

**ELEKTROENERGETYCZNA  
AUTOMATYKA  
ZABEZPIECZENIOWA**

**Włodzimierz Korniluk  
Krzysztof Waldemar Woliński**



**Białystok 2012**

# **ELEKTROENERGETYCZNA AUTOMATYKA ZABEZPIECZENIOWA**

**Włodzimierz Korniluk  
Krzysztof Waldemar Woliński**



Oficyna Wydawnicza Politechniki Białostockiej  
Białystok 2012

Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Józef Lorenc

prof. dr hab. inż. Eugeniusz Rosołowski

Redaktor naukowy:

prof. zw. dr hab. inż. Mikołaj Busłowicz

Opracowanie redakcyjne:

Jadwiga Żukowska

Rysunki:

dr inż. Dariusz Sajewicz

© Copyright by Politechnika Białostocka

Białystok 2008, 2009, 2012

Wydanie III rozszerzone

ISBN 978-83-62582-31-0

(ISBN 978-83-60200-68-1 wyd. 2)

(ISBN 978-83-60200-62-9 wyd. 1)

Wydanie podręcznika sponsorowane przez:

ELKOMTECH S.A. w Łodzi

Instytut Energetyki Laboratorium Automatyki i Zabezpieczeń w Warszawie

RELPOL S.A. Zakład POLON w Zielonej Górze

Zakład Produkcyjny Aparatury Elektrycznej Sp. z o.o. w Siemianowicach Śląskich

ZAZ-En Sp. z o.o. Tychy

Publikacja nie może być w jakikolwiek sposób powielana i rozpowszechniana  
bez pisemnej zgody posiadacza praw autorskich

Redakcja techniczna, skład i druk:

Oficyna Wydawnicza Politechniki Białostockiej

Nakład: 400 egz.

---

Oficyna Wydawnicza Politechniki Białostockiej

ul. Wiejska 45C, 15-351 Białystok

tel.: 85 746 91 37, fax: 85 746 90 12

e-mail: [oficyna.wydawnicza@pb.edu.pl](mailto:oficyna.wydawnicza@pb.edu.pl)

[www.pb.edu.pl](http://www.pb.edu.pl)

# Spis treści

Przedmowa .....	9
Wykaz ważniejszych oznaczeń .....	11
Wykaz używanych skrótów .....	13
1. Wprowadzenie ogólne .....	15
1.1. Zadania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej .....	15
1.2. Ogólna charakterystyka zakłóceń .....	18
1.3. Struktura i wykonanie urządzeń zabezpieczeniowych .....	33
1.4. Wymagania stawiane elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej .....	37
1.5. Bibliografia .....	43
2. Przetworniki wielkości pomiarowych .....	47
2.1. Wstęp .....	47
2.2. Przekładniki prądowe zabezpieczeniowe .....	47
2.2.1. Układy połączeń przekładników prądowych .....	54
2.2.2. Dobór przekładników prądowych .....	56
2.3. Przekładniki napięciowe zabezpieczeniowe .....	57
2.4. Filtry składowych symetrycznych .....	62
2.5. Czujniki temperatury .....	64
2.6. Bibliografia .....	66
3. Przekazniki i urządzenia zabezpieczeniowe .....	69
3.1. Wiadomości wstępne .....	69
3.2. Przekazniki pomocnicze .....	70
3.3. Ogólne zasady porównywania wielkości kryterialnych .....	73
3.4. Przekazniki pomiarowe jednowejściowe .....	75
3.4.1. Przekazniki prądowe i napięciowe .....	75
3.4.2. Przekaznik cieplny .....	76
3.4.3. Przekaznik częstotliwości .....	78
3.4.4. Przekaznik gazowo-przepływowy .....	78
3.5. Przekazniki pomiarowe wielowejściowe .....	79
3.5.1. Przekazniki kierunkowe .....	79
3.5.2. Przekazniki impedancyjne .....	80

3.5.3. Przekąźniki różnicowe prądowe .....	83
3.6. Analogowe urządzenia zabezpieczeniowe .....	84
3.7. Mikroprocesorowe urządzenia zabezpieczeniowe .....	90
3.8. Współpraca automatyki zabezpieczeniowej z innymi układami .....	101
3.9. Rejestratory zakłóceń .....	108
3.10. Lokalizatory miejsca zwarcia .....	111
3.11. Bibliografia .....	114
4. Automatyka zabezpieczeniowa linii elektroenergetycznych .....	119
4.1. Zakłócenia w pracy linii .....	119
4.2. Rodzaje stosowanej automatyki zabezpieczeniowej linii.....	121
4.3. Zabezpieczenia do wykrywania zwarć wieloprądowych.....	124
4.3.1. Prądy i napięcia występujące podczas zwarć.....	124
4.3.2. Zabezpieczenia nadprądowe .....	128
4.3.3. Zabezpieczenia odległościowe.....	141
4.3.4. Zabezpieczenie różnicowe wzdłużne.....	148
4.3.5. Zabezpieczenia porównawczo-fazowe .....	151
4.3.6. Zabezpieczenia porównawczo-kierunkowe .....	153
4.3.7. Zabezpieczenie przeciążeniowe .....	157
4.4. Zabezpieczenia od zwarć doziemnych małoprądowych .....	158
4.4.1. Wprowadzenie .....	158
4.4.2. Rodzaje stosowanych zabezpieczeń ziemnozwarciowych .....	165
4.4.3. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe nadnapięciowe zerowe .....	166
4.4.4. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe nadprądowo zerowe .....	166
4.4.5. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe kątowoprądowe .....	167
4.4.6. Zabezpieczenia ziemnozwarciowe admitancyjne .....	168
4.4.7. Zabezpieczenia ziemnozwarciowe kierunkowe mocowo-zerowe .....	170
4.4.8. Zabezpieczenia ziemnozwarciowe z zewnętrznym sygnałem .....	170
4.5. Przykłady zespołów automatyki zabezpieczeniowej linii elektroenergetycznych .....	171
4.6. Reklozery .....	182
4.7. Bibliografia .....	186
5. Automatyka zabezpieczeniowa transformatorów .....	193
5.1. Awaryjność i zakłócenia w pracy transformatorów .....	193
5.2. Wymagania i stosowane zabezpieczenia .....	196
5.3. Zabezpieczenia od zwarć zewnętrznych .....	197
5.4. Zabezpieczenia od zwarć i uszkodzeń wewnętrznych .....	208
5.5. Zabezpieczenia przeciążeniowe .....	220
5.6. Zabezpieczenie od nadmiernego strumienia w rdzeniu .....	223
5.7. Przykłady zespołów automatyki zabezpieczeniowej transformatorów ..	224
5.8. Bibliografia .....	230

6.	Automatyka zabezpieczeniowa szyn zbiorczych .....	235
6.1.	Wprowadzenie .....	235
6.2.	Uproszczone zabezpieczenia szyn zbiorczych .....	236
6.3.	Pełnowartościowe zabezpieczenia szyn zbiorczych .....	238
6.4.	Zabezpieczenie łukoochronne .....	242
6.5.	Lokalne rezerwowanie wyłączników .....	243
6.6.	Przykład zespołu automatyki zabezpieczeniowej szyn zbiorczych .....	245
6.7.	Bibliografia .....	246
7.	Automatyka zabezpieczeniowa generatorów synchronicznych .....	249
7.1.	Wiadomości ogólne .....	249
7.2.	Zabezpieczenia od zwarć międzyfazowych w uzwojeniu stojana generatora .....	253
7.3.	Zabezpieczenie od zwarć doziemnych w uzwojeniu stojana generatora .....	256
7.4.	Zabezpieczenie od zwarć zwojowych uzwojenia stojana generatora .....	260
7.5.	Zabezpieczenia od zwarć w wirniku i obwodzie wzbudzenia .....	262
7.6.	Zabezpieczenia nadnapięciowe .....	263
7.7.	Zabezpieczenia od przeciążeń cieplnych uzwojenia stojana generatora .....	264
7.8.	Zabezpieczenia od przeciążeń cieplnych uzwojenia wirnika generatora .....	266
7.9.	Zabezpieczenia generatora od zwarć zewnętrznych .....	266
7.10.	Zabezpieczenie generatora od asymetrii prądowej .....	268
7.11.	Zabezpieczenie generatora od pracy silnikowej .....	269
7.12.	Zabezpieczenie generatora od utraty wzbudzenia .....	271
7.13.	Zabezpieczenie generatora od utraty synchronizmu .....	273
7.14.	Zabezpieczenie generatora i transformatora blokowego od przewzbudzenia .....	274
7.15.	Zabezpieczenia pod- i nadczęstotliwościowe generatora .....	274
7.16.	Zabezpieczenie od przypadkowego załączenia generatora .....	275
7.17.	Zabezpieczenia generatora od zakłóceń mechanicznych .....	275
7.18.	Dobór automatyki zabezpieczeniowej bloków generator-transformator .....	277
7.19.	Przykład zespołu automatyki zabezpieczeniowej bloku generator-transformator .....	278
7.20.	Bibliografia .....	282
8.	Automatyka zabezpieczeniowa silników elektrycznych.....	285
8.1.	Awaryjność i zakłócenia w pracy silników elektrycznych .....	285
8.2.	Wymagania i stosowane rodzaje zabezpieczeń.....	289
8.3.	Zabezpieczenia od zwarć międzyfazowych.....	290
8.4.	Zabezpieczenia od zwarć doziemnych.....	293

8.5. Zabezpieczenie silników od przeciążeń cieplnych.....	294
8.6. Zabezpieczenia silników synchronicznych.....	299
8.7. Zabezpieczenia silników od uszkodzeń mechanicznych.....	300
8.8. Przykłady cyfrowych zespołów automatyki zabezpieczeniowej silników .....	300
8.9. Bibliografia .....	305
9. Automatyka zabezpieczeniowa baterii kondensatorów stacyjnych .....	309
9.1. Wprowadzenie.....	309
9.2. Zabezpieczenie od skutków zwarć międzyfazowych.....	311
9.3. Zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych .....	313
9.4. Zabezpieczenie od przeciążeń ruchowych.....	313
9.5. Zabezpieczenie od uszkodzeń wewnętrznych .....	314
9.6. Zabezpieczenie baterii kondensatorów od wzrostu napięcia .....	318
9.7. Przykład zespołu automatyki zabezpieczeniowej kondensatorów .....	319
9.8. Bibliografia.....	321
10. Automatyka zabezpieczeniowa restytucyjna i prewencyjna .....	323
10.1. Wstęp .....	323
10.2. Automatyka samoczynnego załączania rezerwy .....	323
10.2.1. Wprowadzenie .....	323
10.2.2. Zachowanie się odbiorów silnikowych w cyklu SZR .....	326
10.2.3. Podstawowe zasady realizacji automatyki SZR .....	327
10.3. Automatyka samoczynnego ponownego załączania .....	330
10.3.1. Wprowadzenie .....	330
10.3.2. Wymagania stawiane automatyce SPZ.....	331
10.3.3. Realizacja układów automatyki SPZ .....	332
10.3.4. Automatyka SPZ w sieciach promieniowych średnich napięć .....	332
10.3.5. Automatyka SPZ w sieciach rozdzielczo-przesyłowych i przesyłowych .....	335
10.4. Automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążenia .....	336
10.4.1. Wiadomości ogólne .....	336
10.4.2. Charakterystyka częstotliwościowa czynnomocowa układu elektroenergetycznego .....	337
10.4.3. Ogólne zasady działania automatyki SCO .....	340
10.4.4. Wymagania stawiane nowoczesnej automatyce SCO .....	342
10.5. Rodzaje i zadania automatyki systemowej .....	344
10.6. Bibliografia .....	346
11. Automatyka zabezpieczeniowa w sieci z rozproszonymi źródłami energii .....	349
11.1. Wprowadzenie .....	349
11.2. Automatyka zabezpieczeniowa źródeł rozproszonych .....	351

11.3. Sposoby przyłączania rozproszonych źródeł energii do sieci rozdzielczych i przesyłowych .....	355
11.4. Warunki pracy zabezpieczeń sieci rozdzielczej z generacją rozproszoną .....	359
11.5. Bibliografia .....	362
12. Metody badań mikroprocesorowych urządzeń zabezpieczeniowych .....	365
12.1. Wstęp .....	365
12.2. Rodzaje badań urządzeń zabezpieczeniowych .....	365
12.3. Zasady przeprowadzania testów funkcjonalnych zgodności i działania .....	368
12.4. Przykłady automatycznych testerów urządzeń zabezpieczeniowych ..	371
12.5. Wymagania dotyczące badań eksploatacyjnych .....	378
12.6. Bibliografia .....	380
Summary .....	385



## Przedmowa

W III wydaniu podręcznika, tak jak w poprzednich wydaniach, omówiono rolę i zadania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w systemie elektroenergetycznym. Przedstawiono ogólną charakterystykę zakłóceń w układach elektroenergetycznych oraz stosowane w automatyce zabezpieczeniowej kryteria ich identyfikacji. Podano podstawowe informacje o przetwornikach wielkości pomiarowych. Zaprezentowano zasady działania przekaźników elektrycznych oraz omówiono budowę elektronicznych urządzeń zabezpieczeniowych, analogowych i mikroprocesorowych. Scharakteryzowano współpracę mikroprocesorowych urządzeń zabezpieczeniowych z innymi nowoczesnymi układami funkcjonującymi w stacjach elektroenergetycznych.

