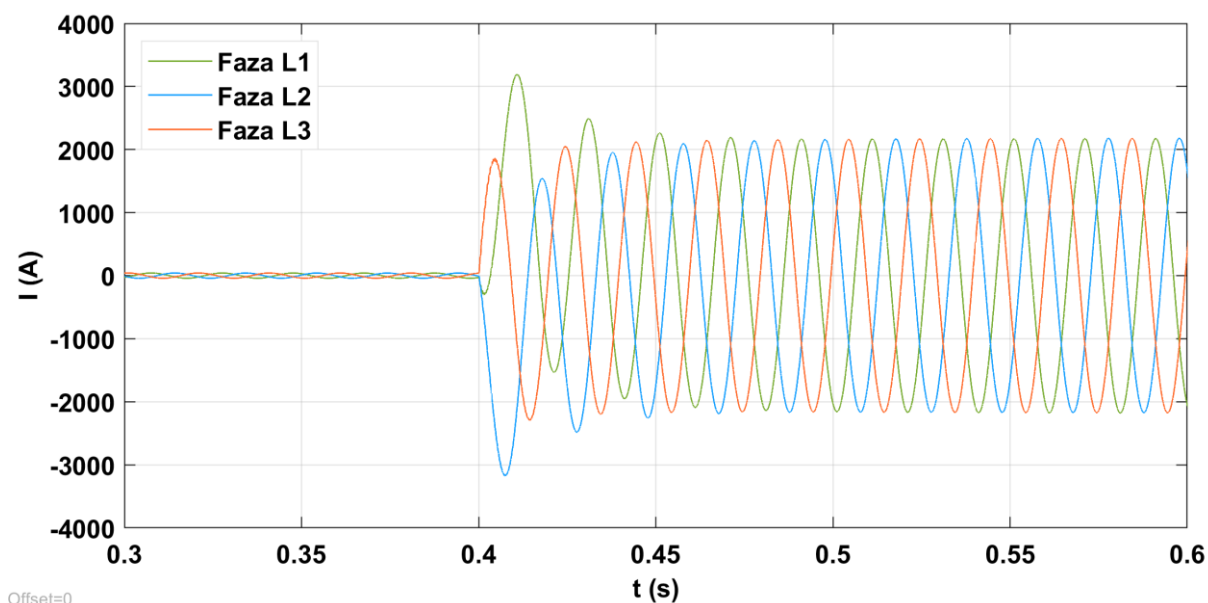
7.1.1. Zwarcia międzyfazowe

W celu przedstawienia właściwości eksploatacyjnych oraz różnic w funkcjonowaniu zabezpieczeń pracujących w sieciach z przyłączoną generacją rozproszoną, w zależności od miejsca zainstalowania przekaźnika zabezpieczeniowego, skupiono się na przypadkach trójfazowych zwarć metalicznych występujących w środku zabezpieczanej linii. Przebiegi pokazywane w trakcie analizy przedstawiają wartości prądów i napięć obserwowanych po stronie pierwotnej przekładników pomiarowych, wykorzystywanych w odpowiednich polach stacji zasilającej. Ich prezentacja w tej formie ma na celu ułatwienie interpretacji wyników.

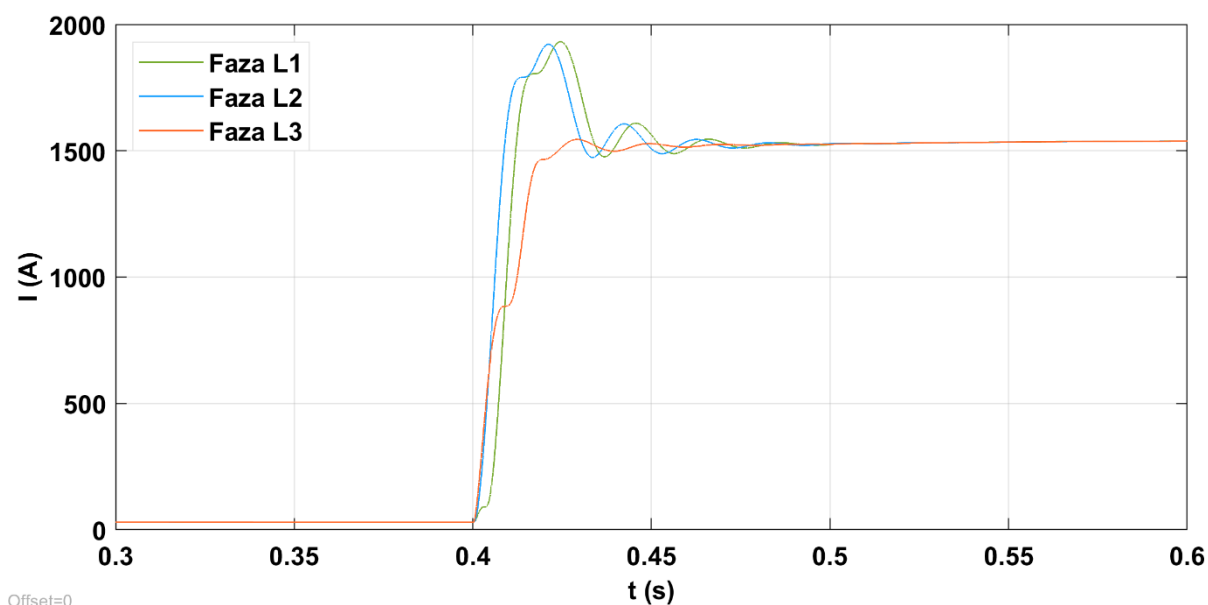
Na Rys. 7.2 i Rys. 7.3 zaobserwować można przebiegi czasowe prądu oraz wartości skutecznej prądu przed i w trakcie zwarcia, rejestrowane przez zabezpieczenie zainstalowane w polu liniowym. Na ich podstawie przekaźnik zabezpieczeniowy wyposażony w standardowe kryterium nadprądowe podejmuje decyzję o działaniu lub jego braku. Widoczny jest zdecydowany wzrost wartości prądu w momencie wystąpienia zwarcia. Po przekroczeniu wartości rozruchowej nastąpi zadziałanie zabezpieczenia.



Rys. 7.1 Uproszczony schemat mikrosieci przedstawiający zakres wykonywanych badań

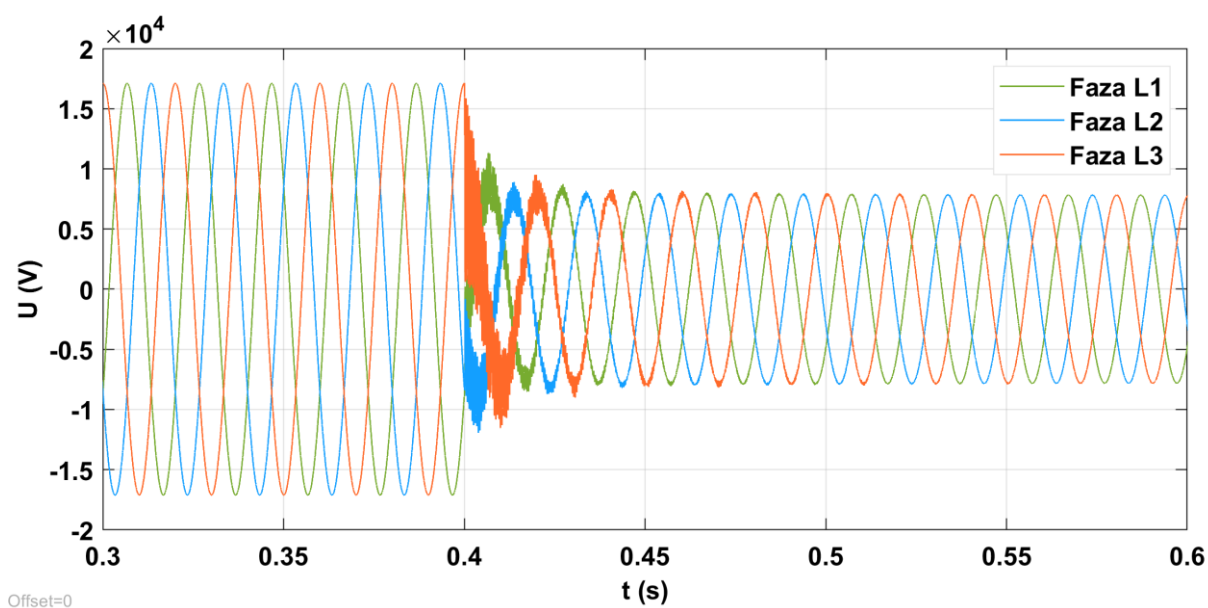


Rys. 7.2 Przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie zainstalowane w polu liniowym

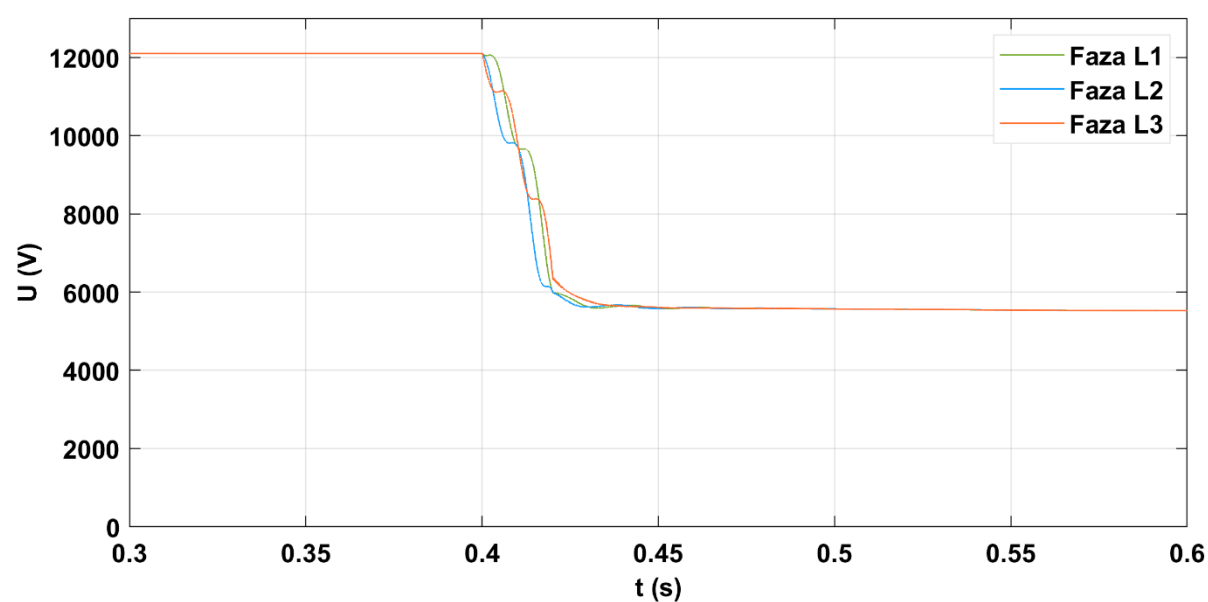


Rys. 7.3 Wartość skuteczna prądu rejestrowana przez zabezpieczenie zainstalowane w polu liniowym

Metaliczne zwarcie trójfazowe można także zaobserwować na przebiegach napięciowych rejestrowanych przez zabezpieczenie instalowane w polu pomiaru napięcia sekcji, z której zasilana jest linia objęta zakłóceniem (Rys. 7.4 i Rys. 7.5). Dobrze widoczny jest zapad napięcia towarzyszący takiemu zaburzeniu.



Rys. 7.4 Przebieg czasowy napięcia rejestrowany przez zabezpieczenie zainstalowane w polu pomiaru napięcia

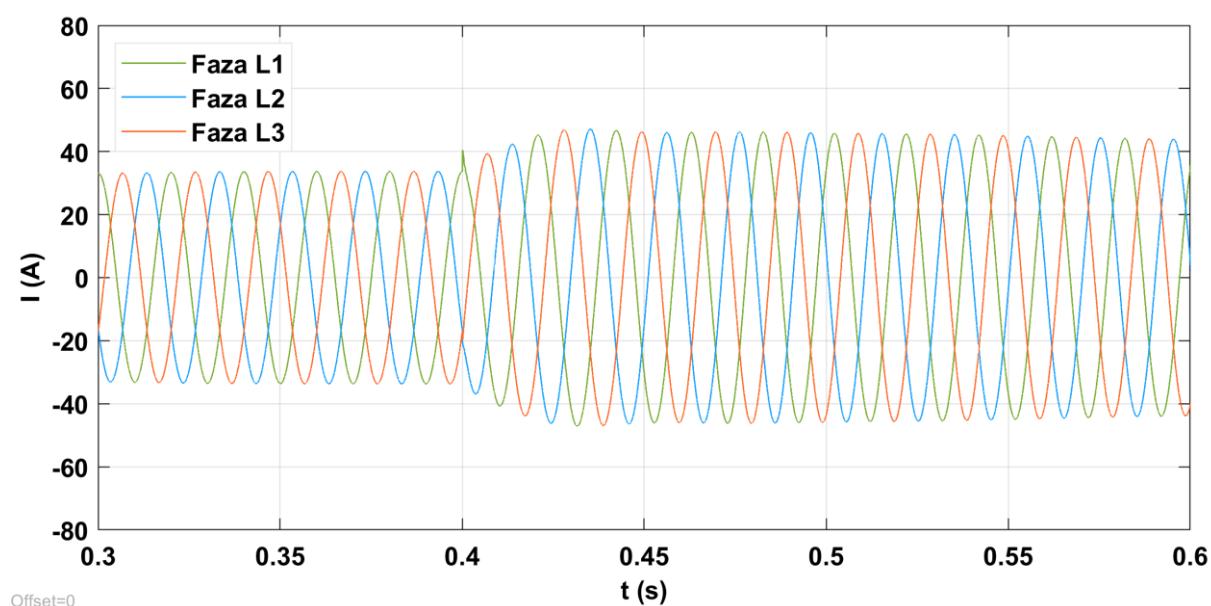


Rys. 7.5 Wartość skuteczna napięcia rejestrowana przez zabezpieczenie zainstalowane w polu pomiaru napięcia

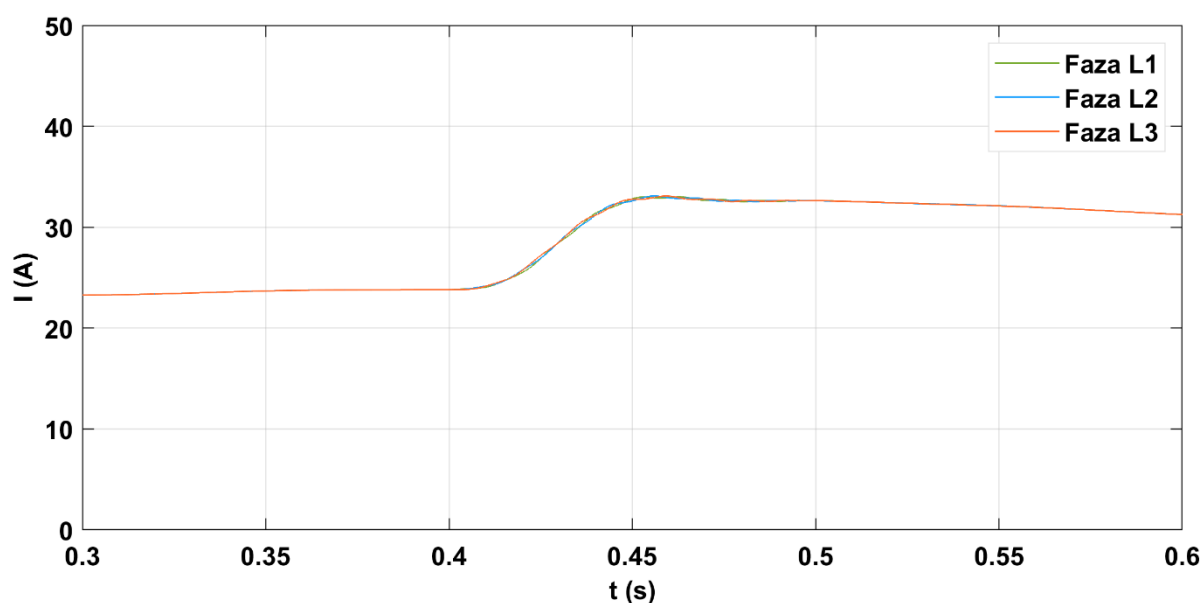
Bazując na informacjach zaprezentowanych na powyższych przebiegach stwierdzić można, że pomiary dokonywane blisko źródła zasilania o dużej mocy zwarciowej mogą z powodzeniem zostać wykorzystane w algorytmach zabezpieczeniowych służących do detekcji i eliminacji zwarcia.

Jednakże podejście to może ulec zmianie w przypadku generacji rozproszonej opartej na inwerterach, takiej jak farmy fotowoltaiczne. Jak wspomniano we wcześniejszych rozdziałach pracy źródła rozproszone tego typu charakteryzują się niską mocą zwarciową, a ich algorytmy

sterujące posiadają ograniczenia w kwestii generacji prądu zwarcowego. W większości przypadków jego wartość nie przekracza $1,2I_n$ prądu znamionowego źródła przez czas wynoszący maksymalnie 3 s. W związku z tym wystąpić mogą problemy związane z pracą prostych kryteriów nadprądowych, które mogą nie być w stanie rozróżnić stanu przeciążenia od zwarcia. Fakt ten zaobserwować można na Rys. 7.6 i Rys. 7.7 przedstawiających odpowiednio przebieg czasowy oraz wartość skuteczną prądu rejestrowaną przez zabezpieczenie zainstalowane w punkcie przyłączenia źródła rozproszonego do sieci (PCC) podczas metalicznego zwarcia trójfazowego. Zaprezentowane przebiegi prądowe udowadniają trudności z wykrywaniem zwarć przez proste zabezpieczenia nadprądowe instalowane przy źródłach rozproszonych.



Rys. 7.6 Przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie zainstalowane w punkcie przyłączenia generacji rozproszonej do sieci



Rys. 7.7 Wartość skuteczna prądu rejestrowana przez zabezpieczenie zainstalowane w punkcie przyłączenia generacji rozproszonej do sieci

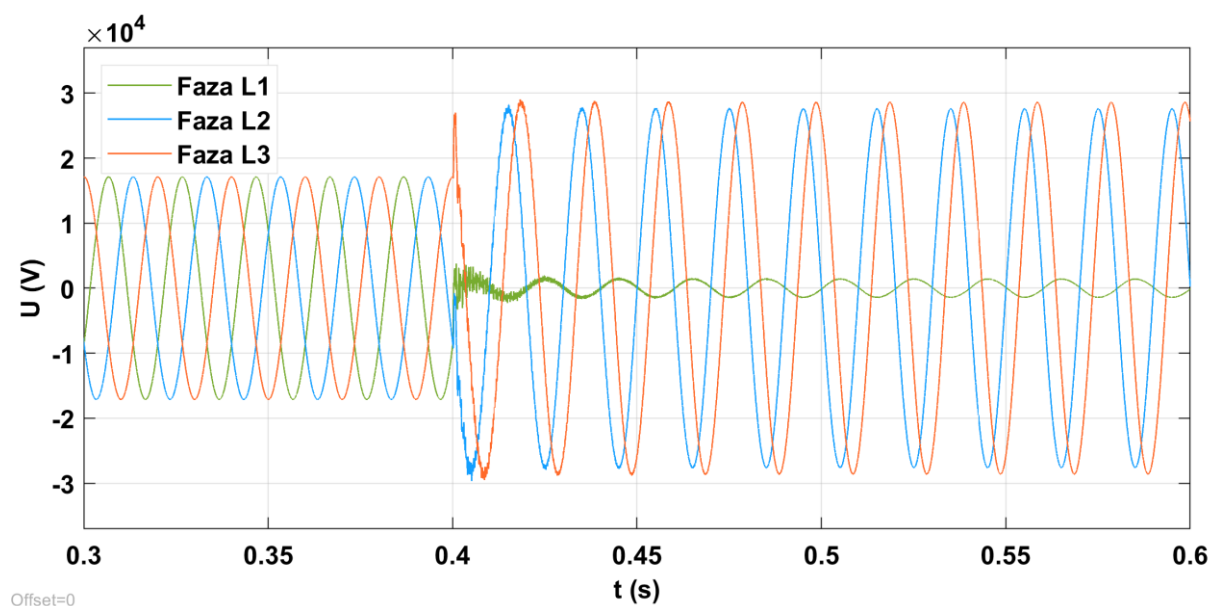
7.1.2. Zwarcia doziemne

- Sieć uziemiona przez rezystor

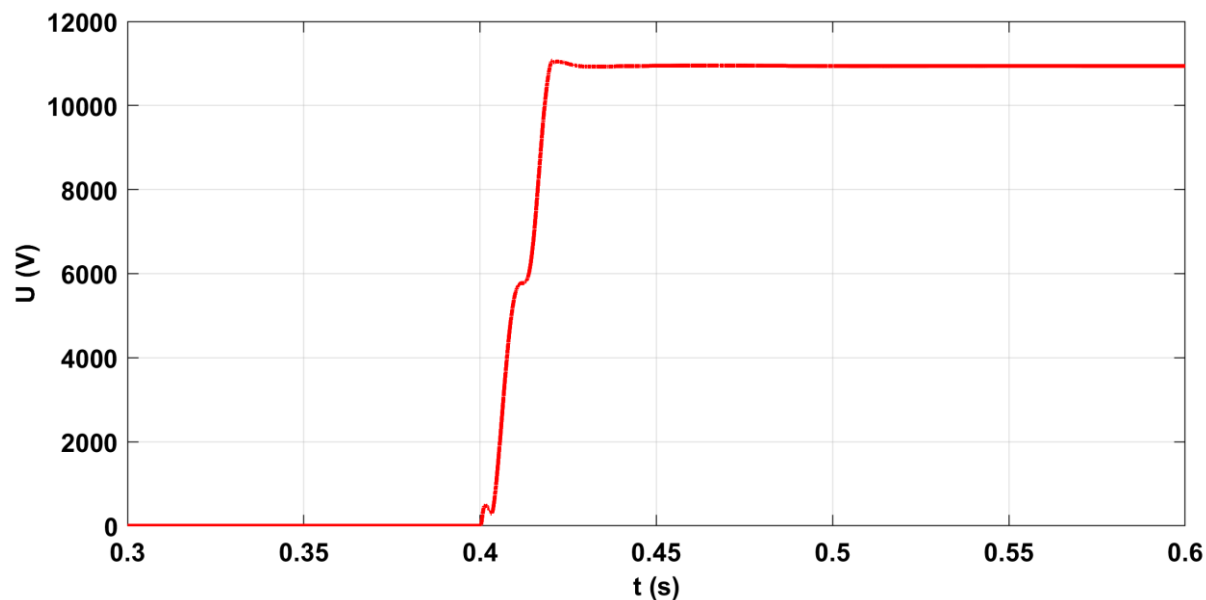
Sieć średniego napięcia pracująca z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor wymuszający charakteryzuje się największymi wartościami prądów ziemnozwarciowych. W związku z tym, w jej przypadku z powodzeniem może być wykorzystywane proste kryterium zerowoprądowe $I_0 >$. Jednakże stosowane są również bardziej złożone kryteria takie jak, wspomniane we wcześniejszej części pracy, kryterium czynnomocowe $P_0 >$, czy kryteria z grupy admitancyjnych: konduktancyjne bezkierunkowe $G_0 >$ i admitancyjne $Y_0 >$. Dodatkowo sprawdzono działanie kryterium zerowonapięciowego $U_0 >$, które wykorzystywane jest we wszystkich rodzajach sieci średniego napięcia. Na potrzeby przeprowadzonych badań do punktu neutralnego transformatora uziemiającego przyłączono rezystor wymuszający o prądzie znamionowym 150 A.

Główną wartością kryterialną, na podstawie której określić można wystąpienie zwarcia z udziałem ziemi, jest pojawienie się składowej zerowej prądu i napięcia. Na podstawie tych informacji dokonywany jest rozruch większości stosowanych obecnie zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Na Rys. 7.8 przedstawiono przebieg czasowy napięć fazowych podczas metalicznego zwarcia jednofazowego rejestrowanych przez zabezpieczenie zainstalowane w polu pomiaru napięcia. Zaobserwować można charakterystyczne zmiany, towarzyszące tego

rodzaju zakłóceń, jakim uległy napięcia fazowe. Wykorzystując odpowiednie układy połączeń przekładników napięciowych lub algorytmy obliczeniowe uzyskać można przebieg składowej zerowej napięcia, a w dalszych etapach jej moduł (Rys. 7.9), który jest wielkością kryterialną wykorzystywaną przez różnego rodzaju zabezpieczenia. Informacje o składowej zerowej napięcia, otrzymane na podstawie pomiarów wykonanych w polu pomiaru napięcia, są rozprawdane do zabezpieczeń zainstalowanych w polach liniowych danej stacji.

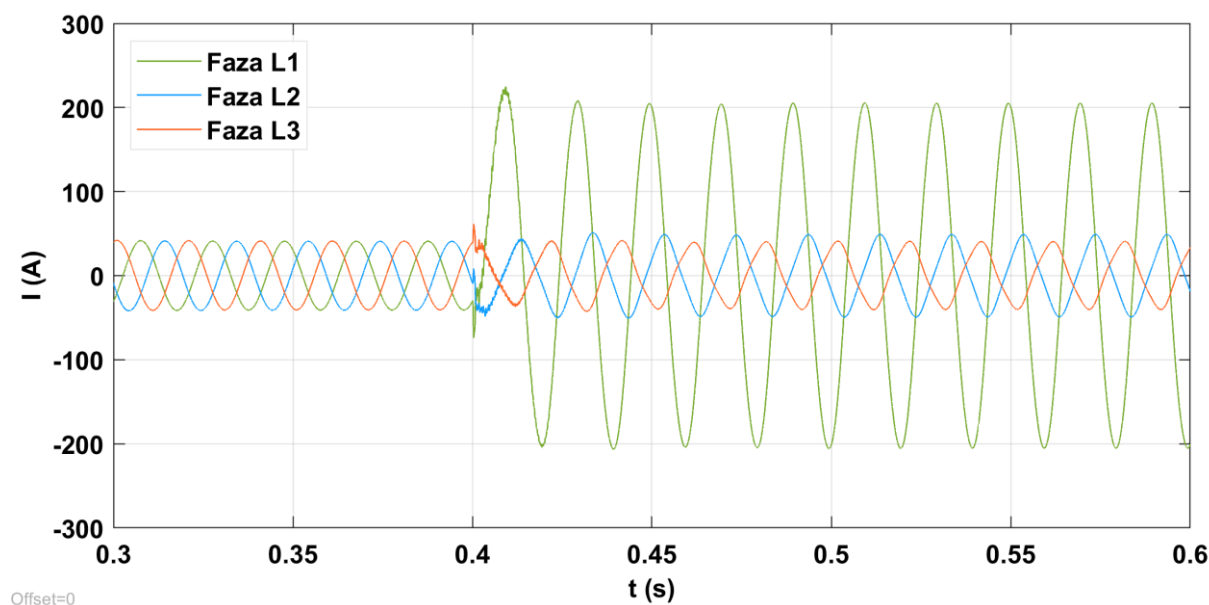


Rys. 7.8 Przebieg czasowy napięcia rejestrowany przez zabezpieczenie zainstalowane w polu pomiaru napięcia



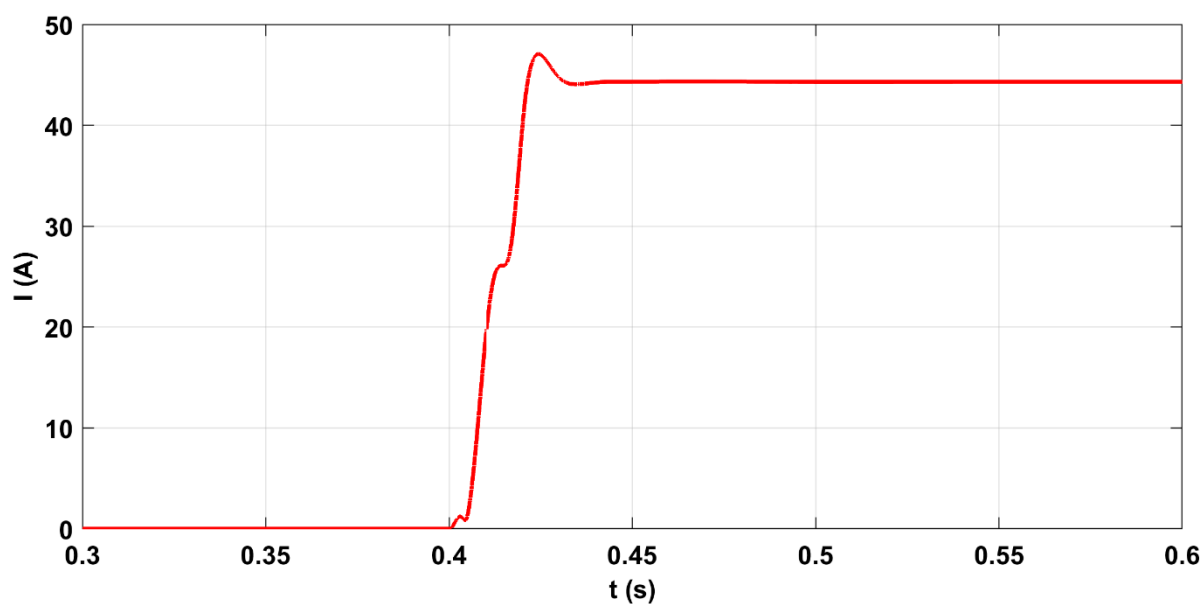
Rys. 7.9 Wartość składowej zerowej napięcia rejestrowana przez zabezpieczenie zainstalowane w polu pomiaru napięcia

Dodatkowo na podstawie przebiegu czasowego prądu rejestrowanego przez zabezpieczenie zainstalowane w polu liniowym stwierdzić można wystąpienie zwarcia jednofazowego. Objawia się to wzrostem prądu w fazie objętej zakłóceniem, do wartości wynikającej z pojemności galwanicznie połączonej sieci oraz prądu znamionowego rezystora wymuszającego (Rys. 7.10).



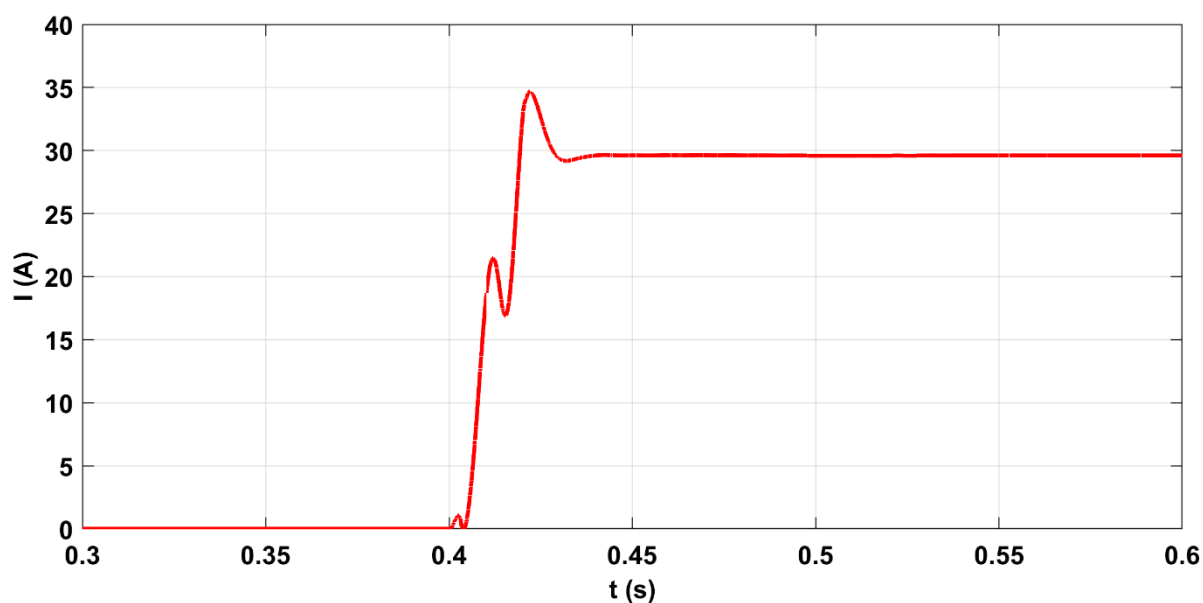
Rys. 7.10 Przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie zainstalowane w polu liniowym

Bazując na przebiegu czasowym prądów uzyskać można również przebieg składowej zerowej prądu oraz jej moduł (Rys. 7.11).

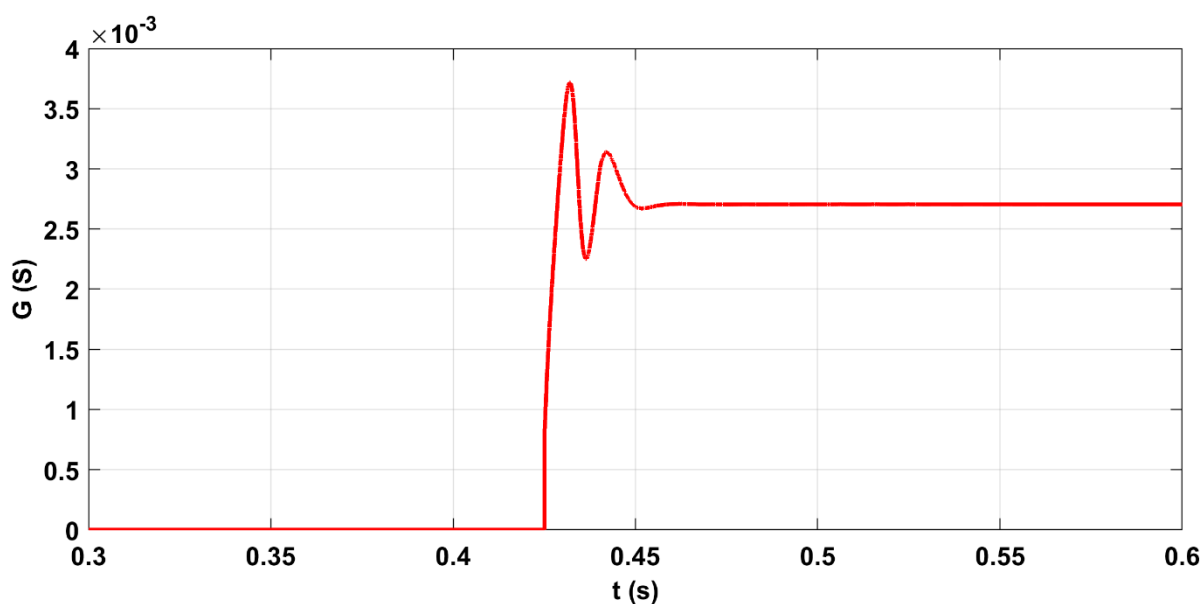


Rys. 7.11 Wartość składowej zerowej prądu rejestrowana przez zabezpieczenie zainstalowane w polu liniowym

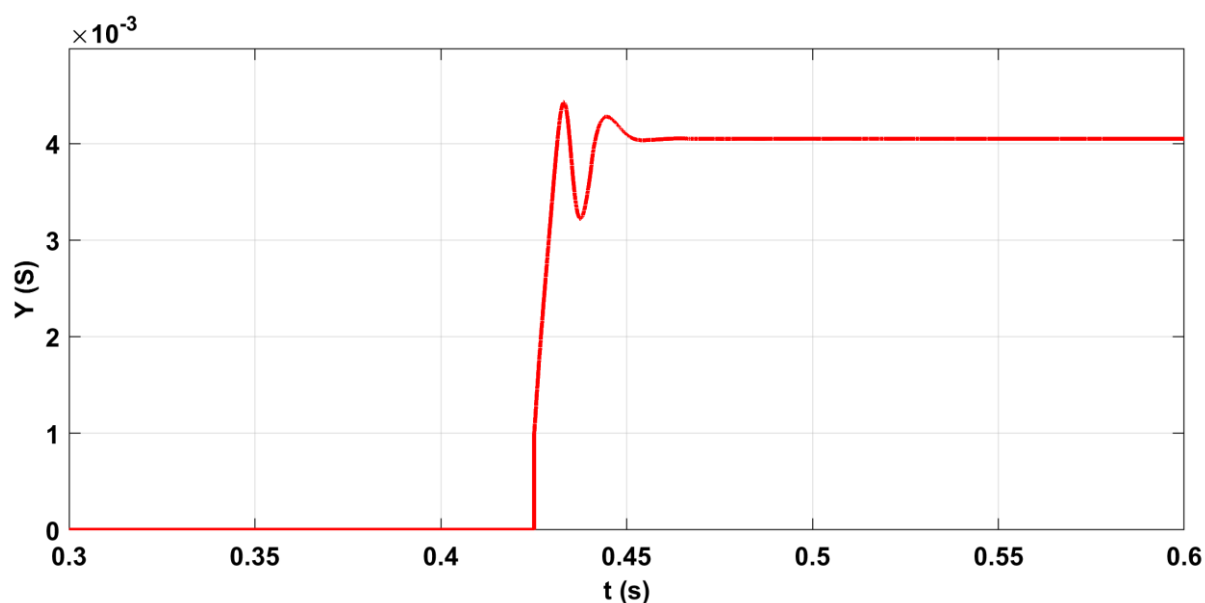
Wartość ta jest następnie wykorzystywana w algorytmie zabezpieczeniowym do realizacji różnego rodzaju kryteriów ziemnozwarciowych, takich jak kryterium czynnomocowe kierunkowe (Rys. 7.12), konduktancyjne bezkierunkowe (Rys. 7.13), czy admitancyjne (Rys. 7.14). Analizowane metaliczne zwarcie jednofazowe z powodzeniem zostanie wykryte przez wymienione zabezpieczenia ziemnozwarciowe zainstalowane w polu liniowym w stacji zasilającej.



Rys. 7.12 Wartość prądu o charakterze czynnym rejestrowana przez zabezpieczenie czynnomocowe kierunkowe zainstalowane w polu liniowym

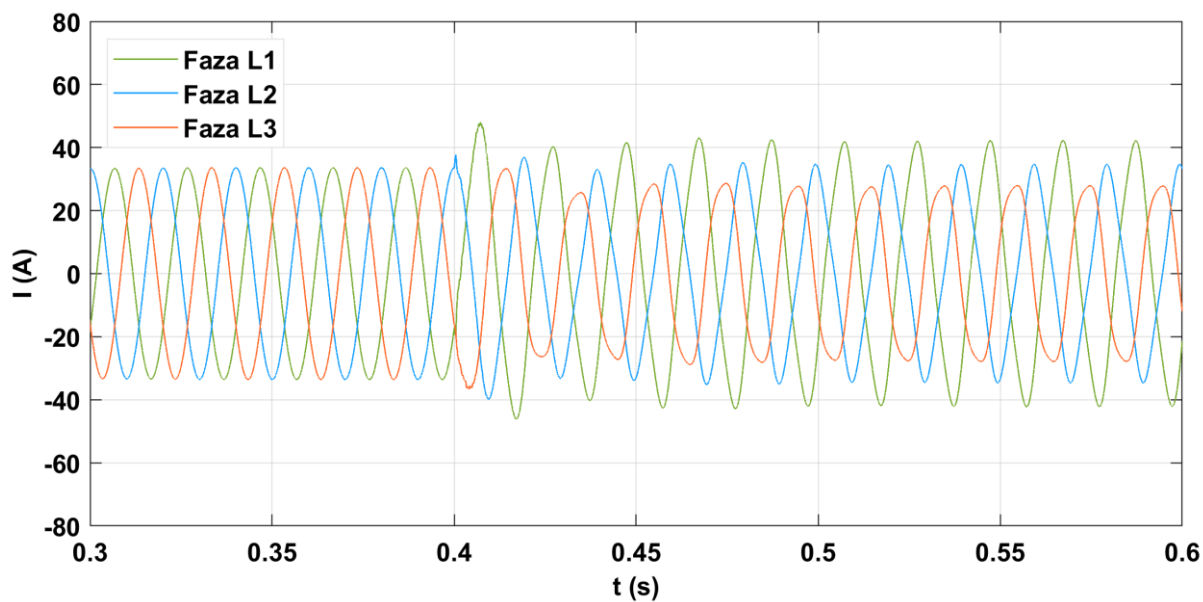


Rys. 7.13 Konduktancja doziemna rejestrowana przez zabezpieczenie konduktancyjne bezkierunkowe zainstalowane w polu liniowym

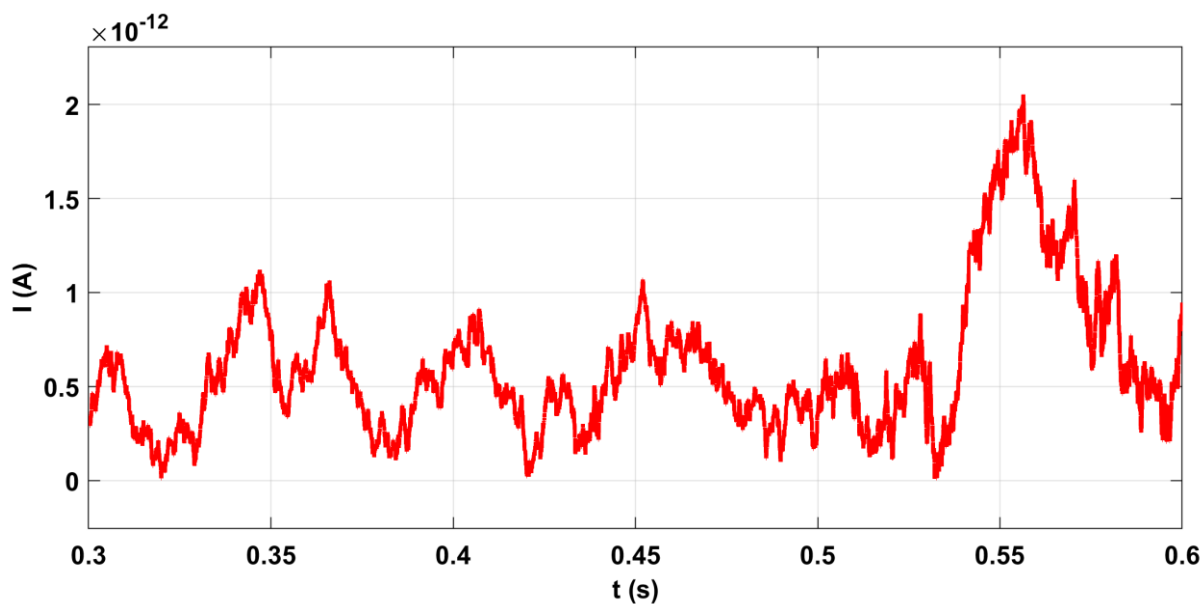


Rys. 7.14 Admitancja doziemna rejestrowana przez zabezpieczenie admitancyjne zainstalowane w polu liniowym

Istotnym aspektem dotyczącym weryfikacji poprawności działania projektowanego algorytmu adaptacyjnego jest sprawdzenie działania zabezpieczeń zainstalowanych w głębi sieci, w szczególności w punkcie przyłączenia generacji rozproszonej. Napięcie mierzone przez przekątnik zabezpieczeniowy zainstalowany w PCC ma przebieg zbliżony do napięcia mierzonego w polu pomiaru napięcia w stacji GPZ. Ze względu na małą moc zwarciovą źródła rozproszonego zdecydowanej zmianie (w porównaniu do przebiegu uzyskanego na podstawie pomiarów w GPZ-cie) ulega jednak przebieg prądu (Rys. 7.15), a w konsekwencji mierzona wartość jego składowej zerowej I_0 (Rys. 7.16).



Rys. 7.15 Przebieg czasowy prądu rejestrowana przez zabezpieczenie zainstalowane w punkcie przyłączenia generacji rozproszonej do sieci



Rys. 7.16 Wartość składowej zerowej prądu rejestrowana przez zabezpieczenie zainstalowane w punkcie przyłączenia generacji rozproszonej do sieci

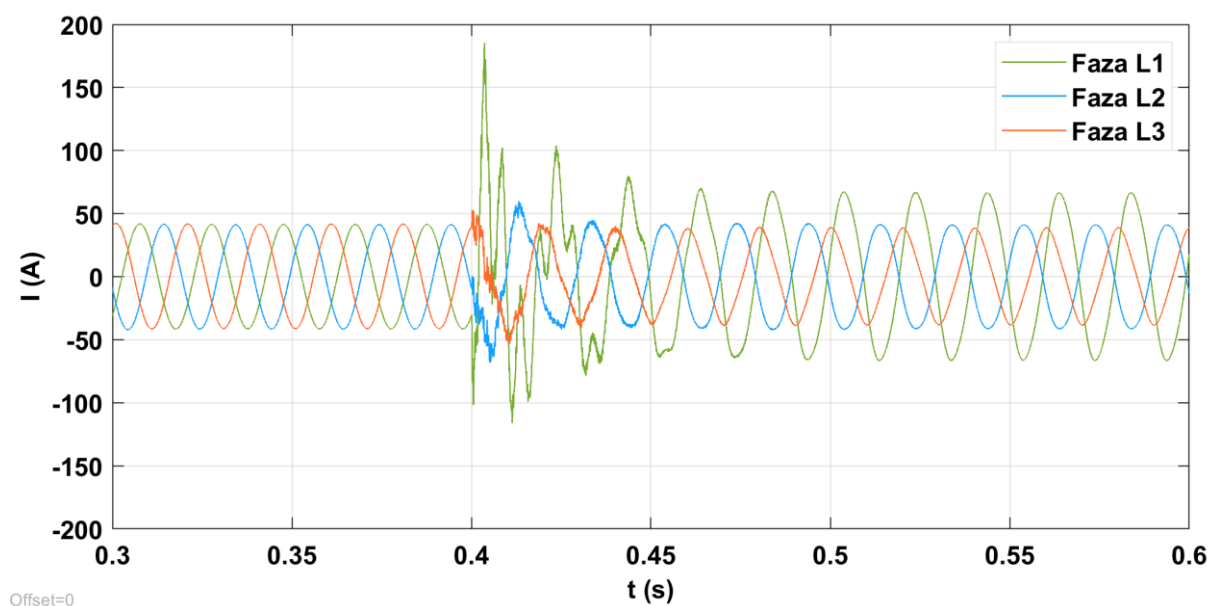
Nieznaczące zmiany wartości prądów w poszczególnych fazach, mierzonych przez zabezpieczenie zainstalowane w punkcie przyłączenia generacji rozproszonej do sieci podczas metalicznego jednofazowego zwarcia, skutkują uzyskaniem znikomą małej wartości składowej zerowej tego prądu. W związku z tym kryteria ziemnozwarciowe bazujące na tej wielkości nie będą miały odpowiednich warunków do wykrywania zakłóceń, w przypadku zabezpieczeń zainstalowanych przy źródle rozproszonym.

- Sieć izolowana

Sieci średniego napięcia pracujące z izolowanym punktem neutralnym cechują się niewielkimi prądami ziemnozwarciowymi o charakterze głównie pojemnościowym, których wartość zależy przede wszystkim od pojemności sieci oraz rezystancji przejścia R_f . Ze względu na te właściwości, w celu ochrony przed zwarciami doziemnymi najczęściej stosuje się kryteria kierunkowe biernomocowe $Q_0 >$ oraz susceptancyjne bezkierunkowe $B_0 >$. W przypadkach, gdy pojemność sieci jest większa niż zalecana wartość 40 A stosowane może być także kryterium zerowoprądowe $I_0 >$ [4].

W celu dokonania analizy porównawczej działania poszczególnych kryteriów zabezpieczeniowych, w zależności od sposobu pracy punktu neutralnego, przeprowadzono odpowiednie badania symulacyjne. Na potrzeby testów wykorzystano model sieci średniego napięcia o izolowanym punkcie neutralnym. Podobnie jak w przypadku sieci uziemionej przez rezystor, zasymulowano metaliczne zwarcie jednofazowe w fazie L1 występujące w środku linii. W dalszej części pracy opisane zostaną przede wszystkim różnice w detekcji zwarć przez poszczególne kryteria ziemnozwarciowe.

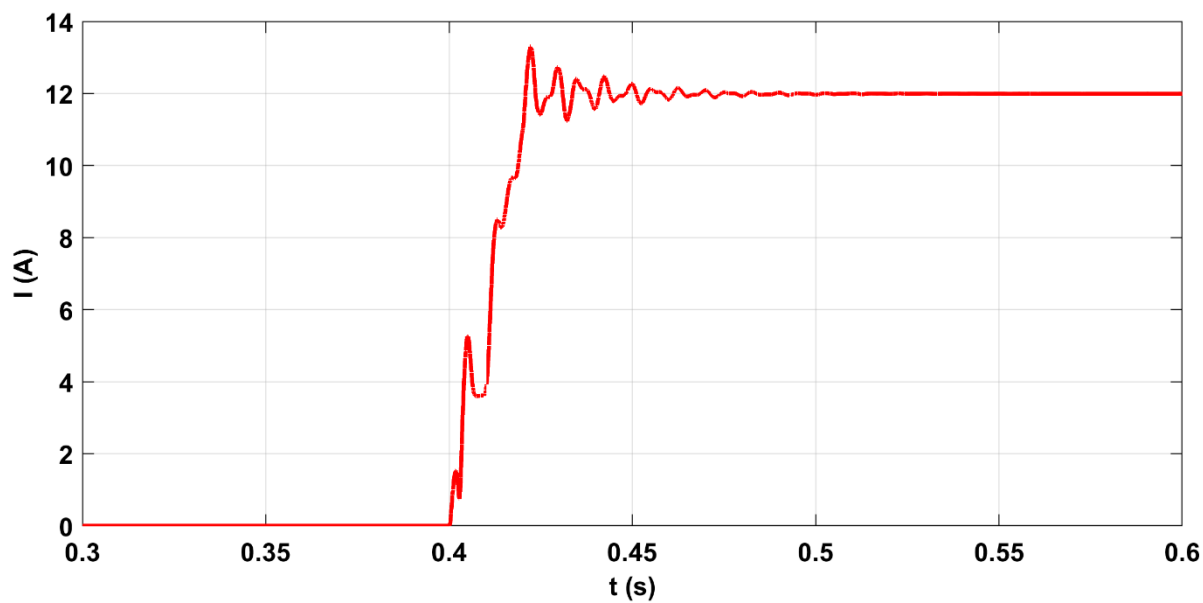
Jak wspomniano wcześniej, prąd ziemnozwarciowy podczas zwarcia jednofazowego, nawet metalicznego, przyjmuje niewielkie wartości, wynikające z pojemności galwanicznie połączonej sieci. Zaobserwować można to na Rys. 7.17.



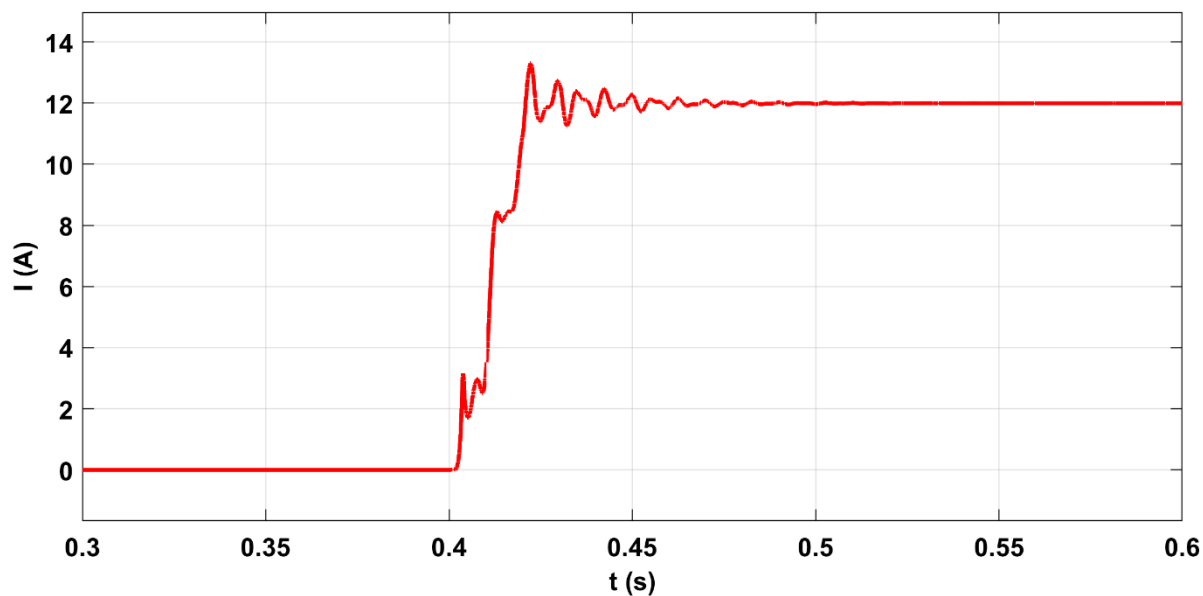
Rys. 7.17 Przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie zainstalowane w polu liniowym

Na podstawie zarejestrowanego przebiegu czasowego prądu uzyskać można wartość składowej zerowej prądu I_0 (Rys. 7.18), która następnie może być wykorzystywana do detekcji zwarcia

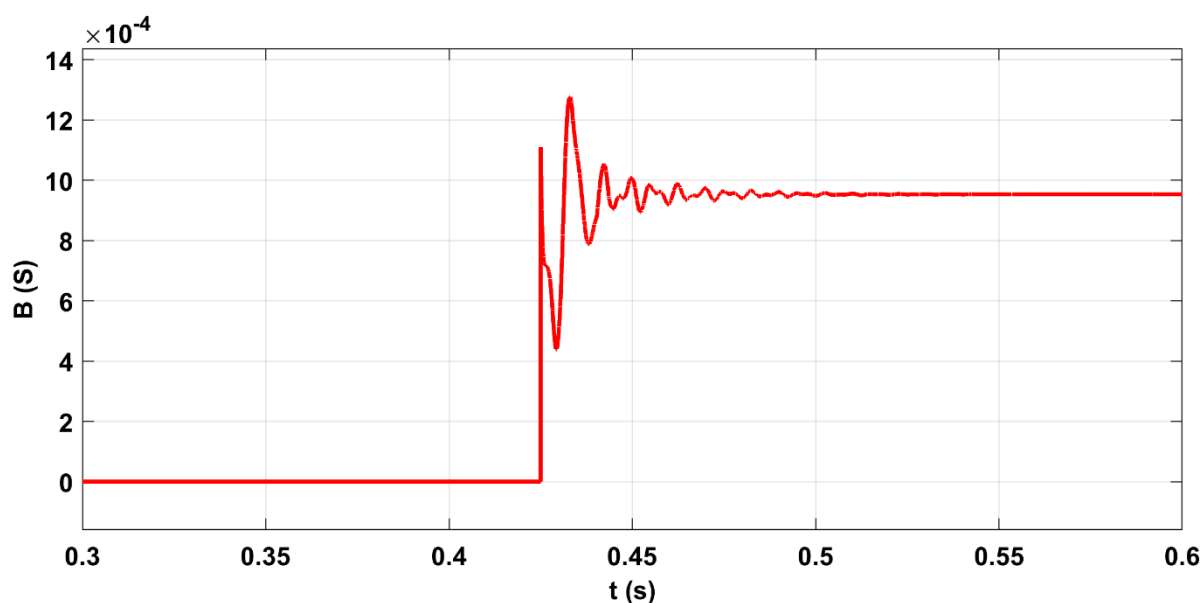
przez bardziej złożone kryteria, takie jak kierunkowe biernomocowe (Rys. 7.19) i susceptancyjne bezkierunkowe (Rys. 7.20).



Rys. 7.18 Wartość składowej zerowej prądu rejestrowana przez zabezpieczenie zainstalowane w polu liniowym



Rys. 7.19 Wartość prądu o charakterze biernym rejestrowana przez zabezpieczenie biernomocowe kierunkowe zainstalowane w polu liniowym



Rys. 7.20 Susceptancja doziemna rejestrowana przez zabezpieczenie susceptancyjne bezkierunkowe zainstalowane w polu liniowym

Analizując przebiegi zaprezentowane na powyższych wykresach zaobserwować można, że zabezpieczenia ziemnozwarciowe wykorzystywane w sieciach z izolowanym punktem neutralnym, szczególnie tych o małym prądzie pojemnościowym, należy nastawiać w sposób bardziej czuły. Ponadto bazując na wartościach prądów fazowych oraz składowej zerowej prądu mierzonych przez zabezpieczenie zainstalowane w środku linii, można stwierdzić, że im bliżej miejsca zwarcia tym czulej działają zabezpieczenia ziemnozwarciowe w sieci z izolowanym punktem neutralnym.

W przypadku sygnałów rejestrowanych przez zabezpieczenia ziemnozwarciowe zainstalowane w punkcie przyłączenia generacji rozproszonej do sieci, podobnie jak w poprzednim przypadku, nie stwierdzono wystąpienia warunków do ich zadziałania. Ma to związek z pomijalnie małą składową zerową prądu I_0 , która przyjmuje wartości zbliżone do poziomu szumów (Rys. 7.16).

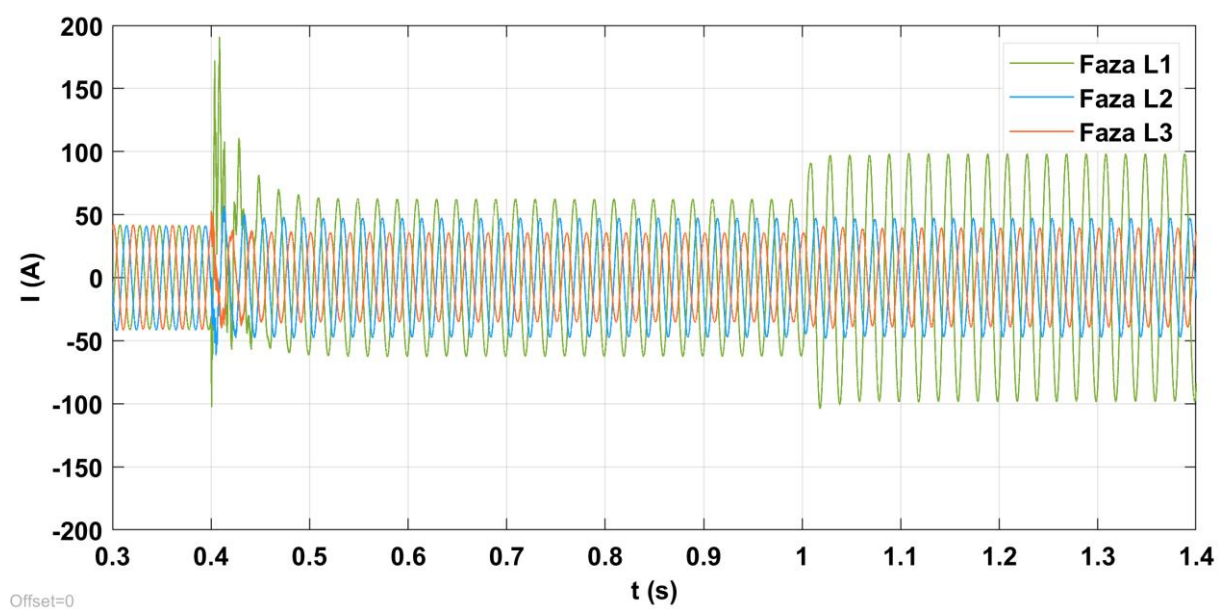
- **Sieć kompensowana**

Podczas zwarć jednofazowych występujących w sieciach kompensowanych prąd ziemnozwarciowy o charakterze pojemnościowym, którego wartość wynika z pojemności sieci, kompensowany jest przez prąd o charakterze indukcyjnym, przepływający przez dławik kompensujący, przyłączony do punktu neutralnego transformatora uziemiającego. Najczęściej, wypadkowy prąd ziemnozwarciowy ma charakter indukcyjny i przyjmuje wartości od 20 do 30 A. Taka charakterystyka prądu ziemnozwarciowego ma za zadanie ułatwić samogaszenie

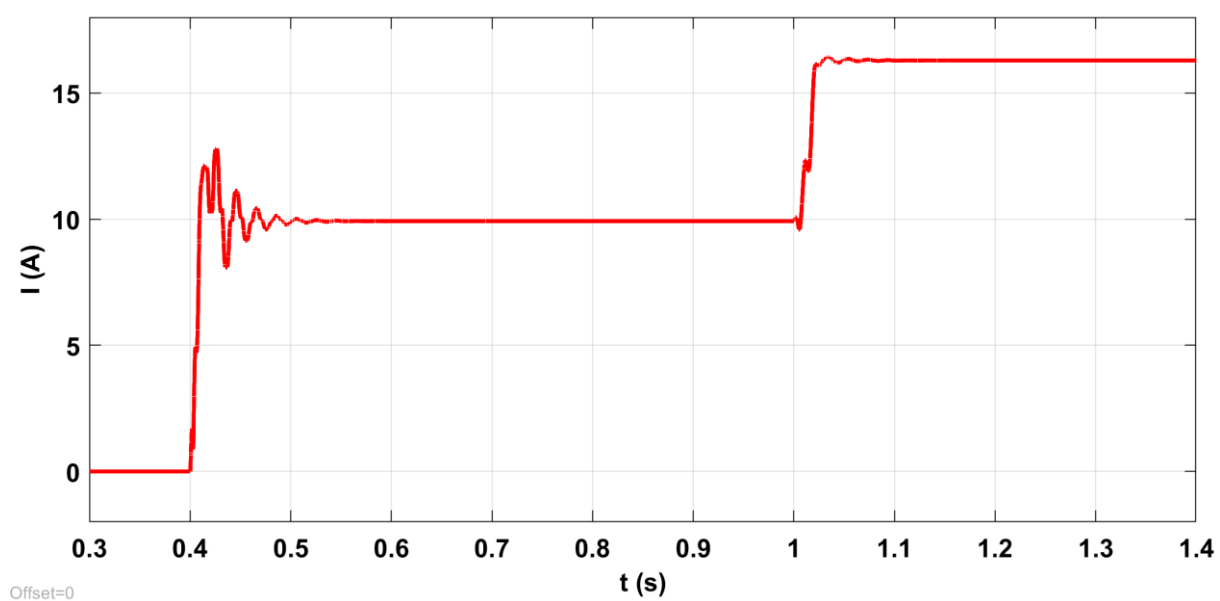
zwarć, ponieważ wypadkowy prąd ma wartość mniejszą niż graniczny prąd gaszenia łuku wynoszący 30 A [4]. Jednakże ze względu na małą wartość prądów ziemnozwarciowych w sieciach kompensowanych, istnieje ryzyko braku zadziałania zabezpieczeń w przypadku wystąpienia zakłócenia. W związku z tym obecnie stosowana jest dodatkowa automatyka AWSC, która aktywowana jest poprzez wystąpienie składowej zerowej napięcia U_0 o nastawionej wartości. Jej działanie polega na załączeniu, po określonym czasie zwłoki, dodatkowego rezystora wymuszającego, przyłączonego równolegle do dławika kompensującego. Powoduje to wzrost wartości prądu zwarcia jednofazowego oraz zmianę jego charakteru na czynny. Ze względu na właściwości eksploatacyjne tego typu układów najczęściej stosowanymi kryteriami ziemnozwarciowymi są kryteria kierunkowe czynnomocowe $P_0 >$ i konduktancyjne bezkierunkowe $G_0 >$.

Na potrzeby porównania działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach średniego napięcia o różnym sposobie pracy punktu neutralnego przeprowadzono badania symulacyjne. Wykorzystano model sieci średniego napięcia z kompensacją ziemnozwarciową oraz automatyką AWSC. W celu ułatwienia analizy przedstawianych wyników niestosowano rzeczywistych nastaw czasowych członów AWSC. W trakcie testów zasymulowano metaliczne zwarcie jednofazowe w fazie L1 występujące w środku linii, o parametrach identycznych jak w poprzednich podrozdziałach, dzięki czemu można dokonać analizy porównawczej otrzymanych wyników.

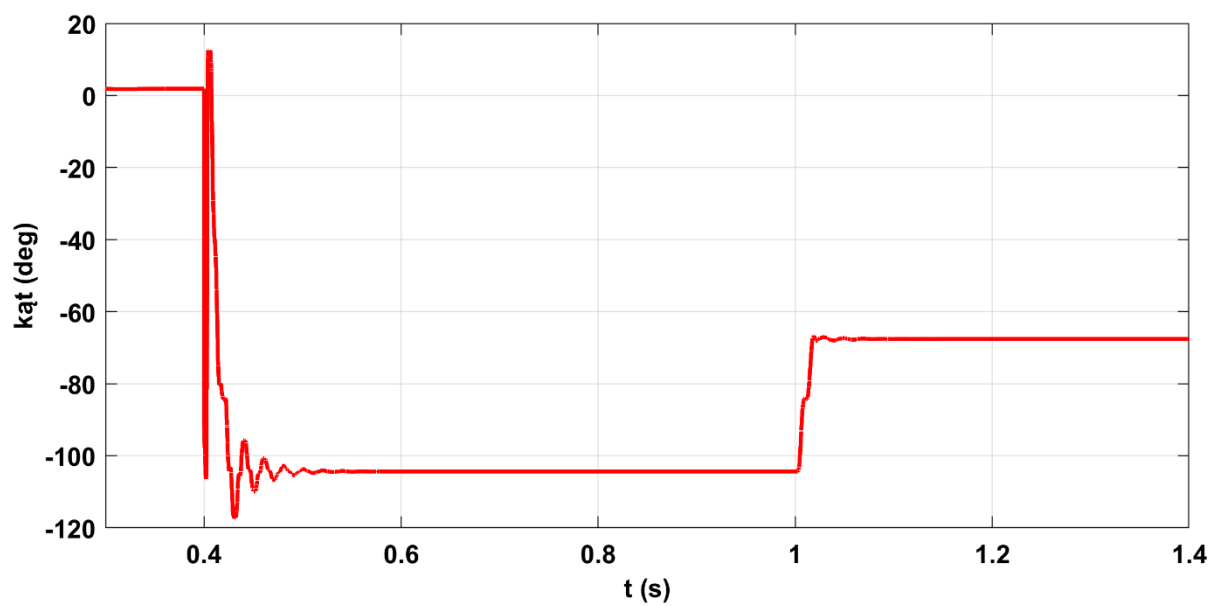
Charakterystycznym zjawiskiem mającym wpływ na działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach kompensowanych jest zmiana wartości oraz charakteru prądów fazowych w trakcie zakłócenia. Na Rys. 7.21 przedstawiono przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie zainstalowane w polu liniowym. Zaobserwować można, że od momentu wystąpienia zwarcia ($t = 0,4$ s) do momentu załączenia dodatkowego rezystora wymuszającego automatyki AWSC ($t = 1$ s), przebieg prądu posiada typowe cechy charakterystyczne dla zakłóceń występujących w sieciach kompensowanych. Jednakże w chwili załączenia rezystora ($t = 1$ s) wartość prądu wzrasta, a zmianie ulega także przesunięcie fazowe pomiędzy prądem a napięciem, co w konsekwencji skutkuje zmianą charakteru mierzonego prądu. Zależności te można zaobserwować również na przebiegu wartości skutecznej (Rys. 7.22) oraz kąta (Rys. 7.23) składowej zerowej prądu I_0 . Powyższe wielkości mogą być wykorzystane do implementacji bardziej złożonych kryteriów zabezpieczeniowych, takich jak kierunkowe czynnomocowe $P_0 >$ (Rys. 7.24) i konduktancyjne bezkierunkowe $G_0 >$ (Rys. 7.25).



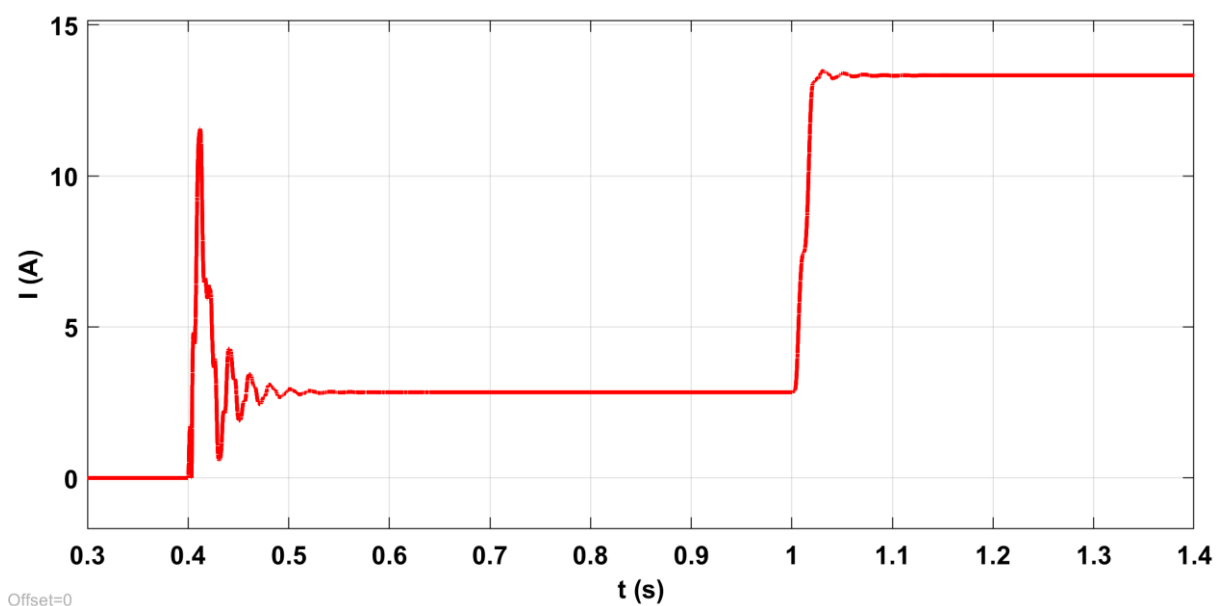
Rys. 7.21 Przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie zainstalowane w polu liniowym



Rys. 7.22 Wartość składowej zerowej prądu rejestrowana przez zabezpieczenie zainstalowane w polu liniowym

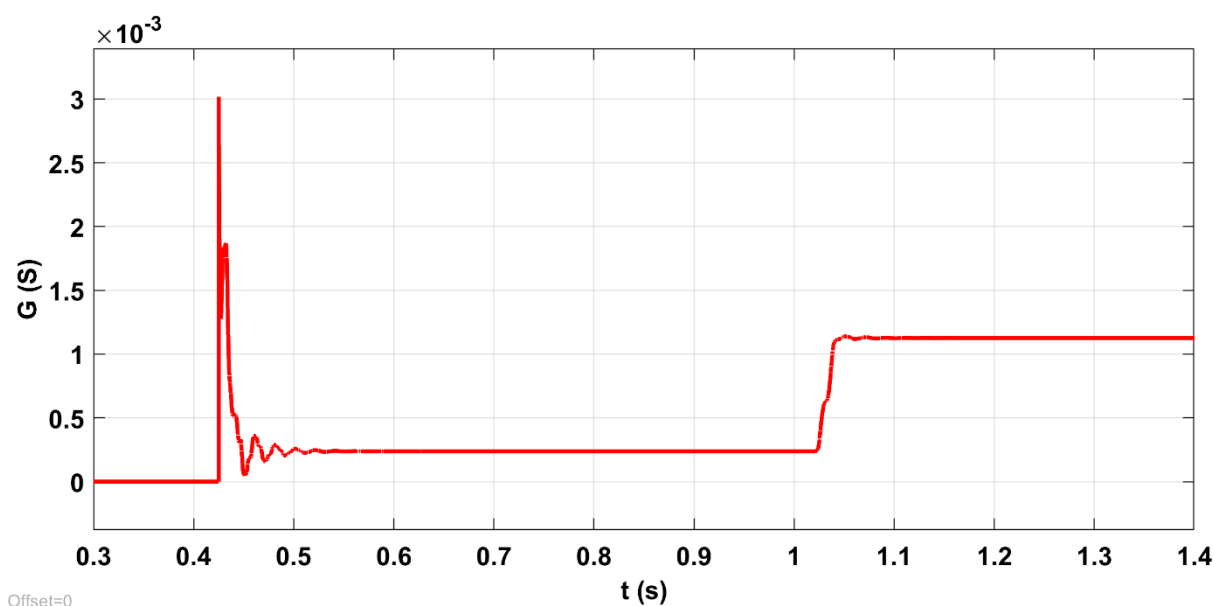


Rys. 7.23 Zmiana kąta składowej zerowej prądu I_0 rejestrowanej przez zabezpieczenie zainstalowane w polu liniowym



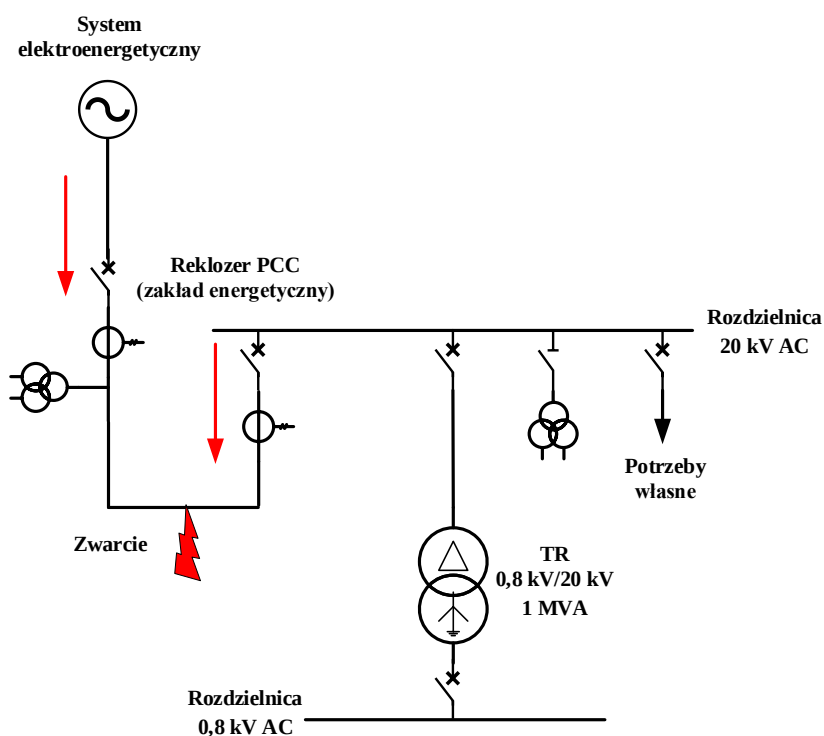
Offset=0

Rys. 7.24 Wartość prądu o charakterze czynnym rejestrowana przez zabezpieczenie czynnomocowe kierunkowe zainstalowane w polu liniowym

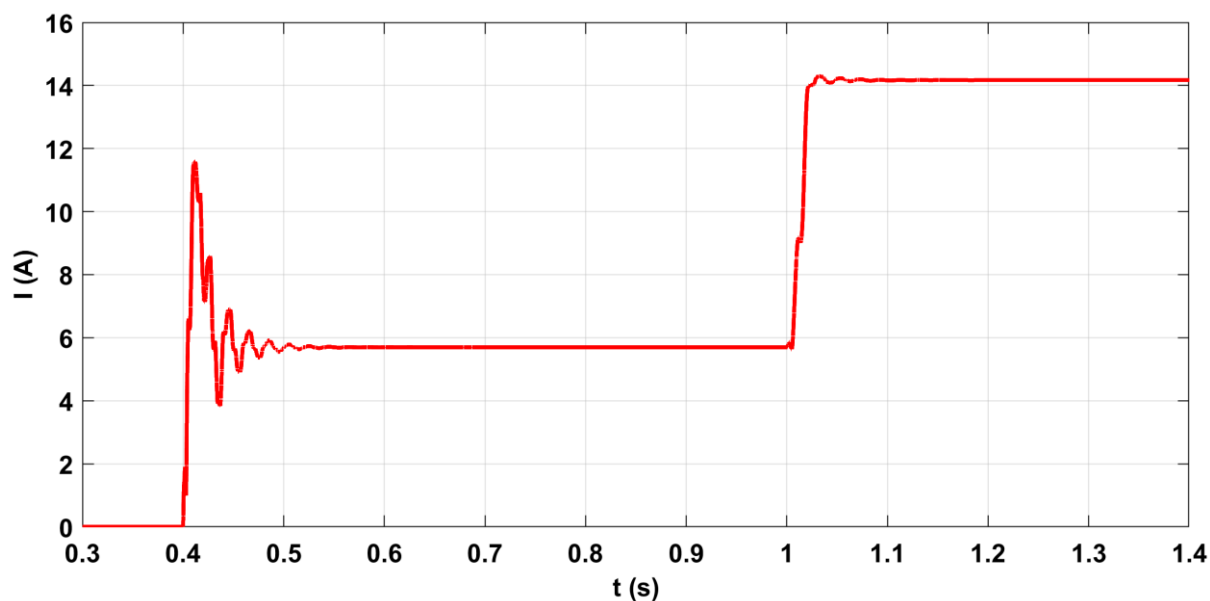


Rys. 7.25 Konduktancja doziemna rejestrowana przez zabezpieczenie konduktancyjne bezkierunkowe zainstalowane w polu liniowym

Przebiegi przedstawione na Rys. 7.21 - Rys. 7.25 udowadniają zasadność stosowania tego typu kryteriów ziemnozwarciowych w celu ochrony mikrosieci pracującej w połączeniu z systemem elektroenergetycznym. Jednakże zabezpieczenia te najlepiej sprawdzają się w przypadku, gdy zainstalowane są w miejscach, w których przeważa udział prądu zwarciovego pochodzącego ze źródła zasilania o dużej mocy zwarcioviej. W przypadku wystąpienia zwarcia w głębi mikrosieci, zabezpieczenia ziemnozwarciowe zainstalowane w PCC, z wyjątkiem zabezpieczenia zerowonapięciowego $U_0 >$, nie wykryją zakłócenia, ze względu na pomijalnie małe wartości prądu I_0 . Niemniej jednak, gdy dojdzie do zwarcia na odcinku pomiędzy punktem przyłączenia PCC a rozdzielnicą średniego napięcia farmy fotowoltaicznej (Rys. 7.26), to zabezpieczenia ziemnozwarciowe zainstalowane w punkcie przyłączenia będą miały odpowiednie warunki do zadziałania, ponieważ główny udział prądu ziemnozwarciowego pochodził będzie z systemu elektroenergetycznego o dużej mocy zwarcioviej (Rys. 7.27).



Rys. 7.26 Zwarcie na odcinku linii SN wyprowadzającej moc ze źródła rozproszonego do sieci SN



Rys. 7.27 Wartość składowej zerowej prądu rejestrowana przez zabezpieczenie zainstalowane w PCC, w przypadku zwarcia na odcinku linii SN wyprowadzającej moc ze źródła rozproszonego do sieci SN

Podsumowując opisane powyżej badania udowadniają, że podobnie jak w przypadku zwarć międzyfazowych, tak i przy zwarciach z udziałem ziemi występujących w mikrosieciach bazujących na inwerterach zachodzi konieczność weryfikacji przydatności aktualnie

wykorzystywanych kryteriów zabezpieczeniowych, w nowych specyficznych warunkach systemowych.

7.2. Praca wyspowa mikrosieci zasilanej ze źródła typu Grid Forming

Kluczowym aspektem dotyczącym projektowanego adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego jest jego funkcjonowanie w mikrosieci pracującej jako kontrolowana wyspa. W celu weryfikacji poprawności działania proponowanych rozwiązań, polegających między innymi na wykorzystaniu składowych symetrycznych, pomiarów impedancji dla składowej zgodnej i zerowej, czy kontroli mocy czynnej w punkcie przełączenia generacji rozproszonej, przeprowadzono odpowiednie badania symulacyjne. W pierwszym etapie testów skupiono się na zasilaniu mikrosieci ze źródła rozproszonego pracującego w trybie Grid Forming w postaci farmy fotowoltaicznej o mocy 2 MW. Zgodnie ze schematem z Rys. 7.1 wykonywano różnego rodzaju zwarcia w pięciu miejscach zabezpieczanej mikrosieci. Zakres badanych rezystancji przejścia R_f obejmował dwa przedziały:

- zwarcia metaliczne od 1 do 500 Ω z gradacją 50 Ω ,
- zwarcia niemetaliczne od 1 do 2500 Ω z gradacją 500 Ω .

Drugi z przedziałów badanych rezystancji przejścia wykorzystywany był dodatkowo, w celu sprawdzenia granicznej czułości działania opracowanych kryteriów zabezpieczeniowych. Informacje i wielkości kryterialne rejestrowane były przez cztery zabezpieczenia zainstalowane w głębi testowanej mikrosieci oraz jedno zainstalowane przy źródle rozproszonym. Opis wykonanych badań podzielony został na podrozdziały dotyczące zwarć międzyfazowych oraz zwarć doziemnych.

7.2.1. Zwarcia międzyfazowe

Główną trudnością związaną z funkcjonowaniem prostych zabezpieczeń nadprądowych w mikrosieciach pracujących jako kontrolowana wyspa są niskie poziomy mocy zwarciovych źródeł inwerterowych. Opisane w powyższych podrozdziałach szczegółowe badania wykazały, że tego typu zabezpieczenia nie są w stanie w sposób pewny i niezawodny zidentyfikować zakłócenia. W konsekwencji doprowadzić może to do uszkodzeń elementów sieciowych, czy też wyłączeń obejmujących większy zakres, niż wynika to z miejsca wystąpienia zakłócenia i zainstalowania przekaźnika zabezpieczeniowego wraz z aparaturą łączeniową. Jednym z rozwiązań tych problemów może być implementacja adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego, dostosowującego się do warunków panujących w zabezpieczanej

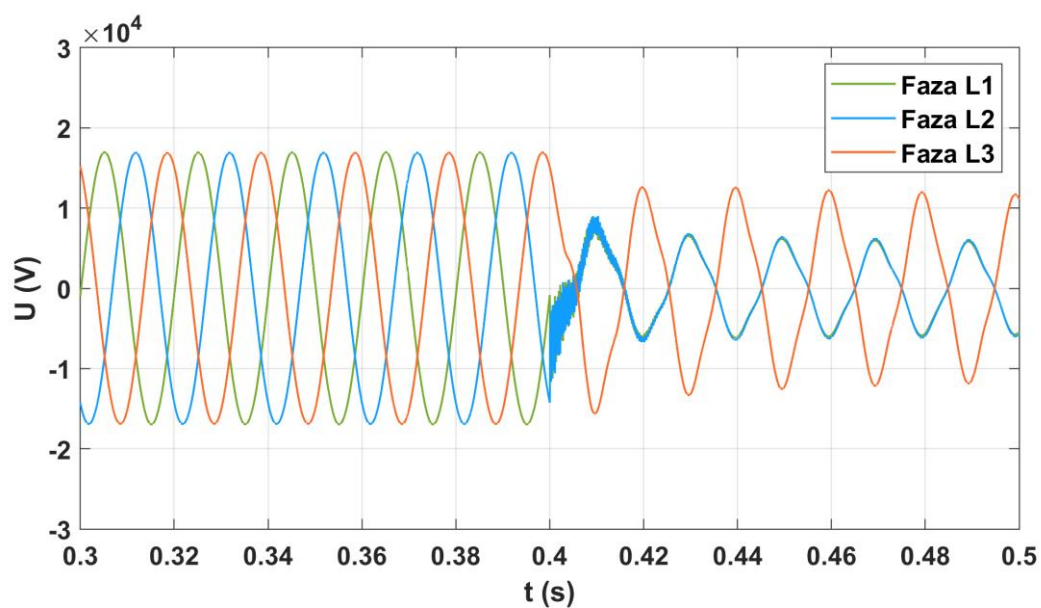
mikrosieci. W skład części projektowanego algorytmu odpowiadającej za poprawną identyfikację zwarć międzyfazowych wchodzi następujące kryteria:

- bazujące na składowych przeciwnych prądu i napięcia,
- napięciowe,
- podimpedancyjne.

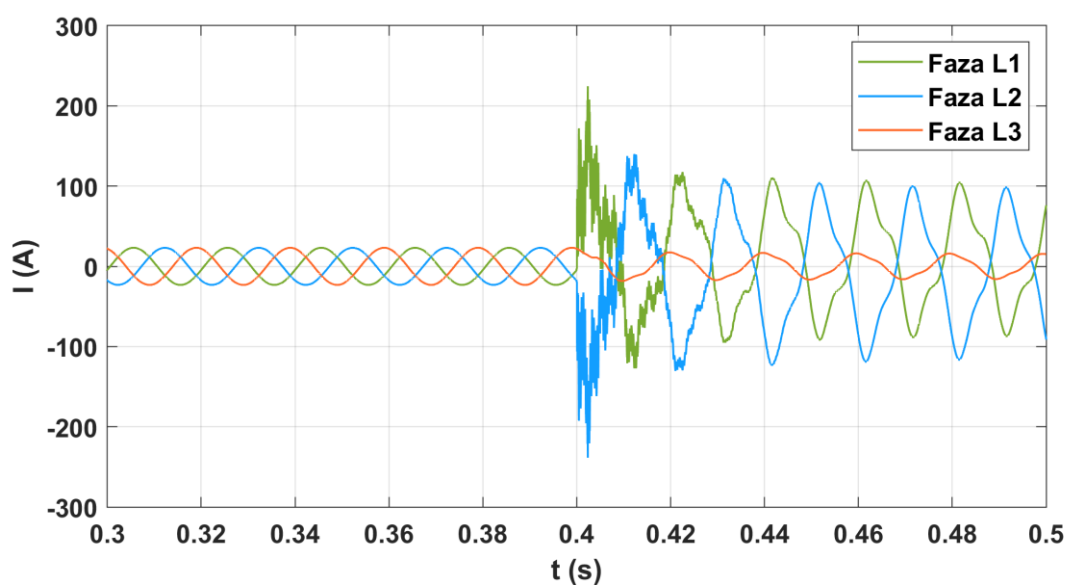
Ich działanie w odpowiedzi na różnego rodzaju zakłócenia zostanie przedstawione w dalszej części pracy. Ponadto na podstawie uzyskanych wyników dokonana zostanie ocena możliwości wykorzystania projektowanych kryteriów w rzeczywistych układach sieci średnich napięć.

W początkowym etapie badań projektowanego adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego symulowano zwarcia dwufazowe o różnych rezystancjach przejścia R_f , występujące w różnych miejscach zabezpieczanej mikrosieci. Pierwszym, analizowanym w sposób szczegółowy przypadkiem będzie dwufazowe zwarcie metaliczne ($R_f = 1 \Omega$) w fazach L1 i L2 występujące w końcowym fragmencie mikrosieci, oznaczone na Rys. 7.1 jako „Zwarcie 1”. Zgodnie z teorią zawartą w [217], w miejscu zwarcia napięcia faz zwartych przyjmują jednakowe wartości i znaki, natomiast napięcie fazy zdrowej pozostaje bez zmian. Ponadto prądy w fazach objętych zakłóceniem również przyjmują takie same wartości, ale posiadają przeciwne znaki, a prąd w fazie zdrowej przyjmuje wartość zero. Należy jednak nadmienić, że te cechy charakterystyczne przebiegów napięć i prądów w trakcie zwarcia dwufazowego obowiązują jedynie w przypadku pomiarów wykonywanych w miejscu zwarcia. Na Rys. 7.28 i Rys. 7.29 przedstawione zostały przebiegi czasowe napięć i prądów fazowych rejestrowane przez zabezpieczenie Z_1 . Posiadają one pewne cechy charakterystyczne, zbliżone do tych, opisywanych w literaturze, rozbieżności z teorią zwarć związane są z miejscem zainstalowania zabezpieczenia. Na podstawie przebiegów czasowych napięć i prądów uzyskać można przebiegi wartości skutecznych ich składowych zgodnych U_1 i I_1 . Na Rys. 7.30 przedstawiono przebieg wartości skutecznej składowej zgodnej napięcia U_1 . Na jego podstawie zaobserwować można zapad napięcia towarzyszący zwarcu dwufazowemu. Informacja tę można wykorzystać do detekcji zakłócenia, jednakże nie zaleca się realizowania członów decyzyjnych, czy wykonawczych w oparciu o wartość U_1 , ze względu na to, że zapad ten wykrywany jest również przez pozostałe zabezpieczenia pracujące w mikrosieci. W związku z tym działanie tego typu członu byłoby nioselektywne. Realizacja kryterium wykorzystywanego do ochrony przed zwarciami międzyfazowymi na podstawie zmian wartości skutecznej składowej zgodnej prądu I_1 (Rys. 7.31) również nie jest zalecanym

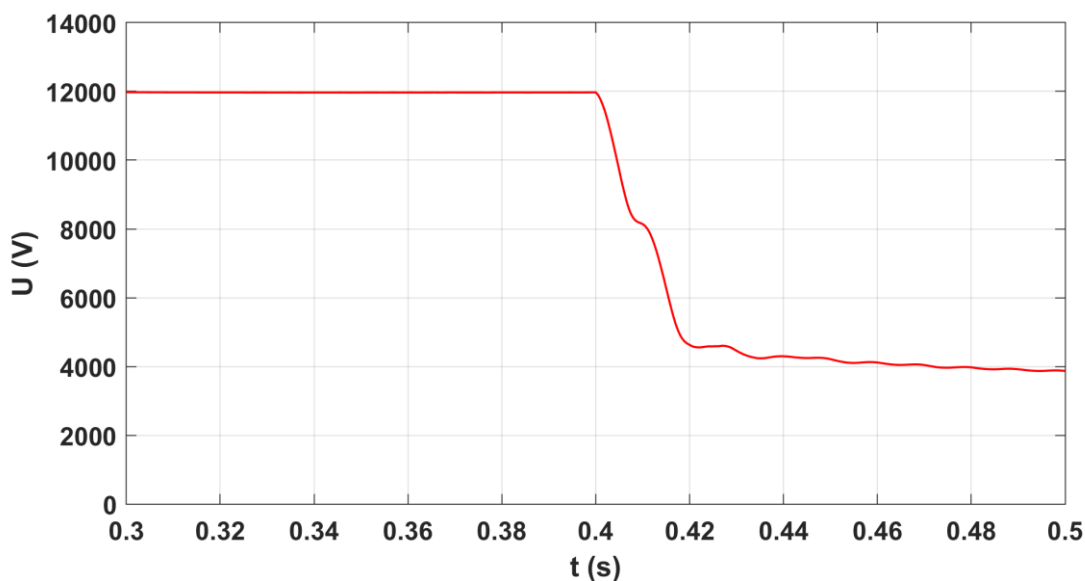
rozwiązaniem, ze względu na zbyt małe różnice pomiędzy prądami obciążenia i prądami zwarciovymi.



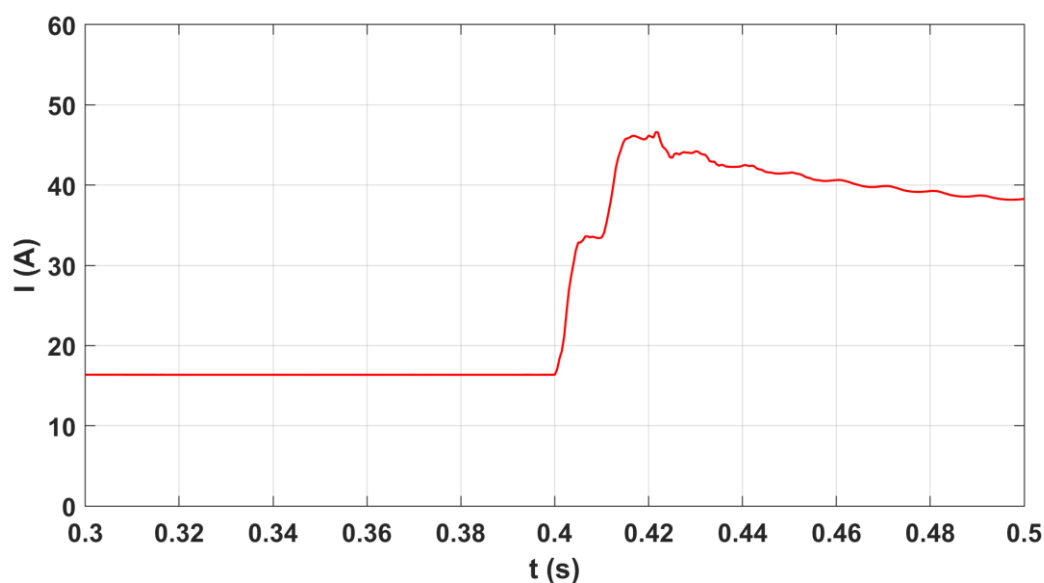
Rys. 7.28 Przebieg czasowy napięcia rejestrowany przez zabezpieczenie Z_1 przy zwarciu dwufazowym ($R_f = 1 \Omega$) w miejscu 1



Rys. 7.29 Przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_1 przy zwarciu dwufazowym ($R_f = 1 \Omega$) w miejscu 1



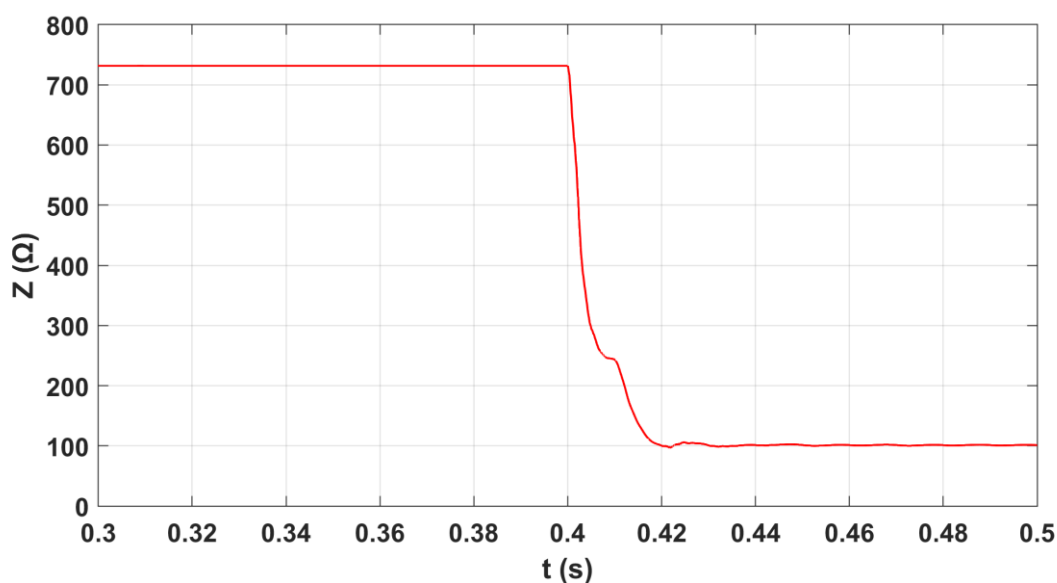
Rys. 7.30 Przebieg wartości skutecznej składowej zgodnej napięcia rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_1 przy zwarcii dwufazowym ($R_f = 1 \Omega$) w miejscu 1



Rys. 7.31 Przebieg wartości skutecznej składowej zgodnej prądu rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_1 przy zwarcii dwufazowym ($R_f = 1 \Omega$) w miejscu 1

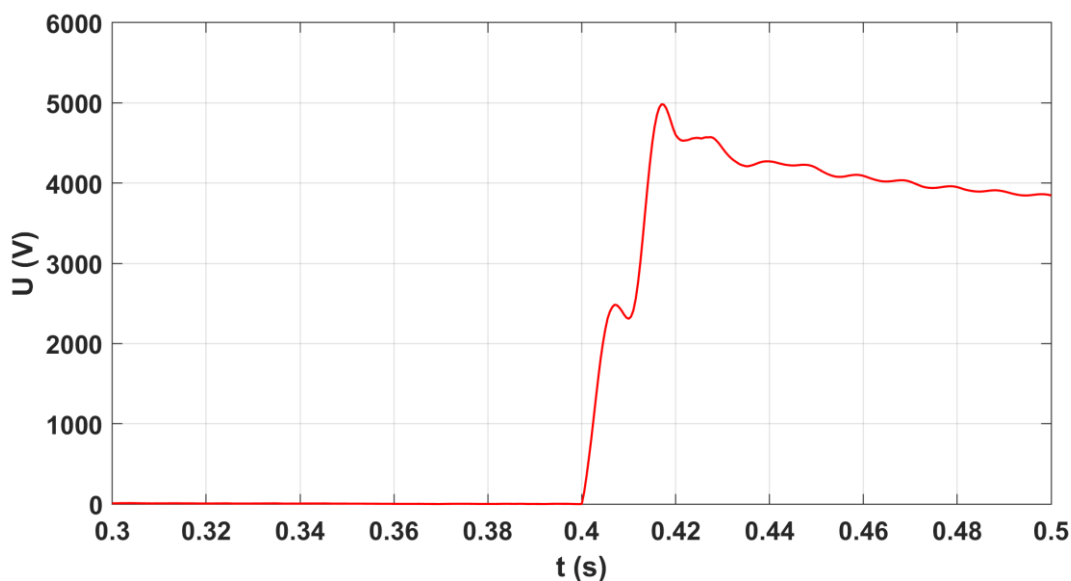
Biorąc pod uwagę opisane powyżej aspekty zasadnym jest stosowanie członu podimpedancyjnego, reagującego na jednoczesną zmianę modułów składowych zgodnych prądu i napięcia (Rys. 7.32). Zabezpieczenie oparte o pomiary tej wielkości działa w sposób selektywny. W trakcie jego parametryzacji należy zwrócić uwagę na odpowiednie

stopniowanie, zarówno czasowe, jak i impedancyjne, ponieważ pobudzeniu ulegają wszystkie przekładniki znajdujące się na drodze przepływu prądu zwarciovego.