W sposób bardziej szczegółowy omówiono, uwzględniając nową informację zawartą w publikacjach z lat 2009-2012, automatykę zabezpieczeniową linii i transformatorów elektroenergetycznych, szyn zbiorczych, generatorów synchronicznych, silników elektrycznych i kondensatorów stacyjnych. Zamieszczono przykłady doboru rodzaju i nastaw wybranych zabezpieczeń. Przedstawiono aktualne wymagania i zasady realizacji automatyki samoczynnego załączania rezerwy, samoczynnego ponownego załączenia i samoczynnego częstotliwościowego odciążania oraz rodzaje i zadania automatyki systemowej. Omówiono automatykę zabezpieczeniową w sieciach z rozproszonymi źródłami energii.

W ostatnim rozdziale scharakteryzowano rodzaje badań mikroprocesorowych urządzeń zabezpieczeniowych oraz testery do przeprowadzania tych badań.

Zestawienie bibliografii, uzupełnione o pozycje z lat 2009-2012, sporządzono oddzielnie dla każdego rozdziału podręcznika. Zamieszczone pozycje dotyczą dwóch kategorii, podstawowej oraz ostatnich publikacji w czasopiśmie i na konferencjach.

Podręcznik jest przeznaczony dla studentów wydziałów elektrycznych politechnik, studiujących na kierunku elektrotechnika – na specjalnościach: elektroenergetyka, automatyzacja przemysłu i inżynieria elektryczna.

Autorzy bardzo serdecznie dziękują prof. dr hab. inż. Józefowi Lorencowi i prof. dr hab. inż. Eugeniuszowi Rosołowskiemu za życzliwe i wnikliwie recenzje, które sprawiły, że III wydanie podręcznika zyskało na jakości.



## Wykaz ważniejszych oznaczeń

$B$	–	susceptancja
$C$	–	pojemność
$C_o$	–	pojemność względem ziemi
$E$	–	siła elektromotoryczna
$f$	–	częstotliwość
$G$	–	konduktancja
$I_b$	–	prąd znamionowy wkładki bezpiecznikowej
$I_h$	–	prąd hamujący
$I_k$	–	prąd wyrównawczy
$I_{nl}$	–	dopuszczalna wartość prądu obciążenia linii
$I_{nt}$	–	prąd znamionowy transformatora
$I_r$	–	prąd rozruchu zabezpieczenia
$I_z$	–	prąd zwarcia
$I_{zmin}$	–	minimalny prąd zwarcia dwufazowego
$k_b$	–	współczynnik bezpieczeństwa
$k_c$	–	współczynnik czułości
$k_h$	–	współczynnik hamowania
$k_r$	–	współczynnik samorozruchu
$k_p$	–	współczynnik powrotu
$k_s$	–	współczynnik schematowy
$L$	–	indukcyjność
$n_i$	–	znamionowa przekładnia
$P$	–	moc czynna
$P_l$	–	moc czynna odbierana
$P_n$	–	moc czynna znamionowa
$P_s$	–	moc czynna dostarczana
$Q$	–	moc bierna
$Q_l$	–	moc bierna odbierana
$Q_s$	–	moc bierna dostarczana
$R$	–	rezystancja
$S$	–	moc pozorna
$S_n$	–	moc pozorna znamionowa
$S_{zw}$	–	moc zwarciowa
$t$	–	czas

$\Delta t$	–	czas stopniowania zwłoki czasowej
$T$	–	cieplna stała czasowa
$T_p$	–	stała czasowa obwodu zwarcia
$U$	–	napięcie
$U_{Nf}$	–	znamionowe napięcie fazowe
$U_A, U_B, U_C$	–	napięcia fazowe zespolone
$U_1, U_2, U_0$	–	składowe symetryczne napięcia
$X$	–	reaktancja
$Y$	–	admitancja
$Z_k$	–	impedancja ruchowa
$Z_0$	–	impedancja punktu zerowego zespolona
$Z_{obc}$	–	impedancja obciążenia zespolona
$Z_s$	–	impedancja zwarcia
$\delta$	–	kąt przesunięcia fazowego
$v$	–	temperatura
$\varphi$	–	kąt między wektorem napięcia i prądu
$\omega = 2\pi f$	–	pulsacja sieci

## Wykaz używanych skrótów

ABK	–	automatyka baterii kondensatorów
AL	–	sygnał alarmu
APKO	–	automatyka przeciwkołysaniowo-odciążająca
APO	–	automatyka podnapięciowego odciążania
APP	–	automatyka przeciw przepięciowa
ARCM	–	automatyczna regulacja mocy czynnej i częstotliwości
ARN	–	automatyczna regulacja napięcia
ARNE	–	automatyczna regulacja napięcia w węzłach wytwórczych
ARST	–	automatyczna regulacja napięcia w systemie
AW	–	sygnał awaryjnego wyłączenia wyłącznika
AWSB	–	automatyka wymuszania składowej biernej
AWSCz	–	automatyka wymuszania składowej czynnej
BPZv	–	wyłączenie z zabezpieczenia gazowo-przepływowego przełącznika zaczepów transformatora
BTQ	–	działanie pierwszego stopnia zabezpieczenia gazowo-przepływowego transformatora
BTv	–	wyłączenie z drugiego stopnia zabezpieczenia gazowo-przepływowego transformatora
CW (W)	–	cewka wyłączająca
CZ (Z)	–	cewka załączająca
EAZ	–	elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
E na sygnał	–	działanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego na sygnał
G	–	generator
GPS	–	Global Positioning System (satelitarny system lokalizacji)
KSE	–	krajowy system elektroenergetyczny
ICNO	–	inteligentny algorytm automatyki odciążającej
LRW (URW)	–	lokalna rezerwa wyłącznikowa
NSF6	–	prawidłowe (normalne) ciśnienie gazu SF6
nsp1W	–	niesprawność wyłącznika
OPO	–	odłącznik punktu zerowego transformatora
OS	–	odłącznik szynowy
OW (O)	–	impuls na otwarcie wyłącznika
P	–	wyjście programowalne
PR	–	wejście programowalne

- RN – rozbrojenie napędu wyłącznika
- SCO – samoczynne częstotliwościowe odciążenie
- SEE – system elektroenergetyczny
- SPZ – automatyka samoczynnego ponownego załączenia
- SZR – samoczynne załączenie rezerwy
- TKas – kasowanie sygnałów z telemechaniki
- TZ – załączenie wyłącznika z telemechaniki
- UP – sygnał uszkodzenia w polu
- USF6 – obniżka ciśnienia gazu SF6
- UZ – odłącznik uziemnika
- VAMP – wejście od zabezpieczenia lukoochronnego (czujnika błysku)
- W (Q1) – wyłącznik
- WWZ – wewnętrzny wskaźnik zadziałania
- ZS (ZSZ) – zabezpieczenie szyn
- ZW (Z) – impuls na załączenie wyłącznika
- 380napędów – zanik napięcia 380 VAC napędów odłączników
- 380 V<sub>≈</sub>pz – zanik napięcia 380 VAC w obwodach przełącznika zaczepów

# 1. Wprowadzenie ogólne

## 1.1. Zadania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej

Zadaniem układu elektroenergetycznego jest niezawodne i bezpieczne dostarczenie jakościowo dobrej energii elektrycznej użytkownikom. Pełne wykonanie tego zadania jest niemożliwe, ponieważ przeciwdziałają temu przypadkowe czynniki nazywane zakłóceniami. Każde zakłócenie w układzie elektroenergetycznym, mogące zagrozić trwałości elementów tego układu, a tym samym doprowadzić do nieciągłości w zasilaniu odbiorców, powinno być wykryte przez elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową, która podejmuje odpowiednią decyzję co do sposobu reagowania [30,34].

Zakłócenia w pracy układu elektroenergetycznego można podzielić na zaburzenia, przy których niemożliwa jest praca układu lub jego elementu, oraz zagrożenia, przy których dopuszczalna jest praca przez określony czas.

Najczęściej występującymi i groźnymi zaburzeniami są zwarcia – winny być one wyłączane w krótkim czasie. Zwarcia w urządzeniach elektrycznych spowodowane są nadmiernym wzrostem napiężeń elektrycznych, cieplnych bądź mechanicznych. Bezpośrednimi skutkami zwarć mogą być nieszczęśliwe wypadki z ludźmi, uszkodzenia dynamiczne i cieplne urządzeń elektrycznych, spadki napięcia w sieci, przerwy w zasilaniu odbiorców, utrata równowagi współpracujących podsystemów i inne.

Do zaburzeń w pracy systemu elektroenergetycznego zalicza się również długotrwałe kołysania mocy.

Najczęściej występującym zagrożeniem w pracy układu elektroenergetycznego lub jego elementu jest przeciążenie cieplne. Może ono być sygnalizowane lub, w przypadku przedłużania się, eliminowane samoczynnie.

Przeciążenie cieplne elementów układu elektroenergetycznego występuje zwykle (z wyjątkiem pogorszenia warunków chłodzenia) wskutek nadmiernego wzrostu wartości prądu, płynącego przez przewody fazowe linii czy urządzeń. Wzrost wartości tego prądu może być spowodowany zwiększonym poborem mocy czynnej i biernej, obniżką napięcia w sieci zasilającej silniki, zmianą konfiguracji systemu lub niewłaściwą pracą niektórych urządzeń, np. regulatorów napięcia lub

regulatorów baterii kondensatorowych. Przeciżenia cieplne przyspieszają znacznie proces starzenia się izolacji urządzeń, a więc czas użytkowania tych urządzeń.

Do zagrożeń w pracy układu elektroenergetycznego zalicza się również asymetrię obciążenia prądowego, kołysania mocy i obniżenie napięcia.

Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa reaguje na zakłócenia w pracy układu elektroenergetycznego. Ma ona za zadanie ograniczać skutki zakłóceń przez dokonywanie następujących czynności:

- wyłączenie elementu uszkodzonego lub zagrożonego,
- odpowiednie przełączanie w układzie elektroenergetycznym, powodujące zmniejszenie lub likwidację zagrożenia,
- sygnalizowanie nienormalnego stanu pracy elementu czy układu.

Urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej odróżniają stan zakłócenia od stanu pracy normalnej na podstawie wybranego zbioru informacji o wartości prądów, napięć, częstotliwości, temperatury itd. Obróbka tej informacji, a następnie diagnoza dotycząca stanu pracy przebiega według uprzednio zaprogramowanego algorytmu postępowania.