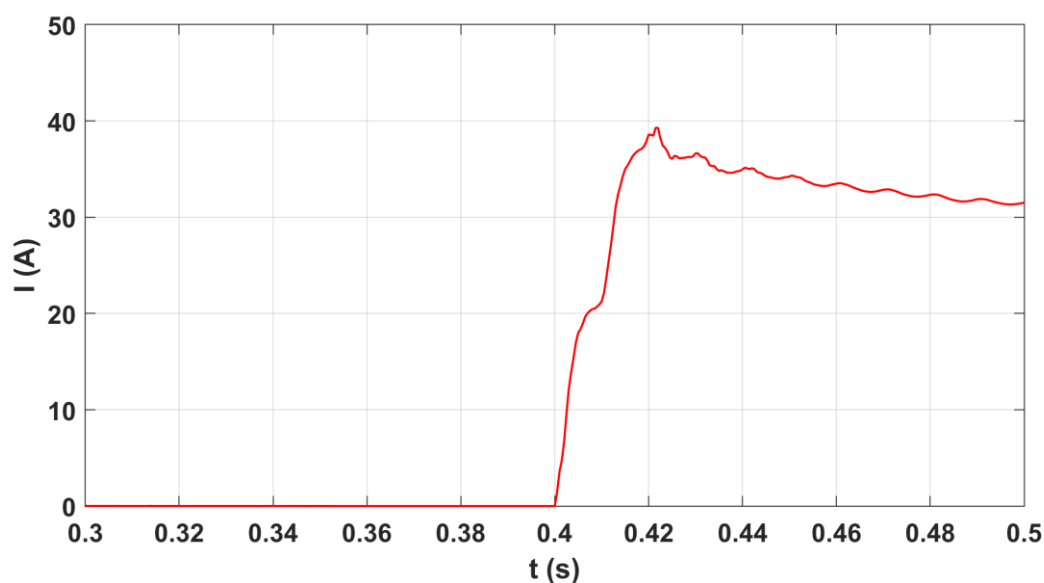


Rys. 7.32 Przebieg wartości skutecznej impedancji dla składowej zgodnej rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_1 przy zwarcu dwufazowym ($R_f = 1 \Omega$) w miejscu 1

Ze względu na niesymetryczny charakter zwarć dwufazowych, do ich detekcji wykorzystać można także pomiary składowej przeciwnej napięcia U_2 i prądu I_2 (odpowiednio Rys. 7.33 i Rys. 7.34). Na podstawie analizy obu przebiegów zaobserwować można, że wartości składowych przeciwnych, zdecydowanie różniących się od zera, pojawiają się w przypadku wystąpienia zwarcia dwufazowego i utrzymują się przez cały okres trwania zwarcia. Podobnie jak w powyższych rozważaniach, zabezpieczenie nadnapięciowe reagujące na wzrost składowej przeciwnej napięcia U_2 nie będzie działało w sposób selektywny. Może jedynie zostać wykorzystane do sygnalizacji wystąpienia zakłócenia. Jednakże kryterium reagujące na wzrost składowej przeciwnej prądu I_2 działać będzie selektywnie. Ponadto w celu odstrojenia się od błędnych zaszłań przy zasilaniu odbiorników przemysłowych, charakteryzujących się dużą asymetrią zasilania (np. piece łukowe), zastosować można blokadę napięciową wynoszącą np.: $0,8U_n$. W związku z tym, że oczekiwane, mierzone wartości składowej przeciwnej prądu są niewielkie, zabezpieczenie to należy nastawiać w sposób czuły. W celu uniknięcia nadmiarowych zaszłań trzeba zastosować dłuższą zwłokę czasową (np.: $t \geq 0,5 \text{ s}$). Dodatkowo pamiętać należy również o odpowiednim stopniowaniu zabezpieczeń. **Kryteria oparte na składowych przeciwnych można wykorzystać jako kryteria rezerwowe.**



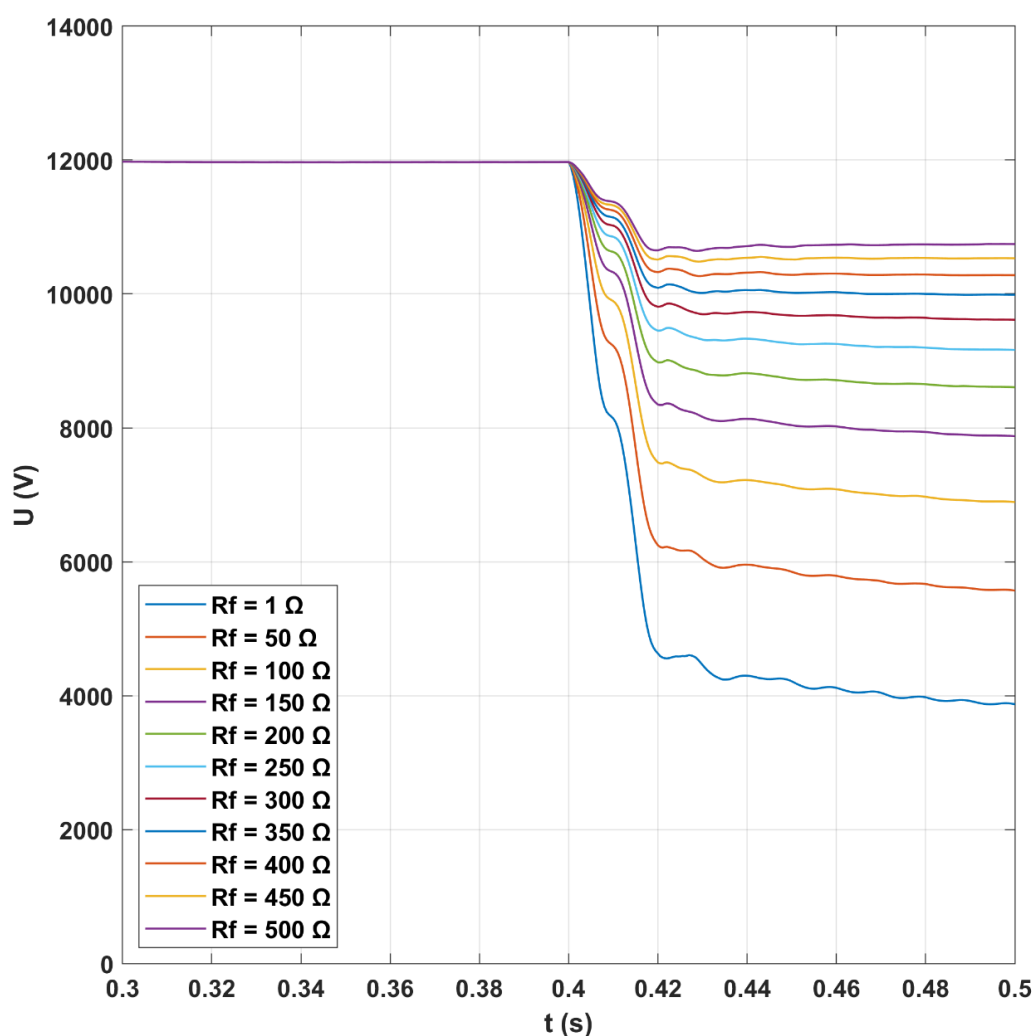
Rys. 7.33 Przebieg wartości skutecznej składowej przeciwnej napięcia rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_1 przy zwarcu dwufazowym ($R_f = 1 \Omega$) w miejscu 1



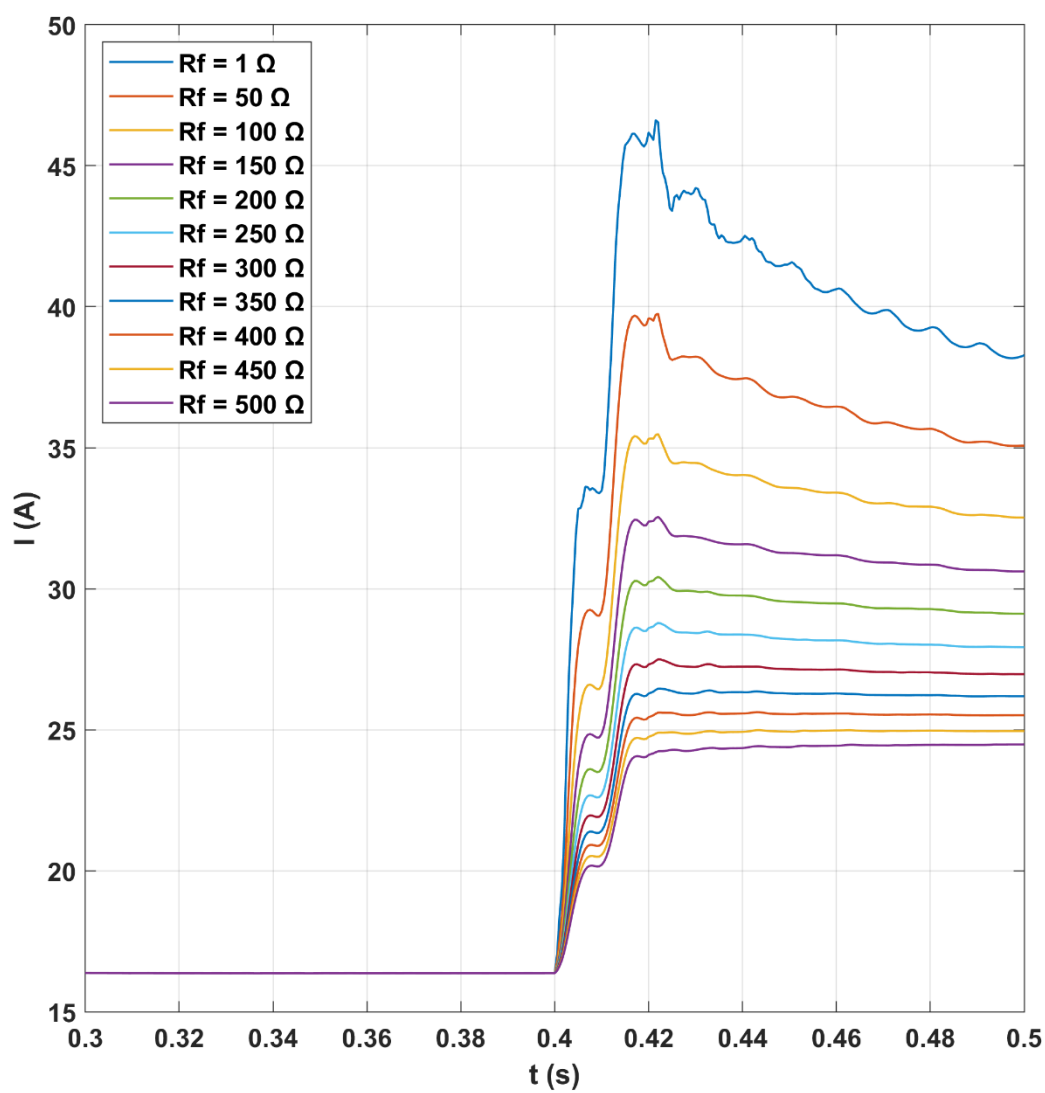
Rys. 7.34 Przebieg wartości skutecznej składowej przeciwnej prądu rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_1 przy zwarcu dwufazowym ($R_f = 1 \Omega$) w miejscu 1

Działanie opisanych powyżej kryteriów zabezpieczeniowych można uznać za poprawne dla zwarć metalicznych. Jednakże należy również sprawdzić ich reakcje na zwarcia dwufazowe o większych rezystancjach przejścia R_f . W celu ułatwienia analizy przytaczanych wyników, przedstawione zostaną one w sposób zbiorczy, wedle którego na jednym wykresie znajdą się informacje o wielkościach kryterialnych mierzonych przez konkretne zabezpieczenie dla

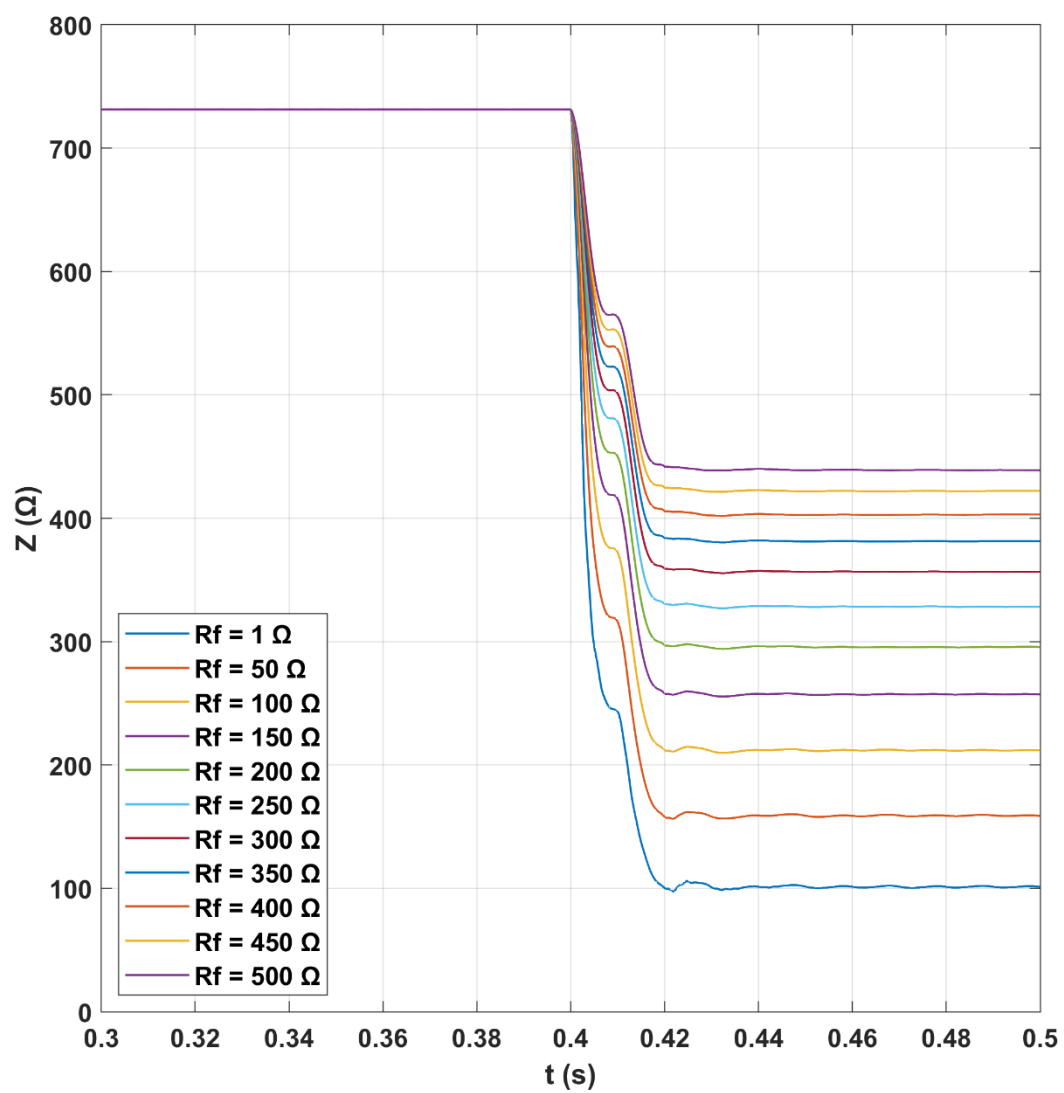
różnych wartości rezystancji przejścia. Na Rys. 7.35 i Rys. 7.36 przedstawione zostały przebiegi odpowiednio wartości skutecznej składowej zgodnej napięcia i prądu rejestrowanych przez zabezpieczenie Z_1 przy zwarcii dwufazowym o różnych rezystancjach przejścia w miejscu 1. Na podstawie przebiegów zaprezentowanych na Rys. 7.35 i Rys. 7.36 można dojść do analogicznych wniosków jak w przypadku zwarcia metalicznego. Zalecanym kryterium będzie w tym przypadku kryterium podimpedancyjne. Wartości mierzone przez to zabezpieczenie dla różnych rezystancji przejścia przedstawiono na Rys. 7.37. Dodatkowymi kryteriami, współpracującymi z kryterium podimpedancyjnym są kryteria bazujące na pomiarach składowych przeciwnych. Wartości skuteczne zmierzonych przez nie składowych przeciwnych napięcia i prądu przedstawiono na Rys. 7.38 i Rys. 7.39.



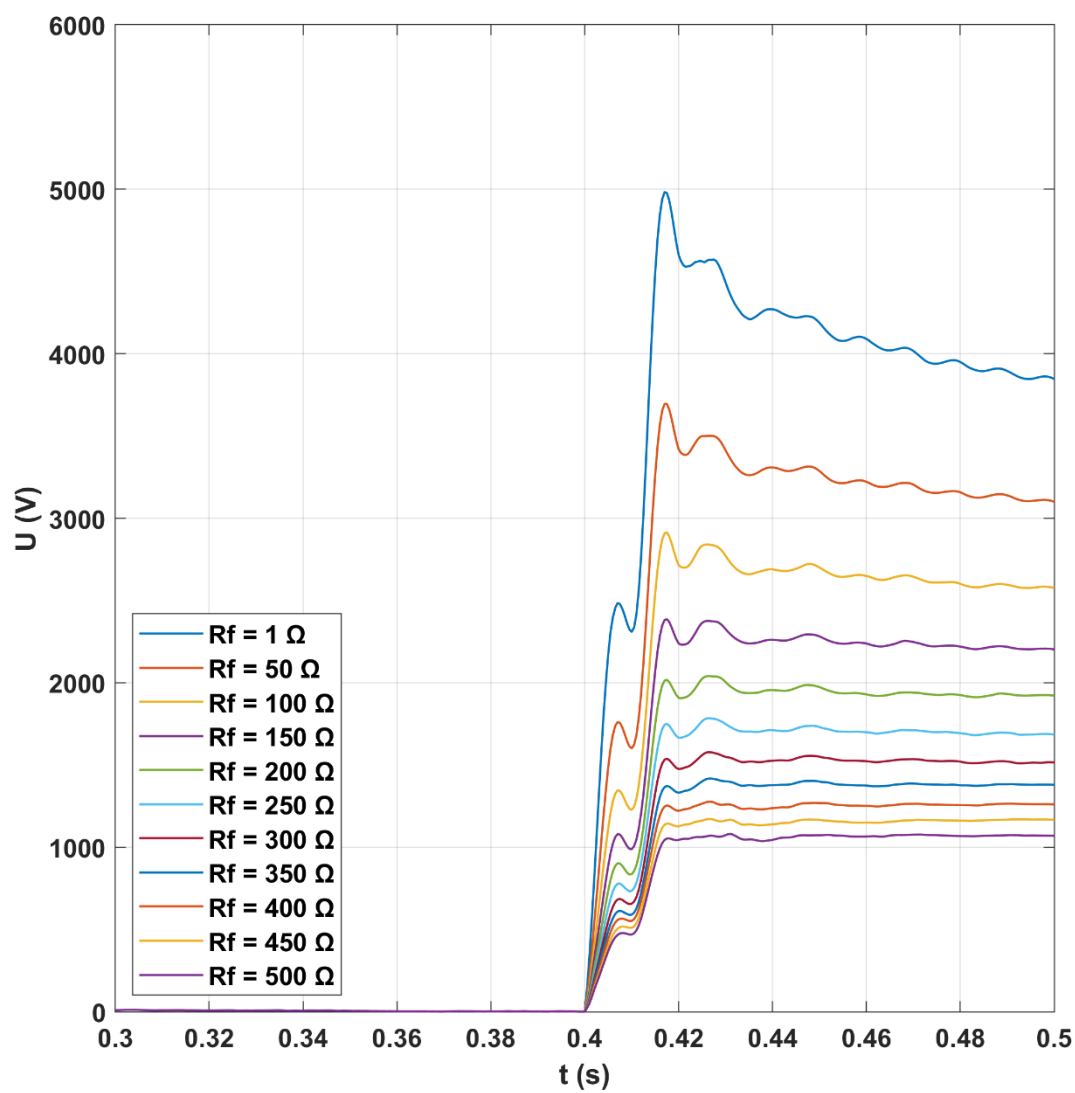
Rys. 7.35 Przebieg wartości skutecznej składowej zgodnej napięcia rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_1 przy zwarcii dwufazowym o różnych rezystancjach przejścia w miejscu 1



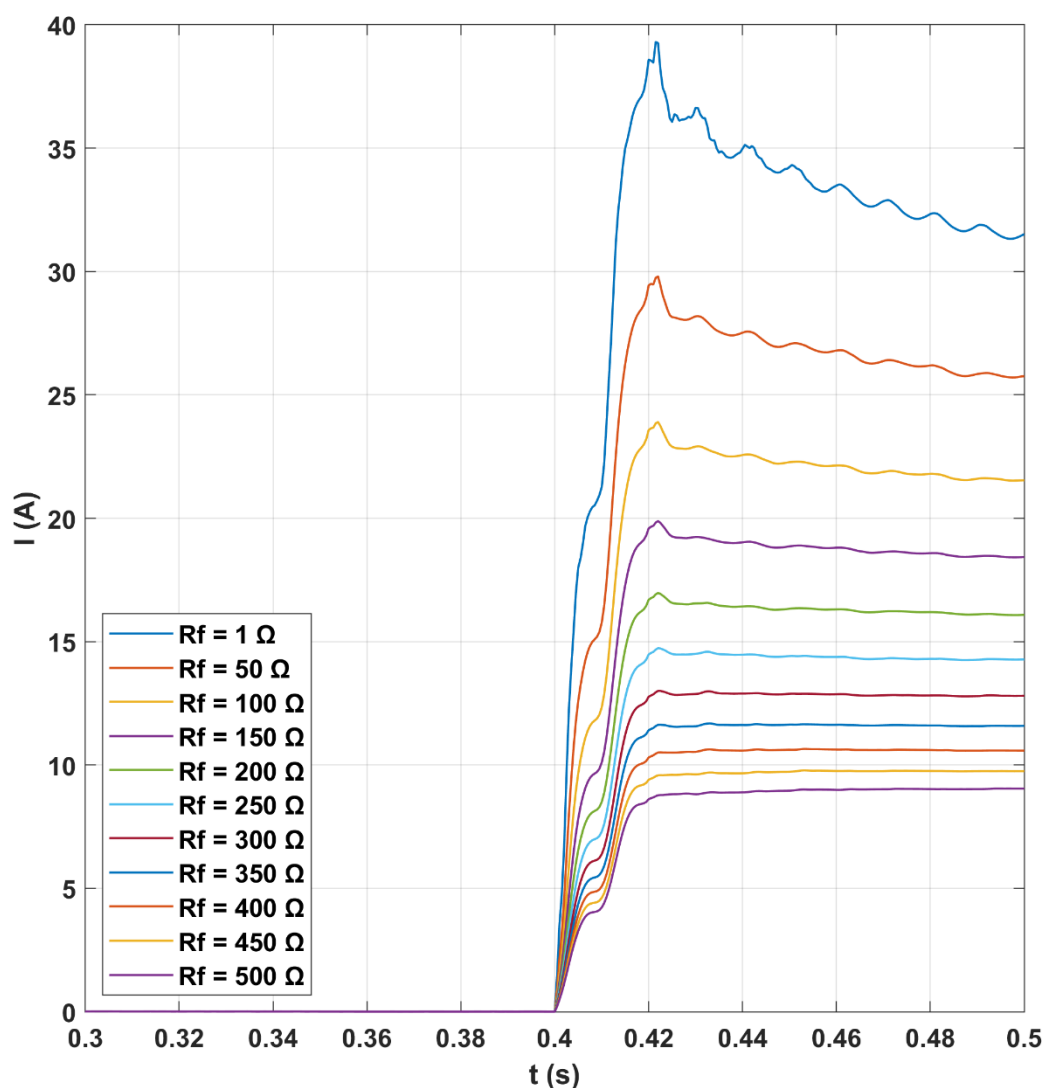
Rys. 7.36 Przebieg wartości skutecznej składowej zgodnej prądu rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_1 przy zwarciu dwufazowym o różnych rezystancjach przejścia w miejscu 1



Rys. 7.37 Wartości skuteczne impedancji dla składowej zgodnej rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_1 przy zwarcii dwufazowym o różnych rezystancjach przejścia w miejscu 1



Rys. 7.38 Przebieg wartości skutecznej składowej przeciwnej napięcia rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_1 przy zwarcu dwufazowym o różnych rezystancjach przejścia w miejscu 1

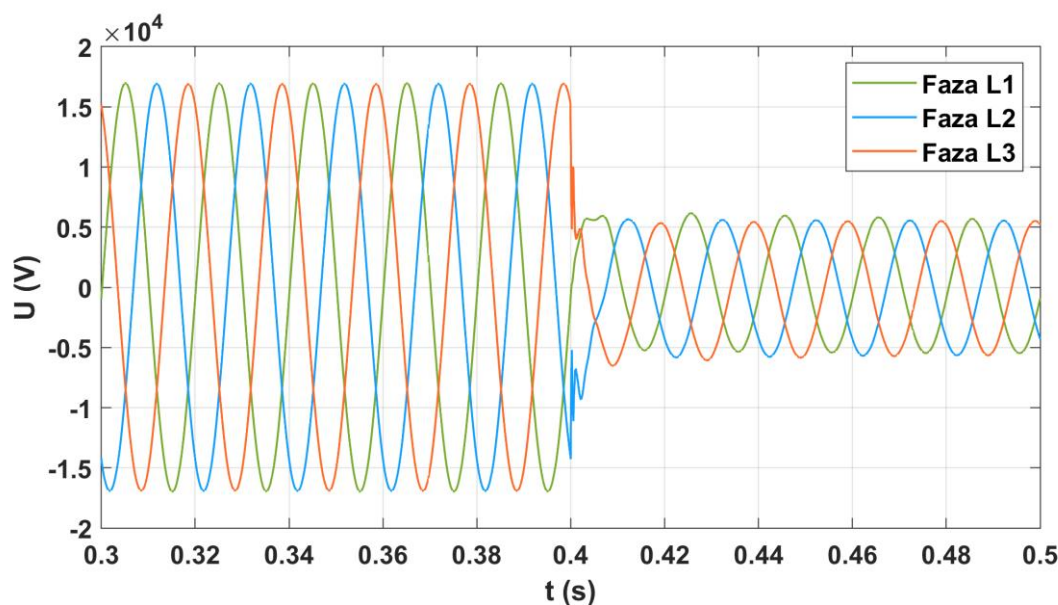


Rys. 7.39 Przebieg wartości skutecznej składowej przeciwnej prądu rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_1 przy zwarcu dwufazowym o różnych rezystancjach przejścia w miejscu 1

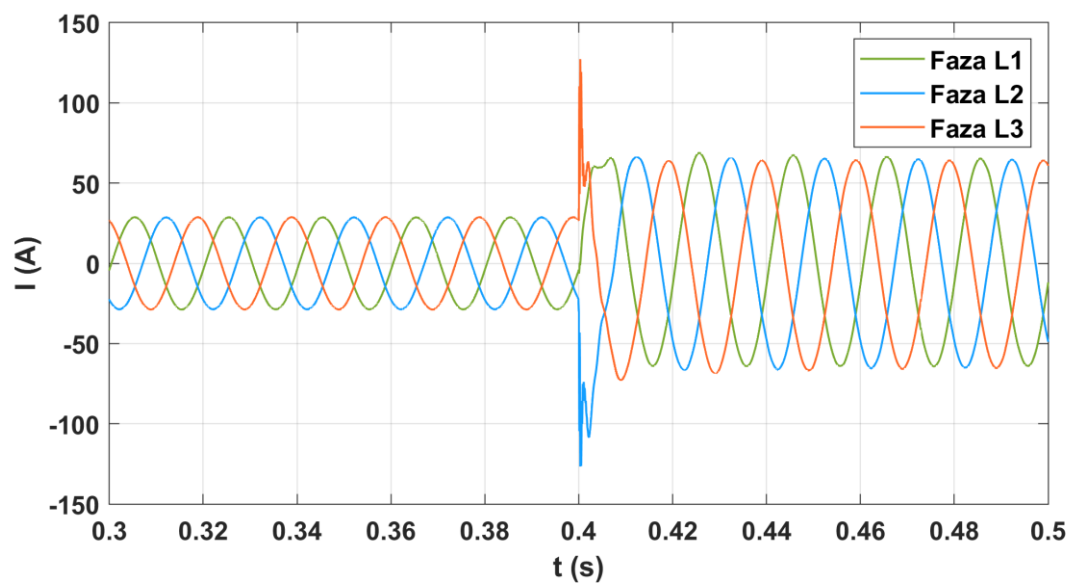
Przedstawione na Rys. 7.35 - Rys. 7.39 wyniki badań opisują zachowanie zabezpieczenia Z_1 podczas zwarcia dwufazowego w miejscu 1, z uwzględnieniem różnych wartości rezystancji przejścia. W trakcie realizacji rozprawy doktorskiej autor sprawdził zachowanie zabezpieczeń instalowanych we wszystkich pięciu miejscach w testowej mikrosieci, w odpowiedzi na zwarcia zachodzące w pięciu różnych miejscach (Rys. 7.1), w całym zakresie badanych rezystancji przejścia. Wyniki i wnioski płynące z tych symulacji są zbieżne z tymi, opisanymi powyżej. W związku z tym można stwierdzić, że proponowane kryteria zabezpieczeniowe, pracujące zarówno jako zabezpieczenia podstawowe, jak

i rezerwowe, z powodzeniem mogą być wykorzystywane do ochrony mikro sieci przed zwarciami dwufazowymi w szerokim zakresie rezystancji przejścia.

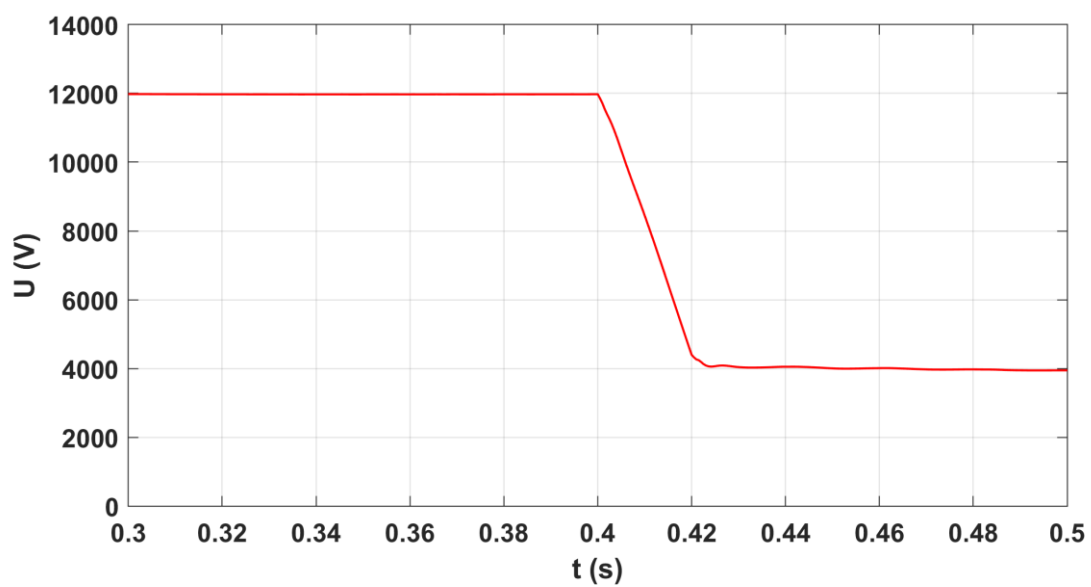
Zakłóceniem, niosącym ze sobą największe zagrożenie dla urządzeń elektroenergetycznych są zwarcia trójfazowe. Wiąże się to przede wszystkim z dużymi wartościami prądów zwarciovych. Jednakże w przypadku źródeł rozproszonych o małej mocy zwarciowej zakłócenia tego typu stają się niewykrywalne przez proste, standardowe zabezpieczenia nadprądowe. W szczególności, gdy zwarcie takie jest niemetaliczne. W związku z tym, w sposób szczegółowy przeanalizowane zostanie niemetaliczne zwarcie trójfazowe o rezystancji przejścia $R_f = 100 \Omega$. występujące w miejscu 4, czyli nieopodal źródła zasilania. Prezentowane przebiegi zostały zarejestrowane przez zabezpieczenie Z_3 . Na Rys. 7.40 przedstawiono przebieg czasowy napięcia, na którym zaobserwować można towarzyszący zwarcu zapad napięcia. Z kolei na Rys. 7.41 przedstawiono przebieg czasowy prądu, na którym widać wzrost wartości prądu we wszystkich fazach po wystąpieniu zwarcia. W związku z tym, że zwarcie trójfazowe jest zakłóceniem symetrycznym, w łatwy sposób można dokonać interpretacji poniższych przebiegów z wykorzystaniem przebiegów wartości składowych zgodnych napięcia (Rys. 7.42) i prądu (Rys. 7.43).



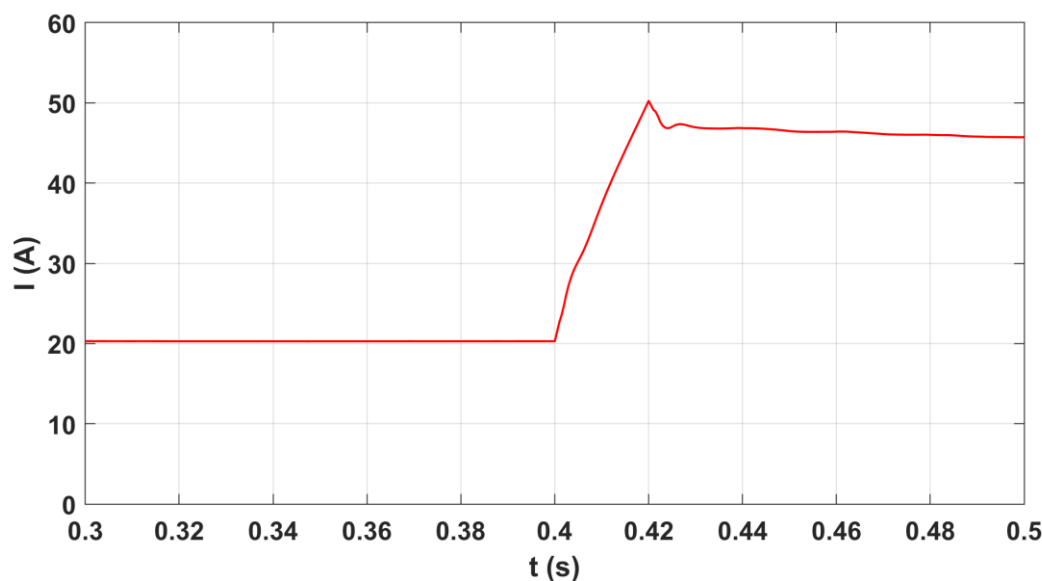
Rys. 7.40 Przebieg czasowy napięcia rejestrowany przez zabezpieczenie Z_3 przy zwarcu trójfazowym ($R_f = 100 \Omega$) w miejscu 4



Rys. 7.41 Przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_3 przy zwarciu trójfazowym ($R_f = 100 \, \Omega$) w miejscu 4

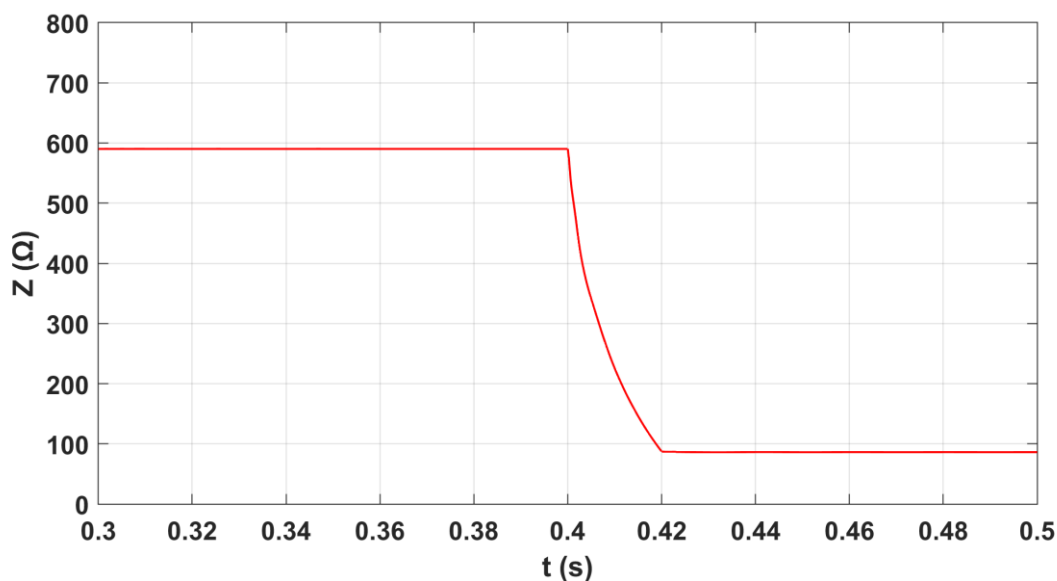


Rys. 7.42 Przebieg wartości składowej zgodnej napięcia rejestrowany przez zabezpieczenie Z_3 przy zwarcu trójfazowym ($R_f = 100 \, \Omega$) w miejscu 4

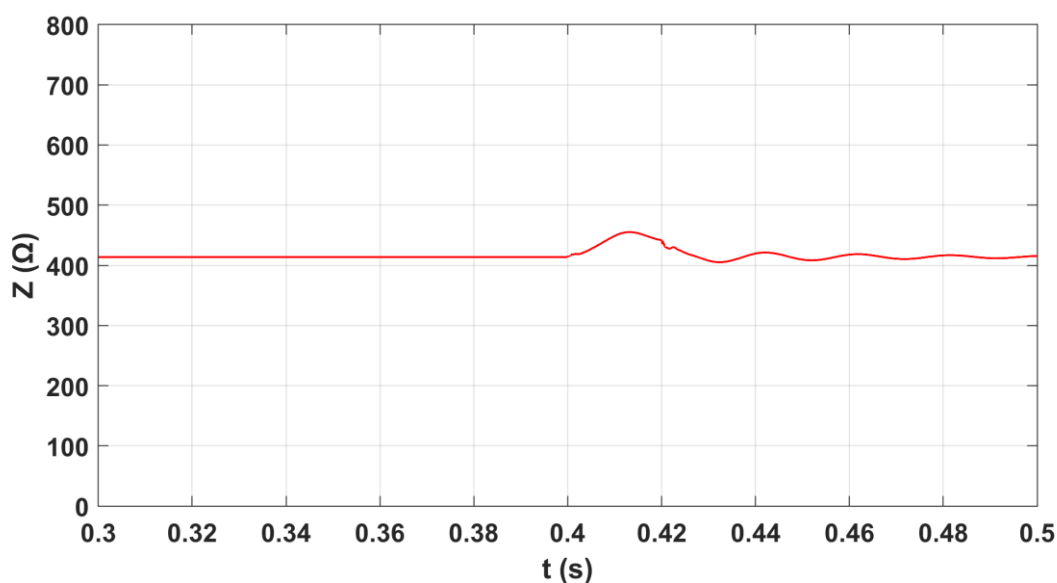


Rys. 7.43 Przebieg wartości składowej zgodnej prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_3 przy zwarciu trójfazowym ($R_f = 100 \Omega$) w miejscu 4

Na podstawie przebiegu z Rys. 7.42 zaobserwować można znaczny zapad napięcia (około 60% U_n) towarzyszący zwarcia. Informacja ta ponownie może zostać wykorzystana do sygnalizacji wystąpienia zakłócenia, jednakże nie może być główną wartością kryterialną, na podstawie której realizowane będą człony wykonawcze zabezpieczenia. Wartość skuteczna składowej zgodnej prądu (Rys. 7.43) wzrasta natomiast nieznacznie i stanowi ona jedynie około 80% prądu znamionowego źródła rozproszonego. W związku z tym, bazując na tej informacji nie ma możliwości zrealizowania kryterium nadprądowego działającego w sposób selektywny. Dokonując połączenia właściwości eksploatacyjnych obu rozpatrywanych kryteriów zaimplementować można kryterium podimpedancyjne. Na Rys. 7.44 przedstawiony został przebieg modułu impedancji dla składowej zgodnej rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_3 , które jako pierwsze powinno zareagować na symulowane zakłócenie. Na Rys. 7.45 przedstawiono natomiast przebieg modułu impedancji dla składowej zgodnej rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_2 , które w przypadku tego samego zakłócenia nie powinno zadziałać. Na podstawie przytoczonych wykresów stwierdzić można, że proponowane kryterium podimpedancyjne działa selektywnie. Fakt ten potwierdziły również szczegółowe badania symulacyjne, wykonane dla pozostałych rodzajów zwarć.



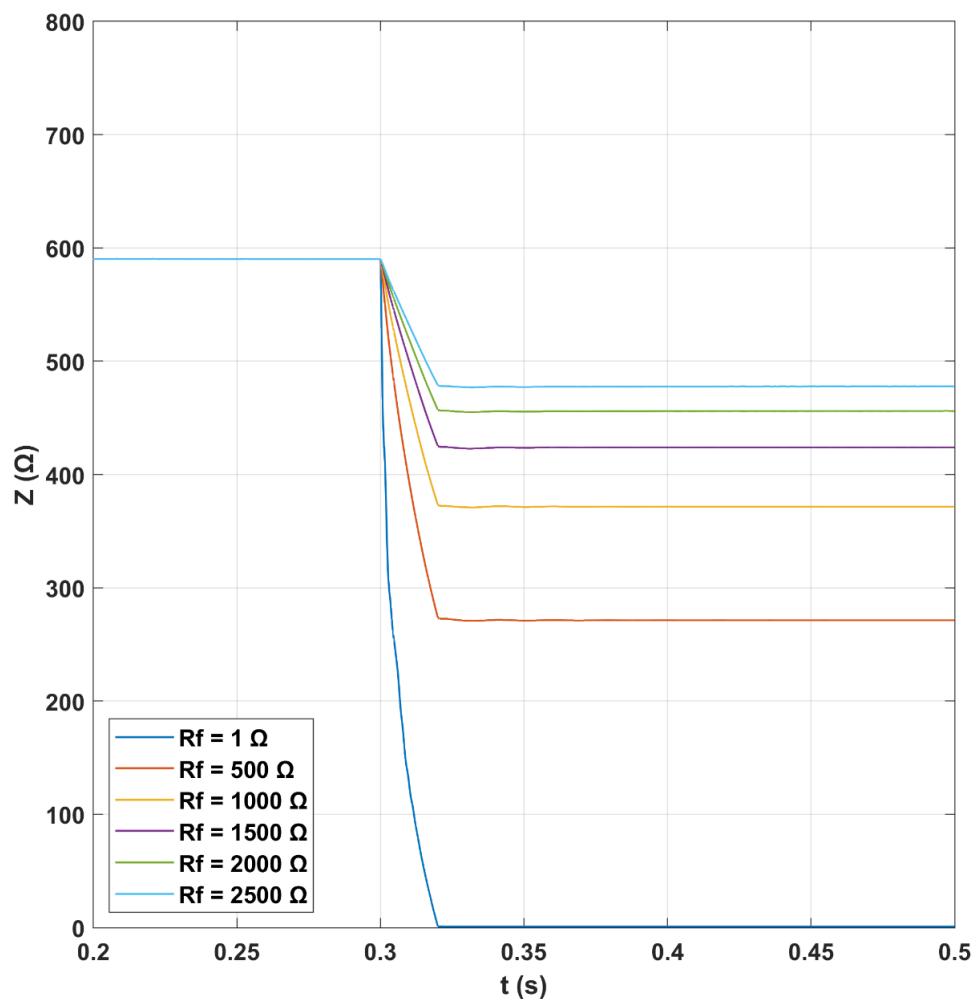
Rys. 7.44 Wartość impedancji dla składowej zgodnej rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_3 przy zwarciu trójfazowym ($R_f = 100 \Omega$) w miejscu 4



Rys. 7.45 Wartość impedancji dla składowej zgodnej rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_2 przy zwarciu trójfazowym ($R_f = 100 \Omega$) w miejscu 4

Opisane powyżej badania udowadniają zasadność stosowania projektowanych kryteriów do ochrony mikrosieci przed zwarciami trójfazowymi o rezystancji przejścia R_f nie przekraczającej 100Ω . Jednakże w trakcie testów zbadano przypadki zwarć niemetalicznych, o wysokich wartościach rezystancji przejścia, na które niewrażliwe są obecnie stosowane zabezpieczenia. Na Rys. 7.46 przedstawiono zbiorczy wykres opisujący działanie

projektowanego kryterium podimpedancyjnego, zaimplementowanego w zabezpieczeniu Z_3 , w odpowiedzi na zakłócenie, jakim jest zwarcie trójfazowe w miejscu 4 o rezystancjach przejścia R_f z przedziału $1 \div 2500 \Omega$. Wyniki badań symulacyjnych udowadniają, że przy odpowiednio dobranych nastawach projektowanego kryterium podimpedancyjnego, możliwe jest wykrywanie zwarć metalicznych, jak i wysokooporowych w bardzo szerokim zakresie rezystancji przejścia. Warto również nadmienić, że w trakcie szczegółowej analizy zakłóceń potwierdzono zbieżne wyniki i obserwacje dla wszystkich zainstalowanych w mikrosieci przełączników zabezpieczeniowych, niezależnie od miejsca ich występowania oraz od miejsca, w którym symulowane było zwarcie.



Rys. 7.46 Wartości skuteczne impedancji dla składowej zgodnej rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_3 przy zwarciu trójfazowym o różnych rezystancjach przejścia w miejscu 4

7.2.2. Zwarcia doziemne

Według statystyk najczęściej występującymi zwarciami w sieciach średniego napięcia są zwarcia z udziałem ziemi [217]. W związku z tym bardzo istotnym zagadnieniem jest ich poprawna identyfikacja i lokalizacja. W standardowym systemie elektroenergetycznym instalowane jest wiele urządzeń mających na celu usprawnienie pracy zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Jednakże w przypadku mikrosieci sytuacja ta staje się odmienna. Głównym czynnikiem określającym specyficzne warunki dla pracy zabezpieczeń ziemnozwarciowych w mikrosieciach jest ich połączenie z systemem elektroenergetycznym. Najczęściej rozważana struktura mikrosieci uwzględnia lokalizację punktu przyłączenia PCC w głębi sieci średniego napięcia lub w polu liniowym stacji GPZ. Z tego powodu wydzielona mikrościeć w większości przypadków pracuje z izolowanym punktem neutralnym. Ponadto charakteryzuje się ona małą pojemnością, a w konsekwencji małą wartością prądu ziemnozwarciowego, co również będzie miało wpływ na pracę zabezpieczeń ziemnozwarciowych.

W trakcie badań symulacyjnych skupiono się na pracy mikrosieci z izolowanym punktem neutralnym. Przeprowadzono także dodatkowe badania, mające na celu sprawdzenie współpracy źródła rozproszonego z przyłączonym transformatorem uziemiającym, którego punkt neutralny uziemiony jest przez rezystor. W aspekcie tym zbadano również wpływ miejsca zainstalowania tych urządzeń na pracę zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Ze względu na bardzo małe wartości wypadkowego prądu ziemnozwarciowego w przypadku sieci kompensowanych oraz faktu, że implementacja tego rozwiązania nie byłaby ekonomicznie uzasadniona, nie przeprowadzono badań związanych z pracą zabezpieczeń ziemnozwarciowych w mikrosieciach kompensowanych. W zakres testów części adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego odpowiadającej za identyfikację zwarć doziemnych weszły następujące kryteria:

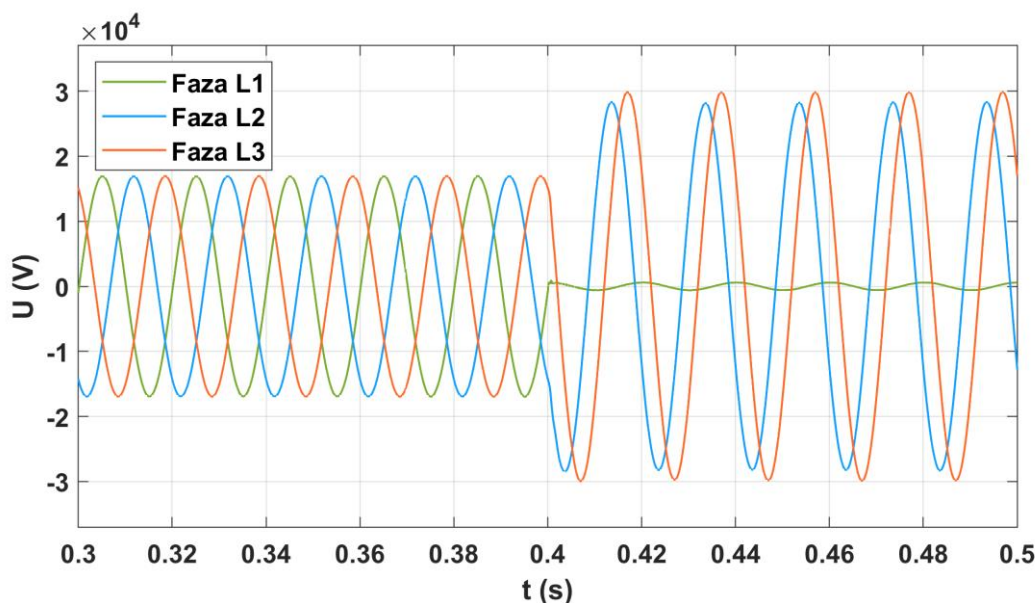
- bazujące na składowych zerowych prądu i napięcia,
- podimpedancyjne dla składowej zgodnej,
- impedancyjne dla składowej zerowej,
- z grupy admitancyjnych,
- kierunkowe czynnomocowe i biernomocowe.

Ich działanie w odpowiedzi na zwarcia doziemne o różnych rezystancjach przejścia R_f , występujące w różnych miejscach zabezpieczanej mikrosieci przedstawione zostanie w kolejnych podrozdziałach. Analogiczne jak w przypadku zwarć międzyfazowych, opis

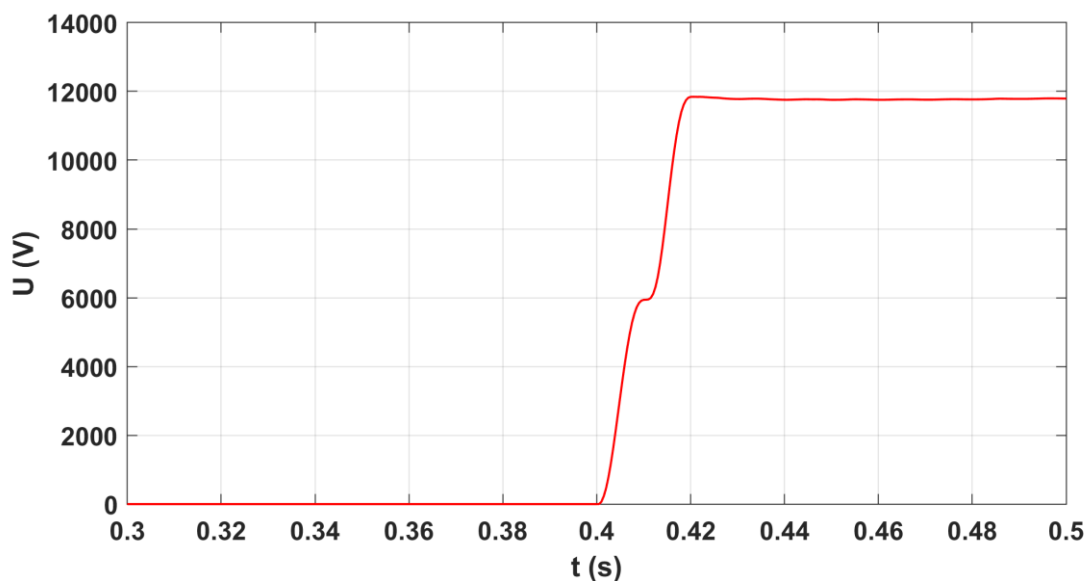
wyników testów uwzględniał będzie również różne lokalizacje przełączników zabezpieczeniowych.

- **Sieć izolowana,**

Pierwszym analizowanym przypadkiem zwarcia jednofazowego było zwarcie o stosunkowo niskiej wartości rezystancji przejścia ($R_f = 50 \Omega$), występujące w odgałęzieniu linii napowietrznej (miejsce 2 na Rys. 7.1) w fazie L1. Prezentowane przebiegi rejestrowane są przez przełącznik zabezpieczeniowy Z_2 . Na Rys. 7.47 zaobserwować można charakterystyczne zachowanie napięć fazowych w trakcie zwarcia jednofazowego, które świadczy niezawodnie o jego wystąpieniu. Dodatkowo w sygnale napięciowym pojawia się składowa zerowa napięcia U_0 , która przyjmuje wartości zbliżone do maksymalnych 12 kV (Rys. 7.48). Na podstawie tych informacji zaimplementować można zabezpieczenie zerowonapięciowe, które jednak nie będzie działać w sposób selektywny, ze względu na to, że doziemienie objawia się w każdym miejscu połączonej ze sobą galwanicznie mikrosieci. W związku z tym pozostałe przełączniki zainstalowane w mikrosieci będą również rejestrowały zmianę w przebiegu napięcia.



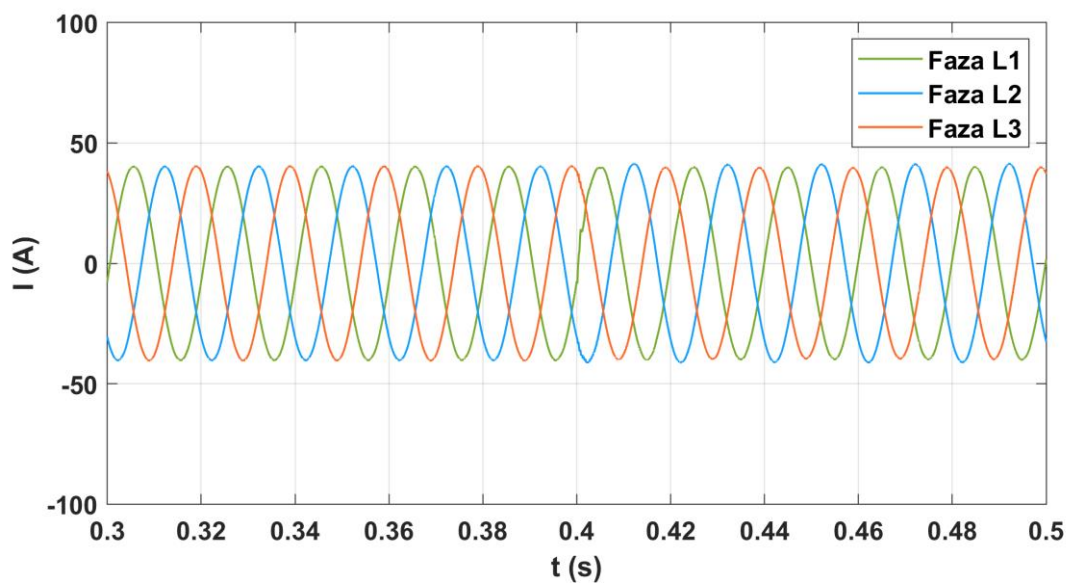
Rys. 7.47 Przebieg czasowy napięcia rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 przy zwarcu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2



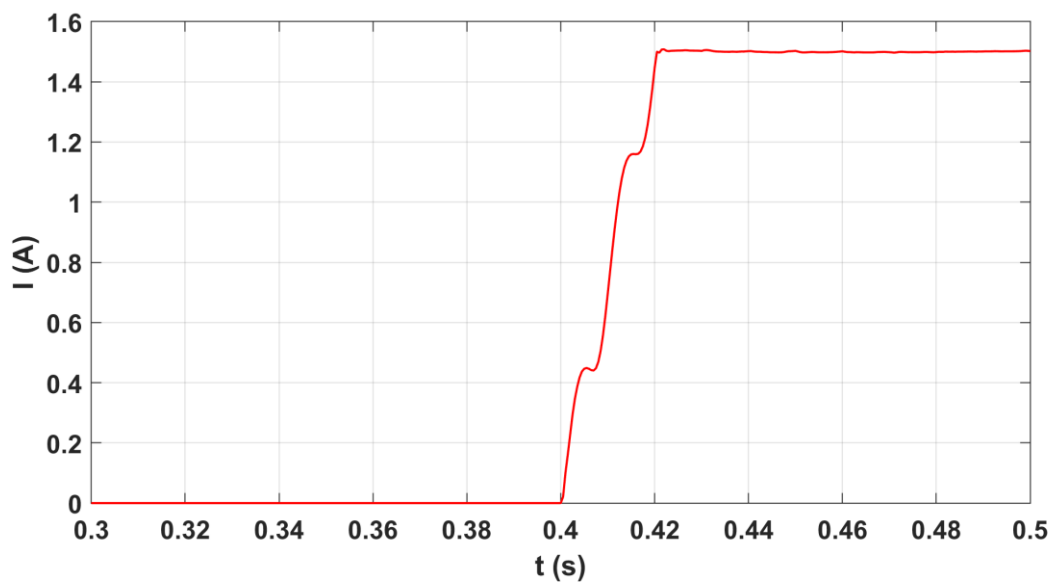
Rys. 7.48 Przebieg wartości składowej zerowej napięcia rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 przy zwarcii jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2

Odmierna sytuacja zachodzi jednak w przypadku przebiegu czasowego prądu (Rys. 7.49). Pomimo wystąpienia zakłócenia nie widać wyraźnej różnicy pomiędzy częścią przebiegu sprzed zwarcia oraz tej w trakcie zwarcia. Podobne zjawisko zaobserwować można w odniesieniu do składowej zerowej prądu I_0 (Rys. 7.50). Fakt ten determinuje brak możliwości stosowania prostych zabezpieczeń ziemnozwarciowych, reagujących na wzrost składowej zerowej prądu w mikrosieciach pracujących z izolowanym punktem neutralnym. Jednakże kryterium to można wyposażyć w człon kierunkowy, odpowiedzialny za kontrolę przesunięcia fazowego pomiędzy składową zerową napięcia U_0 i prądu I_0 .

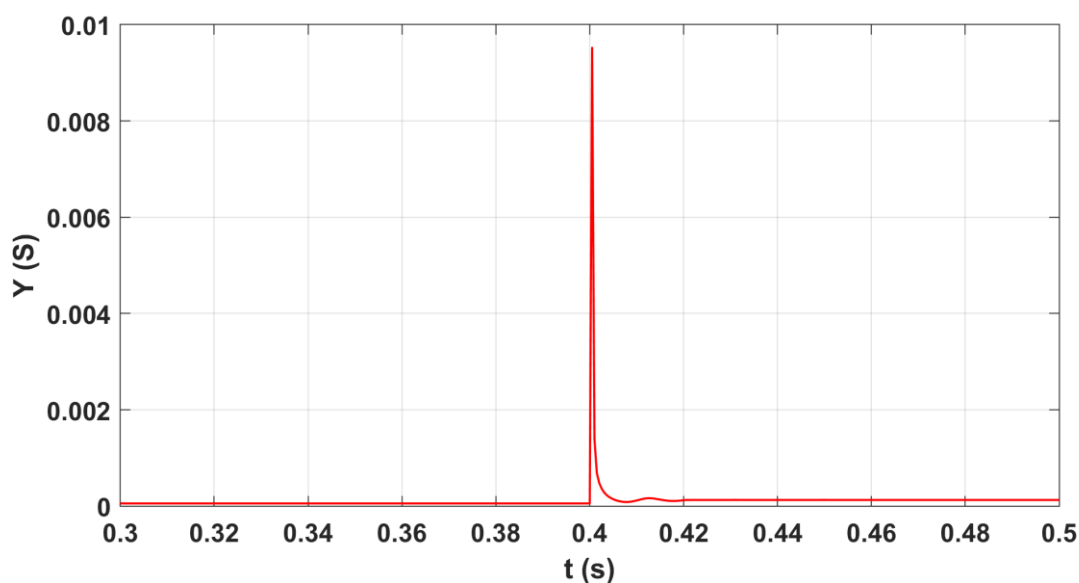
Ze względu na małe wartości składowej zerowej prądu I_0 przy zwarciach jednofazowych w mikrosieciach pracujących z izolowanym punktem neutralnym sprawdzono działanie bardziej złożonych kryteriów. Pierwszym z nich jest kryterium admitancyjne $Y_0 >$. Zmianę wartości admitancji doziemnej w trakcie zwarcia ilustruje Rys. 7.51. Podczas zwarcia wartość mierzonej admitancji wzrasta dwukrotnie w porównaniu do stanu przedzwarcowego, jednakże wielkość ta pozostaje na tyle niska, że zabezpieczenie wymagałoby ustawienia wyjątkowo wysokiej czułości.



Rys. 7.49 Przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 przy zwarcu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2

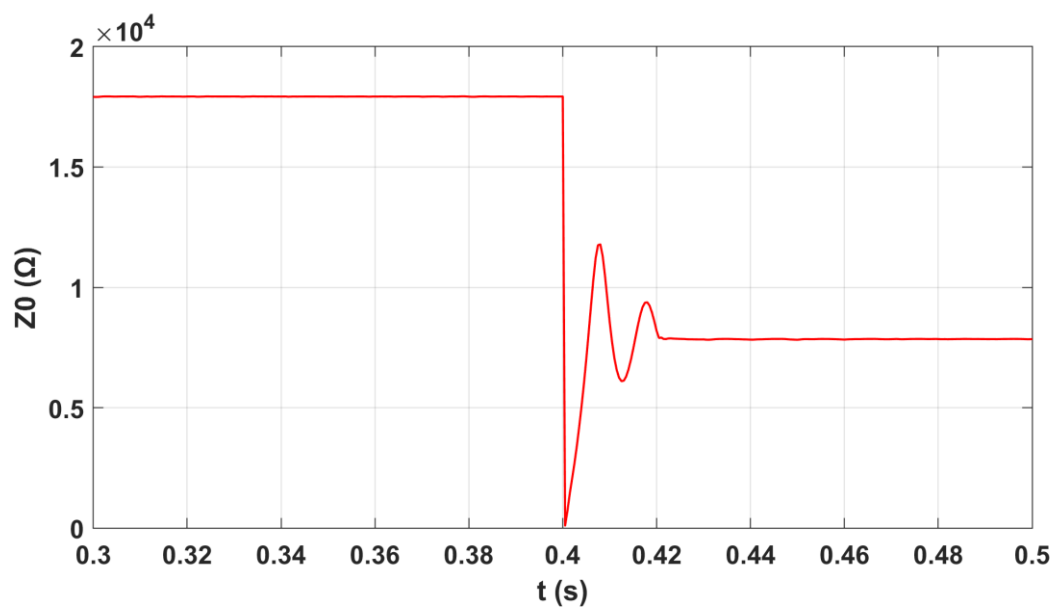


Rys. 7.50 Przebieg wartości składowej zerowej prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 przy zwarcu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2

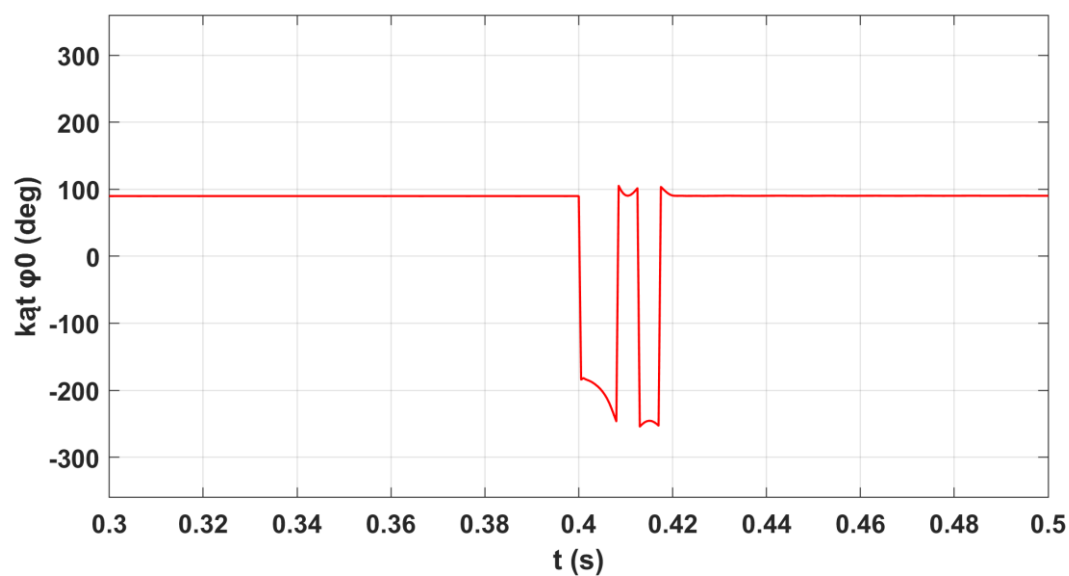


Rys. 7.51 Przebieg wartości admitancji doziemnej rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 przy zwarciu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2

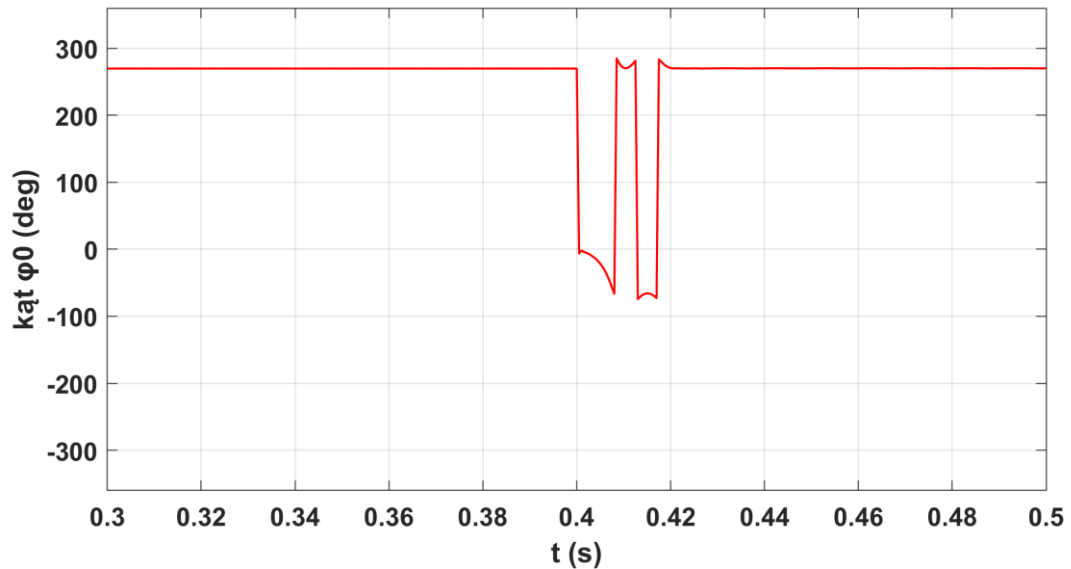
Przebadano również działanie kryterium impedancyjnego dla składowej zerowej Z_0 . W jego przypadku detekcja zakłócenia jest pewna, a różnica w wartościach impedancji doziemnej przed i w trakcie zwarcia duża (Rys. 7.52). Jednakże na Rys. 7.52 w stanie przed wystąpieniem zwarcia (od $t = 0$ s do $t = 0,4$ s) zaobserwować można pewną wartość impedancji dla składowej zerowej wynikającą z występowania szumów w mierzonych sygnałach U_0 oraz I_0 . W tym przedziale czasowym zabezpieczenie nie uzyskuje zezwolenia na zadziałanie ze względu na brak spełnienia warunku dotyczącego przekroczenia wartości rozruchowej dla składowej zerowej napięcia. Ponadto w celu uniknięcia nadmiarowych zadziałań przekąźników zabezpieczeniowych zlokalizowanych w pozostałych miejscach zabezpieczanej mikrosieci należy wprowadzić blokadę kierunkową, polegającą na kontroli przesunięcia fazowego pomiędzy wektorami składowej zerowej napięcia i prądu φ_0 . W przypadku przesunięcia wynoszącego 90° (Rys. 7.53) zabezpieczenie Z_2 otrzymuje zezwolenie na zadziałanie, natomiast w przypadku przesunięcia fazowego o innej wartości, jak np.: 270° dla zabezpieczenia Z_3 (Rys. 7.54) działanie jest blokowane. **Opisane cechy charakterystyczne zostały sprawdzone dla różnych przypadków zwarć jednofazowych i są zbieżne w całym zakresie badań.**



Rys. 7.52 Przebieg wartości impedancji doziemnej rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 przy zwarciu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2



Rys. 7.53 Przebieg wartości przesunięcia fazowego pomiędzy składową zerową napięcia i prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 przy zwarciu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2



Rys. 7.54 Przebieg wartości przesunięcia fazowego pomiędzy składową zerową napięcia i prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_3 przy zwarcu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2

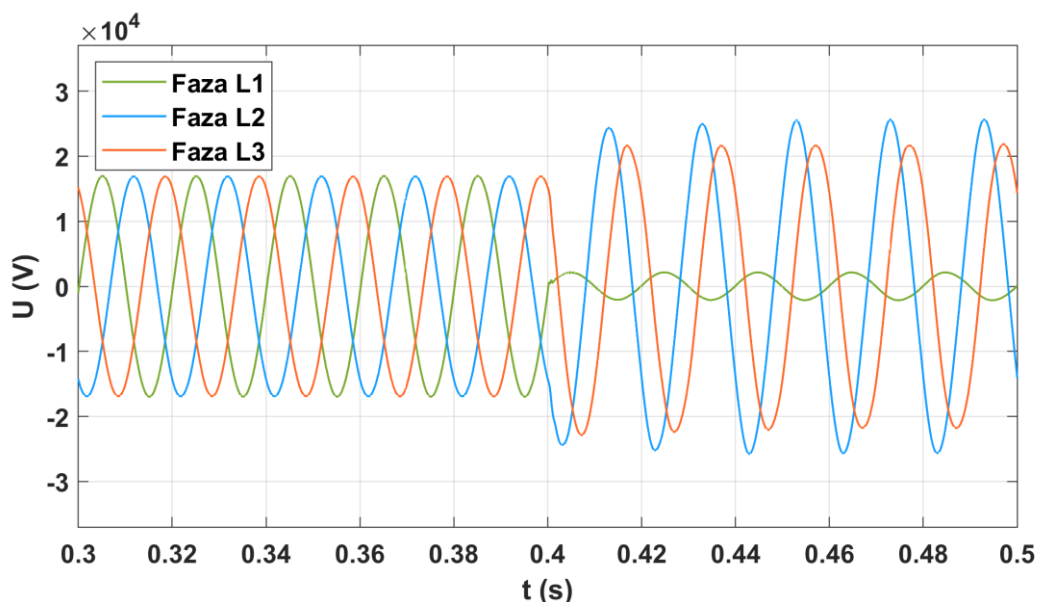
Przedstawione wyniki badań symulacyjnych, dotyczące pomiaru impedancji dla składowej zerowej, udowadniają celowość stosowania tego kryterium do ochrony mikrosieci pracującej z izolowanym punktem neutralnym przed zwarciami jednofazowymi (w szerokim zakresie rezystancji przejścia).

- **Sieć uziemiona przez rezystor**

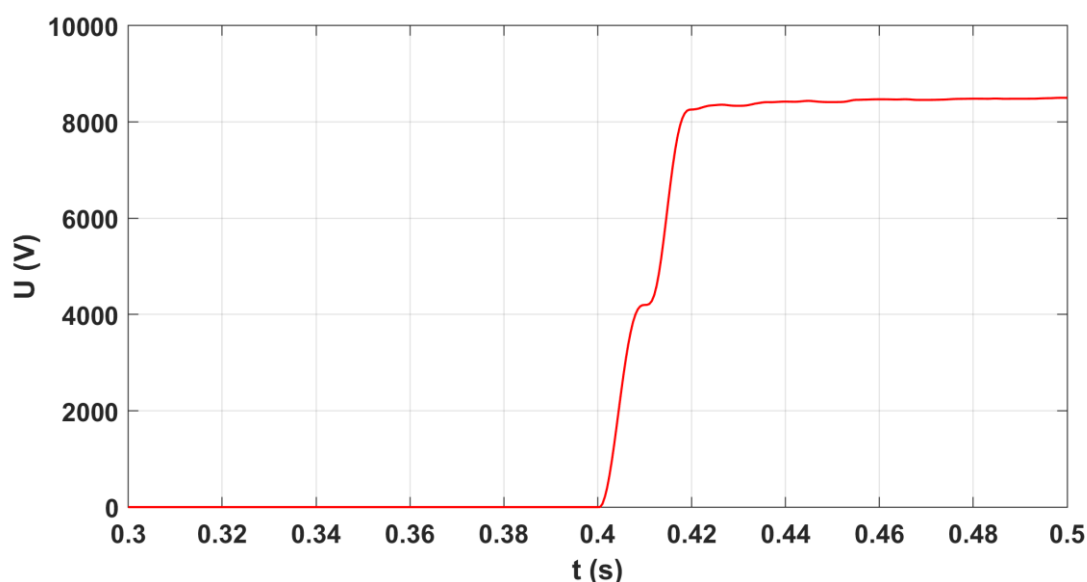
W celu porównania pracy zabezpieczeń ziemnozwarciowych w mikrosieciach o różnych sposobach pracy punktu neutralnego model symulacyjny doposażono w transformator uziemiający, którego punkt neutralny uziemiono przez rezystor wymuszający o prądzie znamionowym 150 A. Sprawdzono dwie możliwości lokalizacji rzeczonych urządzeń, pierwsza - w wydzielonym polu stacji GPZ, druga – w rozdzielnicy SN źródła rozproszonego. W trakcie badań zasymulowano wszystkie przypadki zwarć jednofazowych opisanych w scenariuszu testowym, jednak w celach porównawczych szerzej opisany zostanie przypadek zwarcia jednofazowego o stosunkowo niskiej wartości rezystancji przejścia ($R_f = 50 \Omega$) występującego w odgałęzieniu linii napowietrznej (miejsce 2 na Rys. 7.1) w fazie L1.

Pierwszym badanym przypadkiem była mikrosieć ze sztucznym punktem neutralnym wyprowadzonym w stacji GPZ. Na Rys. 7.55 zaprezentowano przebieg czasowy napięcia rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 . Zauważyć można, że napięcia faz zdrowych wzrastają mniej niż $\sqrt{3}$ razy, a napięcie fazy zwartej nie spada poniżej 1000 V. W związku z tym,

w porównaniu do tego samego zakłócenia występującego w sieci izolowanej, zmniejszeniu ulegnie także wartość składowej zerowej napięcia, której wartość wynosi około 8,5 kV (Rys. 7.56). Zabezpieczenie reagujące na wzrost składowej zerowej napięcia U_0 charakteryzować się będzie dobrymi warunkami do zadziałania, jednak działanie to nie będzie selektywne.

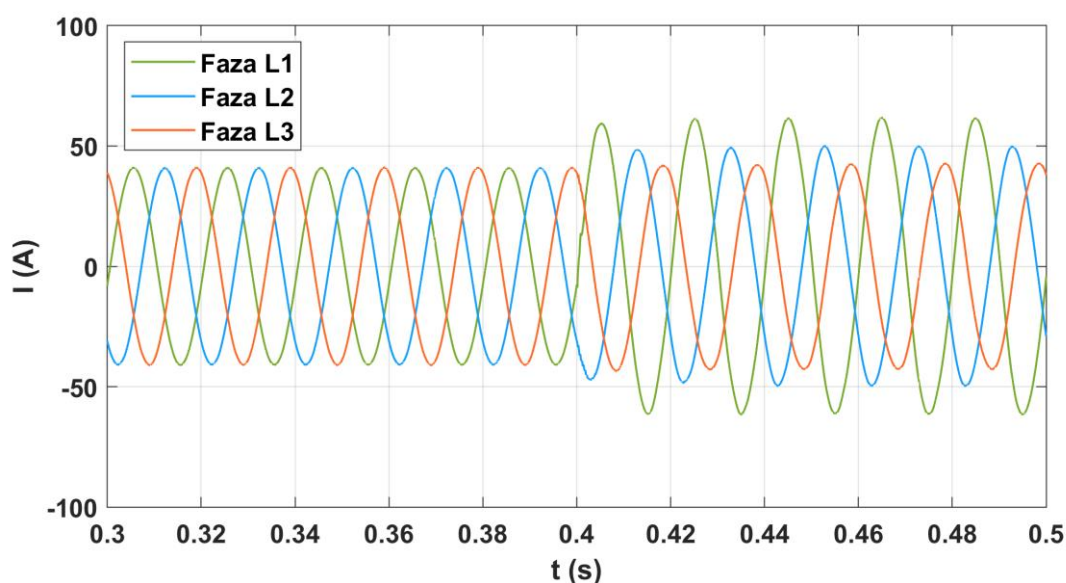


Rys. 7.55 Przebieg czasowy napięcia rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 przy zwarcu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2 w mikro sieci uziemionej przez rezystor zainstalowany w stacji GPZ

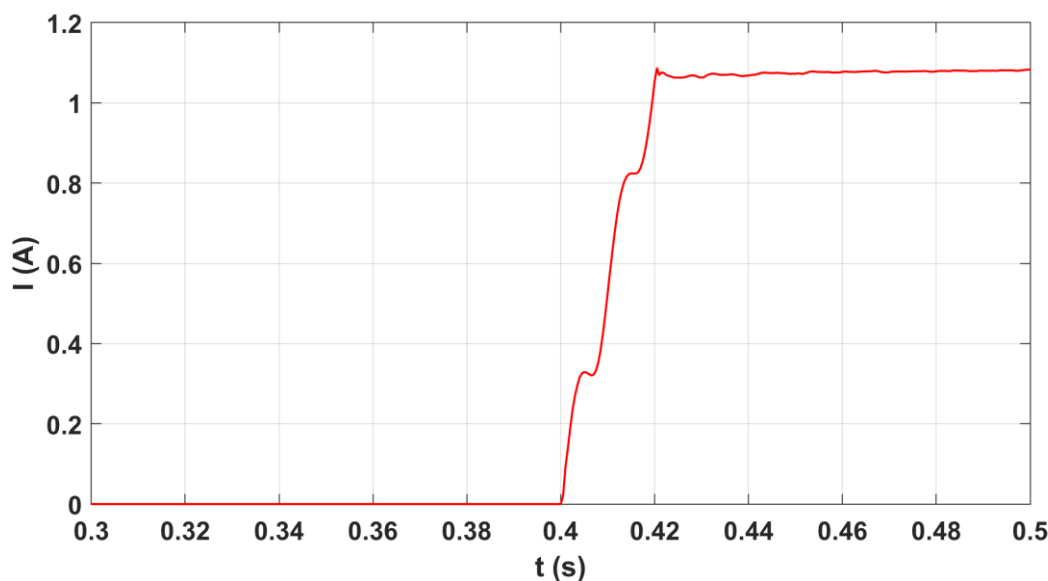


Rys. 7.56 Przebieg wartości składowej zerowej napięcia rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 przy zwarcu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2 w mikro sieci uziemionej przez rezystor zainstalowany w stacji GPZ

Pomimo zastosowania rezystora wymuszającego w punkcie neutralnym transformatora uziemiającego zainstalowanego w stacji GPZ, wartość prądu rejestrowana przez zabezpieczenie Z_2 podczas badanego zakłócenia nie ulega dużym zmianom (Rys. 7.57). Wprawdzie amplituda prądu w fazie zwartej (L1) wzrosła o 50%, jednak wartość ta wciąż nie jest na tyle duża, żeby opierać tylko i wyłącznie na niej działanie członu wykonawczego zabezpieczenia. Podobna sytuacja zachodzi w przypadku wartości składowej zerowej prądu I_0 (Rys. 7.58), której wartość podczas zwarcia nieznacznie przekracza 1 A.



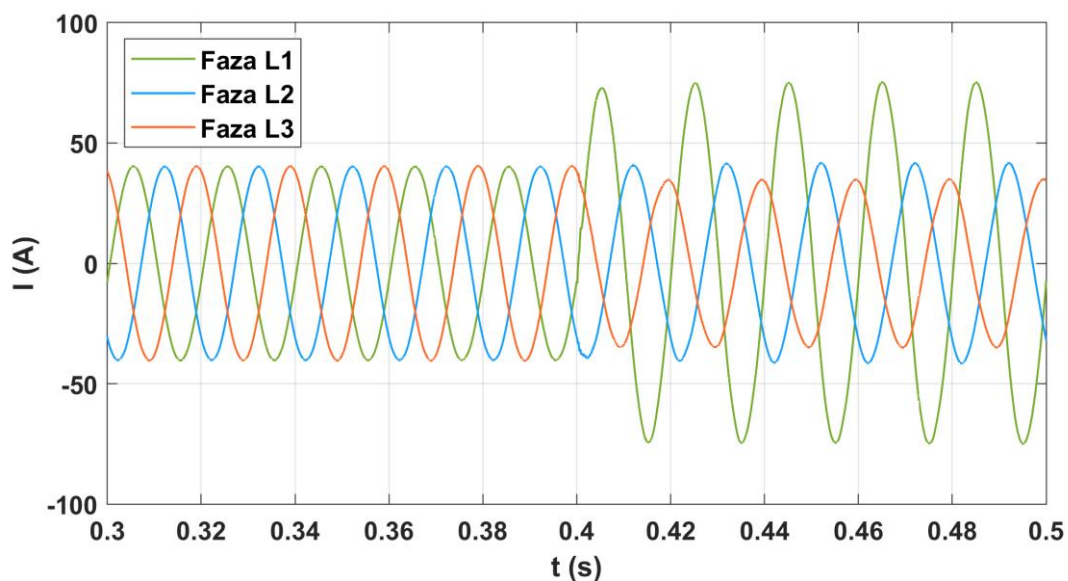
Rys. 7.57 Przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 przy zwarcu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2 w mikrosieci uziemionej przez rezystor zainstalowany w stacji GPZ



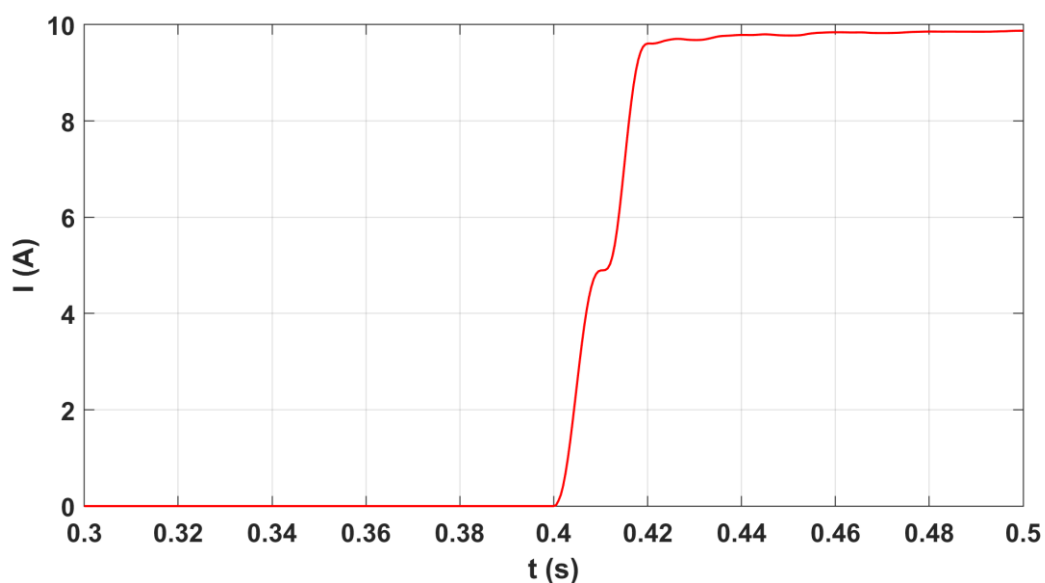
Rys. 7.58 Przebieg wartości składowej zerowej prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 przy zwarcu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2 w mikrosieci uziemionej przez rezystor zainstalowany w stacji GPZ

W tym konkretnym przypadku warto jednak zauważyć, że lokalizacja transformatora uziemniającego i rezystora wymuszającego ma kluczowy wpływ na rozptył prądów ziemnozwarciowych, a w konsekwencji na działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych.

Poprawne działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych w mikrosieciach można uzyskać, gdy transformator uziemniający wraz z rezystorem zostaną zainstalowane przy źródle zasilania, którego funkcje w przeprowadzonych badaniach pełni farma fotowoltaiczna pracująca w trybie Grid Forming. Na Rys. 7.59 przedstawiony został przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 przy analogicznym zwarcu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2. Na podstawie analizy przebiegów zaobserwować można zdecydowaną różnicę w amplitudzie prądu fazy zwartej. W tym miejscu należy nadmienić, że ze względu na ograniczenia prądowe w algorytmach sterujących źródłem rozproszonym, GR nie jest w stanie wygenerować prądu ziemnozwarciowego o wartości odpowiadającej prądowi znamionowemu rezystora wymuszającego ($I_n = 150 \text{ A}$), tylko odpowiednio mniejsze, wynoszące w badanym przypadku 1,1 prądu znamionowego źródła rozproszonego. Bazując na przebiegu czasowym prądu uzyskać można także przebieg wartości składowej zerowej prądu I_0 (Rys. 7.60), która może być wielkością kryterialną wykorzystywaną do detekcji zwarc z ziemią, przy zastosowaniu czułych nastaw prądowych.

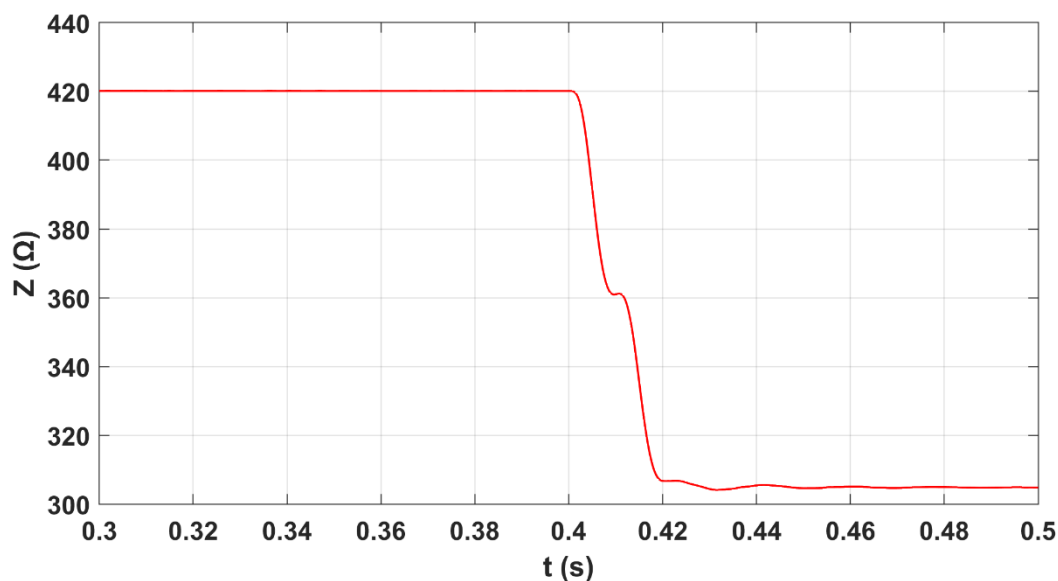


Rys. 7.59 Przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 przy zwarcu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2 w mikrosieci uziemionej przez rezystor zainstalowany przy źródle rozproszonym



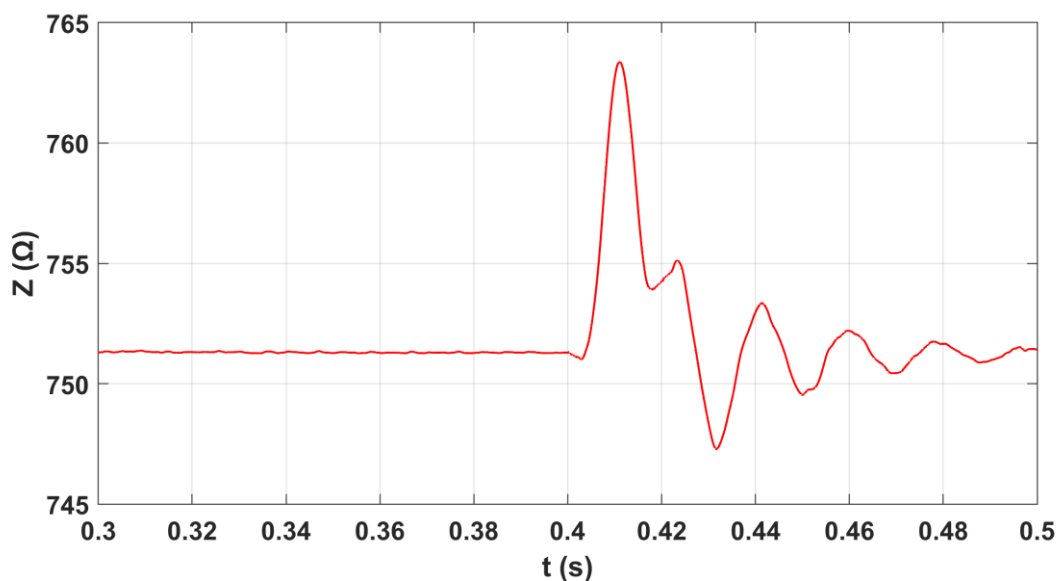
Rys. 7.60 Przebieg wartości składowej zerowej prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 przy zwarcu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2 w mikrosieci uziemionej przez rezystor zainstalowany przy źródle rozproszonym

W trakcie badań wykazano również selektywne działanie kryterium podimpedancyjnego dla składowej zgodnej (Rys. 7.61), które będzie zabezpieczeniem czulszym, niż zabezpieczenia nadprądowe reagujące na wzrost składowej zerowej.



Rys. 7.61 Przebieg wartości impedancji dla składowej zgodnej rejestrowany przez zabezpieczenie Z_2 przy zwarciu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2 w mikrosieci uziemionej przez rezystor zainstalowany przy źródle rozproszonym

Na Rys. 7.62 przedstawiono wartość modułu impedancji dla składowej zgodnej rejestrowanej przez zabezpieczenie Z_1 , zainstalowane za miejscem zwarcia. Przytoczony wykres potwierdza selektywność działania proponowanego kryterium. Kluczowym aspektem działania tego kryterium jest konieczność właściwego stopniowania zabezpieczeń w przypadku, gdy przed miejscem zwarcia zainstalowano więcej niż jeden przełącznik zabezpieczeniowy.



Rys. 7.62 Przebieg wartości impedancji dla składowej zgodnej rejestrowany przez zabezpieczenie Z_1 przy zwarciu jednofazowym ($R_f = 50 \Omega$) w miejscu 2 w mikrosieci uziemionej przez rezystor zainstalowany przy źródle rozproszonym

Opisane w tej części rozprawy doktorskiej badania udowadniają, że działanie części projektowanego adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego odpowiadającej za detekcję zwarcia z ziemią jest poprawne. Jednakże należy pamiętać o odpowiednim zlokalizowaniu urządzeń elektroenergetycznych mających na celu wspomaganie pracy zabezpieczeń ziemnozwarciowych.