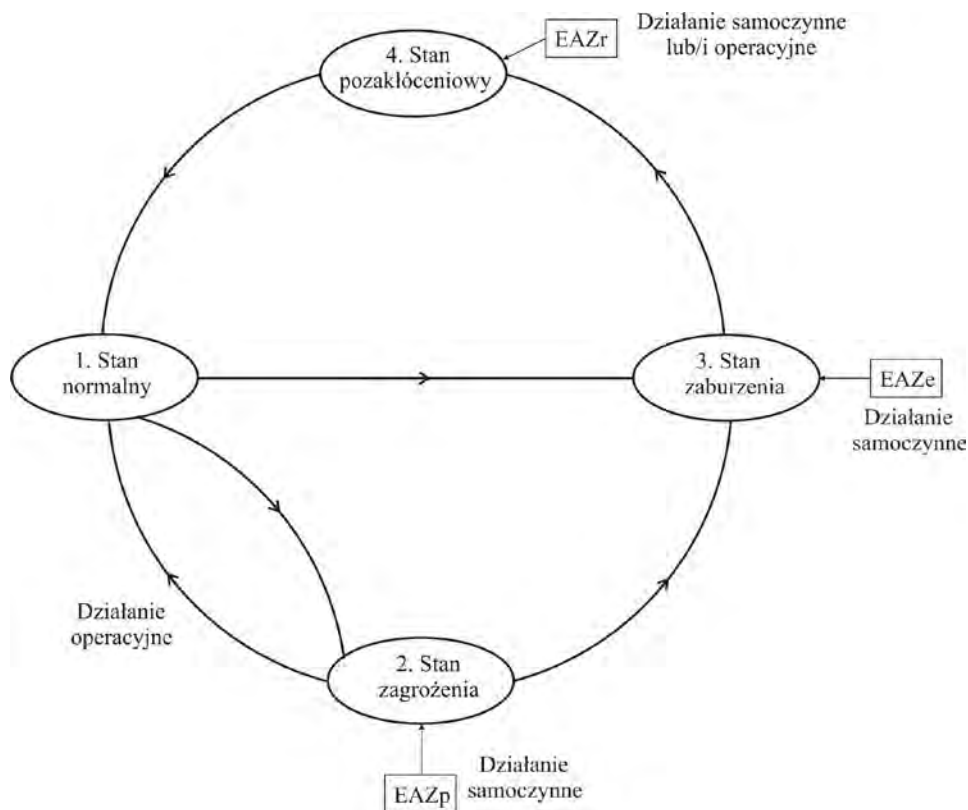
Identyfikacja przez zabezpieczenie stanu zakłóceniewego w dowolnym elemencie lub układzie elektroenergetycznym opiera się na pomiarze wielkości fizycznych, których odpowiednia zmiana w czasie charakteryzuje wystąpienie stanu zakłóceniewego. Zestawienie powszechnie stosowanych kryteriów identyfikacji typowych rodzajów zakłóceń podano w tablicy 1.1.

Tablica 1.1. Typowe rodzaje zakłóceń i kryteria ich identyfikacji

Rodzaj zakłócenia	Kryteria identyfikacji
Zwarcie ogólne	Wzrost wartości prądu Obniżenie się lub zanik napięcia Zmniejszenie się impedancji ruchowej
Zwarcie dwufazowe	Wzrost wartości prądu Wzrost wartości składowej przeciwnej prądu i napięcia
Zwarcie doziemne	Pojawienie się składowej zerowej prądu w linii i napięcia sieci oraz mocy składowej zerowej Wzrost admitancji składowej zerowej linii
Praca niepełno fazowa	Składowa przeciwna prądu Składowa zerowa napięcia
Przeciążenie cieplne	Wzrost wartości prądu Wzrost temperatury części przewodzących prąd lub izolacji
Deficyt mocy czynnej	Obniżenie się częstotliwości Szybkość zmian częstotliwości
Kołysanie mocy	Szybkość zmian impedancji ruchowej Szybkość wzrostu wartości prądu



Elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową można podzielić na prewencyjną, eliminacyjną i restytucyjną. Ich rola w poszczególnych stanach systemu elektroenergetycznego przedstawiono na rys. 1.1.



Rys. 1.1. Rola elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w poszczególnych stanach systemu elektroenergetycznego, wg [28]

Automatyka zabezpieczeniowa prewencyjna (EAZ<sub>p</sub>) samoczynnie zapobiega niektórym zakłóceniom, stwarzającym w systemie elektroenergetycznym stan zagrożenia (rys. 1.1), lub je likwiduje, eliminując zupełnie lub ograniczając skutki tych zakłóceń. Dotyczy to między innymi takich zakłóceń jak przeciążenia cieplne, zmniejszenie się częstotliwości, wzrosty napięcia, kołysania mocy i przeciążenia cieplne. Do automatyki prewencyjnej zalicza się samoczynne częstotliwościowe odciążanie (SCO), działającej przy spadku częstotliwości. Automatyka zabezpieczeniowa eliminacyjna (EAZ<sub>e</sub>) wyłącza elementy układu dotknięte zakłóceniem, zwanym zaburzeniem (rys. 1.1). Dotyczy to takich elementów i zakłóceń, przy których bezpieczna praca układu jest niemożliwa. Najczęstszym i najgroźniejszym rodzajem zakłócenia, przy którym działa automatyka eliminacyjna są zwarcia.

Automatyka restytucyjna (EAZ<sub>r</sub>) ma za zadanie doprowadzić układ elektroenergetyczny do normalnej pracy poprzez dokonanie w nim odpowiednich czynności łączeniowych w stanie pozakłóceniovym po wyeliminowaniu zakłócenia (rys.1.1). Do automatyki restytucyjnej zalicza się: samoczynne ponowne załączenie (SPZ) elementów uprzednio wyłączonych przez automatykę eliminacyjną oraz samoczynne załączenie rezerwy (SZR).

W systemie elektroenergetycznym stosowana jest również tzw. automatyka systemowa, która dzieli się na prewencyjną, regulacyjną i restytucyjną. Do systemowej automatyki prewencyjnej, poza automatyką SCO, zalicza się ochronę przeciwprzebieciową (APP), przed wzrostem napięcia ponad wartość znamionową i przeciwkołysaniową-odciążającą (APKO), zapobiegającą utracie stabilności i przeciążeniu generatorów. Do systemowej automatyki regulacyjnej należą: automatyczna regulacja napięć w węzłach wytwórczych (ARNE) i odbiorczych (ARST) oraz automatyczna regulacja mocy czynnej i częstotliwości (ARCM).

Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa współpracuje z automatyką systemową, a także z innymi układami (np. sterowania i nadzoru oraz pomiarów) zainstalowanymi w obiektach elektroenergetycznych.

## 1.2. Ogólna charakterystyka zakłóceń

Znajomość przyczyn występowania poszczególnych zakłóceń, zjawisk towarzyszących tym zakłóceniom, a także skutków zakłóceń jest istotna przy projektowaniu i stosowaniu elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

Do najczęściej występujących zakłóceń w elementach i w większych częściach systemów elektroenergetycznych należą: zwarcia, zwarcia zwojowe w maszynach wirujących i transformatorach, ferorezonans napięć i prądów, przeciążenia cieplne, praca niepełnofazowa, utrata stabilności napięciowej, kołysania mocy oraz utrata stabilnej współpracy równoległej generatorów.

Zakłócenia te mogą być przyczyną wystąpienia w systemie elektroenergetycznym tzw. awarii systemowej.

### Zwarcia

Zwarcie jest połączenie, nieprzewidziane w normalnym stanie pracy, dwóch lub większej liczby punktów systemu elektroenergetycznego. Punktem takim może być również ziemia. Prąd płynący bezpośrednio w punkcie zwarcia nazywa się prądem zwarcia, a płynący przez elementy sieci prądem zwarciovym.

Przyczyny powstawania zwarć można podzielić na elektryczne i nieelektryczne. Do przyczyn elektrycznych należą:

- przepięcia atmosferyczne i łączeniowe;

- przeciążenia cieplne, powodujące zmniejszenie wytrzymałości mechanicznej i elektrycznej izolacji;
- pomyłki łączeniowe (np. włączenie linii celowo uziemionej).

Do przyczyn nieelektrycznych powstawania zwarć należą:

- wady fabryczne urządzeń;
- uszkodzenie mechaniczne lub zawilgocenie izolacji;
- zbliżenia przewodów linii napowietrznych podczas ich kołysania wywołanego wiatrem lub nagłym odpadnięciem sadzi;
- uszkodzenia mechaniczne słupów, izolatorów, przewodów, kabli, itp., (np. podczas prac ziemnych i powodzi);
- działanie zwierząt (duże ptaki lub gryzonie) bądź ludzi (np. niszczenie izolatorów, uszkodzanie kabli);
- nieprawidłowa eksploatacja urządzeń elektrycznych.

W liniach napowietrznych (mimo stosowania ochrony odgromowej) główną przyczyną zwarć są przebiegi atmosferyczne [15].

Wyróżnia się następujące rodzaje zwarć [30]:

- pojedyncze i wielomiejscowe (jednocześnie w różnych miejscach),
- symetryczne i niesymetryczne,
- trwałe i przemijające,
- bezimpedancyjne (metaliczne lub bezpośrednie) oraz przez impedancję (zwane oporowymi),
- doziemne i bez udziału ziemi,
- wieloprądowe i małoprądowe.

Do zwarć symetrycznych należą tylko zwarcia trójfazowe; pozostałe zwarcia (jednofazowe, dwufazowe i dwufazowe doziemne) są niesymetryczne.

Zwarcia trójfazowe charakteryzują się występowaniem tylko składowych symetrycznych zgodnych – napięcia i prądu. Podczas zwarć dwufazowych bez udziału ziemi występują zarówno składowe symetryczne zgodne jak i przeciwnie – napięcia oraz prądu. Z kolei podczas dwufazowych zwarć z udziałem ziemi występują wszystkie składowe symetryczne prądów i napięć.

Do zwarć przemijających należą zwykle zwarcia łukowe, które mogą zniknąć samoistnie (np. wskutek zbyt małej wartości prądu podtrzymującego łuk elektryczny) lub po chwilowym wyłączeniu obwodu zwarciego spod napięcia podczas działania automatyki SPZ.

Zwarcia wieloprądowe charakteryzują się znacznymi wartościami prądów, wielokrotnie (od kilku do kilkunastu razy) przekraczającymi znamionowe wartości prądów lub dopuszczalne obciążenia długotrwałe elementów systemu elektroenergetycznego. Wartości tych prądów wynoszą od kilku do kilkudziesięciu kiloamperów.

W sieciach z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym wszystkie rodzaje zwarć należą do wieloprądowych (rys. 1.2a). W sieciach z izolowanym lub

pośrednio uziemionym punktem neutralnym do zwarć wielkopiędowych należą zwarzia z udziałem co najmniej dwóch faz.

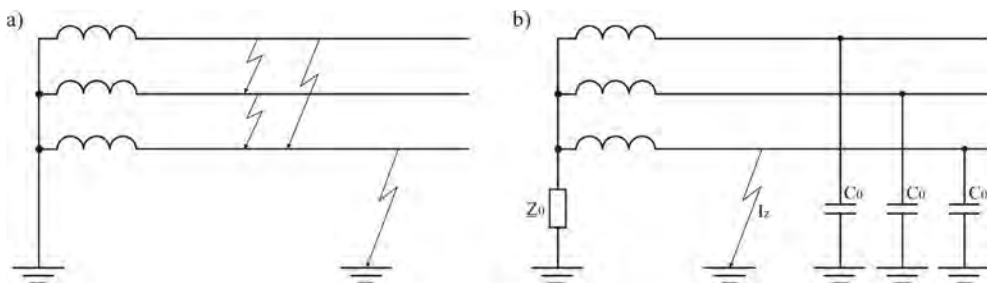
Skutki zwarć wielkopiędowych mogą mieć różny obszar oddziaływania, lokalny – ograniczony do uszkodzonych elementów systemu, szerszy – również na najbliższą część systemu, a także na cały system. Spośród wszystkich rodzajów zwarć występujących w systemach elektroenergetycznych zwarzia wielkopiędowe są najgroźniejsze. Najważniejsze skutki zwarć wielkopiędowych to:

- silne nagrzewanie dużym prądem zwarzciowym elementów systemu elektroenergetycznego, co przyspiesza starzenie izolacji transformatorów, maszyn elektrycznych i kabli, a w przypadku linii napowietrznych może spowodować nadmierny zwis przewodów;
- działanie dużych sił dynamicznych na części przewodzące maszyn, transformatorów i urządzeń, co może być przyczyną mechanicznego uszkodzenia ich izolacji;
- wystąpienie zagrożenia porażeniowego wskutek pojawienia się niebezpiecznych napięć, krokowych i dotykowych;
- występowanie zakłóceń elektromagnetycznych, oddziałujących na urządzenia telekomunikacyjne;
- zagrożenie utraty synchronizmu generatorów znajdujących się blisko miejsca zwarzia a nawet utraty stabilności systemu, jeżeli zwarzie wystąpi w linii przesyłowej lub w pobliżu węzła wytwórczego systemu.