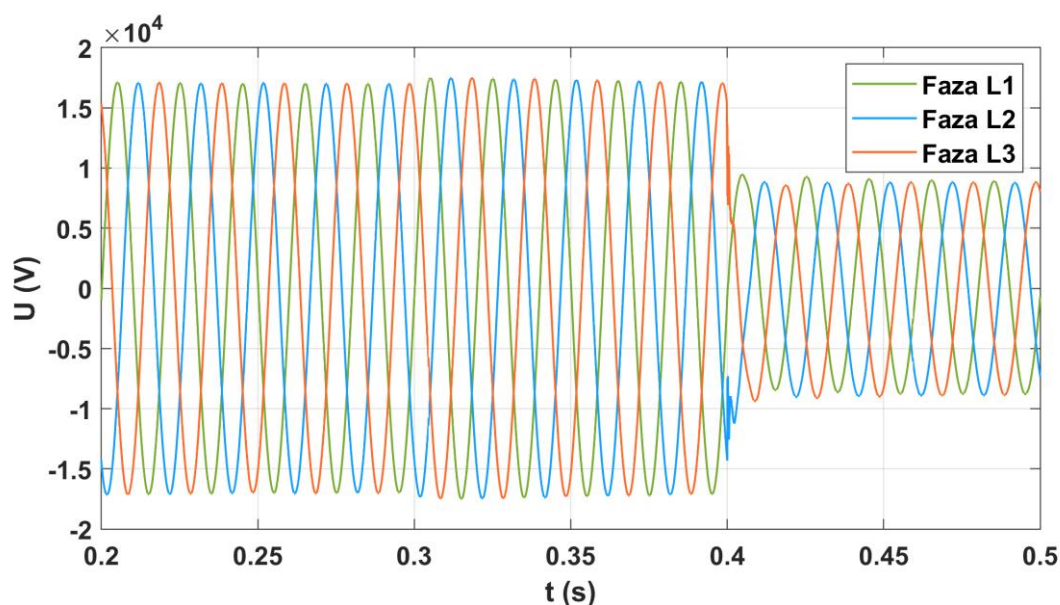
7.3. Praca wyspowa mikrosieci przy równoległym zasilaniu ze źródeł typu Grid Forming i Grid Supporting

Mikrosieć średniego napięcia może pracować przy zasilaniu nie tylko z jednego źródła rozproszonego, lecz także z dwóch lub więcej źródeł pracujących równolegle. W celu przebadania tego aspektu opracowano model symulacyjny mikrosieci z przyłączonymi dwoma źródłami rozproszonymi w postaci farm fotowoltaicznych o mocach 2 MW oraz 300 kW, pracujących odpowiednio w trybach Grid Forming i Grid Supporting. Zakres przeprowadzonych testów projektowanego algorytmu zabezpieczeniowego był analogiczny jak w przypadku zasilania jedynie ze źródła Grid Following. Dlatego też w dalszej części pracy opisane zostaną jedynie przypadki, w których działanie projektowanych kryteriów zabezpieczeniowych jest inne niż poprzednio. Główny nacisk zostanie położony na detekcję zwarcia międzyfazowych, a w szczególności trójfazowych.

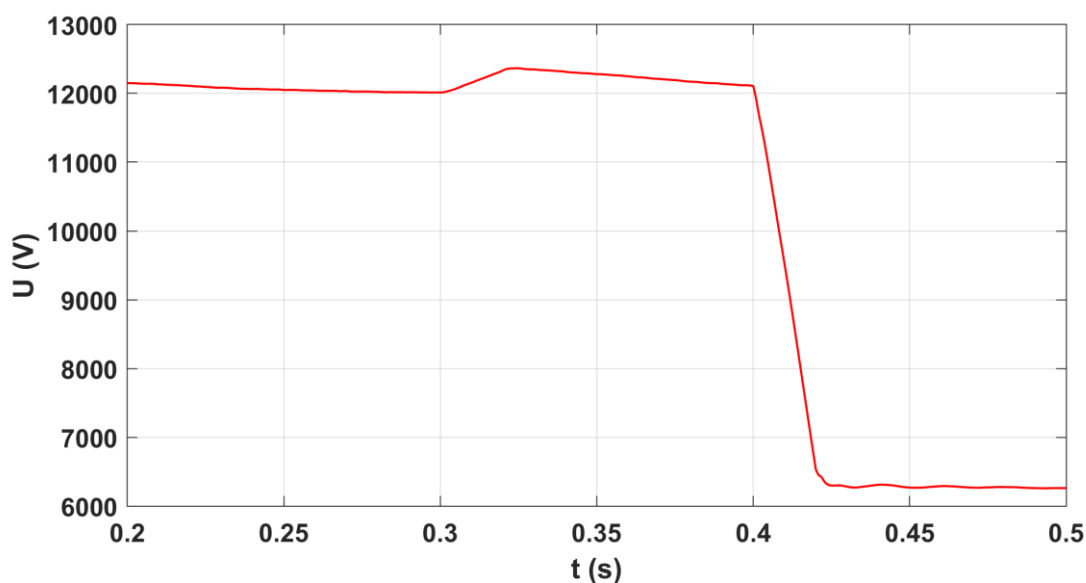
W pierwszym przeanalizowanym w sposób szczegółowy przypadku zamodelowano zwarcie trójfazowe niemetaliczne, o rezystancji przejścia $R_f = 150 \Omega$ w miejscu 4. Ze względu na to, że prąd zwarciovowy będzie płynął do miejsca uszkodzenia z dwóch źródeł zasilania, analizowane będą przebiegi napięć, prądów oraz innych wielkości rejestrowanych przez zabezpieczenia Z_3 i Z_4 .

W celu lepszego zrozumienia pracy źródła rozproszonego typu Grid Supporting pod uwagę będą brane również sygnały rejestrowane przez zabezpieczenie Z_{GS} . Ponadto na wszystkich zaprezentowanych poniżej przebiegach, w chwili $t = 0,3$ s, dochodzi do synchronizacji dwóch źródeł rozproszonych i osiągnięcia stanu ustalonego w badanej mikrosieci.

Zgodnie ze przewidywaniami zwarcia trójfazowemu towarzyszy zapad napięcia, który zaobserwować można na podstawie przebiegu czasowego napięcia rejestrowanego przez zabezpieczenie Z_4 (Rys. 7.63). W związku z tym, że zwarcie trójfazowe jest zakłóceniem symetrycznym, ponownie można analizować je na podstawie przebiegów składowych zgodnych. Na Rys. 7.64 zaprezentowano zmianę wartości składowej zgodnej napięcia w czasie. Zauważyć można, że w trakcie zwarcia doszło do zapadu napięcia wynoszącego około 50%. Bazując na tych pomiarach zaimplementować można kryterium podnapięciowe, które, jak wspomniano we wcześniejszych fragmentach pracy, nie będzie działało selektywnie w przypadku tego typu zakłóceń.

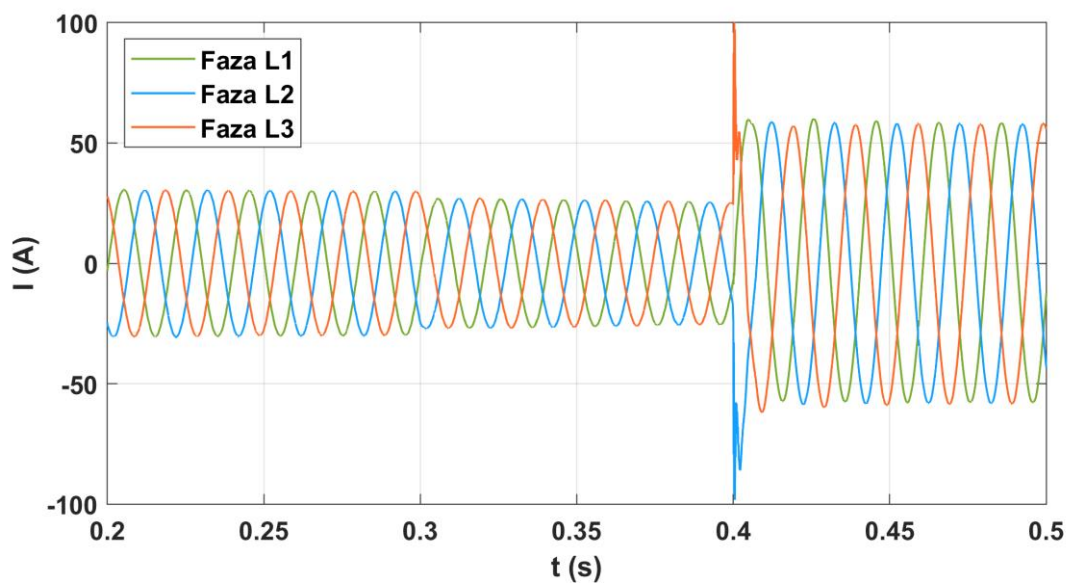


Rys. 7.63 Przebieg czasowy napięcia rejestrowany przez zabezpieczenie Z_4 przy zwarcia trójfazowym ($R_f = 150 \Omega$) w miejscu 4

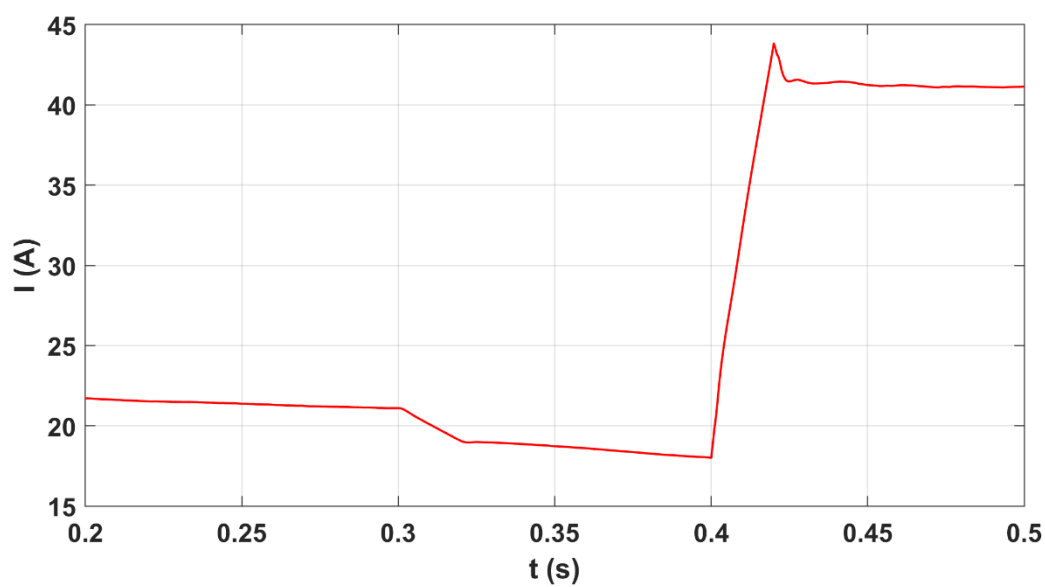


Rys. 7.64 Przebieg wartości składowej zgodnej napięcia rejestrowany przez zabezpieczenie Z_4 przy zwarciu trójfazowym ($R_f = 150 \Omega$) w miejscu 4

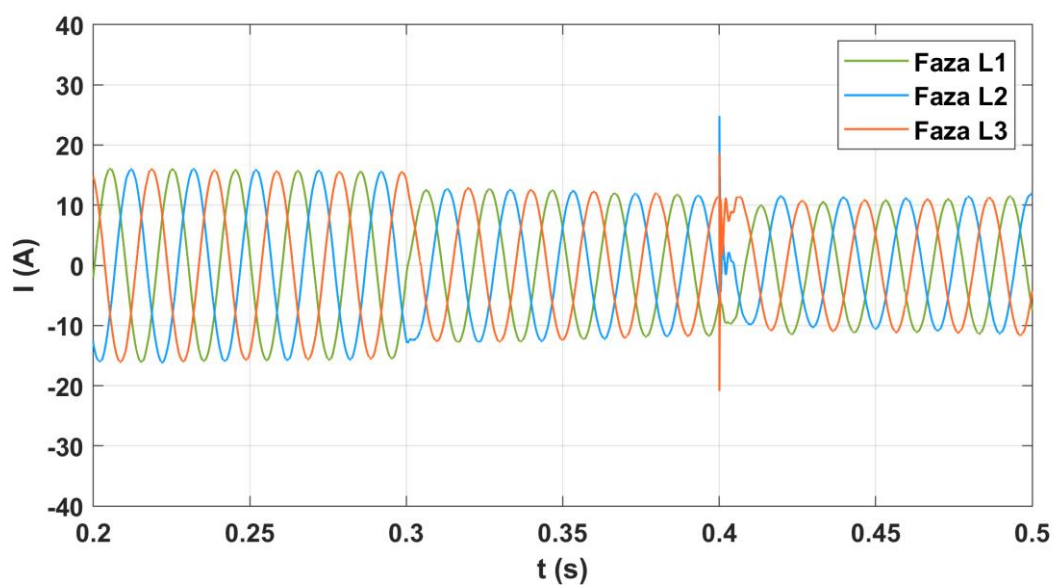
W analizowanym przypadku zwarcia trójfazowego ciekawym aspektem jest rozptył prądów zwarciovych pochodzących z dwóch różnych źródeł. Na Rys. 7.65 przedstawiono przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_3 , którego źródłem jest farma fotowoltaiczna pracująca w trybie Grid Forming. Bazując na przebiegu czasowym prądu otrzymano również przebieg wartości składowej zgodnej prądu (Rys. 7.66). Obserwowany wzrost wartości skutecznej prądu w trakcie zwarcia nie jest na tyle znaczący, żeby zasadnym było realizowanie członów wykonawczych zabezpieczenia na jego podstawie. W przypadku takim występować mogą problemy z odróżnieniem zwarcia od stanu obciążenia. Na Rys. 7.67 i Rys. 7.68 przedstawiono kolejno przebieg czasowy prądu oraz wartość składowej zgodnej tego prądu, zarejestrowane przez zabezpieczenie Z_4 . Prąd ten dopływa do miejsca zwarcia z farmy fotowoltaicznej pracującej w trybie Grid Supporting. Zaobserwować można niewielki wzrost mierzonego prądu, co skutkuje brakiem warunków do zadziałania dla prostego zabezpieczenia nadprądowego. Sytuacja jest analogiczna w przypadku pomiarów uzyskanych z zabezpieczenia Z_{GS} (Rys. 7.69 i Rys. 7.70).



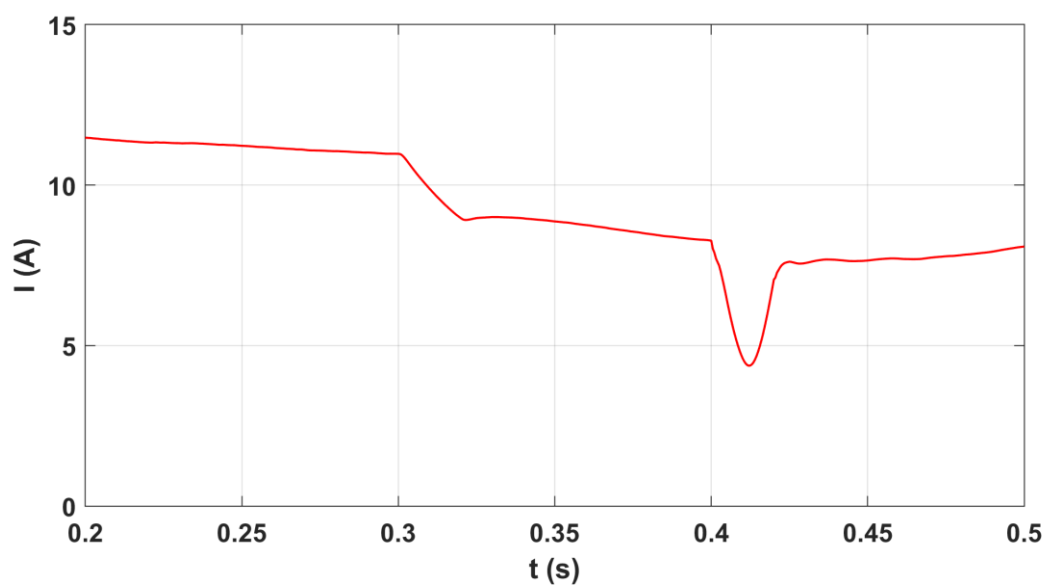
Rys. 7.65 Przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_3 przy zwarciu trójfazowym ($R_f = 150 \Omega$) w miejscu 4



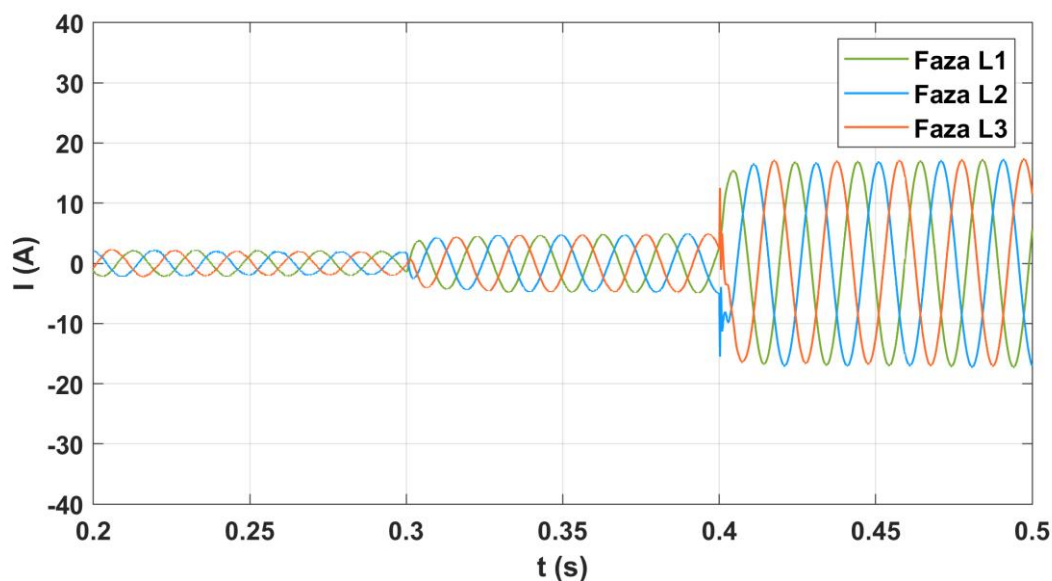
Rys. 7.66 Przebieg wartości składowej zgodnej prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_3 przy zwarciu trójfazowym ($R_f = 150 \Omega$) w miejscu 4



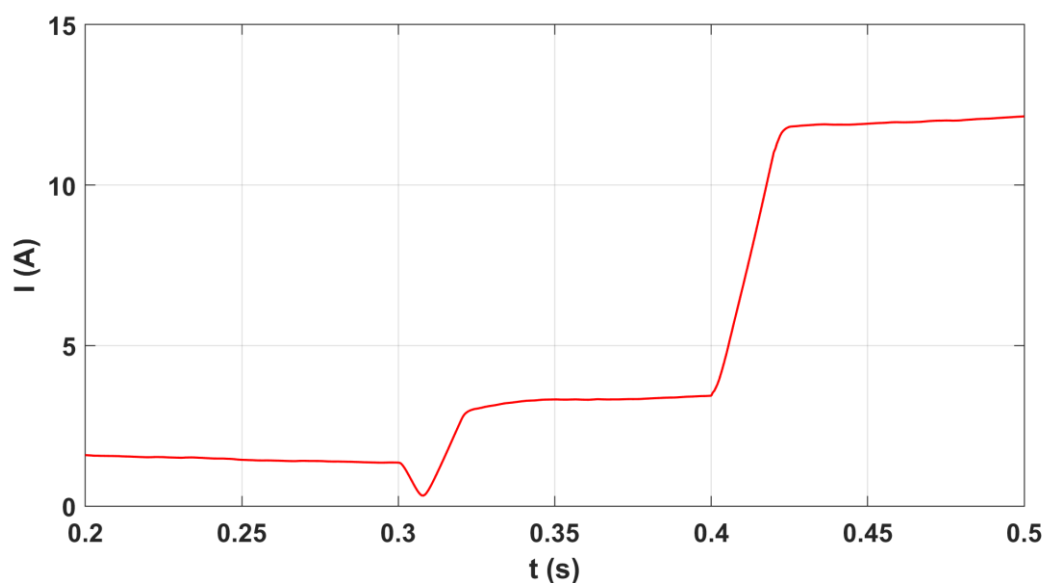
Rys. 7.67 Przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_4 przy zwarciu trójfazowym ($R_f = 150 \Omega$) w miejscu 4



Rys. 7.68 Przebieg wartości składowej zgodnej prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_4 przy zwarciu trójfazowym ($R_f = 150 \Omega$) w miejscu 4



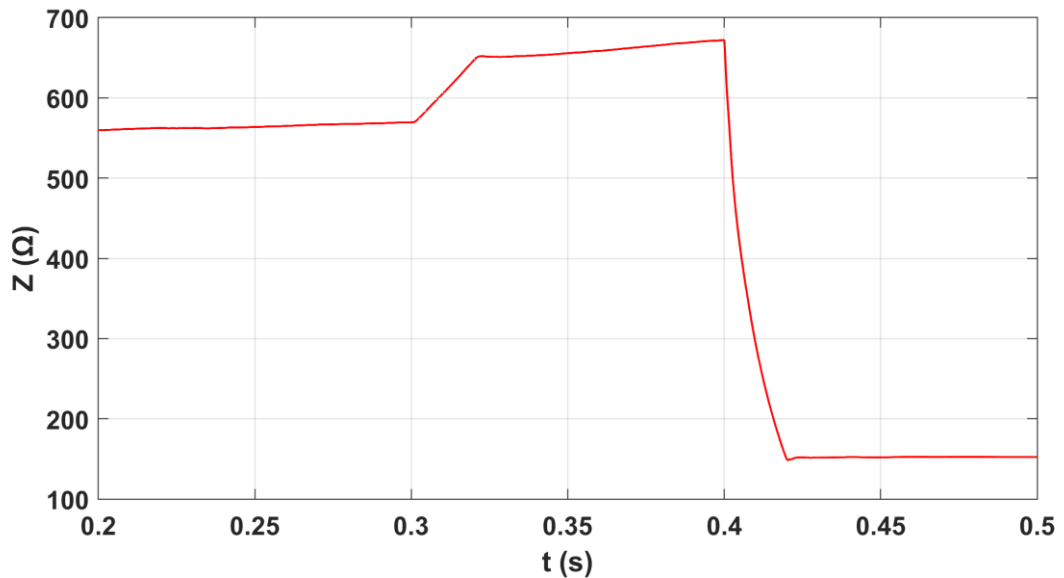
Rys. 7.69 Przebieg czasowy prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_{GS} przy zwarcii trójfazowym ($R_f = 150 \Omega$) w miejscu 4



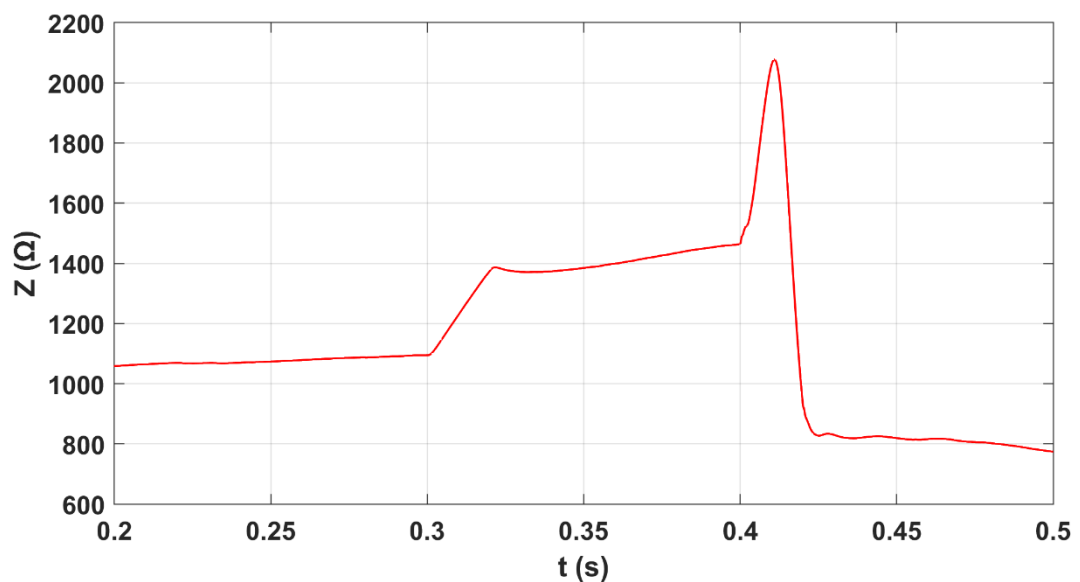
Rys. 7.70 Przebieg wartości składowej zgodnej prądu rejestrowany przez zabezpieczenie Z_{GS} przy zwarcii trójfazowym ($R_f = 150 \Omega$) w miejscu 4

Rozwiązaniem problemów z czułością działania zabezpieczeń nadprądowych może być zastosowanie opisywanego we wcześniejszych rozdziałach pracy kryterium podimpedancyjnego, kontrolującego moduł impedancji dla składowej zgodnej w różnych punktach zabezpieczeniowych. Zgodnie z założeniami, w przekaźnikach, przez które płynie prąd zwarciový, to jest: Z_3 (Rys. 7.71), Z_4 (Rys. 7.72) i Z_{GS} (Rys. 7.73) dochodzi do pobudzenia

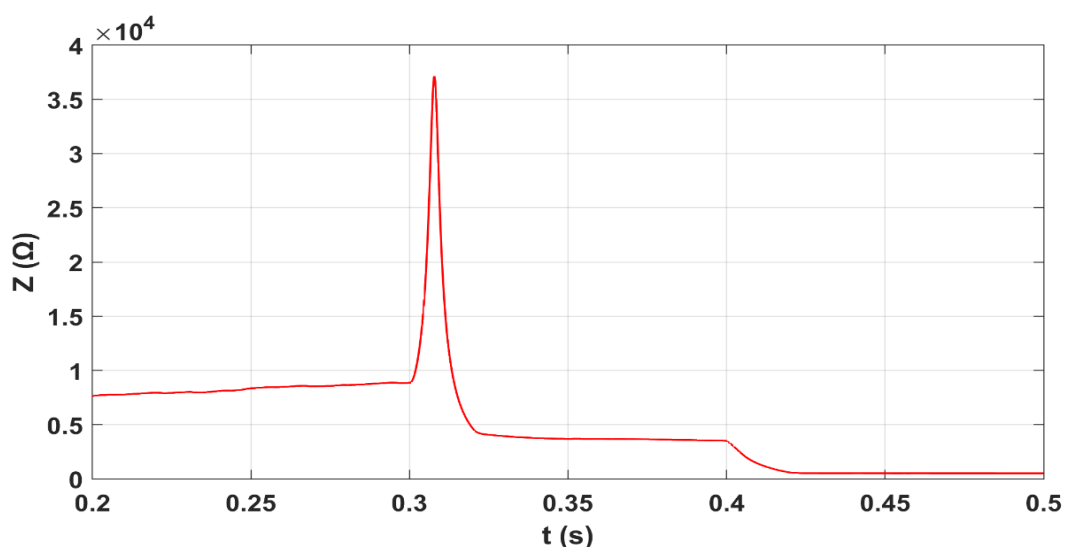
kryterium podimpedancyjnego. Przy zachowaniu odpowiedniego stopniowania nastaw, zachowana zostanie selektywność działania. Należy jednak zauważyć, że przy wyizolowaniu uszkodzonego odcinka bez zasilania zostanie fragment mikrosieci zlokalizowany za nim. Związane jest to z faktem, że źródło rozproszone typu Grid Supporting nie jest w stanie pracować bez źródła wzorcowego jakim jest dla niego źródło typu Grid Forming.



Rys. 7.71 Przebieg wartości impedancji dla składowej zgodnej rejestrowany przez zabezpieczenie Z_3 przy zwarciu trójfazowym ($R_f = 150 \Omega$) w miejscu 4



Rys. 7.72 Przebieg wartości impedancji dla składowej zgodnej rejestrowany przez zabezpieczenie Z_4 przy zwarciu trójfazowym ($R_f = 150 \Omega$) w miejscu 4



Rys. 7.73 Przebieg wartości impedancji dla składowej zgodnej rejestrowany przez zabezpieczenie Z_{GS} przy zwarciu trójfazowym ($R_f = 150 \Omega$) w miejscu 4

7.4. Wnioski z badań

Przeprowadzone, szczegółowe analizy projektowanego adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego obejmowały swoim zakresem wiele rodzajów zakłóceń, charakteryzujących się zarówno odmiennymi lokalizacjami, typami zwarć a także ich rezystancjami przejścia. Zrealizowane badania potwierdzają, że do detekcji zakłóceń występujących w mikrosieciach o różnej strukturze, w przypadku zwarć międzyfazowych z powodzeniem mogą być wykorzystywane kryteria:

- bazujące na składowych przeciwnych prądu i napięcia,
- napięciowe,
- podimpedancyjne,
- kontrolujące moc w punkcie przyłączenia generacji rozproszonej do sieci.

W aspekcie ochrony przed zwarciami doziemnymi wykorzystać można przede wszystkim kryteria:

- bazujące na składowych zerowych prądu i napięcia,
- podimpedancyjne dla składowej zgodnej lub impedancyjne dla składowej zerowej.

W przypadku parametryzacji proponowanych kryteriów zabezpieczeniowych należy pamiętać o odpowiednim ich doborze w aspekcie rodzaju zabezpieczanej mikrosieci. Szczegółowe wymagania dotyczące banków nastaw kryteriów zabezpieczeniowych wchodzących w skład projektowanego adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego zostaną przedstawione w kolejnym rozdziale.

8. Banki nastaw

Szczegółowe nastawy kryteriów zabezpieczeniowych wchodzących w skład projektowanego adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego będą różniły się w zależności od trybu pracy mikrosieci. W związku z tym, zainstalowane wewnątrz zabezpieczanej mikrosieci przekaźniki zabezpieczeniowe będą wyposażone w wiele banków nastaw, adekwatnych do konkretnej, aktualnej struktury mikrosieci i będą aktywowane w sposób automatyczny. Szczegółowe nastawy kryteriów zabezpieczeniowych zostaną przedstawione z uwzględnieniem podziału na sposób pracy mikrosieci oraz rodzaj wykrywanych zakłóceń.

8.1. Ogólne wytyczne doboru nastaw

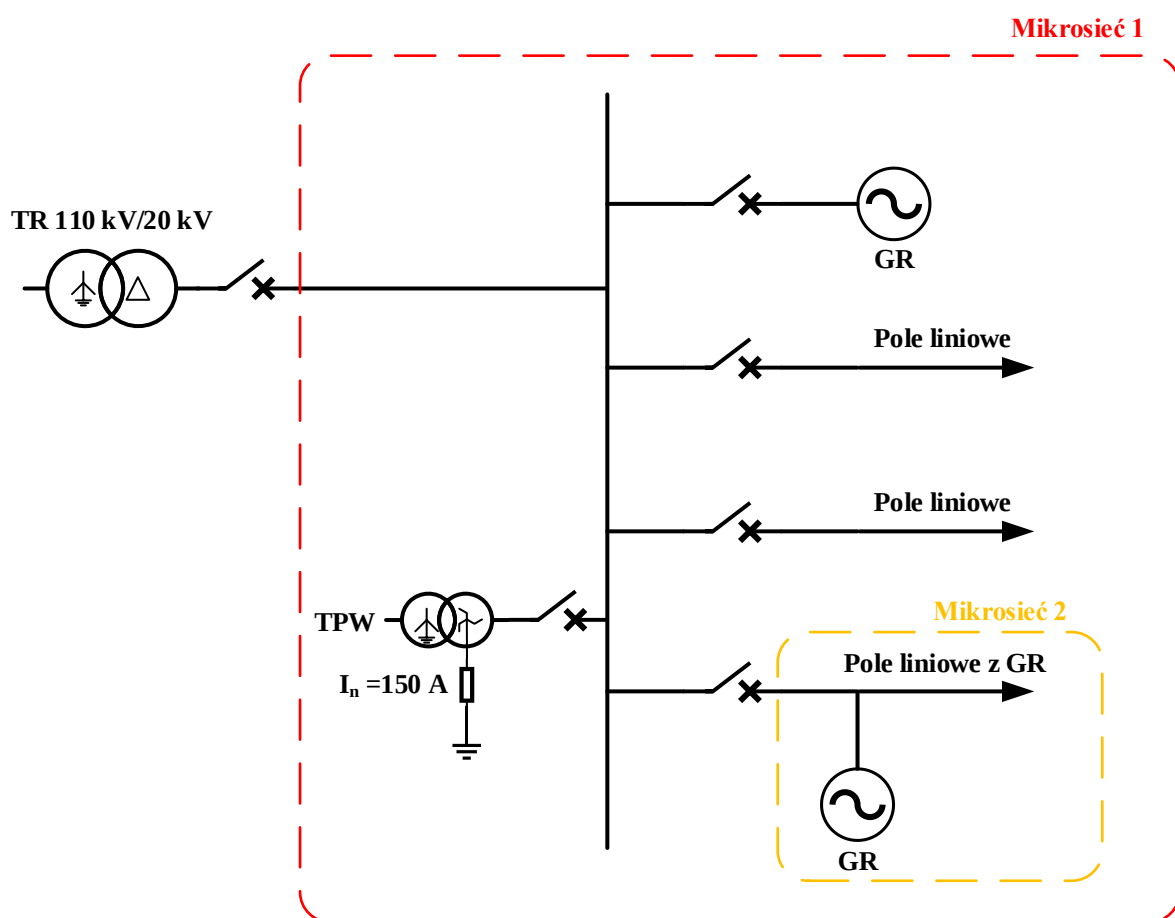
8.1.1. Połączenie mikrosieci z systemem elektroenergetycznym

Najmniej wymagającym aspektem związanym z doбором nastaw dla mikrosieci średniego napięcia jest przypadek, w którym pracuje ona w połączeniu z systemem elektroenergetycznym. Z uwagi na dużą wartość mocy zwarciowej pochodzącej ze standardowych generatorów synchronicznych nie występują problemy z wykorzystywaniem standardowych, dobrze rozpoznanych kryteriów zabezpieczeniowych. Zostało to udowodnione na podstawie szczegółowych badań symulacyjnych, opisanych w rozdziale 7. Wobec tego zasadnym jest stosowanie standardowych algorytmów doboru nastaw oraz wyliczonych już konkretnych wartości zarówno dla zabezpieczeń chroniących przed zwarciami międzyfazowymi, jak i doziemnymi [4], [224].

8.1.2. Praca wyspowa mikrosieci

Kluczowym zagadnieniem związanym z pracą projektowanego adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego jest przygotowanie optymalnych banków nastaw, które umożliwią niezawodną detekcję i eliminację zakłóceń w mikrosieciach średniego napięcia pracujących w trybie wyspowym. W tym celu przedstawiony zostanie algorytm doboru nastaw dla poszczególnych kryteriów zabezpieczeniowych proponowanych przez autora niniejszej rozprawy. Należy jednak zauważyć, że aktywne kryteria zabezpieczeniowe oraz ich konkretne nastawy zależne będą od rodzaju wydzielonej mikrosieci. Na podstawie Rys. 8.1 można zaobserwować, że istnieje więcej niż jedna możliwość wydzielenia mikrosieci, które różnią się liczbą i rodzajem przyłączonych odbiorów, źródeł rozproszonych oraz urządzeń elektroenergetycznych. Wariant 1 zakłada wykorzystanie dwóch źródeł rozproszonych,

z których jedno, charakteryzujące się większą mocą znamionową, powinno być sterowane z wykorzystaniem algorytmu Grid Forming, natomiast drugie powinno realizować algorytm Grid Supporting lub alternatywnie Grid Following. Dodatkowo w skład wydzielonej mikrosieci wchodzi także urządzenia poprawiające pracę zabezpieczeń ziemnozwarciowych, tj.: transformator uziemiający i rezystor wymuszający. W przypadku wariantu 2 wydzielona mikrosieć obejmuje jedynie odbiory oraz jedno źródło rozproszone typu Grid Forming. Struktura różniących się od siebie obu wariantów wymusza stosowanie odmiennych kryteriów zabezpieczeniowych oraz wartości nastawczych.



Rys. 8.1 Możliwości wydzielenia różnego rodzaju mikrosieci na przykładzie jednej z sekcji stacji GPZ

- **Zwarcia międzyfazowe**

W trakcie doboru nastaw zabezpieczeń chroniących przed zwarciami międzyfazowymi pod uwagę należy wziąć liczbę i lokalizację źródeł rozproszonych pracujących w mikrosieci oraz lokalizację przekaźników zabezpieczeniowych wraz z aparaturą łączeniową. Dzięki temu uniknąć można nadmiarowych zadziałań związanych ze zmianą kierunku przepływu mocy

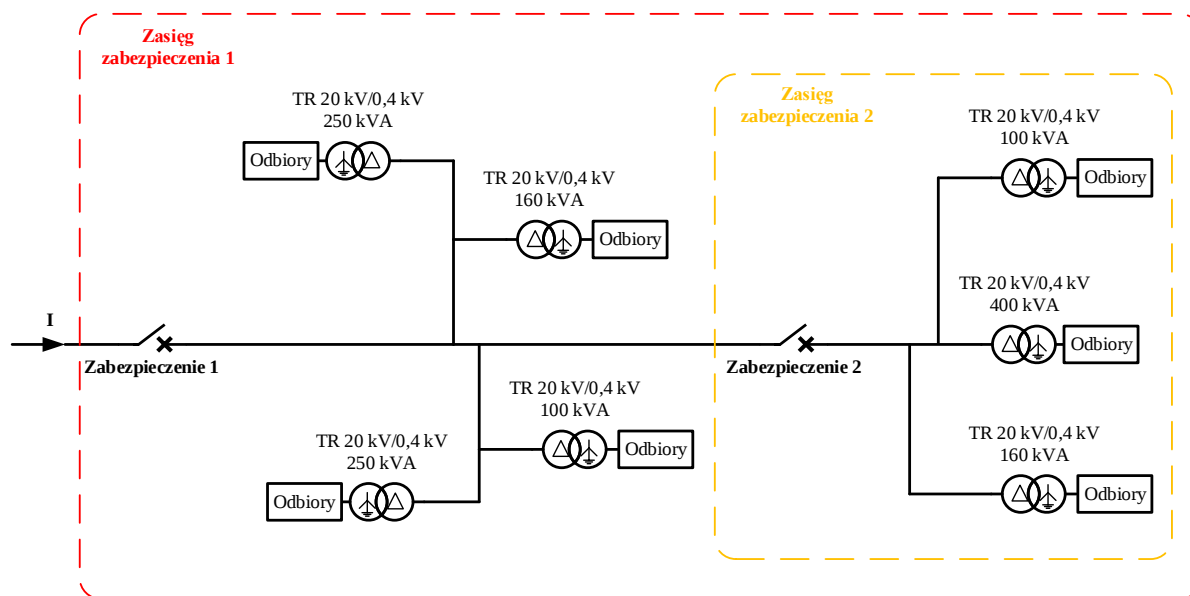
zwarciowej. Ponadto w procesie tym należy zastanowić się nad oczekiwaną czułością działania zabezpieczenia, rozumianą jako zakres wykrywanych rezystancji przejścia. Zdaniem autora w aspekcie eksploatacyjnym w zupełności wystarczającą wartością jest w tym przypadku 500Ω , co wykazała także analiza różnego rodzaju zakłóceń występujących w sieciach rzeczywistych. Oprócz oczekiwanych wartości wielkości kryterialnych mierzonych przez projektowane zabezpieczenie istotnym jest dobór odpowiednich zwłok czasowych, dzięki którym rozróżnić można będzie pobudzenia lub zadziałania zabezpieczeń. Dodatkowo pozwoli to odstroić się od stanów przejściowych, m.in. zmian obciążeń występujących w mikrosieciach średniego napięcia. Na podstawie odpowiedniego doboru parametrów nastawczych, takich jak wartość rozruchowa oraz zwłoka czasowa, dokonać można stopniowania zabezpieczeń, co zapewni selektywność ich działania. Sposób doboru nastaw opisany zostanie na przykładzie zabezpieczenia zainstalowanego przy źródle typu Grid Forming.

Głównym kryterium zabezpieczeniowym, proponowanym do detekcji różnego rodzaju zwarć międzyfazowych w mikrosieciach pracujących w trybie wyspowym jest kryterium podimpedancyjne $Z_1 <$. W projektowanym adaptacyjnym algorytmie zabezpieczeniowym idea działania tego kryterium polega na bieżącej kontroli impedancji dla składowej zgodnej, mierzonej w danym punkcie zabezpieczeniowym. Szczegółowe testy opisane w rozdziale 7 udowodniły skuteczność i selektywność jego działania. Na potrzeby realizacji opracowanego schematu zabezpieczeniowego wystarczającym zagadnieniem jest kontrola modułu impedancji dla składowej zgodnej. Należy nadmienić, że wartość impedancji w stanie ustalonym ściśle zależy od aktualnego obciążenia zabezpieczanej mikrosieci oraz od profilu generowanej energii elektrycznej. Wartość nastawczą modułu impedancji dla składowej zgodnej można obliczyć na podstawie wzoru (8.1)

$$Z_{1nast} \leq \frac{U_{1n}}{\sum_{i=1}^N I_{odb_i}} \quad (8.1)$$

gdzie: I_{odb_i} - prąd znamionowy i-tego odbiornika zainstalowanego za punktem zabezpieczeniowym, U_{1n} - wartość znamionowa składowej zgodnej napięcia sieciowego.

W większości przypadków sumę prądów znamionowych odbiorników traktować można jako sumę prądów znamionowych transformatorów SN/nn zainstalowanych za punktem zabezpieczeniowym. Uwidacznia to Rys. 8.2, na którym kolorem czerwonym zaznaczono zasięg zabezpieczenia 1 (obejmuje on wszystkie transformatory za zabezpieczeniem 1) a pomarańczowym zasięg zabezpieczenia 2 (jedynie transformatory za zabezpieczeniem 2).



Rys. 8.2 Zasięg zabezpieczenia podimpedancyjnego

W przypadku, gdy w mikrosieci oprócz standardowych odbiorów w postaci stacji transformatorowych SN/nn, przyłączony będzie inny odbiornik na poziomie średniego napięcia, np.: silnik wysokonapięciowy 6 kV, pod uwagę należy wziąć również jego prąd znamionowy.

Obliczona na podstawie wzoru (8.1) nastawa będzie wartością graniczną, dla najbardziej niekorzystnego stanu obciążenia znamionowego. Stopniowanie czasowe w poszczególnych punktach zabezpieczeniowych realizować można w sposób standardowy, który przewiduje zwłokę czasową o $\Delta t = 0,3$ s większą dla każdego kolejnego zabezpieczenia zlokalizowanego bliżej źródła zasilania.

W punkcie zabezpieczeniowym instalowanym przy źródle rozproszonym typu Grid Forming zaimplementować można również różnego rodzaju dodatkowe kryteria, pełniące funkcje zabezpieczeń rezerwowych. Pierwszym z nich jest kryterium podnapięciowe. Jego działanie nastawione powinno być tylko i wyłącznie na sygnalizację. W przypadku, gdy inne zabezpieczenia chroniące przed zwarciami międzyfazowymi zawiodą i nie będą w stanie selektywnie usunąć zakłócenia, służby ruchowe OSD mogą, na podstawie działania kryterium podnapięciowego, zdalnie wyłączać poszczególne fragmenty mikrosieci oraz monitorować wskazania zabezpieczeń. Metoda ta skutkuje bardziej rozległymi przerwami dla odbiorców, ale stosowana jest wyłącznie w sytuacjach skrajnych. Kryterium podnapięciowe nastawiać można na podstawie wzoru (8.2).

$$U_{nast} \leq 0,85U_{nf} \quad (8.2)$$

gdzie: U_{nf} - znamionowe napięcie fazowe sieci.

Zwłoka czasowa tego zabezpieczenia nie powinna być mniejsza niż 1 s.

Jak wspomniano powyżej, głównym kryterium wykorzystywanym do detekcji różnego rodzaju zwarć międzyfazowych jest kryterium podimpedancyjne i to ono traktowane jest jako zabezpieczenie podstawowe. Fakt ten potwierdziły również przeprowadzone na potrzeby rozprawy badania symulacyjne. Jednakże jako zabezpieczenia rezerwowe, do detekcji zwarć dwufazowych z powodzeniem można wykorzystać kryteria oparte o pomiary składowych przeciwnych napięcia i prądu. Kryterium zabezpieczeniowe realizowane w oparciu o wzrost składowej przeciwnej napięcia, nazywane w dalszych częściach pracy kryterium nadnapięciowym $U_2 >$, charakteryzuje się brakiem selektywności w działaniu, ponieważ składowa przeciwna napięcia rejestrowana jest podczas zwarcia dwufazowego w każdym punkcie zabezpieczeniowym. W związku z tym, informację o wzroście tej wielkości wykorzystać można jedynie w kontekście sygnalizacji zakłócenia. W przypadku braku selektywnego zadziałania innych kryteriów zabezpieczeniowych lokalizacja miejsca uszkodzenia przebiegać powinna w sposób analogiczny jak dla kryterium podnapięciowego. Wartość nastawczą kryterium nadnapięciowego dla składowej przeciwnej obliczyć można za pomocą wzoru (8.3)

$$U_{2nast} \geq 0,08U_{nf} \quad (8.3)$$

gdzie: U_{nf} - znamionowe napięcie fazowe sieci.

Analogicznie jak w przypadku innych kryteriów napięciowych, zwłoka czasowa tego zabezpieczenia nie powinna być mniejsza niż 1 s.

W przeciwieństwie do wyżej opisywanych kryteriów napięciowych, na podstawie informacji o wzroście składowej przeciwnej prądu zaimplementować można kryterium nadprądowe $I_2 >$, charakteryzujące się selektywnością działania w szerokim zakresie wykrywanych rezystancji przejścia. Może być ono wykorzystywane w każdym z przekładników zabezpieczeniowych zainstalowanych w mikrosieci. Jednakże w związku z tym, że na drodze prądu zwarciaowego zainstalowanych może być wiele przekładników zabezpieczeniowych należy pamiętać o stopniowaniu zabezpieczeń. Ze względu na stosunkowo małe wartości mierzonej składowej przeciwnej prądu nie ma konieczności realizacji kryterium nadprądowego $I_2 >$ w więcej niż jednym stopniu. Nastawę kryterium nadprądowego dla składowej przeciwnej obliczyć można za pomocą wzoru (8.4).

$$I_{2nast} \geq k_b I_{2nat} \quad (8.4)$$

gdzie: k_b - współczynnik bezpieczeństwa ($1,5 \div 2$), I_{2nat} - naturalna asymetria sieci (maksymalna wartość składowej przeciwnej prądu w stanie ustalonym).

W przypadku implementacji tego kryterium w pracującej sieci należy dokonać pomiarów naturalnej asymetrii. Jednakże, w procesie projektowania zabezpieczeń dla nowej mikro sieci, przyjąć można $I_{2nat} = 2$ A. Dodatkowo w procesie nastawiania zabezpieczeń w mikro sieci zasilającej odbiory przemysłowe, można wprowadzić dodatkową blokadę napięciową wspomagającą selektywność działania (rozdział 6.) Jej wartość wynosić może $0,8 U_n$.

- **Zwarcia doziemne**

Dobór rodzaju kryteriów ziemnozwarciowych oraz ich nastaw dla mikro sieci średniego napięcia uzależniony jest w dużej mierze od sposobu pracy jej punktu neutralnego. Jedynym kryterium wchodzącym w skład projektowanego algorytmu zabezpieczeniowego, które z powodzeniem wykorzystywane może być w każdym rodzaju mikro sieci jest kryterium nadnapięciowe $U_0 >$. Jednakże podobnie jak w przypadku pozostałych kryteriów napięciowych, jego działanie nie jest selektywne. W związku z tym, powinno ono jedynie sygnalizować obecność zakłócenia. Dalsze działania dotyczące jego eliminacji pozostają w kompetencji służb ruchowych OSD. Nastawę kryterium nadnapięciowego dla składowej zerowej obliczyć można na podstawie wzoru (8.5)

$$U_{0nast} \geq 0,08 U_{nf} \quad (8.5)$$

gdzie: U_{nf} - znamionowe napięcie fazowe sieci.

Zwłoka czasowa tego zabezpieczenia nie powinna być mniejsza niż 1 s.

- Sieć izolowana

Na podstawie szczegółowych badań symulacyjnych, zwartych w rozdziale 7, do ochrony mikro sieci pracującej z izolowanym punktem neutralnym przed zwarciami doziemnymi, jako zabezpieczenie podstawowe zastosowano kryterium impedancyjne dla składowej zerowej $Z_0 >$. W przypadku tego kryterium oprócz modułu impedancji dla składowej zerowej analizować należy również jej argument, innymi słowy przesunięcie fazowe pomiędzy wektorami składowej zerowej napięcia i prądu φ_0 . Zabezpieczenie uzyskuje zezwolenie na zadziałanie tylko i wyłącznie gdy argument impedancji dla składowej zerowej wyniesie 90° , co odpowiada prądowi ziemnozwarciowemu o charakterze pojemnościowym. Dodatkowo

w stanie ustalonym, ze względu na występowanie szumów w pomiarach składowej zerowej napięcia i prądu mierzona impedancja dla składowej zerowej może przekroczyć wartości rozruchowe. W związku z tym początek działania tego kryterium uzależnić należy od wykrycia wzrostu składowej zerowej napięcia U_0 . Ze względu na bardzo małe wartości prądu składowej zerowej I_0 , próg rozruchowy dla każdego zabezpieczenia będzie przyjmował jednakowe wartości. W celu zachowania selektywności działania oprócz zastosowania blokady kierunkowej należy uwzględnić także odpowiednie stopniowanie czasowe zabezpieczeń. Wartość nastawczą impedancji dla składowej zerowej obliczyć można z wykorzystaniem wzoru (8.6)

$$Z_{0nast} \geq \frac{0,1U_{nf}}{I_{0min}} \quad (8.6)$$

gdzie: U_{nf} - znamionowe napięcie fazowe sieci, I_{0min} - minimalna wartość składowej zerowej prądu wynikająca z naturalnej asymetrii sieci.

W praktyce jako I_{0min} przyjąć można wartość około 1 A. Zasady doboru zwłoki czasowej pozostają takie jak w przypadku kryterium podimpedancyjnego dla składowej zgodnej.

- Sieć uziemiona przez rezystor

W przypadku mikrosieci pracującej z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor istnieje więcej możliwości w kwestii doboru kryteriów ziemnozwarciowych. Jak wspomniano w rozdziale 7, poprawność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych zależy od miejsca zainstalowania aparatury uziemiającej. Na podstawie badań symulacyjnych stwierdzono, że optymalnym rozwiązaniem jest przyłączenie transformatora uziemiającego wraz z rezystorem wymuszającym w rozdzielnicy źródła rozproszonego typu Grid Forming. Dzięki takiemu podejściu jako podstawowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe wykorzystać można kryterium nadprądowe $I_0 >$. Ze względu na stosunkowo małe wartości składowej zerowej prądu zaleca się wykonanie tego kryterium jako jednostopniowe. W celu zachowania selektywności działania, przy doborze nastaw dla konkretnych przekładników zabezpieczeniowych należy pamiętać o odpowiednim stopniowaniu czasowym i prądowym. Nastawę prądową tego kryterium obliczyć można za pomocą wzoru (8.7)

$$I_{0nast} = k_b \frac{I_{Rn}}{100} \quad (8.7)$$

gdzie: k_b - współczynnik bezpieczeństwa (1,5÷2,5), I_{Rn} - znamionowy prąd rezystora wymuszającego.

Selektywną detekcję zwarć doziemnych w mikrosieci uziemionej przez rezystor uzyskać można także przez zastosowanie kryterium podimpedancyjnego dla składowej zgodnej, które może pełnić funkcję zabezpieczenia rezerwowego. Podobnie jak w przypadku parametryzacji tego kryterium w aspekcie wykrywania zwarć międzyfazowych, także i tutaj kontrolować należy moduł impedancji w stanie ustalonym. Znaczącą różnicą w działaniu tego zabezpieczenia w zależności od rodzaju wykrywanego zakłócenia jest jego czułość. Nastawy tego kryterium przy pełnieniu funkcji zabezpieczenia ziemnozwarciowego będą dużo wyższe niż w przypadku zwarć międzyfazowych. W związku z tym, w celu odstrojenia się od błędnych działań w przypadku przeciążeń należy wprowadzić rozruchowy element nadnapięciowy reagujący na wzrost składowej zerowej napięcia U_0 . Człon ten powinien być nastawiany tak, jak zabezpieczenie nadnapięciowe $U_0 >$. Wartość impedancji nastawczej obliczyć należy według wzoru (8.8)

$$Z_{1nast} \leq k_c \frac{U_{1n}}{\sum_{i=1}^N I_{odb_i}} \quad (8.8)$$

gdzie: k_c - współczynnik czułości ($1,1 \div 1,5$), I_{odb_i} - prąd znamionowy i-tego transformatora zainstalowanego za punktem zabezpieczeniowym, U_{1n} - wartość znamionowa składowej zgodnej napięcia sieciowego.

Sposób doboru nastawy kryterium podimpedancyjnego w aspekcie wykrywania zwarć doziemnych jest zbliżony do przypadku ochrony przed zwarciami międzyfazowymi. Różnicę stanowi współczynnik czułości zwiększający czułość działania zabezpieczenia. W trakcie procesu projektowania układu zabezpieczeniowego należy również zastanowić się nad tym, które z kryteriów będzie podstawowym zabezpieczeniem ziemnozwarciowym, ponieważ wpływa to na dobór zwłok czasowych. W danym punkcie zabezpieczeniowym kryterium podstawowe będzie działało szybciej niż rezerwowe. Rekomenduje się zastosowanie kryterium $I_0 >$ jako podstawowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe dla sieci uziemionej przez rezystor, a kryterium $Z_1 <$ jako zabezpieczenie rezerwowe.

8.2. Przykład doboru nastaw dla badanej mikrosieci

Na podstawie informacji zawartych w powyższym podrozdziale dokonano doboru nastaw dla przekaźników zabezpieczeniowych zainstalowanych w badanej mikrosieci. W celu ułatwienia zrozumienia tego procesu poniżej przedstawiono przykładowe obliczenia. Dobór wartości rozruchowych przeprowadzono dla przekaźnika zabezpieczeniowego

zainstalowanego przy źródle Grid Forming, tak aby ukazać metodologię doboru nastaw dla wszystkich projektowanych kryteriów zabezpieczeniowych.

Nastawy dla zabezpieczeń wykorzystywanych do detekcji zwarć międzyfazowych obliczono w następujący sposób:

- podimpedancyjne dla składowej zgodnej:

$$Z_{1nast} \leq \frac{U_{1n}}{\sum_{i=1}^N I_{odb_i}} = \frac{12000 V}{64,7 A} = 185 \Omega$$

- podnapięciowe:

$$U_{nast} \leq 0,85 U_{nf} = 0,85 * 12000 V = 10200 V$$

- nadnapięciowe dla składowej przeciwnej:

$$U_{2nast} \geq 0,08 U_{nf} = 0,08 * 12000 V = 960 V$$

- nadprądowe dla składowej przeciwnej:

$$I_{2nast} \geq k_b I_{2nat} = 2 * 2 A = 4 A$$

W przypadku detekcji zwarć doziemnych wykorzystano natomiast następujące kryteria:

- nadnapięciowe dla składowej zerowej – dla wszystkich sposobów pracy punktu neutralnego:

$$U_{0nast} \geq 0,08 U_{nf} = 0,08 * 12000 V = 960 V$$

- impedancyjne dla składowej zerowej – dla sieci izolowanej:

$$Z_{0nast} \geq \frac{0,1 U_{nf}}{I_{0min}} = \frac{0,1 * 12000 V}{1 A} = 1200 \Omega$$

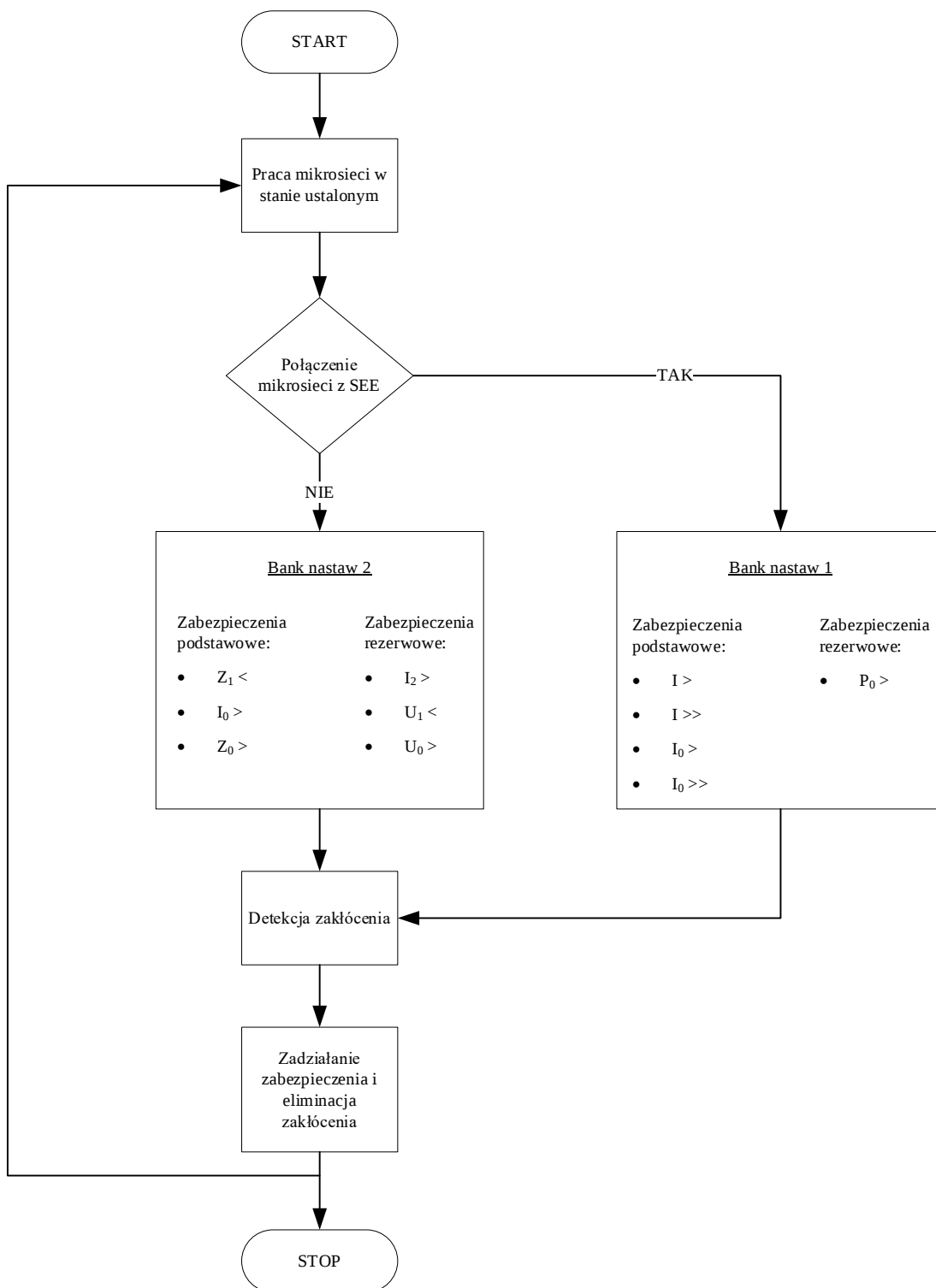
- nadprądowe dla składowej zerowej – dla sieci uziemionej przez rezystor:

$$I_{0nast} \geq k_b \frac{I_{Rn}}{100} = 1,5 * \frac{150 A}{100} = 2,25 A$$

- podimpedancyjne dla składowej zgodnej – dla sieci uziemionej przez rezystor:

$$Z_{1nast} \leq k_c \frac{U_{1n}}{\sum_{i=1}^N I_{odb_i}} = 1,1 * \frac{12000 V}{64,7 A} = 204 \Omega$$

Aktywność poszczególnych banków nastaw w przekaźnikach zabezpieczeniowych ściśle zależy od trybu pracy mikrosieci. Na Rys. 8.3 przedstawiono schemat blokowy adaptacji zabezpieczeń na przykładzie przekaźnika zainstalowanego przy źródle rozproszonym.



Rys. 8.3 Adaptacja zabezpieczeń na przykładzie przekaźnika zainstalowanego przy źródle rozproszonym typu Grid Forming

Na podstawie przedstawionego na Rys. 8.3 schematu blokowego adaptacji zabezpieczeń zaobserwować można, jak zmieniają się aktywne kryteria zabezpieczeniowe w zależności od połączenia z systemem elektroenergetycznym lub jego braku.

8.2.1 Połączenie mikrosieci z systemem elektroenergetycznym

Połączenie mikrosieci z systemem elektroenergetycznym zapewnia dużą moc zwarciovą, dzięki czemu zabezpieczenia elektroenergetyczne, w szczególności te, wykorzystywane do detekcji zwarc międzyfazowych posiadają bardzo dobre warunki do zadziałania. Z powodzeniem stosowane mogą być kryteria oraz nastawy powszechnie stosowane przez poszczególnych OSD. Są to między innymi kryteria nadprądowe pierwszego i drugiego stopnia, kryteria zerowoprądowe pierwszego i drugiego stopnia oraz kryterium czynnomocowe. W Tab. 8.1 zestawiono nastawy wykorzystywane w przekaźniku zabezpieczeniowym zainstalowanym w polu liniowym stacji GPZ. Kryterium czynnomocowe nastawiane jest z kątem maksymalnej czułości wynoszącym 0° . Zabezpieczenia zlokalizowane w głębi sieci będą posiadały standardowe nastawy, dostosowane do współpracy z systemem elektroenergetycznym.

Tab. 8.1 Wartości nastawcze kryteriów zabezpieczeniowych zaimplementowanych w przekaźniku zabezpieczeniowym zainstalowanym w polu liniowym

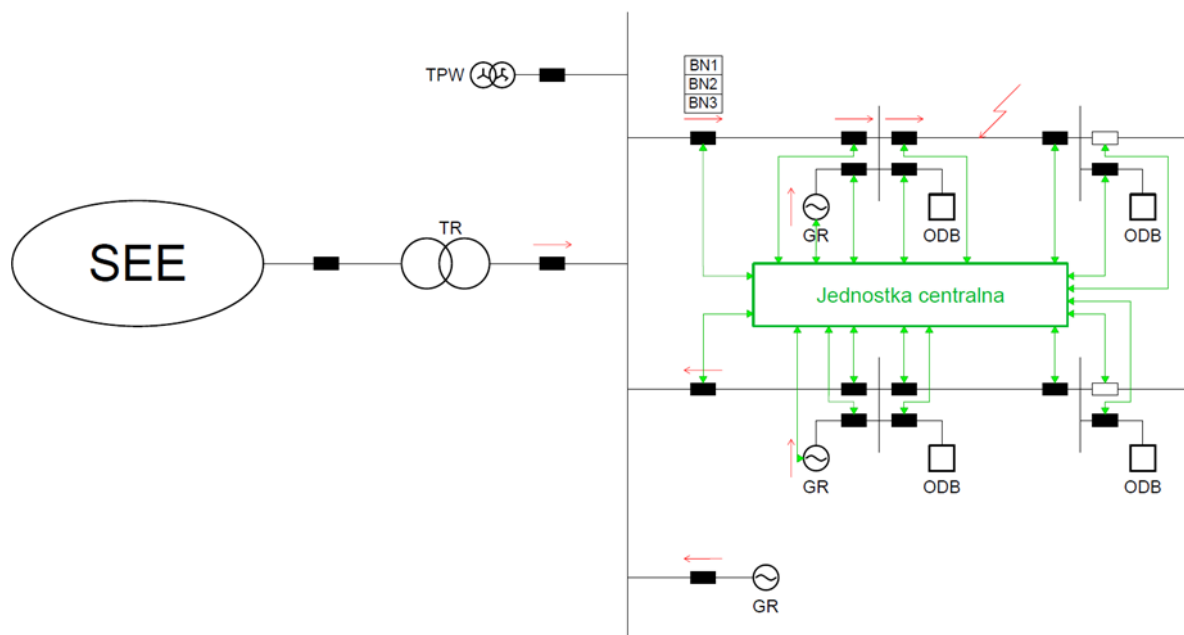
Kryterium	Wartość rozruchowa	Zwłoka czasowa	Sposób działania
Nadprądowe $I >$	240 A	1,1 s	wyłączenie
Nadprądowe $I \gg$	510 A	0,9 s	wyłączenie
Nadprądowe $I_0 >$	40 A	1 s	wyłączenie
Nadprądowe $I_0 \gg$	60 A	0,8 s	wyłączenie
Czynnomocowe $P_0 >$	10 A	0,6 s	sygnalizacja
	5 V		

8.2.2. Praca wyspowa mikrosieci

Banki nastaw dla badanej mikrosieci opracowano na podstawie informacji dotyczących nowoprojektowanych kryteriów (rozdział 6), wniosków wyciągniętych z wyczerpujących badań symulacyjnych (rozdział 7) oraz opisanych powyżej zasad doboru (rozdział 8).

Jak wspomniano we wcześniejszych fragmentach pracy, nastawy oraz aktywne kryteria zabezpieczeniowe różnią się od siebie w zależności od miejsca wydzielenia mikrosieci oraz jej

topologii. Informacje potrzebne do adaptacji zabezpieczeń są uzyskiwane z wykorzystaniem centralnego sterownika, zbierającego dane ze wszystkich punktów zabezpieczeniowych, zdalnie sterowanych łączników oraz źródeł rozproszonych znajdujących się w mikrosieci (Rys. 8.4). Wszystkie informacje kryterialne przetwarzane są w nadrzędnym systemie, a następnie do zabezpieczeń przesyłane są odpowiednie banki nastaw, dostosowane do aktualnych warunków panujących w zabezpieczanej mikrosieci. Stosowanie scentralizowanej architektury komunikacyjnej jest powszechnym rozwiązaniem. Jako praktyczny przykład jej zastosowania nadmienić można automatykę restytucyjną FDIR, wprowadzaną przez coraz większą liczbę OSD. Automatyka ta wykorzystuje sygnały z zabezpieczeń i sygnalizatorów zwarć instalowanych w głębi sieci do określenia miejsca uszkodzenia, a następnie jego wyizolowania i przywrócenia zasilania na fragmentach sieci nieobjętych zakłóceniem. Przeprowadzone analizy wykazały, że kryteria ROCOF i Vector Shift nie mogą być wykorzystane w opracowywanym zabezpieczeniu adaptacyjnym. Wykryją one bowiem pracę wyspowa, ale nie zidentyfikują struktury wydzielonej mikrosieci. W związku z tym nie będzie informacji o sposobie pracy punktu neutralnego sieci.



Rys. 8.4 Scentralizowana architektura komunikacyjna [72]

Zwarcia międzyfazowe

Do ochrony badanej i analizowanej w pracy mikrosieci (Rys.7.1) przed zwarciami międzyfazowymi przewidziano następujące kryteria, których nastawy przedstawiono w tabelach poniżej:

- podnapięciowe (Tab. 8.2),
- nadnapięciowe dla składowej przeciwnej (Tab. 8.3),
- nadprądowe dla składowej przeciwnej (Tab. 8.4),
- podimpedancyjne dla składowej zgodnej (Tab. 8.5).

Tab. 8.2 Wartości nastawcze kryterium podnapięciowego

Kryterium	Wartość rozruchowa	Zwłoka czasowa	Sposób działania
Podnapięciowe $U_1 <$	10 kV	1 s	sygnalizacja

Tab. 8.3 Wartości nastawcze kryterium nadnapięciowego $U_2 >$

Kryterium	Wartość rozruchowa	Zwłoka czasowa	Sposób działania
Nadnapięciowe $U_2 >$	1 kV	1 s	sygnalizacja

Tab. 8.4 Wartości nastawcze kryterium nadprądowego $I_2 >$

Kryterium nadprądowe $I_2 >$			
Zabezpieczenie	Wartość rozruchowa	Zwłoka czasowa	Sposób działania
Z_1	6 A	0,4 s	wyłączenie
Z_2	8 A	0,7 s	wyłączenie
Z_{GF}	10 A	1,3 s	wyłączenie
Z_3	8 A	0,7 s	wyłączenie
Z_4	6 A	0,4 s	wyłączenie
Z_{GS}	1,5 A	1 s	wyłączenie

Tab. 8.5 Wartości nastawcze kryterium podimpedancyjnego $Z_1 <$

Kryterium podimpedancyjne $Z_1 <$			
Zabezpieczenie	Wartość rozruchowa	Zwłoka czasowa	Sposób działania
Z_1	500 Ω	0,4 s	wyłączenie
Z_2	300 Ω	0,7 s	wyłączenie
Z_{GF}	200 Ω	1,3 s	wyłączenie
Z_3	450 Ω	0,7 s	wyłączenie
Z_4	900 Ω	0,4 s	wyłączenie
Z_{GS}	2000 Ω	1 s	wyłączenie

Nastawy kryterium nadprądowego $I_2 >$ (Tab. 8.4) oraz podimpedancyjnego (Tab. 8.5) przedstawione zostały z podziałem na poszczególne punkty zabezpieczeniowe instalowane w analizowanej mikrosieci. Największe wartości rozruchowe oraz zwłoki czasowej przypadają na zabezpieczenie Z_{GF} , zainstalowane przy źródle zasilania. Interesującym zagadnieniem jest odpowiednia parametryzacja zabezpieczenia zainstalowanego przy źródle typu Grid Supporting. Ze względu na jego małą moc zwarciovą wartość rozruchowa nastawiona na przełączniku jest zdecydowanie mniejsza niż w pozostałych przypadkach. Zastosowano natomiast zwiększoną zwłokę czasową.

Zwarcia doziemne

Proponowane nastawy zabezpieczeń od zwarc doziemnych dla badanej mikrosieci podzielono z uwagi na sposób pracy punktu neutralnego mikrosieci na:

- nadnapięciowe dla składowej zerowej – dla wszystkich sposobów pracy punktu neutralnego (Tab. 8.6),
- impedancyjne dla składowej zerowej – dla sieci izolowanej (Tab. 8.7),
- nadprądowe dla składowej zerowej – dla sieci uziemionej przez rezystor (Tab. 8.8),
- podimpedancyjne dla składowej zgodnej – dla sieci uziemionej przez rezystor (Tab. 8.9).

Tab. 8.6 Wartości nastawcze kryterium nadnapięciowego $U_0 >$

Kryterium	Wartość rozruchowa	Zwłoka czasowa	Sposób działania
Nadnapięciowe $U_0 >$	1,2 kV	1 s	sygnalizacja

Tab. 8.7 Wartości nastawcze kryterium impedancyjnego $Z_0 >$

Kryterium impedancyjne $Z_0 >$			
Zabezpieczenie	Wartość rozruchowa	Zwłoka czasowa	Sposób działania
Z_1	1,2 k Ω	0,4 s	wyłączenie
Z_2	1,2 k Ω	0,7 s	wyłączenie
Z_{GF}	1,2 k Ω	1,3 s	wyłączenie
Z_3	1,2 k Ω	0,7 s	wyłączenie
Z_4	1,2 k Ω	0,4 s	wyłączenie
Z_{GS}	1,2 k Ω	1 s	wyłączenie

Tab. 8.8 Wartości nastawcze kryterium nadprądowego $I_0 >$

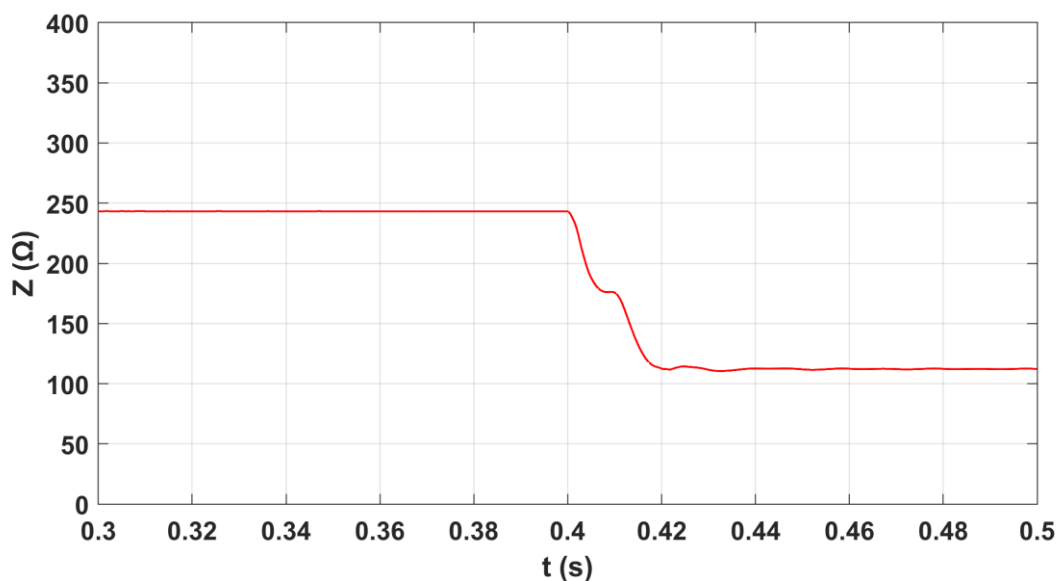
Kryterium nadprądowe $I_0 >$			
Zabezpieczenie	Wartość rozruchowa	Zwłoka czasowa	Sposób działania
Z_1	4 A	0,4 s	wyłączenie
Z_2	6 A	0,7 s	wyłączenie
Z_{GF}	8 A	1,3 s	wyłączenie
Z_3	6 A	0,7 s	wyłączenie
Z_4	4 A	0,4 s	wyłączenie
Z_{GS}	1 A	1 s	wyłączenie

Tab. 8.9 Wartości nastawcze kryterium podimpedancyjnego $Z_1 <$

Kryterium podimpedancyjne $Z_1 <$			
Zabezpieczenie	Wartość rozruchowa	Zwłoka czasowa	Sposób działania
Z_1	650 Ω	0,6 s	wyłączenie
Z_2	400 Ω	0,9 s	wyłączenie
Z_{GF}	220 Ω	1,5 s	wyłączenie
Z_3	550 Ω	0,9 s	wyłączenie
Z_4	1100 Ω	0,6 s	wyłączenie
Z_{GS}	2500 Ω	1,2 s	wyłączenie

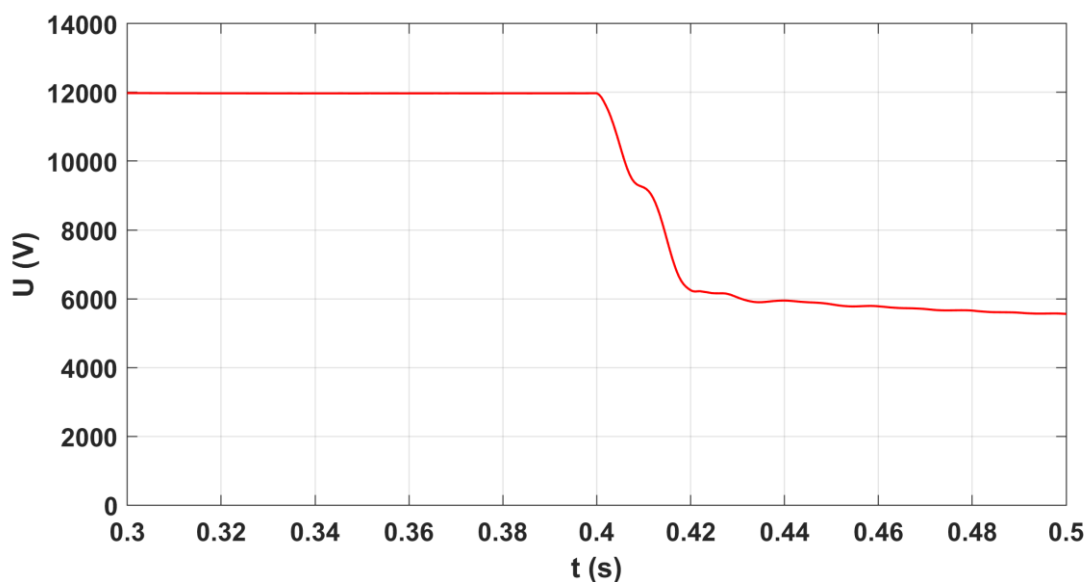
Przedstawione w tabelach od Tab. 8.6 do Tab. 8.9 nastawy zostały zweryfikowane na podstawie przeprowadzonych badań symulacyjnych. W celu udowodnienia zasadności stosowania obliczonych wartości rozruchowych przedstawiono wybrane przebiegi (Rys. 8.5 do Rys. 8.11) zarejestrowane podczas zwarcia dwufazowego oraz zwarć jednofazowych, na przykładzie zabezpieczenia zainstalowanego przy źródle Grid Forming (Rys. 7.1). Zwarcia modelowane były w miejscu 2, a ich rezystancja przejścia przyjmowała wartość 50 Ω .

Na podstawie analizy przebiegów pokazanych na Rys. 8.5 zaobserwować można działanie kryterium podimpedancyjnego. W stanie obciążenia znamionowego mierzona przez zabezpieczenie wartość impedancji wynosi około 250 Ω . W chwili $t = 0,4$ s dochodzi do zwarcia dwufazowego o rezystancji przejścia wynoszącej 50 Ω , następuje znaczący spadek mierzonej impedancji dla składowej zgodnej (około 50%). Przekroczona zostaje wartość rozruchowa zabezpieczenia i przekaźnik uzyskuje warunki do zadziałania. Jednakże w tym przypadku należy pamiętać, że w celu zachowania selektywności działania, jako pierwsze na otwarcie wyłącznika powinno podać sygnał zabezpieczenie zainstalowane w punkcie zabezpieczeniowym zlokalizowanym najbliżej miejsca zwarcia.



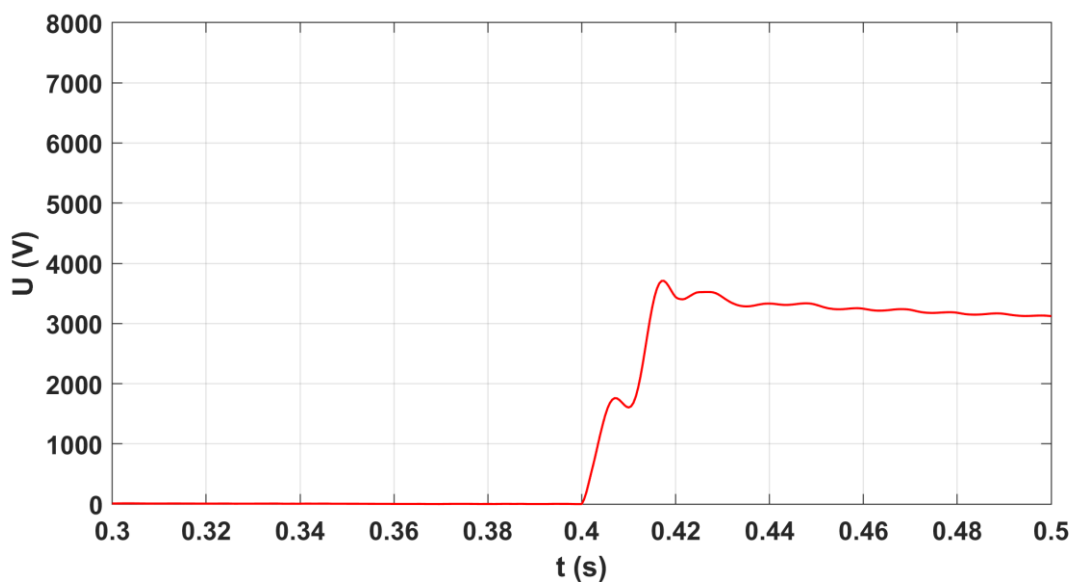
Rys. 8.5 Wartość impedancji dla składowej zgodnej mierzonej przez zabezpieczenie Z_{GF}

Badane zwarcie dwufazowe powinno zostać wykryte również przez inne, rezerwowe kryteria zabezpieczeniowe. Na Rys. 8.6 przedstawiony został przebieg wartości składowej zgodnej napięcia mierzonej przez zabezpieczenie podnapięciowe dla składowej zgodnej. Także i w tym przypadku zaobserwować można obniżenie się wartości napięcia o około 50%, skutkujące przekroczeniem nastawionego progu.

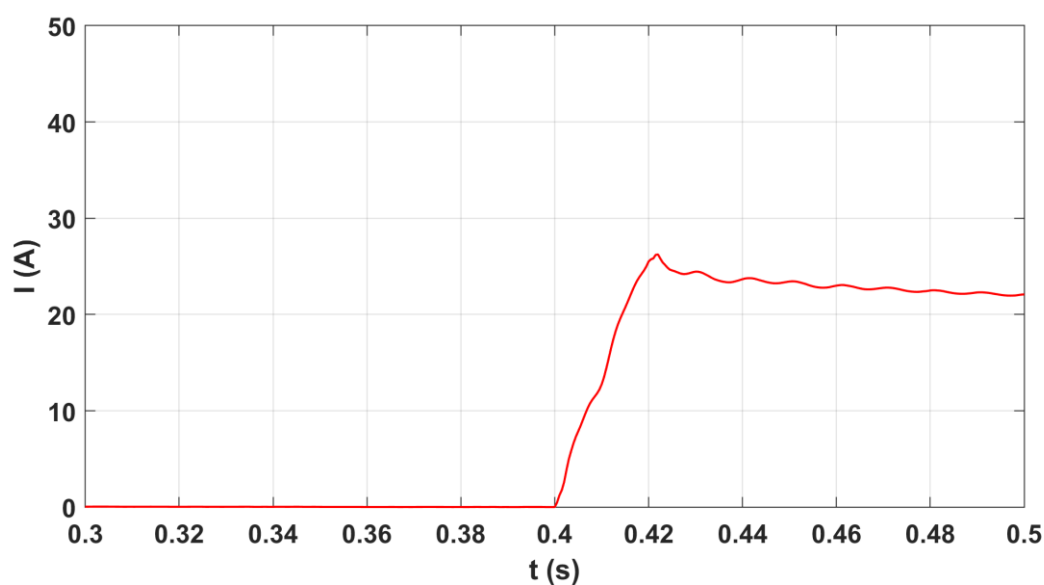


Rys. 8.6 Wartość składowej zgodnej napięcia mierzonej przez zabezpieczenie Z_{GF}

Ponadto zakłócenie to zostało wykryte przez kryteria reagujące na wzrost składowej przeciwnej napięcia (Rys. 8.7) i prądu (Rys. 8.8). W obu wymienionych przypadkach przekroczone zostały nastawy zabezpieczenia.



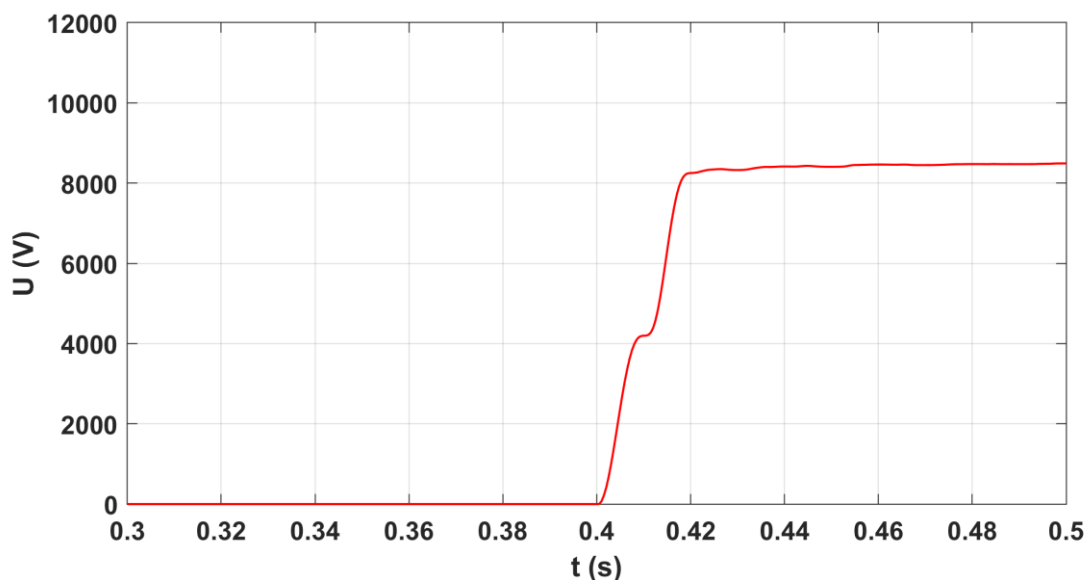
Rys. 8.7 Wartość składowej przeciwnej napięcia mierzonej przez zabezpieczenie Z_{GF}



Rys. 8.8 Wartość składowej przeciwnej prądu mierzonej przez zabezpieczenie Z_{GF}

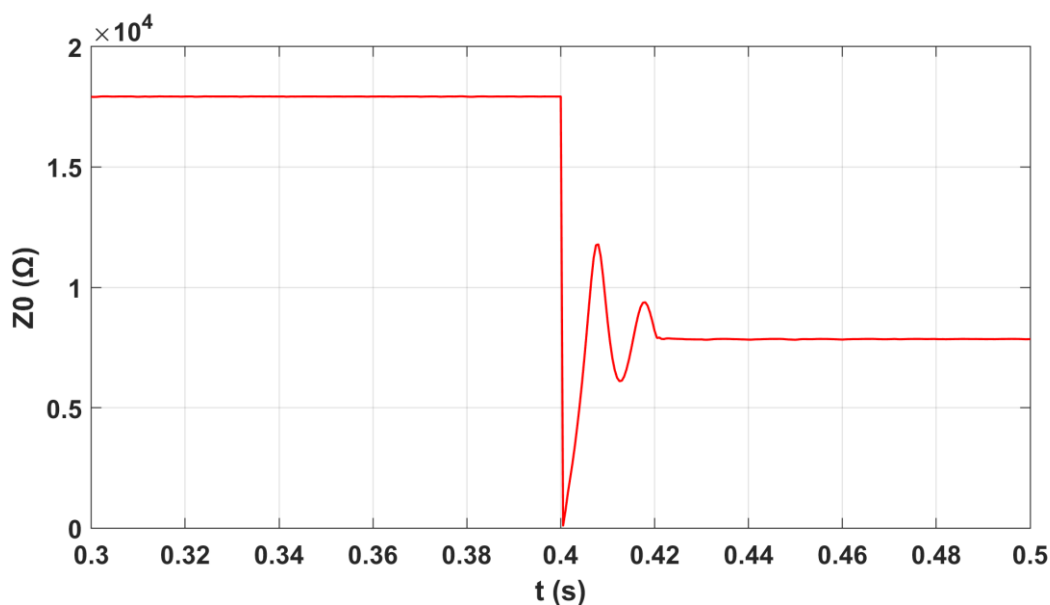
W celu zweryfikowania proponowanych nastaw w aspekcie detekcji zwarć doziemnych zamodelowano zwarcie jednofazowe w fazie L1 o rezystancji przejścia wynoszącej 50Ω , występujące w miejscu 2. Przebadano przypadki mikrosieci izolowanej oraz uziemionej przez rezystor. Cechą łączącą oba rodzaje wydzielonej mikrosieci jest możliwość poprawnego

zaimplementowania kryterium nadnapięciowego dla składowej zerowej. Na Rys. 8.9 zaobserwować można znaczący wzrost składowej zerowej napięcia, w chwili wystąpienia zakłócenia ($t = 0,4$ s). Przekroczenie wartości nastawczej pozwoliło uzyskać odpowiednie warunki do zadziałania przekaźnika zabezpieczeniowego.



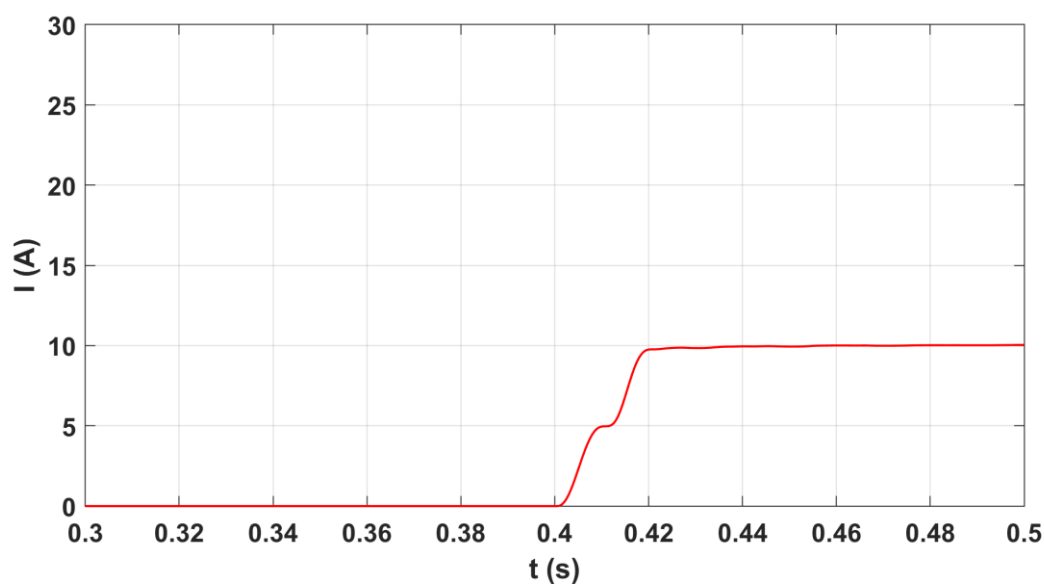
Rys. 8.9 Wartość składowej zerowej napięcia mierzonej przez zabezpieczenie Z_{GF}

Podstawowym kryterium zabezpieczeniowym wykorzystywanym do detekcji zwarc z udziałem ziemi w mikrosieciach pracujących z izolowanym punktem neutralnym jest kryterium impedancyjne dla składowej zerowej. W warunkach rzeczywistych w pomiarach wartości składowej zerowej napięcia oraz prądu w stanie ustalonym występują szumy, w związku z czym wartość impedancji dla składowej zerowej, będąca ilorazem tych wielkości, może być różna od zera. W przypadku wystąpienia zwarcia parametry U_0 oraz I_0 przyjmują konkretne wartości (tym wyższe im niższa jest rezystancja przejścia), a po przekroczeniu progu rozruchowego $U_0 >$ wartość mierzonej impedancji dla składowej zerowej staje się wielkością kryterialną. Opisywane zjawiska zaobserwować można na (Rys. 8.10).



Rys. 8.10 Wartość impedancji dla składowej zgodnej mierzonej przez zabezpieczenie Z_{GF}

W mikrosieciach uziemionych przez rezystor podstawowym kryterium odpowiedzialnym za wykrywanie zwarć doziemnych jest kryterium nadprądowe dla składowej zerowej. Na Rys. 8.11 zaobserwować można wzrost wartości składowej zerowej prądu w momencie wystąpienia zakłócenia ($t = 0,4$ s). Wartość prądu wzrosła do około 10 A i przekroczyła nastawiony próg, w związku z czym zabezpieczenie uzyskało odpowiednie warunki do zadziałania.



Rys. 8.11 Wartość składowej zerowej prądu mierzonej przez zabezpieczenie Z_{GF}

Rezerwowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe stosowane w mikrosieci uziemionej przez rezystor wykorzystuje kryterium podimpedancyjne dla składowej zgodnej. W celu zapewnienia odpowiedniej czułości działania, wartość nastawy tego zabezpieczenia jest wyższa niż w przypadku wykrywania zwarć międzyfazowych. Z uwagi na fakt, że pomiar impedancji dla składowej zgodnej realizowany jest jednocześnie dla kryterium chroniącego przed zwarciami międzyfazowymi, jak i dla kryterium ziemnozwarciowego, wartość mierzona przez zabezpieczenie jest tożsama z przebiegiem z Rys. 8.5.

Na podstawie analizy obliczonych nastaw można jednoznacznie stwierdzić, że proponowane wartości są prawidłowe i w badanym przypadku zapewniają poprawną detekcję różnego rodzaju zakłóceń.

8.3. Podsumowanie

Na podstawie przeprowadzonych badań symulacyjnych można stwierdzić, że zaproponowane kryteria zabezpieczeniowe, takie jak podimpedancyjne, oparte na składowych symetrycznych, czy kontrolujące moc w punkcie przyłączenia GR poprawnie wykrywają zakłócenia i z powodzeniem mogą być stosowane do ochrony mikrosieci przed zakłóceniami.

W rozdziale 8 zawarto ponadto szczegółowy opis banków nastaw kryteriów zabezpieczeniowych, wykorzystywanych do ochrony mikrosieci pracującej jako wyspa przed różnymi rodzajami zwarć międzyfazowych i doziemnych w niej występującymi. W procesie doboru nastaw zwrócono uwagę na strukturę mikrosieci, a w szczególności sposób pracy jej punktu neutralnego, który w dużym stopniu determinuje możliwość wykorzystania poszczególnych kryteriów ziemnozwarciowych. Tak sparametryzowane zabezpieczenia mogą być skutecznie wykorzystane do ochrony tej konkretnej mikrosieci, jednakże w przypadku mikrosieci o odmiennej strukturze wymagane będzie wyliczenie wartości rozruchowych zaproponowanych kryteriów zabezpieczeniowych wraz ze stopniowaniem czasowym celem uzyskania selektywności działania zabezpieczeń.

W zależności od miejsca wystąpienia zwarcia, po zadziałaniu zabezpieczeń możliwa jest dalsza praca wydzielonej mikrosieci. W niektórych przypadkach konieczna będzie zmiana nastaw, które powinny być zapisane w kolejnym banku nastaw (analiza powinna być przeprowadzona na etapie projektu mikrosieci). Wartości rozruchowe należy dobrać według algorytmu doboru zaprezentowanego w podrozdziale 8.1.

Przedstawione w rozdziale 8 informacje mogą stanowić pomocny przykład w procesie obliczania nastaw.

9. Wnioski końcowe i podsumowanie rozprawy

Rozprawa doktorska, zatytułowana „Adaptacyjne zabezpieczenia mikrosieci”, w sposób kompleksowy opisuje zagadnienia związane z mikrosieciami średniego napięcia oraz nowatorskimi sposobami ich zabezpieczania, w szczególności, w przypadku gdy pracują one bez połączenia z systemem elektroenergetycznym.