W celu minimalizowania skutków zwarć wielkopiędowych wymaga się od elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej szybkiego ich wyłączenia.

Wyłączenie z systemu elektroenergetycznego elementów ze zwarzciem, czy też znajdujących się blisko miejsca zwarzia, powoduje pozbawienie zasilania części odbiorców. Zmiana konfiguracji sieci, po wyeliminowaniu zwarzia, może stworzyć zagrożenie stabilności pracy układu zasilania lub całego systemu.

Do małopiędowych zwarć należą pojedyncze zwarzia doziemne w maszynach, urządzeniach i sieci średniego napięcia z izolowanym lub nieuziemionym bezpośrednio punktem neutralnym tej sieci (rys. 1.2b). Wartości ustalonego prądu zwarzia doziemnego  $I_z$  zależą od wartości napięcia tej sieci, jej pojemności względem ziemi ( $C_0$ ) oraz impedancji ( $\underline{Z}_0$ ), przez którą uziemiony jest punkt neutralny.



Rys. 1.2. Zwarcia w sieciach elektroenergetycznych: a) wielkopiędowe w sieci z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym, b) małopiędowe w sieci z izolowanym lub pośrednio uziemionym punktem neutralnym

W sieci z punktem neutralnym, izolowanym ( $Z_0 = \infty$ ) lub uziemionym przez dławik ( $Z_0 = jX$ ), maksymalna wartość prądu zwarcia doziemnego nie powinna przekraczać  $6 \div 50A$  – w zależności od wartości napięcia znamionowego sieci. Natomiast w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor ( $Z_0 = R$ ) maksymalna wartość tego prądu nie powinna być większa niż  $500A$ .

Zwarcia doziemne w maszynach, urządzeniach i sieciach średniego napięcia stwarzają następujące zagrożenia:

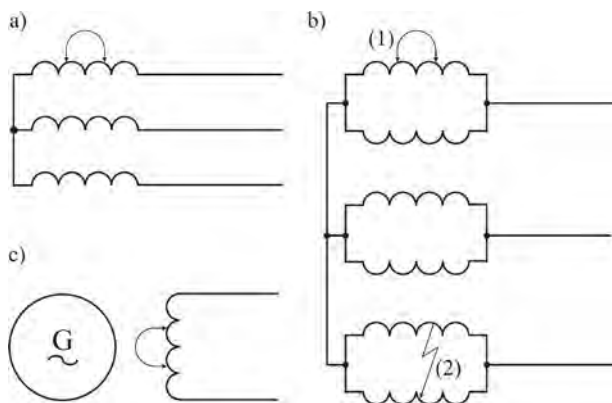
- występujące, w szczególności w sieci z izolowanym punktem neutralnym, przepięcia ziemnozwarciowe powodują przekształcanie się pojedynczego zwarcia doziemnego w zwarcie wielkopiędowe, tj. międzyfazowe lub podwójne zwarcie doziemne;
- palący się w miejscu zwarcia doziemnego łuk elektryczny może spowodować trwałe uszkodzenie rdzenia magnetycznego stojana maszyn elektrycznych, np. generatorów synchronicznych i silników;
- łuk elektryczny towarzyszący zwarciom w liniach może wywołać pożary lasów, suchych łąk i torfowisk;
- niszczenie żelbetonowej konstrukcji słupów w sieciach SN wskutek długotrwałego przepływu podczas zwarć jednofazowych stosunkowo małych wartości prądów doziemnych; po pojawieniu się wichury takie słupy, przewracając się na ziemię, zrywają linię oraz powodują zwarcia wielofazowe;
- występujące napięcia dotykowe i krokowe oraz łuk elektryczny stanowią zagrożenie dla życia ludzi i zwierząt.

Do wykrywania małopiędowych zwarć doziemnych wykorzystuje się najczęściej ustalone przebiegi prądów i napięć składowych symetrycznych zerowych, kąty fazowe między nimi, wartość i kierunek przepływu mocy składowych symetrycznych zerowych oraz impedancje (admitancje, susceptancje) dla tych składowych.

## Zwarcia zwojowe w maszynach wirujących i transformatorach

W maszynach wirujących i transformatorach zwarcia zwojowe mogą wystąpić [30]:

- między zwojami tej samej fazy jednogłęziowego uzwojenia stojana generatora, uzwojenia transformatora lub uzwojenia stojana silnika (rys. 1.3a),
- między zwojami tej samej gałęzi (1) lub między gałęziami tej samej fazy uzwojenia stojana (2) generatorów o uzwojeniach równoległych (rys. 1.3b),
- między zwojami uzwojenia wirnika generatorów lub silników trójfazowych (rys. 1.3c).



Rys. 1.3. Rodzaje zwarc zwojowych: a) w jednogłęziowych uzwojeniach tej samej fazy, b) w tej samej gałęzi lub między gałęziami tej samej fazy uzwojenia, c) w uzwojeniu wirnika. Zaczepnięto z [30]

Przyczyny występowania zwarc zwojowych to: przepięcia atmosferyczne, zmniejszanie się wytrzymałości elektrycznej izolacji oraz jej uszkodzenia mechaniczne podczas zwarc zewnętrznych.

Wartość prądu zwarcia zwojowego, zależna od liczby zwartych zwoi, może być kilkadziesiąt razy większa od wartości prądu znamionowego maszyny lub transformatora. Przy takich wartościach prądów następuje, w wyniku oddziaływania cieplnego i dynamicznego, rozerwanie zwartych zwoi. Pojawia się zwykle przy tym łuk elektryczny. W kadzi transformatorów pod wpływem łuku elektrycznego następuje wzrost objętości gazu i ciśnienia wskutek rozkładu chemicznego oleju i innych materiałów izolacyjnych. Zwarciom zwojowym w generatorach i silnikach zazwyczaj towarzyszy zwarcie doziemne.

Wartość prądu płynącego w uszkodzonej fazie (ze zwartymi zwojami) generatora lub transformatora jest 2÷3 krotnie większa od ich prądu znamionowego.

Ferrorezonans to zjawisko charakteryzujące się krótkotrwałym lub długotrwałym występowaniem przepięć i drgań ferrozonansowych w przebiegu prądu i napięcia. Warunkiem powstania ferrozonansu jest występowanie w sieci szeregowego lub szeregowo-równoległego połączenia pojemności (np. sieci względem ziemi) i nieliniowej indukcyjności (dławiki, transformatory, przekładniki napięciowe).

Występowaniu zjawisk ferrozonansowych sprzyja stosowanie przekładników napięciowych z małymi stratami w rdzeniu oraz stosowanie zabezpieczeń cyfrowych w wykonaniu elektronicznym ze znacznie mniejszym poborem mocy niż elektromechanicznych.

Zjawisko ferrozonansu objawia się najczęściej występowaniem drgań elektrycznych z udziałem składowych subharmonicznych, rzadziej o wyższej częstotliwości. Występujące przy tym przetężenia powodują nadmierne nagrzewanie i uszkodzenie przekładników napięciowych i warystorowych ograniczników napięć. Drgania te mogą być też przyczyną błędnego działania automatyki zabezpieczeniowej, bazującej na pomiarze prądów i napięć (fazowych i kolejności zerowej), a także częstotliwości.

W sieciach średnich napięć występuje zwykle trójfazowy ferrozonans. Może on być zainicjowany:

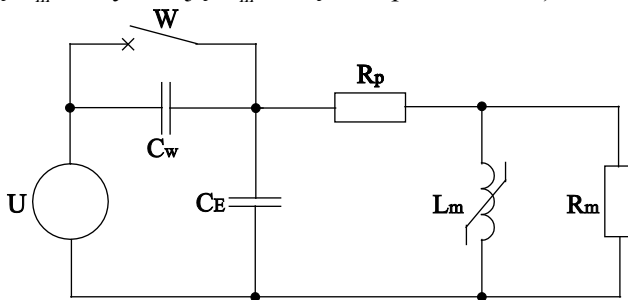
- poprzez wystąpienie i wyłączenie zwarcia doziemnego,
- przy dokonywaniu dowolnych czynności łączeniowych, np. przy podaniu napięcia na nieobciążone szyny zbiorcze rozdzielni SN z transformatorem pracującym na biegu jałowym.

Zjawisko ferrozonansu występuje zarówno w sieci izolowanej jak i w kompensowanej. Przepięcia z tym związane są większe dla sieci z izolowanym punktem neutralnym. W tych sieciach zjawiska ferrozonansowe można tłumić poprzez włączenie rezystorów w obwody wtórne przekładników napięciowych (każdej z faz i w obwód otwartego trójkąta) albo zastosowanie specjalnie przeznaczonego do tego celu urządzenia [2].

Całkowite wyeliminowanie zjawisk ferrozonansowych w sieci średniego napięcia zapewnia uziemienie punktu neutralnego sieci przez rezystor.

W sieciach wysokiego napięcia może wystąpić ferrozonans w jednej, dwóch i trzech fazach. Jednofazowy schemat zastępczy odwzorowujący taki przypadek przedstawiono na rys. 1.4. Ferrozonans może wzbudzać się po otwarciu wyłącznika wielowarstwowego  $W$  (wyposażonego w kondensatory sterujące  $C_w$ ) w polu zasilającym szyny zbiorcze (z pojemnością doziemną  $C_0$ ) z przyłączonymi prze-

kładnikami indukcyjnymi (z rezystancją uzwojenia pierwotnego  $R_p$ , nieliniową indukcyjnością  $L_m$  i rezystancją  $R_m$  obciążenia przekładnika).



Rys. 1.4. Jednofazowy schemat zastępczy odwzorowujący warunki sprzyjające powstawaniu ferorezonansu, wg [2]

W zależności od parametrów układu (obu pojemności, nieliniowej indukcyjności i tłumiących drgania rezystancji) występujące drgania ferorezonansowe mogą mieć różną częstotliwość (sieciową lub niższą od sieciowej), być długotrwałe lub tłumione.

Zasady eliminowania drgań ferorezonansowych w sieciach wysokiego napięcia są takie same jak w sieciach średnich napięć. Instalowanie pojemnościowych przekładników napięciowych eliminuje występowanie w tych sieciach ferorezonansu, ponieważ przekładniki te wyposaża się podczas produkcji w odpowiednie układy tłumiące.

### Przebieżania cieplne

Przebieżania cieplne elementów układu elektroenergetycznego występują zwykle (z wyjątkiem pogorszenia warunków chłodzenia) wskutek nadmiernego wzrostu wartości prądu płynącego przez przewody fazowe tych elementów. Wzrost wartości tego prądu może być spowodowany zwiększonym poborem mocy czynnej i biernej, niepełnofazową pracą linii przesyłowych i rozdzielczych, obniżką napięcia w sieci zasilającej silniki, zmianą konfiguracji systemu lub niewłaściwą pracą niektórych urządzeń, np. regulatorów napięcia lub regulatorów baterii kondensatorowych. Przebieżania cieplne przyspieszają znacznie proces starzenia się izolacji urządzeń, a więc czas użytkowania tych urządzeń.

Wyłączenie przez zabezpieczenie elementu systemu przesyłowego zmienia rozpyły prądu w systemie i może spowodować przebieżanie innych elementów systemu. Dalsze kaskadowe wyłączanie przebieżonych elementów systemu prowadzi do groźnej awarii systemowej. Gdy przebieżony obiekt nie jest wyposażony w zabezpieczenie przebieżeniowe, może nastąpić cieplne uszkodzenie jego elemen-



tów (np. rozhartowanie przewodów linii napowietrznej lub zniszczenie powierzchni stykowych na złączach), wywołujące niekiedy zwarcia.

Przebiegi ciepłe wykrywane są przez bezpośredni pomiar temperatury elementu wiodącego prąd lub – pośrednio – przez pomiar prądu.

#### Praca niepełnofazowa

Praca niepełnofazowa trójfazowego obiektu elektroenergetycznego może być wywołana przerwą w jednym z przewodów fazowych. W przypadku pracy niepełnofazowej linii wystąpi w niej napięcie składowej symetrycznej przeciwnej, które wymusi przepływ prądu tej składowej. Praca niepełnofazowa linii w sieci z uziemionymi punktami neutralnymi może spowodować także przepływ w linii składowej symetrycznej zerowej.

Przepływ prądu składowej symetrycznej przeciwnej w uzwojeniach stojana trójfazowych maszyn (generatorów i silników) powoduje wytworzenie się pola magnetycznego wirującego w przeciwnym kierunku do obracania się wirnika. Powoduje to indukowanie napięć w uzwojeniu wirnika i w następstwie tego wymuszanie przepływu prądu o podwójnej częstotliwości. Powoduje to dodatkowe nagrzewanie się żelaza wirnika i uzwojeń maszyn. W przypadku silników synchronicznych istnieje zagrożenie jego wypadnięcia z synchronizmu.

#### Utrata stabilności napięciowej

Stabilność napięciowa jest zdolnością systemu elektroenergetycznego do utrzymania takiego napięcia w danym węźle odbiorczym, które zapewni dostarczenie mocy czynnej i biernej w przypadkach zakłóceń, np. przy wzroście obciążenia tego węzła.

Dostarczane moce, bierną i czynną, do węzła odbiorczego można wyrazić wzorami

$$Q_s = \frac{EU}{X} \cos \delta - \frac{U^2}{X} \quad \text{i} \quad P_s \cong \frac{EU}{X} \sin \delta, \quad (1.1)$$

gdzie:  $E$  – siła elektromotoryczna zastępczego źródła,  $U$  – napięcie w węźle odbiorczym,  $X$  – reaktancja sieci przesyłowej,  $\delta$  – kąt przesunięcia fazowego między  $E$  i  $U$ .

Moc czynna, dostarczana  $P_s(U)$  i odbierana w węźle odbiorczym  $P_l(U)$ , są sobie równe. Po uwzględnieniu, że

$$\cos^2 \delta + \sin^2 \delta = 1, \quad (1.2)$$

otrzymuje się następujący wzór na zależność dostarczanej do węzła mocy biernej od napięcia w tym węźle [10]

$$Q_s = \sqrt{\left(\frac{EU}{X}\right)^2 - [P_l(U)]^2} - \frac{U^2}{X}. \quad (1.3)$$

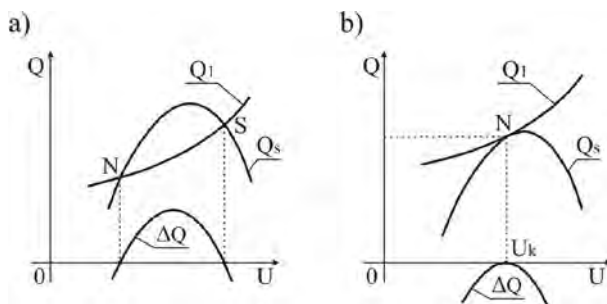
Moc czynna  $P_l(U)$  może być odbierana w węźle tylko przy takiej wartości napięcia w tym węźle, dla której moce bierna, dostarczana do węzła  $Q_s(U)$  i odbierana w węźle  $Q_l(U)$ , są sobie równe. Przykładowe zależności mocy biernej, dostarczanej i odbieranej w węźle odbiorczym, od napięcia w tym węźle przedstawiono na rys. 1.5. Układ jest lokalnie stabilny pod względem napięciowym tylko w punkcie S. Dla tego punktu jest bowiem spełniony następujący warunek stabilności napięciowej

$$\frac{dQ_s}{dU} < \frac{dQ_l}{dU} \text{ lub } \frac{d\Delta Q}{dU} < 0. \quad (1.4)$$

Warunek powyższy mówi o tym, że przy małym chwilowym wzroście wartości napięcia w węźle odbiorczym wartość mocy odbieranej  $Q_l(U)$  będzie większa od dostarczanej  $Q_s(U)$ . Wywoła to większy spadek napięcia i powrót do pracy w punkcie S. Z kolei przy małym chwilowym zmniejszeniu wartości napięcia wartość mocy dostarczanej  $Q_s(U)$  będzie większa od odbieranej  $Q_l(U)$ , co także wywoła większy spadek napięcia i powrót do pracy w punkcie S.

Warunek stabilności napięciowej nie jest spełniony dla punktu N (na rys. 1.5a i 1.5b). Przy pracy w punkcie N, po chwilowym obniżeniu się napięcia, powstaje deficyt mocy biernej, ponieważ wartość mocy dostarczanej  $Q_s(U)$  jest mniejsza od odbieranej  $Q_l(U)$ . Na rys. 1.5b przedstawiono przypadek z krytycznym punktem równowagi N, dla którego występuje krytyczna moc i napięcie.

Przy niespełnionym warunku stabilności napięciowej następuje w węźle odbiorczym dalsze lawinowe obniżanie się napięcia.



Rys. 1.5. Zależność mocy biernej, dostarczanej i odbieranej, w węźle odbiorczym: a) dla zachowanej stabilności napięciowej w punkcie S, b) dla krytycznego punktu stabilności napięciowej. Zaczepnięto z [18]

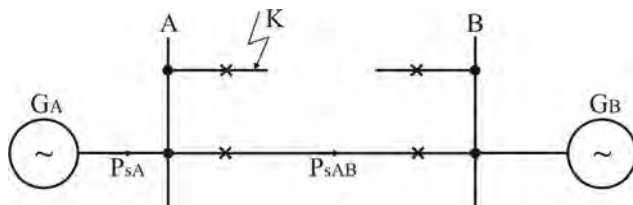
W celu poprawy i zapewnienia odpowiedniej stabilności napięciowej systemów elektroenergetycznych należy stosować szybkie zabezpieczenia i wyłączniki [18]. Skutecznym środkiem na zatrzymanie lawinowego obniżenia napięcia w sieci jest podnapięciowe odciążanie węzłów odbiorczych.

### Kołysania mocy

Kołysanie mocy jest to zakłócenie występujące w pracy systemu elektroenergetycznego wywołane względnymi zmianami kąta położenia wirników współpracujących generatorów. Jeżeli te kąty nie przekraczają  $180^\circ$ , to mamy do czynienia z synchronicznymi kołysaniami mocy, w przeciwnym przypadku są to kołysania asynchroniczne.

Do najważniejszych przyczyn występowania kołysań mocy należą niezbyt szybko wyłączane zwarcia, przykładowo jak na rys. 1.6. W przypadku wystąpienia zwarcia w punkcie  $K$  generator  $G_A$  jest odciążony i przyspiesza obroty, natomiast generator  $G_B$  jest dociążony i przyhamowywany. Odciążenie generatora wynika z tego, że wartość mocy czynnej  $P_{sA}$  (wzór 1.1), którą on może dostarczyć do systemu, jest ograniczona ze względu małą wartość napięcia na szynach  $A$ . Po wyłączeniu zwarcia w punkcie  $K$  kąty położenia wirników generatorów są inne niż przed zwarcie, inne są także tendencje zmian tych kątów. Rozpocznie się więc zjawisko kołysania mocy.

Kołysania mocy mogą być inicjowane także zmianą konfiguracji systemu elektroenergetycznego, np. wyłączeniem linii przesyłowej lub generatora.

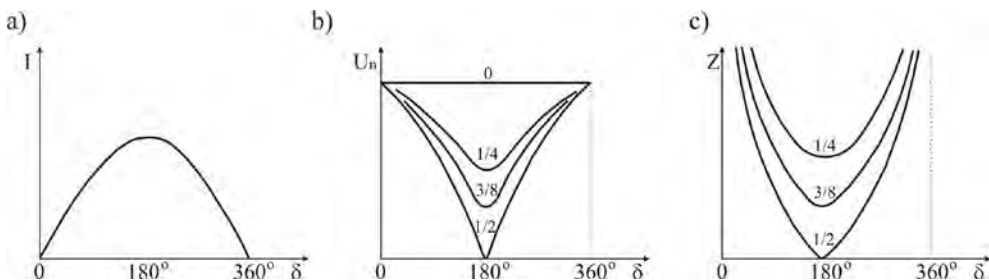


Rys. 1.6. Schemat połączenia dwóch generatorów

Kołysaniom mocy towarzyszą wahania wartości skutecznych prądów i mocy w liniach łączących generatory. Częstotliwość tych wahań wynosi od 0,25 do 5Hz. Maksymalne wartości skuteczne prądów mogą być większe od prądów zwarciovych występujących w tych liniach.

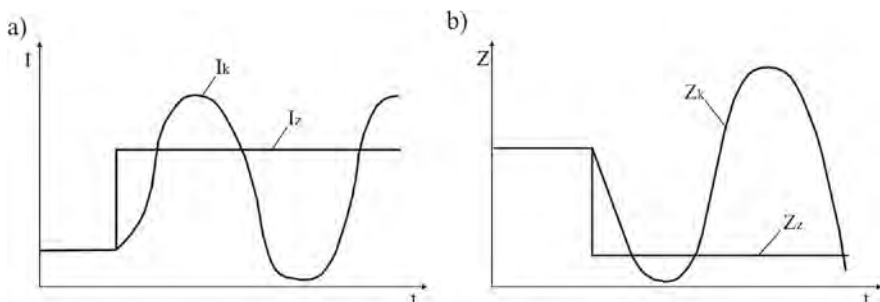
Przebiegi wartości prądów wyrównawczych, napięć i impedancji ruchowej podczas jednego okresu kołysań mocy w linii przedstawiono na rys. 1.7. W tym czasie w poszczególnych punktach linii zachodzą różne zmiany wartości napięć

(rys. 1.7b) i impedancji ruchowej (rys. 1.7c). Największe zmiany wartości tych wielkości zachodzą w połowie linii sprzęgłowej.



Rys. 1.7. Przebiegi prądów wyrównawczych w linii (a) oraz napięć (b) i impedancji ruchowej (c) dla rozmaitych punktów linii w czasie jednego okresu kołysań mocy. Zaczepnięto z [34]

Porównanie przebiegów wartości prądów wyrównawczych  $I_k$  podczas kołysań mocy z przebiegiem wartości prądów  $I_z$  podczas zwarcia przedstawiono na rys. 1.8a. Analogiczne porównanie dotyczące przebiegu wartości impedancji ruchowej, podczas kołysań  $Z_k$  i zwarcia  $Z_z$ , przedstawiono na rys. 1.8b.



Rys. 1.8. Porównanie przebiegów wartości wielkości elektrycznych podczas kołysań mocy i podczas zwarcia: a) prądów, b) impedancji ruchowych

Zjawiska towarzyszące synchronicznym kołysaniom mocy są niegroźne. Kołysania te zanikają wskutek ich tłumienia przez generatory.

W przypadku asynchronicznych kołysań mocy powrót generatorów do normalnej pracy jest trudniejszy, ale możliwy, jeśli rozbieżność między prędkościami kątowymi wirników jest niezbyt duża. W celu wspomagania powrotu generatora do normalnej pracy stosuje się automatykę przeciwkołysaniową-odciążającą (APKO).

W zabezpieczeniach zwarciovych zainstalowanych w liniach przesyłowych stosuje się blokadę zapobiegającą działaniu tych zabezpieczeń podczas kołysań

mocy. W przypadku występowania w linii przesyłowej długotrwałych kołysań mocy następuje zadziałanie specjalnego zabezpieczenia rozcinającego, odróżniającego kołysanie mocy od zwarcia.

### Utrata stabilności współpracy generatorów

Utrata stabilności współpracy generatorów może mieć jedną z trzech postaci [30]:

- utrata równowagi statycznej, kiedy to moc wytwarzana nie może być przesłana do systemu ze względu na ograniczoną zdolność przesyłową linii elektroenergetycznych;
- utrata równowagi przejściowej wskutek zbyt dużej energii zakumulowanej w masach wirujących generatorów i turbin podczas zakłócenia;
- utrata równowagi strukturalnej, kiedy to po zakłóceniu, na skutek działania wielu układów regulacyjnych generatorów (napięcie, mocy i częstotliwości), następuje narastanie kołysań mocy.