Główną motywacją do podjęcia tej problematyki był znaczący i coraz bardziej zauważalny, nawet dla osób niezwiązanych z elektroenergetyką, rozwój w dziedzinie odnawialnych źródeł energii oraz wiążący się z tym wzrost udziału źródeł rozproszonych, w głównej mierze opartych na inwerterach, w krajowym miksie energetycznym. Zrozumienie tego zagadnienia oraz określenie potencjalnych problemów z tym związanych było jednym z kluczowych celów obszernej analizy literaturowej. Na jej podstawie zdefiniowano główne trudności techniczne mające związek z pracą urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ) w mikrosieciach średniego napięcia pracujących jako kontrolowana wyspa, w porównaniu do warunków panujących w standardowym systemie elektroenergetycznym, opartym na generatorach synchronicznych. Rzeczonymi problemami są między innymi: obniżenie się mocy zwarciowej, zmienność kierunków przepływu prądów zwarciowych oraz niejednoznaczność odpowiedzi inwerterowych źródeł rozproszonych na występujące w mikrosieci zakłócenia. Czynniki te nie tylko wpływają na pracę obecnie funkcjonujących zabezpieczeń elektroenergetycznych, lecz wręcz uniemożliwiają ich stosowanie.

W literaturze światowej nie brakuje różnorodnych rozwiązań mających na celu usprawnienie działania kryteriów zabezpieczeniowych i dostosowanie ich do efektywnej pracy w mikrosieciach średniego napięcia, pracujących bez połączenia z systemem elektroenergetycznym. Należą do nich między innymi metody oparte na modyfikacji obecnie stosowanych kryteriów, implementacji złożonych kryteriów znanych z zabezpieczeń sieci wysokiego napięcia oraz wykorzystaniu nowoczesnych, rzadko spotykanych rozwiązań opartych na sztucznej inteligencji i synchronizatorach. Innym interesującym i chętnie rozwijanym podejściem w kwestii zabezpieczania mikrosieci jest stosowanie zabezpieczeń adaptacyjnych, które w sposób automatyczny dostosowują aktywne kryteria oraz ich nastawy do warunków panujących w zabezpieczanej mikrosieci, a zwłaszcza do jej topologii. Jednakże opisywane przez autorów schematy zabezpieczeniowe nie zawsze są wystarczająco szczegółowe i kompleksowe, a proponowane rozwiązania bywają zbyt specyficzne

(w odniesieniu do warunków technicznych i typów sieci występujących w danym kraju), by można je było zastosować w warunkach krajowego systemu elektroenergetycznego.

W związku z powyższym autor rozprawy zdecydował się na opracowanie własnego adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego, umożliwiającego poprawną detekcję i eliminację zakłóceń występujących w mikrosieciach. W tym celu przygotowano model sieci średniego napięcia, bazujący na parametrach rzeczywistych, reprezentujący fragment sieci SN eksploatowanej przez jednego z operatorów sieci dystrybucyjnej. Zwiększyło to wiarygodność przeprowadzanych badań symulacyjnych oraz pozwoliło na bardziej precyzyjną analizę działania algorytmu w środowisku zbliżonym do rzeczywistego. Ponadto w modelu zaimplementowano źródła rozproszone w postaci farm fotowoltaicznych, czyli najbardziej rozpowszechnionych źródeł przyłączanych w głębi sieci średniego napięcia. Zaprojektowano algorytmy sterowania tymi źródłami, takie jak: Grid Following, Grid Forming i Grid Supporting, umożliwiające modelowanie różnych wariantów pracy.

Na podstawie obszernych badań symulacyjnych, zbadano zjawiska występujące w mikrosieciach, zarówno w stanach ustalonych, jak i przejściowych. Wiedza ta była istotnym elementem, wykorzystywanym w procesie projektowania schematów zabezpieczeniowych. Opracowany na potrzeby pracy adaptacyjny algorytm zabezpieczeniowy zawiera różnego rodzaju kryteria służące do detekcji zwarć międzyfazowych i doziemnych, które mogą dostosowywać swoje parametry w zależności od aktualnych warunków pracy mikrosieci, takich jak zmiany topologii czy sposobu pracy punktu neutralnego. Zdolność do adaptacji algorytmu jest szczególnie istotna w przypadku pracy mikrosieci w trybie wyspowym, gdzie warunki do pracy zabezpieczeń elektroenergetycznych mogą zmieniać się w zależności od aktualnego obciążenia i dostępności OZE. Głównymi kryteriami wchodzącymi w skład projektowanego algorytmu są kryteria podimpedancyjne dla składowej zgodnej i zerowej, kryteria bazujące na pomiarach składowych symetrycznych napięcia i prądu oraz kryteria mocowe.

Zaprojektowany algorytm zabezpieczeniowy poddano badaniom symulacyjnym, które miały na celu ocenę skuteczności jego działania w różnych warunkach pracy. Przeprowadzone analizy wykazały, że algorytm sprawdza się zarówno w przypadku współpracy mikrosieci z systemem elektroenergetycznym, jak i podczas pracy jako kontrolowana wyspa. Wyniki badań udowadniają, że algorytm skutecznie identyfikuje zwarcia międzyfazowe i doziemne, co potwierdza jego poprawne działanie oraz potencjalną przydatność w przypadku, gdyby operatorzy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej zezwolili na pracę wyspową jednostek wytwórczych.

Istotną częścią opracowanego adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego są ponadto banki nastaw. Pełnią one rolę bazowych i zarazem optymalnych nastaw zabezpieczeń dla modelowanej mikrosieci. Zestawienie to przygotowane zostało na podstawie wyników testów symulacyjnych oraz wytycznych przedstawionych w niniejszej pracy. **Przyjęte wartości nastaw, opisane algorytmy ich doboru oraz wzory dotyczące wyznaczenia wartości kryterialnych zabezpieczeń mogą stanowić praktyczną podstawę do ich implementacji w dowolnej mikrosieci.**

Podsumowując, opracowany adaptacyjny algorytm zabezpieczeniowy został skutecznie przetestowany w różnych warunkach symulacyjnych, a uzyskane wyniki potwierdziły jego przydatność w dynamicznie zmieniającym się środowisku mikrosieci średniego napięcia. Na tej podstawie stwierdzić można, że sformułowana w początkowej części rozprawy doktorskiej teza została udowodniona. Autor niniejszej pracy zdaje sobie sprawę, że przedstawione w niej metody nie są jedynymi możliwościami rozwiązania zdefiniowanego problemu i zauważa pewne aspekty, które mogą być rozwinięte podczas dalszych badań. Obejmować one mogą mikrosieć o bardziej rozległej strukturze, wyposażoną w dodatkowe źródła rozproszone, na przykład innego typu niż przedstawione w tej pracy. Rozważyć można także zaimplementowanie różnego rodzaju algorytmów regulacyjnych.

Głównymi oryginalnymi osiągnięciami autora niniejszej pracy są:

- opracowanie modelu symulacyjnego sieci średniego napięcia bazującego na parametrach rzeczywistego fragmentu sieci,
- opracowanie algorytmów sterowania farmami fotowoltaicznymi typu Grid Forming i Grid Supporting,
- opracowanie modelu symulacyjnego mikrosieci, będącego rozwinięciem modeli sieci średniego napięcia,
- wyjaśnienie zjawisk fizycznych zachodzących w mikrosieci podczas wybranych zakłóceń,
- przeprowadzenie badań laboratoryjnych związanych ze sprawdzeniem odporności kryteriów Vector Shift i ROCOF na zakłócenia zewnętrzne oraz określenie wpływu różnego rodzaju parametrów nastawczych na pracę tych kryteriów,
- opracowanie części składowej adaptacyjnego algorytmu zabezpieczeniowego odpowiadającej za poprawną detekcję zwarć międzyfazowych i doziemnych w mikrosieciach pracujących jako wyspa, tymi kryteriami są:
 - podimpedancyjne dla składowej zgodnej,

- impedancyjne dla składowej zerowej,
- opracowanie wytycznych doboru nastaw dla przekaźników zabezpieczeniowych instalowanych w mikrosieciach oraz metody ich adaptacji.

10. Dorobek naukowy autora

1. Karol Świerczyński, Bartosz J. Brusilowicz, Marcin Habrych, Analiza wpływu źródeł rozproszonych na pracę sieci średniego napięcia, *Wiadomości Elektrotechniczne*. 2022. R. 90, nr 1, s. 10-13, DOI: 10.15199/74.2022.1.1
2. Karol Świerczyński, Bartosz J. Brusilowicz, Marcin Habrych, Paweł Michalski, Analiza wymagań stawianych cewkom Rogowskiego wykorzystywanym w elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej, *Wiadomości Elektrotechniczne*. 2022. R. 90, nr 3, s. 28-32, DOI: 10.15199/74.2022.3.7
3. Karol Świerczyński, Bartosz J. Brusilowicz, Marcin Habrych, Wymagania normy IEC 62869 dla cewek Rogowskiego stosowanych w zabezpieczeniach elektroenergetycznych, *Zabezpieczenia przekątnikowe w energetyce: XXIII Ogólnopolska Konferencja 2021*, Beskidy, 13-15 października 2021 r.
4. Karol Świerczyński, Bartosz J. Brusilowicz, Marcin Habrych, Wpływ rosnącej liczby generacji rozproszonej na pracę sieci SN, *Zabezpieczenia przekątnikowe w energetyce: XXIII Ogólnopolska Konferencja 2021*, Beskidy, 13-15 października 2021 r.
5. Karol Świerczyński, Bartosz J. Brusilowicz, Marcin Habrych, Kryteria wykorzystywane do detekcji pracy wyspowej generacji rozproszonej, *Wiadomości Elektrotechniczne*. 2022. R. 90, nr 7, s. 15-19, DOI: 10.15199/74.2022.7.3
6. Karol Świerczyński, Bartosz J. Brusilowicz, Marcin Habrych, Analiza kryteriów zabezpieczeniowych wykorzystywanych do detekcji pracy wyspowej generacji rozproszonej. W: *Zabezpieczenia przekątnikowe w energetyce: XXIV Ogólnopolska Konferencja 2022*, Warszawa, 12-14 października 2022 r. / red. Ryszard Kowalik, Marcin Januszewski. Warszawa : Instytut Energetyki, 2022. s. 91-98.
7. Karol Świerczyński, Marcin Habrych, Bartosz J. Brusilowicz, Wymagania techniczne stawiane generacji rozproszonej w aspekcie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Cz. 1, *Elektro Info*. 2022. nr 7/8, s. 60-62, oraz Aktualne problemy eksploatacyjne urządzeń i sieci elektroenergetycznych w przemyśle wydobywczym: XXVI Sympozjum Naukowo-Techniczne „SEMAG 2022”, Mysłakowice, 25-27 maja 2022
8. Karol Świerczyński, Marcin Habrych, Bartosz J. Brusilowicz, Wymagania techniczne stawiane generacji rozproszonej w aspekcie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Cz. 2, Wybrane wymagania zawarte w polskich aktach prawnych. *Elektro Info*. 2022, nr 12, s. 26-29., oraz Aktualne problemy eksploatacyjne urządzeń i sieci elektroenergetycznych w przemyśle wydobywczym : XXVI Sympozjum Naukowo-Techniczne „SEMAG 2022”, Mysłakowice, 25-27 maja 2022
9. Karol Świerczyński, Marcin Habrych, Bartosz J. Brusilowicz, Analiza możliwości wystąpienia nadmiarowych zadziałań kryterium ROCOF w aspekcie detekcji pracy wyspowej. *Wiadomości Elektrotechniczne*. 2023, R. 91, nr 1, s. 9-13, DOI:10.15199/74.2023.1.2
10. Karol Świerczyński, Maciej Antal, Marcin Habrych, Bartosz J. Brusilowicz, a new approach to design line start permanent magnet synchronous motor. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*. 2023, vol. 13, nr 3, s. 2508-2516. DOI:10.11591/ijece.v13i3.pp2508-2516

11. Karol Świerczyński, Marcin Habrych, Bartosz J. Brusilowicz, a novel method of Vector Shift criterion utilization in power system automation. *IEEE Access*. 2023, vol. 11, s. 38301-38308. DOI:10.1109/ACCESS.2023.3267389
12. Karol Świerczyński, Marcin Habrych, Bartosz J. Brusilowicz, Wymagania techniczne stawiane generacji rozproszonej na przykładzie standardu IEEE-1547. *Elektro Info*. 2023, nr 12, s. 44-48.
13. Karol Świerczyński, Bartosz J. Brusilowicz, Marcin Habrych, Analiza skuteczności działania zabezpieczeń częstotliwościowych. *Wiadomości Elektrotechniczne*. 2024, R. 92, nr 6, s. 30-35. DOI:10.15199/74.2024.6.3
14. Karol Świerczyński, Marcin Habrych, Bartosz J. Brusilowicz, Analiza proponowanych wymogów technicznych dotyczących pracy inwerterowych źródeł rozproszonych w trakcie zakłóceń. W: Urządzenia i sieci elektryczne w energetyce i przemyśle wydobywczym - problemy eksploatacyjne: *XXVIII Sympozjum Naukowo-Techniczne „SEMAG 2024”*, Piechowice, 22-24 maja 2024 / [red. Marcin Habrych, Bogdan Miedziński]. Wrocław : Stowarzyszenie Elektryków Polskich, [2024]. s. 97-106.
15. Karol Świerczyński, Marcin Habrych, Bartosz J. Brusilowicz, Analiza proponowanych wymogów technicznych dotyczących pracy inwerterowych źródeł rozproszonych w trakcie zakłóceń. *Elektro Info*. 2025, nr 3, s. 52-55.
16. Karol Świerczyński, Marcin Habrych, Bartosz J. Brusilowicz, Coordination of ROCOF and frequency elements in power systems with high penetration of distributed generation. *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 101 NR 4/2025, s. 211-217. DOI: 10.15199/48.2025.04.40

11. Literatura

- [1] W. Dołęga, “Failures of overhead lines in national electric power system - Selected aspects,” *Prz. Elektrotechniczny*, vol. 97, no. 8, pp. 9–14, 2021, doi: 10.15199/48.2021.08.02.
- [2] W. Dołęga, “Awaryjne krajowych linii napowietrznych SN - wybrane aspekty.” *Rynek Energii*, pp. 16–21, 2022.
- [3] T. Kujaszczyk, S., Kochel, M., Mińczuk, A., Niestępski, S., Parol, M., Pasternakiewicz, J., Wiśniewski, “Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze. Praca zbiorowa pod redakcją Szczęsnego Kujaszczyka, T. I i T. II,” *Oficyna Wydawnicza Politech. Warsz.*, 2004.
- [4] Witold Hoppel, *Sieci średnich napięć: automatyka zabezpieczeniowa i ochrona od porażek*, vol. 4. 2017.
- [5] IRENA, “Renewable Energy Statistic 2024,” *Int. Renew. Energy Agency*, 2024, [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2024/Mar/Renewable-capacity-statistics-2024>.
- [6] D. Lagos, V. Papaspiliotopoulos, G. Korres, and N. Hatziaargyriou, “Microgrid Protection against Internal Faults: Challenges in Islanded and Interconnected Operation,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 19, no. 3, pp. 20–35, 2021, doi: 10.1109/MPE.2021.3057950.
- [7] Pouyan, “Impact of Inverter Based Generation on Bulk Power System Dynamics and Short-Circuit Performance PREPARED BY THE IEEE PES Industry Technical Support Task Force PES-TR68,” 2018.
- [8] M. J. Reno, S. Brahma, A. Bidram, and M. E. Ropp, “Influence of Inverter-Based Resources on Microgrid Protection: Part 1: Microgrids in Radial Distribution Systems,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 19, no. 3, pp. 36–46, 2021, doi: 10.1109/MPE.2021.3057951.
- [9] TAURON Dystrybucja S.A., “Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej,” *TAURON Dystryb. S.A.*, 2023.
- [10] Energinet, “Technical Regulation for wind power plants above 11 kW,” *Eneginet Denmark*, 2016, [Online]. Available: www.energinet.dk.
- [11] Energinet, “Technical Regulation 3.2.2 for PV power plants above 11 kW,” *Eneginet Denmark*, 2016, [Online]. Available: www.energinet.dk.
- [12] H. Berndt, M. Hermann, H. Kreye, R. Reinisch, U. Scherer, and J. Vanzetta, “TransmissionCode 2007 Network and System Rules of the,” no. August, 2007.
- [13] Komisja Europejska, “ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci,” (*Dz.U. UE L 112/1 z 27.4.2016*), pp. 1–79, 2017, [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj>.
- [14] “PN-EN 50549-2:2019-04, Wymagania dla instalacji wytwórczych przeznaczonych do równoległego przyłączania do publicznych sieci dystrybucyjnych -- Część 2: Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej SN -- Instalacje wytwórcze aż do typu B włącznie,” 2020.

- [15] PTPiREE, “Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG),” pp. 1–32, 2017.
- [16] “NERC | Report Title | Report Date I 1,200 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report,” 2017.
- [17] T. Z. Ang, M. Salem, M. Kamarol, H. S. Das, M. A. Nazari, and N. Prabakaran, “A comprehensive study of renewable energy sources: Classifications, challenges and suggestions,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 43, no. August, p. 100939, 2022, doi: 10.1016/j.esr.2022.100939.
- [18] K. Swierczynski, M. Habrych, and B. Brusilowicz, “A Novel Method of Vector Shift Criterion Utilization in Power System Automation,” *IEEE Access*, vol. 11, no. March, pp. 38301–38308, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3267389.
- [19] R. Khan, L. A. Akande, and N. N. Schulz, “Optimal Neighborhood Level Power Sharing in DC Islanded Microgrids for Rural Electrification,” in *2024 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2024, pp. 1–5, doi: 10.1109/PESGM51994.2024.10689018.
- [20] D. Saha, N. Bazmohammadi, A. Lashab, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Power and Energy Management System of a Lunar Microgrid—Part II: Optimal Sizing and Operation of ISRU,” *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*, vol. 60, no. 2, pp. 1376–1385, 2024, doi: 10.1109/TAES.2023.3336855.
- [21] M. Ali, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, Y. Guan, and N. Bazmohammadi, “Microgrid an Energy Solution for Remote Islanded Communities in Indonesia,” in *2024 IEEE 10th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC2024-ECCE Asia)*, 2024, pp. 3799–3804, doi: 10.1109/IPEMC-ECCEAsia60879.2024.10567531.
- [22] J. de la Cruz, Y. Wu, J. E. Candelo-Becerra, J. C. Vásquez, and J. M. Guerrero, “Review of Networked Microgrid Protection: Architectures, Challenges, Solutions, and Future Trends,” *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 10, no. 2, pp. 448–467, 2024, doi: 10.17775/CSEEJPES.2022.07980.
- [23] S. Sarangi, B. K. Sahu, and P. K. Rout, “Distributed generation hybrid AC/DC microgrid protection: A critical review on issues, strategies, and future directions,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 44, no. 5, pp. 3347–3364, 2020, doi: 10.1002/er.5128.
- [24] M. W. Altaf, M. T. Arif, S. N. Islam, and M. E. Haque, “Microgrid Protection Challenges and Mitigation Approaches-A Comprehensive Review,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 38895–38922, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3165011.
- [25] A. Dagar, P. Gupta, and V. Niranjana, “Microgrid protection: A comprehensive review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 149, no. June 2020, p. 111401, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111401.
- [26] H. Alrajhi Alsiraji and J. M. Guerrero, “A new hybrid virtual synchronous machine control structure combined with voltage source converters in islanded ac microgrids,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 193, no. November 2020, p. 106976, 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106976.

- [27] B. Patnaik, M. Mishra, R. C. Bansal, and R. K. Jena, "AC microgrid protection – A review: Current and future prospective," *Appl. Energy*, vol. 271, no. June, p. 115210, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115210.
- [28] B. Kroposki *et al.*, "Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 15, no. 2, pp. 61–73, 2017, doi: 10.1109/MPE.2016.2637122.
- [29] J. Singh, S. Prakash Singh, K. Shanker Verma, A. Iqbal, and B. Kumar, "Recent control techniques and management of AC microgrids: A critical review on issues, strategies, and future trends," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 31, no. 11, 2021, doi: 10.1002/2050-7038.13035.
- [30] E. Planas, J. Andreu, J. I. Gárate, I. Martínez De Alegría, and E. Ibarra, "AC and DC technology in microgrids: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 726–749, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.11.067.
- [31] L. Zhang, N. Tai, W. Huang, J. Liu, and Y. Wang, "A review on protection of DC microgrids," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 6, no. 6, pp. 1113–1127, 2018, doi: 10.1007/s40565-018-0381-9.
- [32] H. Nian and L. Kong, "Transient Modeling and Analysis of VSC Based DC Microgrid during Short Circuit Fault," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 170604–170614, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2955379.
- [33] F. S. Al-Ismael, "DC Microgrid Planning, Operation, and Control: A Comprehensive Review," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 36154–36172, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3062840.
- [34] J. Mohammadi and F. Badrkhani Ajaei, "Adaptive Voltage-Based Load Shedding Scheme for the DC Microgrid," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 106002–106010, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2932327.
- [35] J. Mohammadi and F. B. Ajaei, "Adaptive Time Delay Strategy for Reliable Load Shedding in the Direct-Current Microgrid," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 114509–114518, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3002935.
- [36] N. V. Kurdkandi and T. Nouri, "Analysis of an efficient interleaved ultra-large gain DC–DC converter for DC microgrid applications," *IET Power Electron.*, vol. 13, no. 10, pp. 2008–2018, 2020, doi: 10.1049/iet-pel.2019.1138.
- [37] M. M. Savrun, "Z-source converter integrated dc electric spring for power quality improvement in dc microgrid," *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 24, no. 6, pp. 1408–1414, 2021, doi: 10.1016/j.jestch.2021.05.004.
- [38] I. Navoni, M. Longo, and M. Brenna, "Bidirectional Solid-State Circuit Breakers for DC Microgrid Applications," *21st IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2021 5th IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. IEEEIC / I CPS Eur. 2021 - Proc.*, pp. 1–6, 2021, doi: 10.1109/IEEEIC/ICPSEurope51590.2021.9584802.
- [39] S. Beheshtaein, R. M. Cuzner, M. Forouzesh, M. Savaghebi, and J. M. Guerrero, "DC Microgrid Protection: A Comprehensive Review," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. PP, no. c, pp. 1–1, 2019, doi: 10.1109/jestpe.2019.2904588.

- [40] G. A. Munoz-Hernandez, S. P. Mansoor, and D. I. Jones, *Power system dynamics*, no. 9781447122906. 2013.
- [41] ENTSO-E, “Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF),” 2020.
- [42] M. O’Donovan, E. O’Callaghan, N. Barry, and J. Connell, “Implications for the Rate of Change of Frequency on an Isolated Power System,” *2019 54th Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2019 - Proc.*, pp. 0–5, 2019, doi: 10.1109/UPEC.2019.8893446.
- [43] E. Dehghanpour, M. Normandeau, G. Joos, and Y. Brissette, “A Protection System for Inverter Interfaced Microgrids,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 37, no. 3, pp. 2314–2325, 2022, doi: 10.1109/TPWRD.2021.3110199.
- [44] S. F. Zarei, H. Mokhtari, and F. Blaabjerg, “Fault Detection and Protection Strategy for Islanded Inverter-Based Microgrids,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 9, no. 1, pp. 472–484, 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2019.2962245.
- [45] Z. Liang, X. Lin, Y. Kang, B. Gao, and H. Lei, “Short Circuit Current Characteristics Analysis and Improved Current Limiting Strategy for Three-phase Three-leg Inverter under Asymmetric Short Circuit Fault,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 8, pp. 7214–7228, 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2759161.
- [46] P. Piya, M. Ebrahimi, M. Karimi-Ghartemani, and S. A. Khajehoddin, “Fault Ride-Through Capability of Voltage-Controlled Inverters,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 65, no. 10, pp. 7933–7943, Oct. 2018, doi: 10.1109/TIE.2018.2803765.
- [47] D. Ramasubramanian, “Frequency Control in a 100 % Inverter Based Grid,” *Electr. Power Res. Institute, Inc*, no. January, 2021.
- [48] Y. Wang, A. O. Rousis, and G. Strbac, “On microgrids and resilience: A comprehensive review on modeling and operational strategies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 134, p. 110313, Dec. 2020, doi: 10.1016/J.RSER.2020.110313.
- [49] B. Bora, O. S. Sastry, A. Kumar, Renu, M. Bangar, and B. Prasad, “Estimation of most frequent conditions and performance evaluation of three photovoltaic technology modules,” *J. Sol. Energy Eng. Trans. ASME*, vol. 138, no. 5, 2016, doi: 10.1115/1.4034202.
- [50] H. Sainthiya, N. S. Beniwal, and N. Garg, “Efficiency Improvement of a Photovoltaic Module Using Front Surface Cooling Method in Summer and Winter Conditions,” *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 140, no. 6, Jun. 2018, doi: 10.1115/1.4040238.
- [51] D. Magare, O. Sastry, R. Gupta, B. Bora, Y. Singh Phd, and H. Niyaz, “Wind Effect Modeling and Analysis for Estimation of Photovoltaic Module Temperature,” *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 140, Nov. 2017, doi: 10.1115/1.4038590.
- [52] M. Tamoor, M. Abu, B. Tahir, and M. A. Zaka, “Energy Management System for Integration of Different Renewable Energy System into Microgrids,” *Int. J. Adv. Trends Comput. Sci. Eng.*, vol. 10, no. 2, pp. 1234–1242, 2021, doi: 10.30534/ijatcse/2021/1061022021.
- [53] K. O’Dell, “Improved Blade Designs and Manufacturing Processes Reduce the Cost of Wind Energy,” *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 123, no. 4, p. 268, Nov. 2001, doi: 10.1115/1.1409558.

- [54] N. Alom and U. K. Saha, "Evolution and Progress in the Development of Savonius Wind Turbine Rotor Blade Profiles and Shapes," *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 141, no. 3, Nov. 2018, doi: 10.1115/1.4041848.
- [55] M. Rajvikram, "Solutions for Voltage SAG in a Doubly Fed Induction Generator Based Wind Turbine: A Review," *Power Res. - A J. CPRI*, vol. 14, no. 1, pp. 73–77, 2019, doi: 10.33686/pwj.v14i1.142187.
- [56] E. F. Morgan, O. Abdel-Rahim, T. F. Megahed, J. Suehiro, and S. M. Abdelkader, "Fault Ride-Through Techniques for Permanent Magnet Synchronous Generator Wind Turbines (PMSG-WTGs): A Systematic Literature Review," *Energies*, vol. 15, no. 23, 2022, doi: 10.3390/en15239116.
- [57] M. Rajvikram, P. Renuga, and M. Swathisriranjani, "Fuzzy based MPPT controller's role in extraction of maximum power in wind energy conversion system," in *2016 International Conference on Control, Instrumentation, Communication and Computational Technologies (ICCICCT)*, 2016, pp. 713–719, doi: 10.1109/ICCICCT.2016.7988045.
- [58] I. Alhamrouni, F. Ramli, M. Salem, B. Ismail, A. Jusoh, and T. Sutikno, "Optimal power scheduling of renewable energy sources in micro-grid via distributed energy storage system," *Telkomnika (Telecommunication Comput. Electron. Control.)*, vol. 18, no. 4, pp. 2158–2168, 2020, doi: 10.12928/TELKOMNIKA.V18I4.15159.
- [59] M. He, K. Ji, J. Hou, T. Zhang, and F. Xiao, "Study on the Participation Strategy of Multi-Energy Storage System Based on Battery Energy Storage in Grid Voltage Regulation," *2023 7th Int. Conf. Power Energy Eng. ICPEE 2023*, pp. 153–157, 2023, doi: 10.1109/ICPEE60001.2023.10453742.
- [60] Z. Shu and P. Jirutitijaroen, "Optimal operation strategy of energy storage system for grid-connected wind power plants," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 190–199, 2014, doi: 10.1109/TSTE.2013.2278406.
- [61] D. Hofer, J. Schmitt, A. Mcclung, N. Smith, and F. K. Bulnes, "Economic Modeling of the Application of Battery and Pumped Thermal Energy Storage to Self-contained Microgrid on the Southwest Research Institute Campus," *2024 IEEE Electr. Energy Storage Appl. Technol. Conf.*, pp. 1–5, 2020, doi: 10.1109/EESAT59125.2024.10471197.
- [62] W. F. Pickard, A. Q. Shen, and N. J. Hansing, "Parking the power: Strategies and physical limitations for bulk energy storage in supply-demand matching on a grid whose input power is provided by intermittent sources," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 8, pp. 1934–1945, 2009, doi: 10.1016/j.rser.2009.03.002.
- [63] J. Rushkoff, "Current and Future Energy Storage Market Revenues Sensitivity Study," *2024 IEEE Electr. Energy Storage Appl. Technol. Conf.*, pp. 1–5, 2025, doi: 10.1109/EESAT59125.2024.10471205.
- [64] C. J. Newlun, W. Olis, A. Bera, A. Benson, R. H. Byrne, and T. Nguyen, "Planning for Grid Decarbonization in New Mexico : An Energy Storage Perspective," *2024 IEEE Electr. Energy Storage Appl. Technol. Conf.*, pp. 1–5, 2024, doi: 10.1109/EESAT59125.2024.10471211.

- [65] C. Wang, M. Wang, and H. Dong, "Research on Battery Body Modeling of Electrochemical Energy Storage Power Station," *2023 7th Int. Conf. Smart Grid Smart Cities, ICSGSC 2023*, pp. 308–313, 2023, doi: 10.1109/ICSGSC59580.2023.10319204.
- [66] X. Hu *et al.*, "A Review of Second-Life Lithium-Ion Batteries for Stationary Energy Storage Applications," *Proc. IEEE*, vol. 110, no. 6, pp. 735–753, 2022, doi: 10.1109/JPROC.2022.3175614.
- [67] H. O. Vishwakarma, D. Madhukar, S. Brahmabhatt, and D. Lakshminarayanan, "Economic Analysis of Grid level Battery Energy Storage System using Repurposed EV batteries," *2022 IEEE Int. Power Renew. Energy Conf. IPRECON 2022*, pp. 1–5, 2022, doi: 10.1109/IPRECON55716.2022.10059500.
- [68] R. M. Kamel, A. Chaouachi, and K. Nagasaka, "Design and Testing of Three Earthing Systems for Micro-Grid Protection during the Islanding Mode," *Smart Grid Renew. Energy*, vol. 01, no. 03, pp. 132–142, 2010, doi: 10.4236/sgre.2010.13018.
- [69] A. Vukojevic, "Lessons learned from microgrid implementation at electric utility," *2018 IEEE Power Energy Soc. Innov. Smart Grid Technol. Conf. ISGT 2018*, vol. 3, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/ISGT.2018.8403338.
- [70] J. Keller and B. Kroposki, "Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources," no. January, p. 48, 2010, [Online]. Available: <http://www.osti.gov/bridge> Available.
- [71] P. P. Barker and R. W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems," in *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, 2000, vol. 3, pp. 1645–1656 vol. 3, doi: 10.1109/PESS.2000.868775.
- [72] M. H. Karol Świerczyński, Bartosz J. Brusiłowicz, "Analiza wpływu źródeł rozproszonych na pracę sieci średniego napięcia," *Wiadomości Elektrotechniczne*, vol. R. 90, nr, pp. 10–13, 2022, doi: 10.15199/74.2022.1.1.
- [73] S. Voima, K. Kauhaniemi, and H. Laaksonen, "Novel Protection Approach for MV Microgrid," *21st Int. Conf. Electr. Distrib.*, no. 0430, pp. 1–4, 2011.
- [74] A. Vukojevic and S. Lukic, "Microgrid Protection and Control Schemes for Seamless Transition to Island and Grid Synchronization," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 2845–2855, 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.2975850.
- [75] I. Kim and R. G. Harley, "A study on the intentional island formed by the residential photovoltaic system and the challenges to island operation," *2015 North Am. Power Symp. NAPS 2015*, pp. 5–9, 2015, doi: 10.1109/NAPS.2015.7335205.
- [76] J. Mulhausen, J. Schaefer, M. Mynam, A. Guzmán, and M. Donolo, "Anti-islanding today, successful islanding in the future," *2010 63rd Annu. Conf. Prot. Relay Eng.*, no. March 2010, 2010, doi: 10.1109/CPRE.2010.5469490.
- [77] M. Grebla, J. R. A. K. Yellajosula, and H. K. Hoidalen, "Adaptive Frequency Estimation Method for ROCOF Islanding Detection Relay," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 35, no. 4, pp. 1867–1875, 2020, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2956200.

- [78] M. R. Alam, M. T. A. Begum, and K. M. Muttaqi, "Assessing the Performance of ROCOF Relay for Anti-Islanding Protection of Distributed Generation under Subcritical Region of Power Imbalance," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 55, no. 5, pp. 5395–5405, 2019, doi: 10.1109/TIA.2019.2927667.
- [79] J. A. Barrios-Gomez, F. Sanchez, G. Claudio, F. Gonzalez-Longatt, M. Acosta, and D. Topic, "RoCoF Calculation Using Low-Cost Hardware in the Loop: Multi-area Nordic Power System," *Proc. 2020 Int. Conf. Smart Syst. Technol. SST 2020*, no. November, pp. 187–192, 2020, doi: 10.1109/SST49455.2020.9264119.
- [80] M. H. Karol Świerczyński, Bartosz J. Brusilowicz, "Analiza możliwości wystąpienia nadmiarowych zadziałań kryterium ROCOF w aspekcie detekcji pracy wyspowej," *Wiadomości Elektrotechniczne*, vol. R. 91, nr, pp. 9–13, 2023.
- [81] O. N. Faqhrudin, E. F. El-Saadany, and H. H. Zeineldin, "Evaluation of islanding detection techniques for inverter-based distributed generation," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–7, 2012, doi: 10.1109/PESGM.2012.6345001.
- [82] J. Xavier, "Protection Control strategy for effectively interconnecting and islanding Distributed Energy Resources during grid disturbances," *72nd Annu. Conf. Prot. Relay Eng. CPRE 2019*, 2019, doi: 10.1109/CPRE.2019.8765888.
- [83] M. R. Alam, K. M. Muttaqi, and A. Bouzardoum, "A multifeature-based approach for islanding detection of DG in the subcritical region of vector surge relays," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 5, pp. 2349–2358, 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2315839.
- [84] A. M. Tayebi and M. Akhbari, "A comparison between frequency relays and vector surge relays for synchronous DG anti-islanding protection," *IEEE EuroCon 2013*, no. July, pp. 701–705, 2013, doi: 10.1109/EUROCON.2013.6625059.
- [85] Z. Matišić, J. Havelka, M. Bolfek, and A. Marušić, "Vector surge and rocof protection algorithms for distributed generator islanding detection," *IET Conf. Publ.*, vol. 2018, no. CP759, pp. 3–8, 2018, doi: 10.1049/cp.2018.1918.
- [86] D. Tzelepis, A. Dyśko, and C. Booth, "Performance of loss-of-mains detection in multi-generator power islands," *IET Conf. Publ.*, vol. 2016, no. CP671, pp. 1–5, 2016, doi: 10.1049/cp.2016.0066.
- [87] G. Heggie, "A Multi-function Relay for Loss of Mains Protection," *IEE Colloq. Syst. Implic. Embed. Gener. Its Prot. Control*, 1998.
- [88] K. Mäki, A. Kulmala, S. Repo, and P. Järventausta, "Problems related to islanding protection of distributed generation in distribution network," in *2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proceedings*, 2007, pp. 467–472, doi: 10.1109/PCT.2007.4538362.
- [89] D. M. Lavery, D. J. Morrow, R. J. Best, and P. A. Crossley, "Differential ROCOF relay for loss-of-mains protection of renewable generation using phasor measurement over internet protocol," 2009.
- [90] M. Delfanti, D. Falabretti, M. Merlo, G. Monfredini, and V. Olivieri, "Dispersed generation in MV networks: Performance of anti-islanding protections," *ICHQP 2010 - 14th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, 2010, doi: 10.1109/ICHQP.2010.5625446.

- [91] A. J. Roscoe, G. M. Burt, and C. G. Bright, "Avoiding the non-detection zone of passive loss-of-mains (islanding) relays for synchronous generation by using low bandwidth control loops and controlled reactive power mismatches," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 602–611, 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2279016.
- [92] N. Gupta and P. Paliwal, "Novel droop integrated technique for regulation of islanded and grid connected hybrid microgrid," *Int. J. Power Energy Convers.*, vol. 1, p. 1, Jan. 2020, doi: 10.1504/IJPEC.2020.10033659.
- [93] P. Paliwal and N. Gupta, "Regulation of Hybrid Micro Grid Under Transient Operations," *Int. J. Power Electron.*, vol. 13, p. 1, Jan. 2021, doi: 10.1504/IJPELEC.2021.10030583.
- [94] N. W. A. Lidula and A. D. Rajapakse, "Voltage balancing and synchronization of microgrids with highly unbalanced loads," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 31, pp. 907–920, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.12.045.
- [95] E. Coster, J. Myrzik, and W. Kling, "Effect of DG on Distribution Grid Protection," *Distrib. Gener.*, 2010, doi: 10.5772/8880.
- [96] M. W. Altaf, M. T. Arif, S. Saha, S. N. Islam, M. E. Haque, and A. M. T. Oo, "Effective protection scheme for reliable operation of multi-microgrid," *9th IEEE Int. Conf. Power Electron. Drives Energy Syst. PEDES 2020*, 2020, doi: 10.1109/PEDES49360.2020.9379723.
- [97] A. Srivastava, R. Mohanty, M. A. F. Ghazvini, L. A. Tuan, D. Steen, and O. Carlson, "A Review on Challenges and Solutions in Microgrid Protection," *2021 IEEE Madrid PowerTech, PowerTech 2021 - Conf. Proc.*, pp. 1–6, 2021, doi: 10.1109/PowerTech46648.2021.9495090.
- [98] N. El-sherif, "Ground-Fault Protection : All You Need To Know," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 53, no. 6, pp. 6047–6056, 2017.
- [99] N. El-Naily, S. M. Saad, and F. A. Mohamed, "Novel approach for optimum coordination of overcurrent relays to enhance microgrid earth fault protection scheme," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 54, no. July 2019, p. 102006, 2020, doi: 10.1016/j.scs.2019.102006.
- [100] P. A. Kumar, J. Shankar, and Y. Nagaraju, "Protection Issues in Micro Grid," *Int. J. Appl. Control. Electr. Electron. Eng.*, vol. 1, no. 1, pp. 19–30, 2013.
- [101] V. Telukunta, J. Pradhan, A. Agrawal, M. Singh, and S. G. Srivani, "Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review," *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 3, no. 4, pp. 365–379, 2017, doi: 10.17775/cseejpes.2017.00030.
- [102] L. Che, M. E. Khodayar, and M. Shahidehpour, "Adaptive protection system for microgrids: Protection practices of a functional microgrid system," *IEEE Electr. Mag.*, vol. 2, no. 1, pp. 66–80, 2014, doi: 10.1109/MELE.2013.2297031.
- [103] V. Papaspiliotopoulos, V. Kleftakis, P. Kotsampopoulos, G. Korres, and N. Hatziaargyriou, *Hardware-in-the-loop simulation for protection blinding and sympathetic tripping in distribution grids with high penetration of distributed generation*. Conference: MedPower 2014, 2014.

- [104] J. S. Farkhani, M. Zareein, H. Soroushmehr, and H. M. Sieee, "Coordination of Directional Overcurrent Protection Relay for Distribution Network With Embedded DG," *2019 5th Conf. Knowl. Based Eng. Innov.*, pp. 281–286, 2019.
- [105] A. A. Memon and K. Kauhaniemi, "A critical review of AC Microgrid protection issues and available solutions," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 129, pp. 23–31, 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.07.006.
- [106] B. Hussain, S. M. Sharkh, S. Hussain, and M. A. Abusara, "Integration of distributed generation into the grid: Protection challenges and solutions," *IET Conf. Publ.*, vol. 2010, no. 558 CP, 2010, doi: 10.1049/cp.2010.0347.
- [107] N. K. Choudhary, S. R. Mohanty, and R. K. Singh, "A review on Microgrid protection," *2014 Int. Electr. Eng. Congr. iEECON 2014*, 2014, doi: 10.1109/iEECON.2014.6925919.
- [108] G. Kaur, A. Prakash, and K. U. Rao, "A critical review of Microgrid adaptive protection techniques with distributed generation," *Renew. Energy Focus*, vol. 39, no. December, pp. 99–109, 2021, doi: 10.1016/j.ref.2021.07.005.
- [109] S. Teimourzadeh, F. Aminifar, M. Davarpanah, and J. M. Guerrero, "Macroprotections for Microgrids: Toward a New Protection Paradigm Subsequent to Distributed Energy Resource Integration," *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 10, no. 3, pp. 6–18, 2016, doi: 10.1109/MIE.2016.2569620.
- [110] S. A. Hosseini, H. A. Abyaneh, S. H. H. Sadeghi, F. Razavi, and A. Nasiri, "An overview of microgrid protection methods and the factors involved," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 174–186, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.05.089.
- [111] W. M. Hamanah, M. I. Hossain, M. Shafiullah, and M. A. Abido, "AC Microgrid Protection Schemes: A Comprehensive Review," *IEEE Access*, vol. 11, no. July, pp. 76842–76868, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3298306.
- [112] M. Singh and A. V. Ravi Teja, "Adaptive Over-current Protection Algorithm for a Microgrid," in *2018 13th International Conference on Industrial and Information Systems, ICIIS 2018 - Proceedings*, Jul. 2018, pp. 448–452, doi: 10.1109/ICIINFS.2018.8721367.
- [113] S. Conti, L. Raffa, and U. Vagliasindi, "Innovative solutions for protection schemes in autonomous MV micro-grids," *2009 Int. Conf. Clean Electr. Power, ICCEP 2009*, pp. 647–654, 2009, doi: 10.1109/ICCEP.2009.5211985.
- [114] H. Lin, K. Sun, Z. H. Tan, C. Liu, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, "Adaptive protection combined with machine learning for microgrids," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 6, pp. 770–779, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6230.
- [115] R. Stefko, Z. Conka, M. Pavlik, S. Bucko, D. Medved, and M. Kolcun, "Operation of directional overcurrent protection in Microgrids," *2023 23rd Int. Sci. Conf. Electr. Power Eng. EPE 2023*, pp. 1–4, 2023, doi: 10.1109/EPE58302.2023.10149271.
- [116] J. Y. R. Wong, C. K. Tan, A. H. A. Bakar, and H. S. Che, "Selectivity Problem in Adaptive Overcurrent Protection for Microgrid With Inverter-Based Distributed Generators (IBDG): Theoretical Investigation and HIL Verification," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 37, no. 4, pp. 3313–3324, 2022, doi: 10.1109/TPWRD.2021.3126897.

- [117] J. S. Farkhani, M. Zareein, H. Soroushmehr, and H. M. Siece, "Protection Relay for Distribution Network With," *2019 5th Conf. Knowl. Based Eng. Innov.*, pp. 281–286, 2019.
- [118] S. Gottwalt, J. Gärttner, H. Schmeck, and C. Weinhardt, "Modeling and valuation of residential demand flexibility for renewable energy integration," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2565–2574, 2017, doi: 10.1109/TSG.2016.2529424.
- [119] X. Liu, M. Shahidehpour, Z. Li, X. Liu, Y. Cao, and W. Tian, "Protection Scheme for Loop-Based Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 3, pp. 1340–1349, 2017, doi: 10.1109/TSG.2016.2626791.
- [120] D. Birla, R. P. Maheshwari, and H. O. Gupta, "An approach to tackle the threat of sympathy trips in directional overcurrent relay coordination," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, no. 2, pp. 851–858, 2007, doi: 10.1109/TPWRD.2007.893587.
- [121] E. Dehghanpour, H. Kazemi Karegar, R. Kheirollahi, and T. Soleymani, "Optimal coordination of directional overcurrent relays in microgrids by using cuckoo-linear optimization algorithm and fault current limiter," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1365–1375, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2587725.
- [122] A. K. Sahoo, "Protection of microgrid through coordinated directional over-current relays," *2014 IEEE Glob. Humanit. Technol. Conf. - South Asia Satell. GHTC-SAS 2014*, pp. 129–134, 2014, doi: 10.1109/GHTC-SAS.2014.6967571.
- [123] H. M. Sharaf, H. H. Zeineldin, and E. El-Saadany, "Protection coordination for microgrids with grid-connected and islanded capabilities using communication assisted dual setting directional overcurrent relays," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 1, pp. 143–151, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2546961.
- [124] A. Sharma and B. K. Panigrahi, "Phase Fault Protection Scheme for Reliable Operation of Microgrids," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 54, no. 3, pp. 2646–2655, 2018, doi: 10.1109/TIA.2017.2787691.
- [125] H. Al-Nasseri, M. A. Redfern, and F. Li, "A voltage based protection for micro-grids containing power electronic converters," *2006 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES*, pp. 1–7, 2006, doi: 10.1109/pes.2006.1709423.
- [126] S. Jamali and H. Borhani-Bahabadi, "Protection Method for Radial Distribution Systems with DG Using Local Voltage Measurements," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 34, no. 2, pp. 651–660, 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2889895.
- [127] G. P. Dos Santos, J. C. M. Vieira, and A. B. Piardi, "Coordination and selectivity analysis of voltage-based relays for enhancing microgrid protection," *2021 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. - Lat. Am. ISGT Lat. Am. 2021*, 2021, doi: 10.1109/ISGTLatinAmerica52371.2021.9543050.
- [128] Y. Yin, Y. Fu, Z. Zhang, and A. Zamani, "Protection of Microgrid Interconnection Lines Using Distance Relay with Residual Voltage Compensations," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 37, no. 1, pp. 486–495, 2022, doi: 10.1109/TPWRD.2021.3063684.
- [129] Y. Yin, A. Zamani, Z. Zhang, and Y. Fu, "Ground Fault Protection of Microgrid Interconnection Lines Using Distance Relay with Residual Voltage Compensation," *2021 74th Conf. Prot. Relay Eng. CPRE 2021*, pp. 1–6, 2021, doi: 10.1109/CPRE48231.2021.9429847.