Wartość mocy przesyłanej od źródła do szyn w układzie jednomaszynowym (rys. 1.9) wyraża się zależnościami, dokładną i przybliżoną

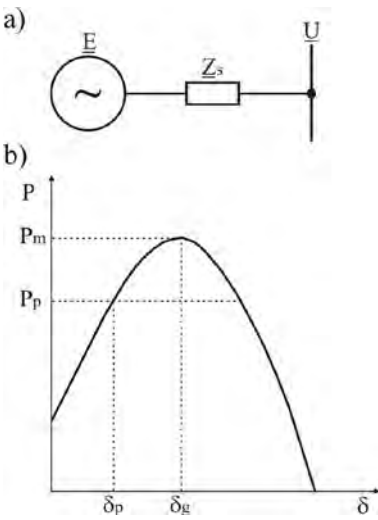
$$P_p = \frac{E^2}{Z_s} \sin \alpha + \frac{EU}{Z_s} \sin(\delta - \alpha), \quad (1.5a)$$

$$P_p \cong \frac{EU}{X_s} \sin \delta, \text{ jeżeli } Z_s \cong X_s \text{ wtedy } \varphi \cong \pi / 2 \text{ i } \alpha \cong 0, \quad (1.5b)$$

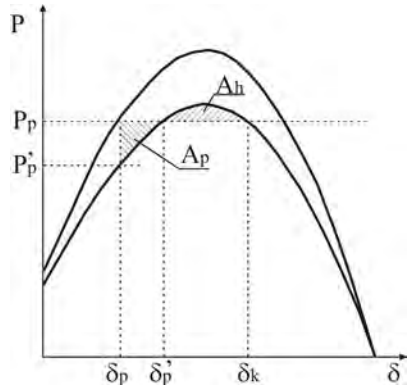
gdzie:  $E$  – siła elektromotoryczna zastępczego źródła,  $U$  – napięcie w węźle odbiorczym,  $Z_s$  – moduł impedancja linii przesyłowej,  $\delta$  – kąt przesunięcia fazowego między  $E$  i  $U$ , zwany kątem przesyłu,  $\alpha$  – różnica między kątem  $\pi/2$  a kątem fazowym  $\varphi$  impedancji  $Z_s$ .

Zapas możliwości przesyłowych mocy czynnej wyznacza się z różnicy największej mocy  $P_m$ , którą można przesłać przy granicznym kącie przesyłu  $\delta_g$  i mocy przesyłanej  $P_p$  przy kącie przesyłu  $\delta_p$  (rys. 1.9b). Utrata równowagi statycznej następuje wtedy, gdy generator wytwarza większą moc czynną od mocy  $P_m$ . Następuje wtedy przekroczenie kąta granicznego przesyłu  $\delta_g$ .

Nadmierne zmniejszanie się zapasu równowagi statycznej można oszacować na podstawie pomiaru wartości mocy przesyłanej przez linię i porównaniu jej z maksymalną wartością dla istniejącej topologii sieci lub poprzez pomiar wahań napięcia, wywołanych oscylacjami mocy (są one dobrym wskaźnikiem wartości kąta  $\delta$ ).



Rys. 1.9. Jednomaszynowy układ przesyłu mocy (a) i zależność tej mocy od kąta  $\delta$



Rys. 1.10. Zależność mocy czynnej od kąta  $\delta$  w stanie przejściowym

Utrata stabilności w stanie przejściowym może wystąpić przy skokowym zwiększeniu się impedancji linii przesyłowej z poziomu  $Z_s$  do  $Z'_s$ . W takim przypadku, zgodnie ze wzorem (1.5), skokowo obniża się przesyłana moc czynna z  $P_p$  na  $P'_p$  przy występującym kącie przesyłu  $\delta_p$  (rys. 1.10). Wystąpi różnica między mocą czynną napędzającą generator ( $P_g = P_p$ ) a mocą czynną przesyłaną do systemu  $P'_p$ . Powoduje to wzrost prędkości obrotowej wirnika i turbiny. Proces przyspieszania i hamowania obrotów będzie trwał do chwili zrównania się mocy wytwarzanej  $P_g$  i przesyłanej  $P_p$  do systemu, co wystąpi przy kącie przesyłu  $\delta'_p$ . Energia zakumulowana podczas wzrostu prędkości obrotowej (proporcjonalna do zakreskowanego pola  $A_p$ ) powoduje zwiększanie się kąta przesyłu  $\delta > \delta'_p$ . Hamowanie prędkości obrotowej wirnika występuje dla kątów  $\delta > \delta'_p$ , ponieważ moc czynna przesyłana do systemu jest większa od mocy wytwarzanej w generatorze. Jeżeli energia przeznaczona na hamowanie (proporcjonalna do zakreskowanego pola  $A_h$ ) jest większa od energii przyspieszającej obroty (proporcjonalna do zakreskowanego pola  $A_p$ ), to generator wróci do stanu równowagi. W przeciwnym razie może, jeśli nie zapobiegnie temu automatyka regulacyjna, generator wypadnie z synchronizmu i podlegać wyłączeniu.

Zagrożenie utratą stabilności przejściowej generatorów zwykle występuje przy wystąpieniu tzw. dużych zakłóceń, do których zalicza się zwarcia w linii przesyłowej oraz wyłączenia elementów sieci przesyłowej łączącej generator z systemem.

Przeciwdziałanie utracie równowagi statycznej może polegać na [10]: załączeniu linii równoległych, zmniejszeniu mocy generowanej w wybranych elektrowniach, zmniejszeniu obciążenia przez odłączenie wybranych odbiorów, podwyższeniu poziomu napięcia w wybranych punktach systemu albo na rekonfiguracji systemu.

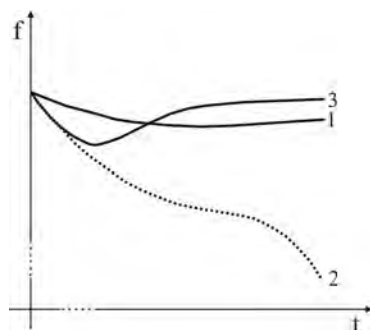
Przeciwdziałanie utracie równowagi przejściowej polega, między innymi, na [18]: szybkim wyłączaniu zwarć, stosowanie oddzielnych wyłączników w każdej fazie do wyłączania zwarć jednofazowych doziemnych, zwiększanie zdolności przesyłowych linii, stosowanie automatyki powodującej szybkie zmniejszanie mocy wytwarzanej w generatorach oraz włączanie na szynach elektrowni tzw. rezystorów hamujących.

### Załamanie się częstotliwości

Automatyka regulacyjna dzięki wymuszaniu odpowiednich zmian mocy czynnej, wytwarzanej w generatorach, utrzymuje wartość częstotliwości zbliżoną do znamionowej, mimo zachodzących normalnych i zakłóceńowych zmian obciążenia mocą czynną systemu elektroenergetycznego [18].

System elektroenergetyczny w stanie normalnym pracuje przy zrównoważonym bilansie mocy wytwarzanej i mocy pobieranej przez odbiory. Częstotliwość w takim przypadku jest stała i zbliżona do znamionowej. Jeżeli wystąpi sytuacja awaryjna, polegająca na braku możliwości zwiększania mocy czynnej wytwarzanej przy wzroście mocy czynnej pobieranej, to w systemie elektroenergetycznym następuje spadek częstotliwości (rys. 1.11).

Spadek ten może być nieznaczny (krzywa 1 na rys. 1.11), jeżeli deficyt mocy czynnej jest nieduży. Taka sytuacja może wystąpić tylko wtedy, gdy generatory jeszcze nie zmniejszają mocy wytwarzanej mimo spadku częstotliwości; zmniejszeniu natomiast ulega moc pobierana przez odbiory silnikowe. Odbiory silnikowe zmniejszają pobieraną moc czynną, jeśli ich moment oporowy jest zależny od częstotliwości. Następuje więc zrównoważenie bilansu mocy wytwarzanej i mocy pobieranej przez odbiory



Rys. 1.11. Zmiany częstotliwości w systemie elektroenerge-

przy niższej częstotliwości. Dłuższa praca generatorów i odbiorów przy obniżonej częstotliwości jest jednak niedopuszczalna.

Bardziej groźna sytuacja wystąpi przy większym deficycie mocy czynnej w systemie lub podzielonych podsystemach. W takiej sytuacji może wystąpić załamanie się częstotliwości (oznaczono 2 na rys. 1.11). Spowodowane jest głównie tym, że po znacznym spadku częstotliwości następuje silne obniżenie wydajności potrzeb własnych elektrowni, co skutkuje zmniejszaniem się mocy wytwarzanej w generatorach. Deficyt mocy zwiększa się więc wraz ze spadkiem częstotliwości. Może to doprowadzić do wyłączenia generatora.

Zbytne zmniejszenie się częstotliwości jest niedopuszczalne nawet krótkotrwale, głównie ze względu na wibrację łopatek turbin oraz warunki pracy silników potrzeb własnych elektrowni.

W celu zapobiegania zmniejszaniu się częstotliwości stosuje się automatykę SCO. Na rys.1.11 oznaczono 3 zmianę częstotliwości w systemie w przypadku działania automatyki SCO. Automatyka ta powinna, zgodnie z zaleceniami UCTE, mieć co najmniej trzy stopnie odciążania mocą czynną systemu: o około 10÷20% mocy systemu przy częstotliwości 49,0Hz, 10÷20% przy 48,7 lub 48,5Hz i 10÷20% przy 48,4 lub 48,0Hz.

## Awarie systemowe

Zakłócenia w elementach systemu elektroenergetycznego, szybko wykryte i wyłączone przez układy automatyki zabezpieczeniowej, nie powodują przeważnie tzw. awarii systemowej. Niekiedy jednak nawet jedno zakłócenie może zainicjować ciąg niekorzystnych kaskadowych wyłączeń elementów wytwórczych, przesyłowych i odbiorczych na znacznym obszarze systemu elektroenergetycznego. Taką sytuację nazywa się awarią systemową. Do najczęstszych przyczyn wystąpienia awarii systemowych należą: jednoczesne uszkodzenia (zwykle zwarcia) kilku elementów systemu, jedno uszkodzenie i nieselektywne działanie zabezpieczeń, przeciążenia w systemach przesyłowych, naruszenie równowagi statycznej lub przejściowej współpracujących podsystemów oraz niewłaściwe postępowanie personelu dyspozytorskiego. Do rozprzestrzeniania się awarii najczęściej przyczynia się niestabilność pracy systemu elektroenergetycznego oraz niewłaściwe działanie automatyki i personelu dyspozytorskiego.

System sterowania powinien zapewniać taki margines bezpiecznej pracy, aby wystąpienie prawdopodobnych zakłóceń nie spowodowało awarii systemowej. Na potrzeby personelu dyspozytorskiego opracowuje się plany obrony przed wystąpieniem i rozprzestrzenianiem się awarii oraz plany restytucji systemu elektroenergetycznego po wystąpieniu awarii.

Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa odgrywa istotną rolę w przeciwdziałaniu i zatrzymaniu rozwijającej się awarii systemowej.



Do dokładnej analizy zjawisk towarzyszących zakłóceniom w systemie elektroenergetycznym, a także przy projektowaniu i sprawdzaniu poprawności działania zastosowanej elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, obecnie coraz powszechniej stosuje się komputerowe programy symulacyjne. Standardowym programem służącym do analizy zjawisk we fragmentach systemu elektroenergetycznego jest pakiet oprogramowania komputerowego EMTP (ang. Elektromagnetic Transient Program). Program ten pozwala symulować różnorodne przebiegi elektromagnetyczne w stanach nieustalonych z uwzględnieniem nieliniowości parametrów. Do tych celów stosowane są także następujące programy komputerowe: PSCAD/EMTDC, Matlab/Simulink, Power Factory, NETOMAC i ProSA.

### **1.3. Struktura i wykonanie urządzeń zabezpieczeniowych**

W każdym urządzeniu zabezpieczeniowym można wyróżnić następujące główne człony:

- wejściowy, do którego doprowadza się i przekształca wielkości pomiarowe;
- pomiarowy, w którym następuje pomiar wielkości kryterialnych;
- sterownicze, sygnalizacyjne i rejestrujące;
- energii pomocniczej.

Do członu wejściowego wielkości pomiarowe są przekazywane z:

- uzwojeń wtórnych przekładników prądowych i napięciowych,
- przetworników łączy telekomunikacyjnych lub zestyków innych urządzeń zabezpieczających, czujników itp.

W członie wejściowym konieczne jest w wielu przypadkach przekształcenie wielkości pomiarowych, np. prądów fazowych, na składowe symetryczne prądów fazowych – z prądu na napięcie, z częstotliwości na napięcie itp.