- [130] Y. Fang, K. Jia, Z. Yang, Y. Li, and T. Bi, "Impact of Inverter-Interfaced Renewable Energy Generators on Distance Protection and an Improved Scheme," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, no. 9, pp. 7078–7088, 2019, doi: 10.1109/TIE.2018.2873521.
- [131] H. Lin, C. Liu, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, "Distance protection for microgrids in distribution system," *IECON 2015 - 41st Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc.*, vol. 1, pp. 731–736, 2015, doi: 10.1109/IECON.2015.7392186.
- [132] A. Hooshyar, M. A. Azzouz, and E. F. El-Saadany, "Distance Protection of Lines Emanating from Full-Scale Converter-Interfaced Renewable Energy Power Plants-Part I: Problem Statement," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, no. 4, pp. 1770–1780, 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2369479.
- [133] F. M. Alalamat, E. A. Feilat, and M. Haj-Ahmed, "Performance Assessment of Distance Protection of PV-Integrated Microgrids," *2021 6th Int. Conf. Renew. Energy Gener. Appl. ICREGA 2021*, pp. 173–177, 2021, doi: 10.1109/ICREGA50506.2021.9388273.
- [134] F. M. Alalamat, E. A. Feilat, and M. A. Haj-Ahmed, "New distance protection scheme for PV microgrids," *6th IEEE Int. Energy Conf. ENERGYCon 2020*, pp. 668–673, 2020, doi: 10.1109/ENERGYCon48941.2020.9236446.
- [135] Y. Singh, I. Hussain, B. Singh, and S. Mishra, "Single-phase solar grid-interfaced system with active filtering using adaptive linear combiner filter-based control scheme," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 8, pp. 1976–1984, 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.1392.
- [136] H. Shi, Z. Yang, X. Yue, L. Hou, and F. Zhuo, "Calculation and measurement of harmonic impedance for a microgrid operating in Islanding mode," *Conf. Proc. - 2012 IEEE 7th Int. Power Electron. Motion Control Conf. - ECCE Asia, IPEMC 2012*, vol. 1, pp. 356–361, 2012, doi: 10.1109/IPEMC.2012.6258877.
- [137] Y. Wu, "Research on microgrid protection algorithm considering transition resistance," *2023 2nd Int. Conf. Smart Grids Energy Syst. SGES 2023*, pp. 39–43, 2023, doi: 10.1109/SGES59720.2023.10366933.
- [138] X. Zeng, M. Wen, K. Qian, T. Jiang, and Y. Cheng, "Adaptive Grounding Distance Protection for Inverter-Interfaced Distributed Generation," *2022 Asia Power Electr. Technol. Conf. APET 2022*, no. 51877090, pp. 106–111, 2022, doi: 10.1109/APET56294.2022.10073441.
- [139] S. Sahoo, S. C. Swain, and R. Dash, "Mho Relay Distance Protection Scheme using DWT Analysis under Symmetrical Fault Condition," *2023 1st Int. Conf. Circuits, Power, Intell. Syst. CCPIS 2023*, pp. 1–5, 2023, doi: 10.1109/CCPIS59145.2023.10291392.
- [140] N. Chothani, H. Vasava, D. Patel, and D. D. Patel, "Three-Zone Distance Protection of the Transmission Line Considering High Resistance Fault (HRF)," *2023 IEEE 3rd Int. Conf. Sustain. Energy Futur. Electr. Transp. SeFet 2023*, pp. 1–6, 2023, doi: 10.1109/SeFeT57834.2023.10245747.
- [141] A. A. K. Majhi, M. Singh, and P. Ray, "Intelligent Overcurrent and Distance Relay Coordination in Power Networks," *2023 IEEE 3rd Int. Conf. Sustain. Energy Futur. Electr. Transp. SeFet 2023*, pp. 1–6, 2023, doi: 10.1109/SeFeT57834.2023.10245830.

- [142] S. Prabhakar, "Distance protection schemes in distributed generation connected Transmission system combined with machine learning," *2023 IEEE 3rd Int. Conf. Smart Technol. Power, Energy Control. STPEC 2023*, pp. 1–6, 2023, doi: 10.1109/STPEC59253.2023.10430585.
- [143] M. Abdelhamid, S. Kamel, L. Nasrat, H. Shahinzadeh, and H. Nafisi, "Adaptive Coordination of Distance and Direction Overcurrent Relays in Active Distribution Networks Based on the Tunicate Swarm Algorithm," *2022 12th Smart Grid Conf. SGC 2022*, no. Sgc, pp. 1–6, 2022, doi: 10.1109/SGC58052.2022.9998952.
- [144] S. G. Bharathidasan, M. Sankar, and S. Akash, "Adaptive Distance Protection for Smart Grids with Infeed Compensation using Synchronized Phasor Measurements," *2022 Int. Conf. Smart Gener. Comput. Commun. Networking, SMART GENCON 2022*, pp. 1–10, 2022, doi: 10.1109/SMARTGENCON56628.2022.10084021.
- [145] H. Al-Nasseri and M. A. Redfern, "Harmonics content based protection scheme for micro-grids dominated by solid state converters," *2008 12th Int. Middle East Power Syst. Conf. MEPCON 2008*, pp. 50–56, 2008, doi: 10.1109/MEPCON.2008.4562361.
- [146] Z. Chen, X. Pei, and L. Peng, "Harmonic components based protection strategy for inverter-interfaced AC microgrid," *ECCE 2016 - IEEE Energy Convers. Congr. Expo. Proc.*, no. 51577079, pp. 1–6, 2016, doi: 10.1109/ECCE.2016.7855138.
- [147] K. Yabe, "Power differential method for discrimination between fault and magnetizing inrush current in transformers," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 12, no. 3, pp. 1109–1115, 1997, doi: 10.1109/61.636909.
- [148] T. F. G. W. D. Breingan, M.M. Chen, "THE LABORATORY INVESTIGATION OF A DIGITAL SYSTEM FOR THE PROTECTION OF TRANSMISSION LINES," *IEEE Trans. Power Appar. System, Vol.PAS-98, No.2 March/April 1979*, vol. 75, no. 2, pp. 350–368, 1979.
- [149] L. Zheng, K. Jia, W. Wu, Q. Liu, T. Bi, and Q. Yang, "Cosine Similarity Based Line Protection for Large Scale Wind Farms Part II - The Industrial Application," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 69, no. 3, pp. 2599–2609, 2022, doi: 10.1109/TIE.2021.3069400.
- [150] L. Zheng, K. Jia, T. Bi, Y. Fang, and Z. Yang, "Cosine Similarity Based Line Protection for Large-Scale Wind Farms," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 68, no. 7, pp. 5990–5999, 2021, doi: 10.1109/TIE.2020.2998756.
- [151] N. K. Sharma and S. R. Samantaray, "A Composite Magnitude-Phase Plane of Impedance Difference for Microgrid Protection Using Synchrophasor Measurements," *IEEE Syst. J.*, vol. 15, no. 3, pp. 4199–4209, 2020, doi: 10.1109/jsyst.2020.2999483.
- [152] N. K. Sharma and S. R. Samantaray, "PMU Assisted Integrated Impedance Angle-Based Microgrid Protection Scheme," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 35, no. 1, pp. 183–193, 2020, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2925887.
- [153] G. S. Dua, B. Tyagi, and V. Kumar, "Microgrid Differential Protection Based on Superimposed Current Angle Employing Synchrophasors," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 19, no. 8, pp. 8775–8783, 2023, doi: 10.1109/TII.2022.3222319.

- [154] A. Nanda, N. Giri, P. Nayak, R. K. Mallick, S. Mishra, and A. R. Choudhury, "Differential Protection of Microgrid based on Rate of Change of Apparent Power," *2022 IEEE Glob. Conf. Comput. Power Commun. Technol. GlobConPT 2022*, pp. 1–6, 2022, doi: 10.1109/GlobConPT57482.2022.9938363.
- [155] S. Muanchaona and J. G. Singh, "Fault Detection and Segmentation in Medium Voltage AC Microgrid by Using Differential Protection Principle," *Proc. 2022 Int. Conf. Util. Exhib. Energy, Environ. Clim. Chang. ICUE 2022*, no. October, pp. 1–9, 2022, doi: 10.1109/ICUE55325.2022.10113531.
- [156] J. Li, X. Zhang, W. Yao, J. Xu, X. Shi, and F. Ren, "Inverse Time Differential Current Protection for Microgrid," *Proc. 2022 IEEE 5th Int. Electr. Energy Conf. CIEEC 2022*, pp. 590–595, 2022, doi: 10.1109/CIEEC54735.2022.9845849.
- [157] S. Samal, S. R. Samantaray, and N. K. Sharma, "An Improved Differential Current-Based Fault Detection Scheme for Microgrids," *2022 22nd Natl. Power Syst. Conf. NPSC 2022*, pp. 843–847, 2022, doi: 10.1109/NPSC57038.2022.10069633.
- [158] A. K. Soni, A. Kumar, R. K. Panda, A. Mohapatra, and S. N. Singh, "Adaptive Coordination of Relays in AC Microgrid Considering Operational and Topological Changes," *IEEE Syst. J.*, vol. 17, no. 2, pp. 3071–3082, 2023, doi: 10.1109/JSYST.2022.3227311.
- [159] Y. Luo, I. U. Nutkani, and L. Meegahapola, "Adaptive Protection Scheme with Passive Islanding Detection for AC Microgrids," *2022 Int. Power Electron. Conf. IPEC-Himeji 2022-ECCE Asia*, pp. 1584–1591, 2022, doi: 10.23919/IPEC-Himeji2022-ECCE53331.2022.9807099.
- [160] T. S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, "Modeling of a centralized microgrid protection system and distributed energy resources according to IEC 61850-7-420," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1560–1567, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2185072.
- [161] M. J. Daryani and A. E. Karkevandi, "Decentralized cooperative protection strategy for smart distribution grid using Multi-Agent System," *Proc. - 2018 6th Int. Istanbul Smart Grids Cities Congr. Fair, ICSG 2018*, pp. 134–138, 2018, doi: 10.1109/SGCF.2018.8408958.
- [162] C. I. Ciontea, C. L. Bak, F. Blaabjerg, K. K. Madsen, and C. H. Sterregaard, "Decentralized adaptive overcurrent protection for medium voltage maritime power systems," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, vol. 2016-Decem, pp. 2569–2573, 2016, doi: 10.1109/APPEEC.2016.7779952.
- [163] J. Y. R. Wong, C. K. Tan, A. H. A. Bakar, and H. S. Che, "Selectivity Problem in Adaptive Overcurrent Protection for Microgrid With Inverter-Based Distributed Generators (IBDG): Theoretical Investigation and HIL Verification," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 37, no. 4, pp. 3313–3324, 2022, doi: 10.1109/TPWRD.2021.3126897.
- [164] P. Naveen and P. Jena, "Adaptive Protection Scheme for Microgrid with Multiple Point of Common Couplings," *IEEE Syst. J.*, vol. 15, no. 4, pp. 5618–5629, 2021, doi: 10.1109/JSYST.2020.3039881.
- [165] S. D. Saldarriaga-Zuluaga, J. M. López-Lezama, and N. Muñoz-Galeano, "Optimal coordination of overcurrent relays in microgrids considering a non-standard characteristic," *Energies*, vol. 13, no. 4, 2020, doi: 10.3390/en13040922.

- [166] M. Alam, R. Gokaraju, and S. Chakrabarti, "Protection coordination for networked microgrids using single and dual setting overcurrent relays," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 14, May 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0557.
- [167] M. Y. Shih, A. Conde, Z. Leonowicz, and L. Martirano, "An Adaptive Overcurrent Coordination Scheme to Improve Relay Sensitivity and Overcome Drawbacks due to Distributed Generation in Smart Grids," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 53, no. 6, pp. 5217–5228, 2017, doi: 10.1109/TIA.2017.2717880.
- [168] H. C. Seo, "New protection scheme in loop distribution system with distributed generation," *Energies*, vol. 13, no. 22, 2020, doi: 10.3390/en13225897.
- [169] M. N. Alam, "Adaptive Protection Coordination Scheme Using Numerical Directional Overcurrent Relays," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 15, no. 1, pp. 64–73, 2019, doi: 10.1109/TII.2018.2834474.
- [170] A. M. Tsimtsios and V. C. Nikolaidis, "Towards Plug-and-Play Protection for Meshed Distribution Systems with DG," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 3, pp. 1980–1995, 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2945694.
- [171] A. M. Ibrahim, W. El-Khattam, M. ElMesallamy, and H. A. Talaat, "Adaptive protection coordination scheme for distribution network with distributed generation using ABC," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 3, no. 2, pp. 320–332, 2016, doi: 10.1016/j.jesit.2015.11.012.
- [172] V. A. Papaspiliotopoulos, G. N. Korres, V. A. Kleftakis, and N. D. Hatziargyriou, "Hardware-In-the-Loop Design and Optimal Setting of Adaptive Protection Schemes for Distribution Systems with Distributed Generation," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 1, pp. 393–400, 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2015.2509784.
- [173] A. Arunan, T. Sirojan, J. Ravishankar, and E. Ambikairajah, "Real-Time Adaptive Differential Feature-Based Protection Scheme for Isolated Microgrids Using Edge Computing," *IEEE Syst. J.*, vol. 15, no. 1, pp. 1318–1328, 2021, doi: 10.1109/JSYST.2020.2986577.
- [174] O. Asgari Gashteroodkhani, M. Majidi, and M. Etezadi-Amoli, "A combined deep belief network and time-time transform based intelligent protection Scheme for microgrids," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 182, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106239.
- [175] S. A. Hosseini, S. H. H. Sadeghi, and A. Nasiri, "Decentralized Adaptive Protection Coordination Based on Agents Social Activities for Microgrids with Topological and Operational Uncertainties," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 57, no. 1, pp. 702–713, 2021, doi: 10.1109/TIA.2020.3028351.
- [176] S. Huang, Q. Wu, W. Liao, G. Wu, X. Li, and J. Wei, "Adaptive Droop-based Hierarchical Optimal Voltage Control Scheme for VSC-HVDC Connected Offshore Wind Farm," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 17, no. 12, pp. 8165–8176, 2021, doi: 10.1109/TII.2021.3065375.
- [177] A. Y. Hatata, M. A. Essa, and B. E. Sedhom, "Adaptive Protection Scheme for FREEDM Microgrid Based on Convolutional Neural Network and Gorilla Troops Optimization Technique," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 55583–55601, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3177544.

- [178] L. Cheng, Z. Wu, S. Xuanyuan, and H. Chang, "Power Quality Disturbance Classification based on Adaptive Compressed Sensing and Machine Learning," *IEEE Green Technol. Conf.*, vol. 2020-April, pp. 65–70, 2020, doi: 10.1109/GreenTech46478.2020.9289735.
- [179] J. U. Hassan and I. Fareed Nizami, "Machine Learning Algorithm Analysis for Detecting and Classification Faults in Power Transmission System," *2022 2nd Int. Conf. Digit. Futur. Transform. Technol. ICoDT2 2022*, pp. 1–5, 2022, doi: 10.1109/ICoDT255437.2022.9787450.
- [180] P. Kumar, B. Bag, N. D. Londhe, and A. Tikariha, "Classification and Analysis of Power System Faults in IEEE-14 Bus System using Machine learning Algorithm," *2021 4th Int. Conf. Recent Dev. Control. Autom. Power Eng. RDCAPE 2021*, vol. 3, pp. 122–126, 2021, doi: 10.1109/RDCAPE52977.2021.9633750.
- [181] T. Goswami and U. B. Roy, "Predictive Model for Classification of Power System Faults using Machine Learning," *IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON*, vol. 2019-Octob, pp. 1881–1885, 2019, doi: 10.1109/TENCON.2019.8929264.
- [182] S. Stock, D. Babazadeh, and C. Becker, "Applications of artificial intelligence in distribution power system operation," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 150098–150119, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3125102.
- [183] J. Zhao, Z. Zhao, X. Xia, W. Cui, Z. Zhang, and R. Shan, "A Survey: New Generation Artificial Intelligence and Its Application in Power System Dispatching and Operation," *5th IEEE Conf. Energy Internet Energy Syst. Integr. Energy Internet Carbon Neutrality, EI2 2021*, pp. 3178–3183, 2021, doi: 10.1109/EI252483.2021.9713148.
- [184] S. Li, "Research on the application of artificial intelligence in diagnosing power system faults," *Proc. - 2022 Int. Conf. Data Anal. Comput. Artif. Intell. ICDACAI 2022*, pp. 372–375, 2022, doi: 10.1109/ICDACAI57211.2022.00079.
- [185] R. Verma, S. K. Gawre, and N. P. Patidar, "An Analytical Review on Measures of Microgrid Protection," *10th IEEE Int. Conf. Power Electron. Drives Energy Syst. PEDES 2022*, pp. 1–6, 2022, doi: 10.1109/PEDES56012.2022.10080291.
- [186] F. Jiao, Y. Tan, K. He, Z. Ma, Z. Li, and J. Dou, "Improved Discrete Cuckoo Algorithm Based Relay Protection Setting Optimization," *2021 Int. Conf. High Perform. Big Data Intell. Syst. HPBD IS 2021*, pp. 212–216, 2021, doi: 10.1109/HPBDIS53214.2021.9658342.
- [187] X. Zhao, Y. Guo, X. Guo, and H. Li, "Artificial Intelligence Applications and Prospects for the Smart Grid," *Proc. - 2023 Panda Forum Power Energy, PandaFPE 2023*, pp. 1844–1848, 2023, doi: 10.1109/PandaFPE57779.2023.10141110.
- [188] J. Li, X. Wang, S. Chen, and D. Yan, "Research and Application of Safe Reinforcement Learning in Power System," *Proc. - 2023 8th Asia Conf. Power Electr. Eng. ACPEE 2023*, pp. 1977–1982, 2023, doi: 10.1109/ACPEE56931.2023.10135995.
- [189] T. Van Nguyen, "Applications of Artificial Intelligence in Renewable Energy: a brief review," *Proc. 2023 Int. Conf. Syst. Sci. Eng. ICSSE 2023*, pp. 348–351, 2023, doi: 10.1109/ICSSE58758.2023.10227160.

- [190] D. Liu, A. Dysko, Q. Hong, D. Tzelepis, and C. D. Booth, "Transient Wavelet Energy-Based Protection Scheme for Inverter-Dominated Microgrid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 13, no. 4, pp. 2533–2546, 2022, doi: 10.1109/TSG.2022.3163669.
- [191] K. Jnaneswar, A. S. Rana, and M. S. Thomas, "DCVD-VMD Enabled Traveling Wave-Based Fault Location in Nonhomogenous AC Microgrids," *IEEE Syst. J.*, vol. 17, no. 2, pp. 2411–2421, 2023, doi: 10.1109/JSYST.2022.3217089.
- [192] L. S. Lessa, C. V. C. Grilo, D. V. Coury, and R. A. S. Fernandes, "EMD-Denoising Signal Applied to Traveling Wave-Based Fault Location in Radial Distribution Systems," *2023 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Lat. Am. ISGT-LA 2023*, pp. 200–204, 2023, doi: 10.1109/ISGT-LA56058.2023.10328267.
- [193] F. M. Aboshady, "Feasibility of Travelling-Wave-Based Phase-Fault Protection for Transmission Line Connected to Inverter-Interfaced Renewable Energy Sources," *22nd Int. Middle East Power Syst. Conf. MEPCON 2021 - Proc.*, pp. 131–136, 2021, doi: 10.1109/MEPCON50283.2021.9686261.
- [194] IEEE Std 1547, *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. 2018.
- [195] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D'haeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues," *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, 2005, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.004>.
- [196] T. C. Green and M. Prodanović, "Control of inverter-based micro-grids," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 9, pp. 1204–1213, 2007, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.017>.
- [197] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van Den Keybus, A. Woyte, J. Driesen, and R. Belmans, "A voltage and frequency droop control method for parallel inverters," *PESC Rec. - IEEE Annu. Power Electron. Spec. Conf.*, vol. 4, no. 4, pp. 2501–2507, 2004, doi: 10.1109/PESC.2004.1355222.
- [198] M. Abbasi, E. Abbasi, L. Li, R. P. Aguilera, D. Lu, and F. Wang, "Review on the Microgrid Concept, Structures, Components, Communication Systems, and Control Methods," *Energies*, vol. 16, no. 1, 2023, doi: 10.3390/en16010484.
- [199] S. Bhattacharya and S. Mishra, "Efficient power sharing approach for photovoltaic generation based microgrids," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 7, pp. 973–987, 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0518.
- [200] R. Jadeja, A. Ved, T. Trivedi, and G. Khanduja, "Control of Power Electronic Converters in AC Microgrid," *Power Syst.*, vol. 27, no. 11, pp. 329–355, 2020, doi: 10.1007/978-3-030-23723-3_13.
- [201] D. J. Ryan, R. Razzaghi, H. D. Torresan, A. Karimi, and B. Bahrani, "Grid-Supporting Battery Energy Storage Systems in Islanded Microgrids: A Data-Driven Control Approach," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 12, no. 2, pp. 834–846, 2021, doi: 10.1109/TSTE.2020.3022362.
- [202] Y. Feng, Z. Shuai, J. Ge, H. Zhao, and Z. J. Shen, "Power Oscillation Control of Grid-Feeding Converter Considering Next Generation Grid Code during Asymmetrical Faults," *ECCE 2020 - IEEE Energy Convers. Congr. Expo.*, pp. 4731–4735, 2020, doi: 10.1109/ECCE44975.2020.9235844.

- [203] M. Liang and T. Q. Zheng, "Synchronous PI control for three-phase grid-connected photovoltaic inverter," *2010 Chinese Control Decis. Conf. CCDC 2010*, no. 2, pp. 2302–2307, 2010, doi: 10.1109/CCDC.2010.5498813.
- [204] X. Kong, Y. Yuan, P. Li, Y. Wang, and J. Lin, "The design and analysis of the pi regulator of three-phase voltage source PWM rectifier," *IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON*, vol. 2016-Janua, 2016, doi: 10.1109/TENCON.2015.7372891.
- [205] H. Hou, S. Zhang, J. Yang, and W. Hu, "Harmonic suppression of LCL grid-connected inverter based on PI control," *Proc. - 2021 Int. Conf. Artif. Intell. Electromechanical Autom. AIEA 2021*, pp. 15–18, 2021, doi: 10.1109/AIEA53260.2021.00011.
- [206] S. D'Arco, J. A. Suul, and O. B. Fosso, "Automatic Tuning of Cascaded Controllers for Power Converters Using Eigenvalue Parametric Sensitivities," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 51, no. 2, pp. 1743–1753, 2015, doi: 10.1109/TIA.2014.2354732.
- [207] M. Jayaraman and V. T. Sreedevi, "Implementation of LC and LCL passive filters for harmonic reduction in PV based renewable energy systems," *2017 Natl. Power Electron. Conf. NPEC 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 363–369, 2018, doi: 10.1109/NPEC.2017.8310486.
- [208] M. Jayaraman and V. T. Sreedevi, "Design of a passive damped filter for harmonic reduction in multilevel inverters used in PV applications," *8th IEEE Power India Int. Conf. PIICON 2018*, 2018, doi: 10.1109/POWERI.2018.8704437.
- [209] M. Karaca, A. Mamizadeh, N. Genc, and A. Sular, "Analysis of passive filters for PV inverters under variable irradiances," *8th Int. Conf. Renew. Energy Res. Appl. ICRERA 2019*, pp. 680–685, 2019, doi: 10.1109/ICRERA47325.2019.8997111.
- [210] I. Chtouki, M. Zazi, M. Feddi, and M. Rayyam, "LCL filter with passive damping for PV system connected to the network," *Proc. 2016 Int. Renew. Sustain. Energy Conf. IRSEC 2016*, pp. 692–697, 2017, doi: 10.1109/IRSEC.2016.7984020.
- [211] J. T. Bialasiewicz, "Renewable energy systems with photovoltaic power generators: Operation and modeling," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 7, pp. 2752–2758, 2008, doi: 10.1109/TIE.2008.920583.
- [212] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, A. Luna, P. Rodríguez, and R. Teodorescu, "Adaptive droop control applied to voltage-source inverters operating in grid-connected and islanded modes," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 10, pp. 4088–4096, 2009, doi: 10.1109/TIE.2009.2027921.
- [213] S. Fahad, A. Goudarzi, and J. Xiang, "From Grid Feeding to Grid Supporting Converters: A Constant Power Active Distribution Network Perspective," *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, vol. 2020-June, pp. 862–867, 2020, doi: 10.1109/ISIE45063.2020.9152401.
- [214] S. Wei, F. Gao, K. Hashmi, W. Cai, L. Chen, and Y. Zhao, "Modal Analysis of Voltage-source-based and Current-source-based Parallel Grid-supporting Inverters," in *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, 2020, vol. 2020-Octob, no. 1, pp. 3236–3241, doi: 10.1109/IECON43393.2020.9254899.
- [215] A. Vinayagam, K. S. V. Swarna, S. Y. Khoo, A. T. Oo, and A. Stojcevski, "PV Based Microgrid with Grid-Support Grid-Forming Inverter Control-(Simulation and Analysis)," *Smart Grid Renew. Energy*, vol. 08, no. 01, pp. 1–30, 2017, doi: 10.4236/sgre.2017.81001.

- [216] S. Anttila, J. S. Döhler, J. G. Oliveira, and C. Boström, “Grid Forming Inverters: A Review of the State of the Art of Key Elements for Microgrid Operation,” *Energies*, vol. 15, no. 15, pp. 1–30, 2022, doi: 10.3390/en15155517.
- [217] P. Kacejko and J. Machowski, *Zwarcia w systemach elektroenergetycznych*. 2012.
- [218] A. Smolarczyk, “AUTOREFERAT HABILITACYJNY,” *Politech. Warsz.*, pp. 1–38, 2019.
- [219] W. Winkler and A. Wiszniewski, “Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych,” *Wydaw. Nauk. PWN, WNT*, 2013.
- [220] J. Lorenc, K. Łowczowski, and B. Staszak, “Poprawa skuteczności działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych typu YY0 wspieranych funkcjami adaptacyjnymi,” *Pozn. Univ. Technol. Acad. Journals Electr. Eng.*, no. 94, pp. 169–178, 2018, doi: 10.21008/j.1897-0737.2018.94.0015.
- [221] J. Lorenc, *Admitancyjne zabezpieczenia ziemnozwarciowe kompensowanych sieci średnich napięć*. Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, 1992.
- [222] W. Hoppel, “Współczesne rozwiązania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach średnich napięć o nieskutecznie uziemionym punktem neutralnym,” *Miesięcznik SEP INPE 172-173*, pp. 4–37, 2013.
- [223] M. H. Karol Świerczyński, Bartosz J. Brusilowicz, “Analiza skuteczności działania zabezpieczeń częstotliwościowych,” *Wiadomości Elektrotechniczne*, vol. R. 92, nr, pp. 30–35, 2024.
- [224] A. Smolarczyk, “Dobór nastawień zabezpieczeń sieci średnich napięć – przykłady obliczeniowe,” *Oficyna Wydawnicza Politech. Warsz.*, 2021.

Załącznik 1. Parametry zamodelowanych urządzeń elektroenergetycznych

Tab. Z1 Parametry transformatora zasilającego

Moc [MVA]	Napięcie górne [kV]	Napięcie dolne [kV]	Napięcie zwarcia [%]	Prąd jałowy [%]	Grupa połączeń	Straty obciążeniowe [W]	Straty jałowe [W]
16	115	21	10,4	0,33	YNd11	92400	15500

Tab. Z2 Parametry jednostkowe linii kablowych dla składowej zgodnej oraz zerowej

Typ	R ₁ [Ω/km]	R ₀ [Ω/km]	L ₁ [Ω/km]	L ₀ [Ω/km]	C ₁ [Ω/km]	C ₀ [Ω/km]
YHAXS 240 mm ²	0,075	0,6	3*10 ⁻⁴	1,3*10 ⁻³	6*10 ⁻⁸	4*10 ⁻⁸
YHAXS 120 mm ²	0,153	0,760	3,9*10 ⁻⁴	2*10 ⁻⁴	6*10 ⁻⁷	4*10 ⁻⁷

Tab. Z3 Parametry jednostkowe linii napowietrznych dla składowej zgodnej oraz zerowej

Typ	R ₁ [Ω/km]	R ₀ [Ω/km]	L ₁ [Ω/km]	L ₀ [Ω/km]	C ₁ [Ω/km]	C ₀ [Ω/km]
AFL-6 70 mm ²	0,434	0,582	1,2*10 ⁻³	5*10 ⁻³	1*10 ⁻⁸	4*10 ⁻⁹
AFL-6 35 mm ²	0,837	0,985	1,4*10 ⁻³	5*10 ⁻³	1*10 ⁻⁸	4*10 ⁻⁹

Tab. Z4 Parametry transformatorów rozdzielczych

Moc [kVA]	Napięcie górne [kV]	Napięcie dolne [kV]	Napięcie zwarcia [%]	Prąd jałowy [%]	Grupa połączeń	Straty obciążeniowe [W]	Straty jałowe [W]
40	21	0,42	4,5	1,2	Dyn5	840	140
63				1,1		1200	180
100				0,4		1750	210
160				0,4		2350	300
250				0,4		3250	430
400				0,35		4600	610

Tab. Z5 Parametry transformatora uziemiającego

Moc [kVA]	Napięcie górne [kV]	Napięcie dolne [kV]	Napięcie zwarcia [%]	Prąd jałowy [%]	Grupa połączeń	Straty obciążeniowe [W]	Straty jałowe [W]
100	21	0,42	4,5	0,4	ZNyn5	1700	800

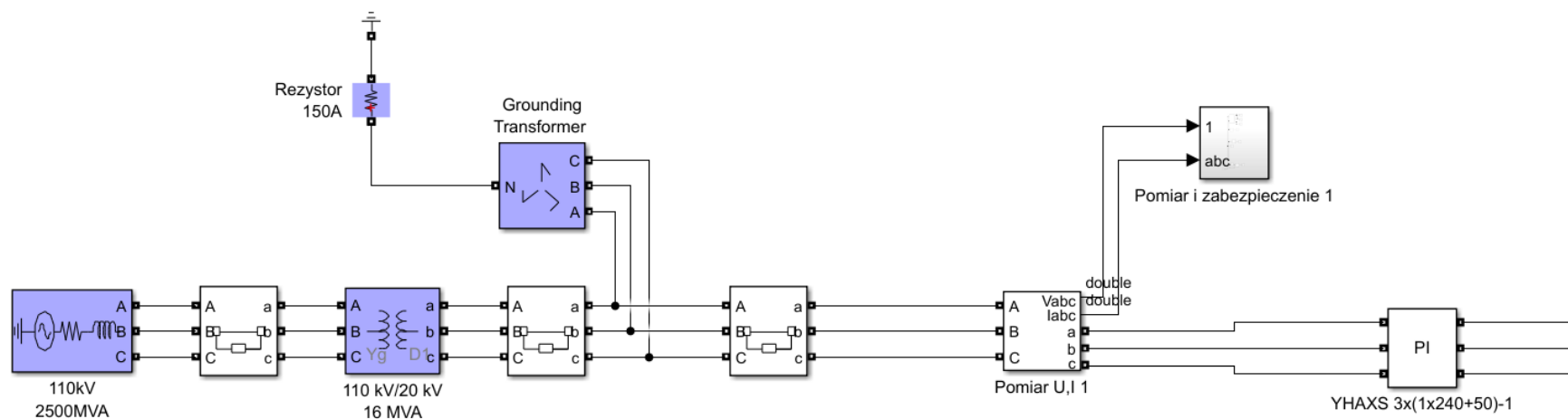
Tab. Z6 Parametry pojedynczego panelu fotowoltaicznego typu SK6612PHV

Parametr	Wartość
Maksymalna moc wyjściowa P_{max}	330 W
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej V_{mp}	37,1 V
Prąd w punkcie mocy maksymalnej I_{mp}	8,89 A
Napięcie w stanie jałowym V_{oc}	45,7 V
Prąd w stanie zwarcia I_{sc}	9,42 A
Współczynnik temperaturowy napięciowy K_{Voc}	-0,31 %/°C
Współczynnik temperaturowy prądowy K_{Isc}	0,055 %/°C

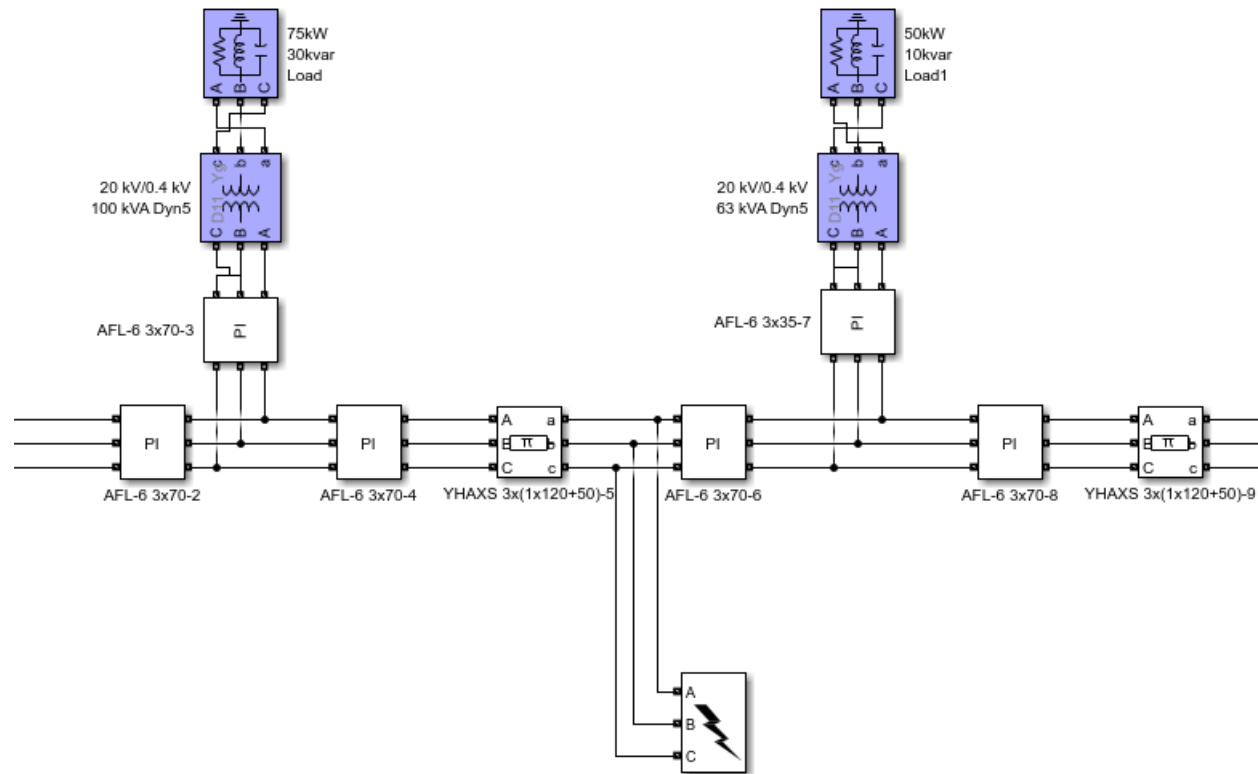
Tab. Z7 Parametry transformatorów fotowoltaicznych

Moc [kVA]	Napięcie górne [kV]	Napięcie dolne [kV]	Napięcie zwarcia [%]	Prąd jałowy [%]	Grupa połączeń	Straty obciążeniowe [W]	Straty jałowe [W]
1000	21	0,8	6	0,5	Dyn5	9000	1550
2500						19000	3100

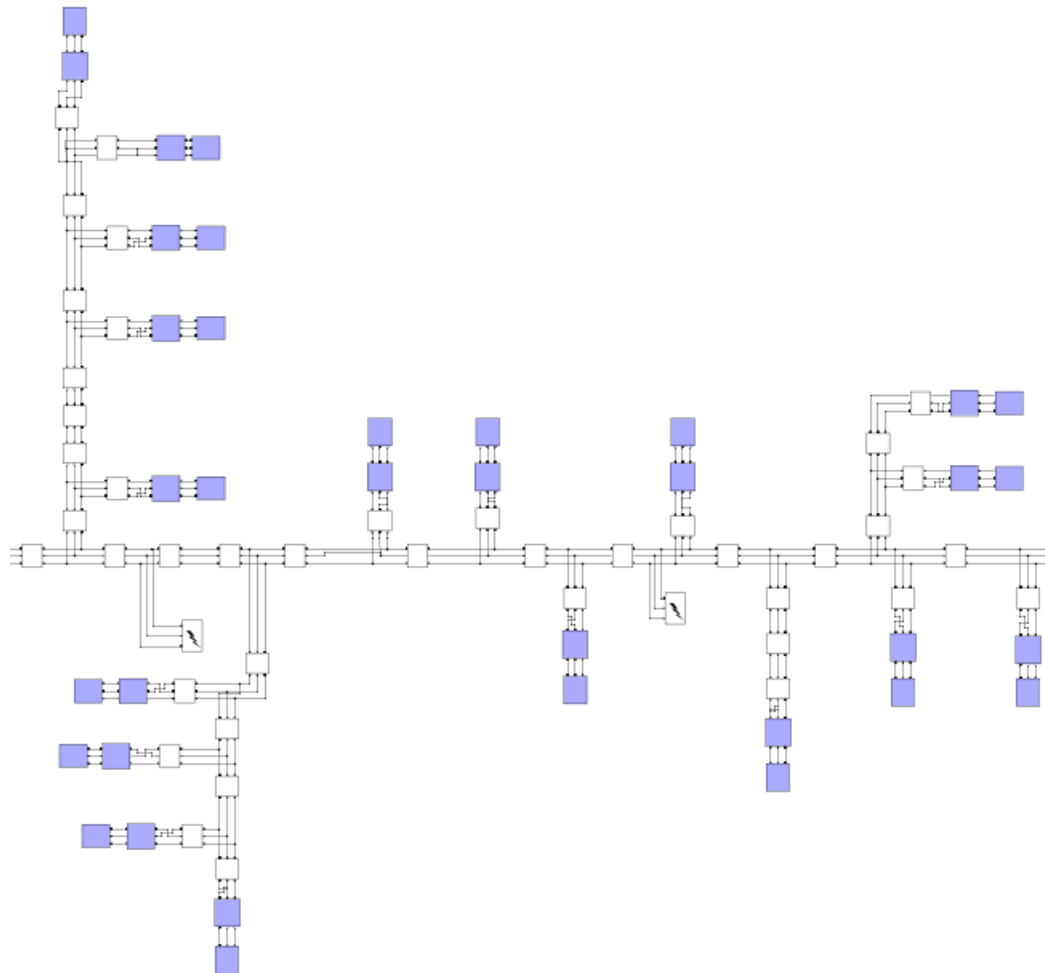
Załącznik 2. Model symulacyjny sieci SN



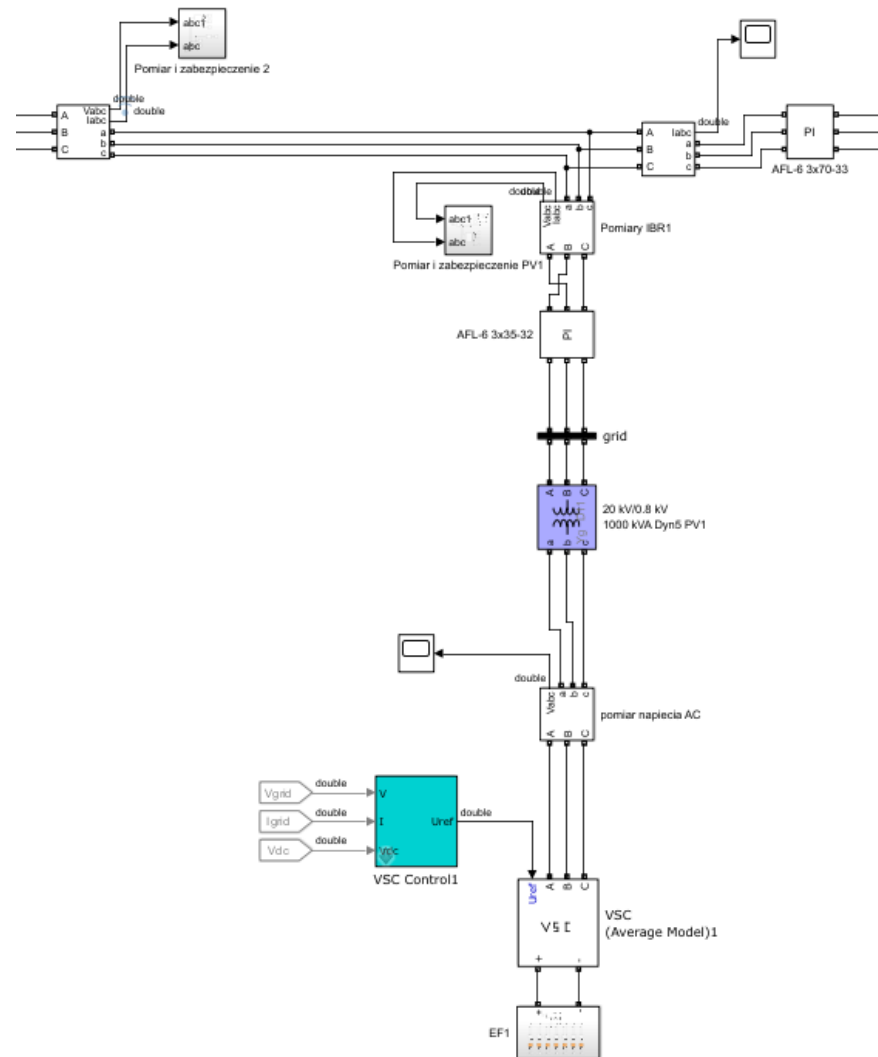
Rys. Z1 Fragment modelu symulacyjnego sieci SN zawierający część związaną zasilaniem sieci



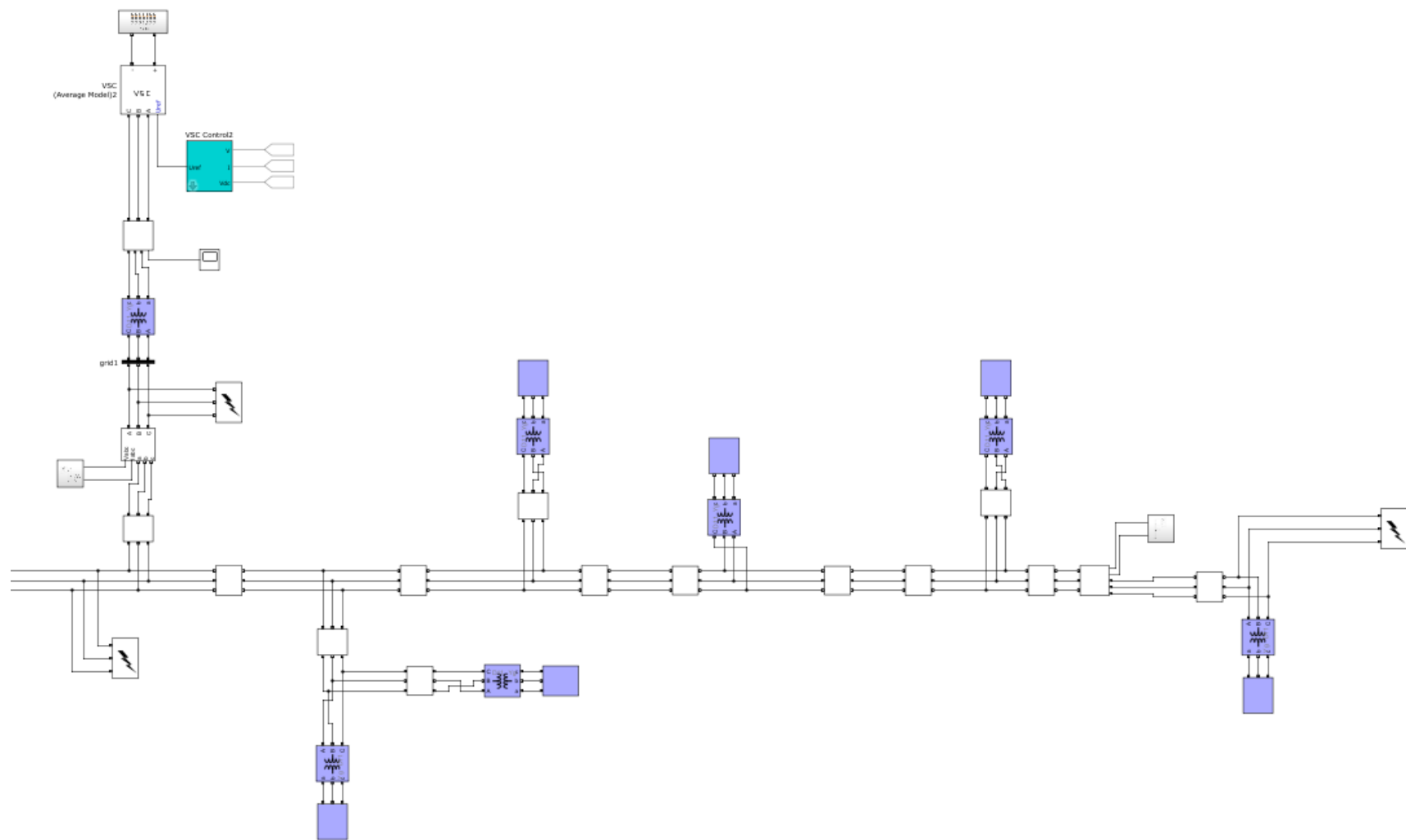
Rys. Z2 Fragment modelu symulacyjnego sieci SN zawierający początkowy odcinek sieci wraz z blokiem do symulacji zwarć



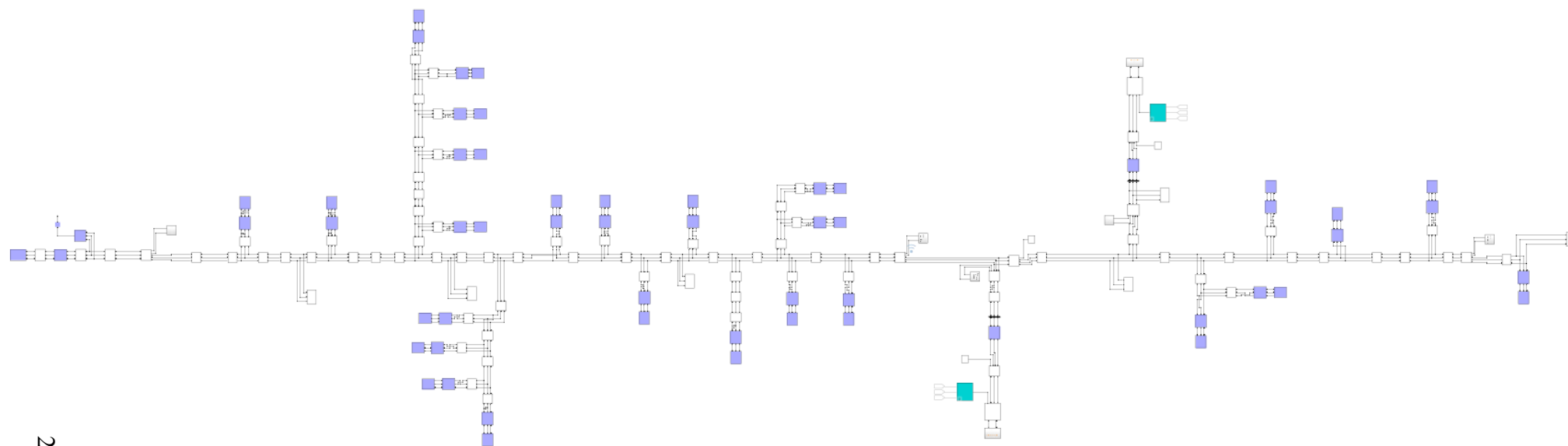
Rys. Z3 Fragment modelu symulacyjnego sieci SN zawierający kolejny odcinek sieci wraz z liniami odgałęzными i blokami do symulacji zwarć



Rys. Z4 Fragment modelu symulacyjnego sieci SN zawierający kolejny odcinek sieci wraz z farmą fotowoltaiczną PV1



Rys. Z5 Fragment modelu symulacyjnego sieci SN zawierający kolejny odcinek sieci wraz z farmą fotowoltaiczną PV2 i blockami do symulacji zwarć



Rys. Z6 Model symulacyjny sieci SN