W członie pomiarowym dokonują się operacje porównania doprowadzonych wartości wielkości elektrycznych z wartościami rozruchowymi. W następstwie tego podejmowana jest decyzja o istnieniu, czy nieistnieniu, stanu zakłóceniegowego. Zadanie to spełniają najczęściej przekaźniki elektryczne pomiarowe. W zależności od sposobu doprowadzania wielkości zasilającej przekaźniki pomiarowe dzieli się na pierwotne (zasilane bezpośrednio) i wtórne (zasilanie za pośrednictwem przekładników).

Człony: sterowniczy, sygnalizacyjny i rejestrujący mają za zadanie wysyłanie impulsu sterującego do wyłączników lub innych urządzeń, przekazywanie informacji obsłudze oraz zarejestrowanie stanu przed zakłóceniem i w czasie jego likwidacji. W członie tym do sterowania i sygnalizacji stosuje się przekaźniki pomocnicze, które

reagują na pojawienie się lub zanik wielkości zasilającej. Do przekaźników pomocniczych zalicza się przekaźniki pośredniczące, zwłoczne i sygnałowe.

Źródła napięć pomocniczych dostarczają energii niezbędnej do działania urządzeń automatyki elektroenergetycznej.

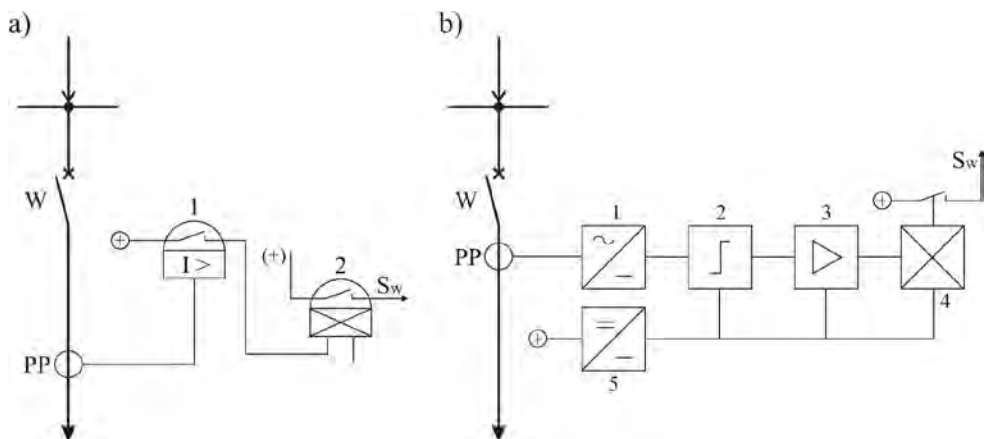
W urządzeniach zabezpieczeniowych stosuje się również oprócz przekaźników elektrycznych (zasilanych na wejściu wielkościami elektrycznymi), przekaźniki mechaniczne reagujące na zmiany temperatury, ciśnienia, prędkości przepływu cieczy.

Zespół przekaźników wraz z obwodami zewnętrznymi pomiarowymi i pomocniczymi przeznaczony do ochrony obiektu od określonego zakłócenia zwany jest zabezpieczeniem elektroenergetycznym. Odróżnia się dwa rodzaje zabezpieczeń – podstawowe i rezerwowe.

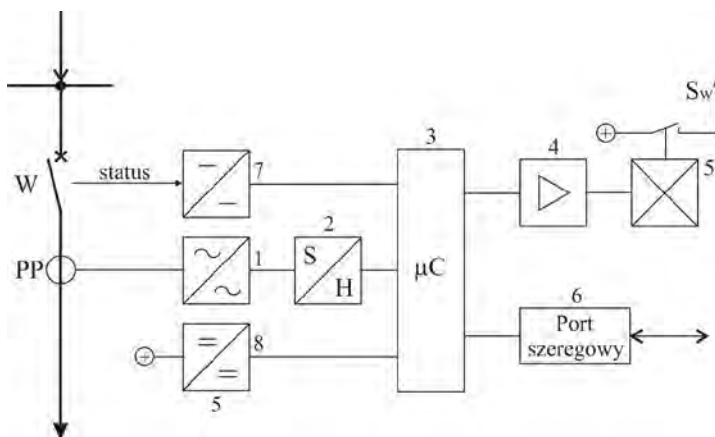
Obecnie eksploatuje się zabezpieczenia elektroenergetyczne w trzech wykonaniach:

- elektromechaniczne, najstarsze, udoskonalane wraz z rozwojem elektroenergetyki od początku XX wieku;
- elektroniczne analogowe (statyczne), okres wdrożeń i zastosowań praktycznych w latach 70. XX wieku;
- cyfrowe, produkcja seryjna i zastosowanie na szeroką skalę w latach 90. XX wieku.

Schematy ideowe układów zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego jednofazowego w wykonaniu elektromechanicznym, elektronicznym analogowym i mikroprocesorowym przedstawiono na rys. 1.12. i 1.13. W każdym z tych układów do członu wejściowego zabezpieczenia doprowadzony jest prąd pomiarowy z przekładnika prądowego  $PP$ , natomiast napięcie pomocnicze do członu wyjściowego sterowniczego (sygnał  $S_w$ ) z zewnętrznego źródła (najczęściej z baterii akumulatorowej). Zabezpieczenie w wykonaniu elektromechanicznym (rys. 1.12a) ma dwa przekaźniki – naprądowy (1) i pośredniczący (2). Z kolei w wykonaniu elektronicznym (rys. 1.12b) analogowym urządzenie zabezpieczające ma przetwornik sygnału pomiarowego (1), układ pomiarowy (2), wzmacniacz sygnału wykonawczego (3), wyjściowy przekaźnik pośredniczący (4) i zasilacz (5).



Rys. 1.12. Schemat ideowy zabezpieczeń w wykonaniu elektromechanicznym (a) i elektronicznym analogowym (b). Zaczerpnięto z [28]



Rys. 1.13. Schemat ideowy zabezpieczenia w wykonaniu mikroprocesorowym, wg [28]

Zabezpieczenie w wykonaniu mikroprocesorowym (rys. 1.13) składa się z następujących elementów: przetwornika sygnału pomiarowego (dopasowującego) z filtracją analogową (1), układu próbkująco-pamiętającego z ewentualną filtracją cyfrową (2), jednostki centralnej (3), wzmacniacza sygnału wykonawczego (4), zespołu końcowych przekaźników pośredniczących (5), portu szeregowego do wprowadzania i wyprowadzania danych (6), przetwornika sygnałów dwustanowych (7) i zasilacza (8).

Do podstawowych wad zabezpieczeń elektromechanicznych należą: bezwładność części mechanicznych (co utrudnia uzyskanie dużej szybkości działania), ograniczone możliwości realizowania bardziej skomplikowanych charakterystyk

i kryteriów działania oraz konieczność precyzyjnego ich wykonania. Zabezpieczenia te cechują się dużą prostotą i niezawodnością do 30 lat użytkowania.

Zabezpieczenia elektroniczne analogowe są bardziej wrażliwe, od elektromechanicznych, na zakłócenia w agresywnym środowisku elektromagnetycznym i mogą być użytkowane do 20 lat. Do ich zalet należy: szybkość działania oraz możliwość zastosowania bardziej skomplikowanych i zintegrowanych funkcji w jednym zabezpieczeniu.

Zabezpieczenia cyfrowe charakteryzują się cechami podobnymi jak zabezpieczenia elektroniczne analogowe, ale posiadają ogromne możliwości zastosowania różnych metod wyznaczania wielkości kryterialnych i podejmowania decyzji na podstawie wyrafinowanych kryteriów działania. Technika mikroprocesorowa pozwala na wprowadzenie w urządzeniach zabezpieczeniowych samokontroli, rejestrowanie przebiegu wielkości elektrycznych przed likwidacją i w trakcie likwidacji zakłócenia oraz umożliwia tym urządzeniom szeroką współpracę z innymi układami stosowanymi w obiektach elektroenergetycznych.

Obecnie urządzenia zabezpieczeniowe są powszechnie wykonywane w wersji mikroprocesorowej. Są one z reguły tak konstruowane, że układy przekształcające, człony pomiarowe, sterowniczo-sygnalizacyjne i układy diagnostyczne, a często źródła energii pomocniczej, stanowią pewną całość. Charakteryzują się one małym poborem mocy i są coraz częściej konstruowane tak aby możliwa była ich współpraca z niekonwencjonalnymi przekładnikami prądowymi (np. z cewką Rogowskiego). Mikroprocesorowe zespoły automatyki zabezpieczeniowej (CZAZ) konstruuje się jako specjalizowane, przystosowane do zabezpieczenia określonego urządzenia elektroenergetycznego, a przy tym umożliwiające współpracę z innymi układami zainstalowanymi w obiektach elektroenergetycznych.

Aktualnie trwa już kolejny etap rozwoju elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej polegający na tworzeniu wielkoobszarowych systemów pomiarowo-decyzyjnych (ang. WAMS – Wide Area Measuring System). W systemach WAMS zintegrowane są funkcje pomiarowe, zabezpieczeniowe i monitoringu. Do realizacji tych funkcji wykorzystuje się złożone metody przetwarzania i pomiaru sygnałów oraz podejmowania decyzji.

W tablicy 1.2. zestawiono oferowane przez krajowych producentów mikroprocesorowe urządzenia zabezpieczeniowe.

Tablica 1.2. Krajowi producenci mikroprocesorowych urządzeń zabezpieczeniowych

Producent	Oferowane urządzenia zabezpieczeniowe
ZEG-ENERGETYKA Sp. z o.o. Obecnie: Kopex Electric Systems SA, ul. Biskupa Burschego 7, 43-100 Tychy <a href="http://www.kessa.com.pl">www.kessa.com.pl</a>	generatorów i bloków, sieci WN, silników WN i nN, pół sieci SN, transformatorów WN/SN - system CZAZ
RELPOŁ S.A. Zakład POLON, ul. Browarna 11, 65-849 Zielona Góra <a href="http://www.relpol.com.pl">www.relpol.com.pl</a>	pół sieci SN, silników WN, transformatorów WN/SN, automatyki SZR, system telemechaniki, system CZIP
ELKOMTECH S.A., ul. Wołowa 2, 93-569 Łódź <a href="http://www.elkomtech.com.pl">www.elkomtech.com.pl</a>	pół sieci SN, transformatorów WN/SN, automatyki SZR, system telemechaniki, system Ex-BEL
Instytut Energetyki - Laboratorium Automatyki i Zabezpieczeń, ul. Mory 8, 01-330 Warszawa <a href="http://www.ien.com.pl">www.ien.com.pl</a>	różnicowe transformatorów WN/SN, punktów rozłącznikowych SN, utraty synchronizmu turbogeneratora
Computers & Control Sp. j., ul. Hutnicza 10, 40-241 Katowice <a href="http://www.candc.pl">www.candc.pl</a>	sieci SN, transformatorów WN/SN, automatyka SZR, system telemechaniki
JM – TRONIK Zakład Wytwórczy Przekładników i Łączników Energetycznych, ul. Wapienna 43/45, 04-691 Warszawa <a href="http://www.jmtronik.pl">www.jmtronik.pl</a>	pół sieci SN, silników WN, transformatorów WN/SN, automatyka SZR, system telemechaniki, system megaMUZ
Instytut Tele – i Radiotechniczny, ul. Ratuszowa 11, 03-450 Warszawa <a href="http://www.itr.org.pl">www.itr.org.pl</a>	pół SN, silników WN, transformatorów WN/SN, automatyka SZR, system telemechaniki, system MUPASZ
Zakład Produkcyjny Aparatury Elektrycznej Sp. z o.o. ul. Konopnickiej 13; 41-100 Siemianowice Śląskie <a href="http://www.zprae.pl">www.zprae.pl</a>	zabezpieczenia szyn zbiorczych z układem rezerwowania wyłączników WN, automatyka SZR rozdzielni nN
Zakład Pomiarowo-Badawczy Energetyki „Energopomiar- Elektryka” Sp. z o.o., ul. Świętokrzyska 2, 44-101 Gliwice <a href="http://www.elektryka.com.pl">www.elektryka.com.pl</a>	zabezpieczenia ziemnozwarciowe sieci SN, przekaźnik częstotliwościowy typu RF, urządzenie telesterowania RL-64D
ZAZ-En Sp. z o.o. ul. Grota Roweckiego 32, 43-100 Tychy <a href="http://zaz-en.pl">http://zaz-en.pl</a>	przełączniki prądowe i napięciowe pół sieci SN, zabezpieczenia silników nN i WN, transformatorów WN/SN, generatorów i bloków

## 1.4. Wymagania stawiane elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej

Żąda się, aby elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa działała możliwie jak najszybciej przy maksymalnym zachowaniu wybiórczości, czułości i niezawodności działania.

Możliwie duża szybkość działania jest potrzebna w celu:

- zwiększenia bezpieczeństwa pracy obsługi i osób postronnych;
- ograniczenia skutków od łuku i prądu zwarciovego;
- zmniejszenia wpływu zaniku napięcia w sieci na pracę odbiorników, szczególnie silników;
- zabezpieczenia synchronicznej współpracy generatorów;
- niedopuszczenia do przekształcania się jednofazowych zwarć doziemnych w dwufazowe doziemne (w sieci z nieuziemionym punktem zerowym);
- zwiększenia skuteczności działania urządzeń do samoczynnego ponownego załączania linii.

Nowoczesne zabezpieczenia działają z czasem około  $0,02 \div 0,04$  s, natomiast czas wyłączenia szybkich wyłączników wysokonapięciowych wynosi  $0,02-0,04$ s. Najdłuższy czas trwania zwarć trójfazowych wynikający z warunków równowagi dynamicznej wynosi dla systemów elektroenergetycznych najwyższych napięć około  $0,1 \div 0,35$  s.

Wybiórcze działanie zabezpieczenia polega na tym, że zabezpieczenie spowoduje odłączenie od źródeł zasilających jedynie elementu uszkodzonego. Wybiórczość może również dotyczyć rodzaju zwarcia, np. w zabezpieczeniu odległościowym. Zadziałanie niewybiórcze (zbędne) niektórych zabezpieczeń może spowodować olbrzymie straty materialne. W praktyce dopuszcza się niewybiórcze szybkie działanie zabezpieczeń w przypadkach, gdy po takim działaniu następuje włączenie elementu rezerwowego w miejsce wyłączzonego przez zabezpieczenie.

Czułość zabezpieczenia może być scharakteryzowana jako zdolność na reagowanie na minimalne zakłócenie, które nie spowoduje jeszcze dużych skutków. Duża czułość działania zabezpieczeń jest wymagana wtedy, gdy stan zakłócenia i stan pracy normalnej scharakteryzowany przez określone parametry mało się różni, przykładowo wartość prądu zwarcia w dolinie obciążenia przy włączonej małej liczbie generatorów od wartości prądu obciążenia w szczycie obciążenia.

Niezawodność zabezpieczenia definiuje się jako prawdopodobieństwo, że zabezpieczenie będzie spełniało swą funkcję prawidłowo przez określony czas. Niezawodność zabezpieczeń ma dwoisty charakter, ponieważ powinno ono działać przy wystąpieniu zakłócenia i nie działać przy braku zakłócenia (tablicy 1.3).

Wskaźniki niezawodnościowe działania zabezpieczeń elektroenergetycznych wylicza się na podstawie statystyki zdarzeń prawidłowych i nieprawidłowych. Podstawową miarą tej niezawodności jest stosunek liczby zdarzeń prawidłowych ( $N_p$ ) do sumy liczby działań prawidłowych i nieprawidłowych ( $N_p + N_{np}$ ). Miarą niezawodności jest także wskaźnik dyspozycyjności zabezpieczeń, który zależy od średniego czasu między uszkodzeniami i średniego czasu traconego na dokonanie naprawy. Niezawodność działania zabezpieczenia zależy od materiałów i elementów użytych do jego konstrukcji, poprawnego doboru wartości rozruchowych

i warunków eksploatacji. W celu poprawy niezawodności automatyki zabezpieczeniowej stosuje się ich wzajemne rezerwowanie, lokalne i zdalne.

Tablica 1.3. Klasyfikacja działania urządzeń zabezpieczeniowych

Zakłócenie w SE	Działanie zabezpieczenia	Rodzaj działania zabezpieczenia
Jest	Jest	Potrzebne prawidłowe
	Brak	Potrzebne brakujące
Brak	Jest	Zadziałanie niepotrzebne
	Brak	—

Podstawą do doboru urządzeń zabezpieczeniowych elementów i układów systemu elektroenergetycznego są wymagania sformułowane w załączniku nr1 do Rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U 2007 nr 93, poz. 623) oraz w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych (IRiESP) i Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych (IRiESD).

W procesie doboru urządzeń zabezpieczeniowych i dokonywania ich nastaw można wyróżnić następujące etapy:

- 1 – dobór i sprawdzenie czy planowane do zainstalowania urządzenia EAZ nadają się do likwidacji ustalonych zakłóceń we wszystkich spodziewanych układach pracy fragmentu systemu,
- 2 – opracowanie założeń i dokonanie niezbędnych uzgodnień dotyczących konfiguracji instalowanych urządzeń EAZ w aspekcie ich funkcjonalności oraz współpracy z innymi obiektami za pomocą łącz komunikacyjnych,
- 3 – przygotowanie danych i sporządzenie modeli do obliczeń zwarciovych i rozplwyowych niezbędnych do doboru nastaw urządzeń zabezpieczeniowych dla wszystkich spodziewanych układach pracy,
- 4 – wykonanie obliczeń zwarciovych i rozplwyowych wymaganych przy obliczeniach nastaw dobranych urządzeń zabezpieczeniowych z uwzględnieniem wszystkich spodziewanych układów pracy,
- 5 – dokonanie obliczeń nastaw dobranych urządzeń zabezpieczeniowych dla wszystkich spodziewanych układów pracy,
- 6 – sprawdzenie czy niezbędna jest korekta nastaw EAZ w sąsiednich obiektach i w razie konieczności przygotowanie zmian w ich nastawach,
- 7 – sprawdzenie poprawności działania urządzeń EAZ, przed i podczas prób uruchomieniowych.

Obliczenia zwarciove, tzn. obliczenia wartości prądów zwarciowych, napięć w wybranych węzłach, impedancji i innych parametrów niezbędnych do doboru nastaw i analizy warunków pracy dobranych urządzeń EAZ wykonuje się zwykle korzystając ze specjalnych programów komputerowych (np. SHORTS, PLANS, SCC, PSLF).

Obliczenia wartości prądów zwarciowych należy przeprowadzać zgodnie z poniższymi normami:

- PN - EN 60865-1:2002 (U) Obliczanie skutków prądów zwarciowych. Część I: Definicje i metody obliczania;
- PN-EN 60909-0:2002 (U) Prądy zwarciove w sieciach trójfazowego prądu przemiennego. Część 0: Obliczenia prądów;
- PN -EN 60909 – 3:2004 (U) Prądy zwarciove w sieciach trójfazowych prądu przemiennego. Część 3: Prądy podwójnych, jednoczesnych i niezależnych, zwarc

doziemnych i częściowe prądy zwarciove płynące w ziemi.

Obliczenia rozptywowe dokonuje się w celu wyznaczenia rozptywu prądu, mocy czynnej i bierniej oraz wartości napięć węzłowych dla zadanych obciążeń w różnych konfiguracjach pracy sieci. Są one wykonywane na etapie projektowania sieci i jej eksploatacji. Znajomość rozptywu prądu obciążenia w sieci pozwala na dokonywanie bardziej poprawnego doboru wartości rozruchowych zabezpieczeń i dzięki temu zwiększenie niezawodności ich działania.

Czołowi producenci urządzeń zabezpieczeniowych zwykle na swoich stronach internetowych (patrz [10], [11] i [12]) udostępniają informację zawierającą zależności wykorzystywane przy obliczeniach nastaw ich zabezpieczeń, a także przykłady obliczeń.

Wymagania dotyczące urządzeń zabezpieczeniowych są zawarte w stosownych obszernych normach i przepisach. Podstawowe z nich zestawiono w tablicy 1.4.

Tablica 1.4. Podstawowe normy i przepisy dotyczące urządzeń zabezpieczeniowych

PN-IEC 60050-448:2000	Międzynarodowy słownik terminologiczny elektryki. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
IEV 60050-444	International Electrotechnical Vocabulary – Part 444. Elementary relays (Przełączniki pośredniczące). Słownik Terminologiczny z terminami również w języku polskim
IEV 60050-445	International Electrotechnical Vocabulary – Part 445: Time relays (Przełączniki czasowe). Słownik terminologiczny z terminami również w języku polskim
PN-86/E-88601	Przełączniki energoelektryczne – Przełączniki i zespoły automatyki energoelektrycznej – Terminologia.
PN-86/E-88600	Przełączniki energoelektryczne – postanowienia ogólne
PN-93/E-88641	Układy zabezpieczeniowe (odpowiednik IEC 60255-20:1984)
PN-EN 60255-3: 1999	Przełączniki energoelektryczne – Przełączniki pomiarowe z jedną wejściową wielkością zasilającą, o niezależnym lub zależnym czasie działa-



	nia
PN-IEC 255-12: 1994	Przełączniki energoelektryczne – Przełączniki kierunkowe i przełączniki mocowe z dwiema wielkościami wejściowymi zasilającymi
PN-IEC 255-13: 1994	Przełączniki energoelektryczne – Przełączniki różnicowe stabilizowane
PN-IEC 255-16: 1997	Przełączniki energoelektryczne – Impedancyjne przełączniki pomiarowe
PN-EN 60255-21-1:1999	Przełączniki energoelektryczne – Badanie odporności przełączników pomiarowych i urządzeń zabezpieczeniowych na wibracje, udary pojedyncze i wielokrotne oraz wstrząsy sejsmiczne – Badania odporności na wibracje (sinusoidalne)
PN-EN 60255-21-2:2000	Przełączniki energoelektryczne – Badania odporności na udary pojedyncze i wielokrotne
PN-EN 60255-21-3: 999	Przełączniki energoelektryczne – badania sejsmiczne
PN-92/E-88608	Przełączniki energoelektryczne – Próby odporności przełączników pomiarowych i urządzeń zabezpieczeniowych na zakłócenia – Próba udarami oscylacyjnymi o częstotliwości 1 MHz (odpowiada IEC 60255-22-1:1988)
PN-EN 60255-22-2:1999	Przełączniki energoelektryczne – Badanie odporności przełączników pomiarowych i urządzeń zabezpieczeniowych na zakłócenia elektryczne – Badanie odporności na zakłócenia od wyładowań elektrostatycznych
PZPN-IEC 60255-22-3 (Projekt)	Przełączniki energoelektryczne – Badania odporności na zakłócenia od pól elektromagnetycznych
PN-IEC 60255-22-4: 996	Przełączniki energoelektryczne – Badania odporności na szybkozmienne zakłócenia przejściowe
PN-EN 60255-23: 1998	Przełączniki energoelektryczne – Działanie zestyków
PN-EN 60255-25: 2002	Przełączniki energoelektryczne – Część 25; Badanie zaburzeń elektromagnetycznych emitowanych przez przełączniki pomiarowe i urządzenia zabezpieczeniowe
PN-EN 60255-26: 2004	Przełączniki elektroenergetyczne – Część 26: Wymagania dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej przełączników pomiarowych i urządzeń zabezpieczeniowych
PN-EN 61810-1: 2002	Elektromechaniczne przełączniki pomocnicze z niestawialnym czasem działania – Część 1: Postanowienia ogólne
PN-EN 61810-5: 2001	Elektromechaniczne przełączniki pomocnicze z niestawialnym czasem działania – Koordynacja izolacji
PN-EN 60617-77: 2004	Symbol graficzny stosowane w schematach – Aparatura łączeniowa, sterownicza i zabezpieczeniowa

Zestawienie ważniejszych symboli graficznych stosowanych w schematach elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przedstawiono w tabeli 1.5.

Tablica 1.5. Zestawienie ważniejszych symboli graficznych stosowanych w schematach elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej

Wielkość kryterialna	Nazwa przełącznika	Symbol graficzny
Prąd fazowy $I$	Nadprądowy bezwzględny	
	Nadprądowy zwłoczny	

Wielkość kryterialna	Nazwa przekaźnika	Symbol graficzny
Składowa zerowa prądu $I_0$	Nadprądowy zerowy bezzwłoczny	
	Nadprądowy zerowy zwłoczny	
Napięcie $U$	Podnapięciowy zwłoczny	
	Nadnapięciowy zwłoczny	
Składowa zerowa napięcia $U_0$	Nadnapięciowy zerowy zwłoczny	
Częstotliwość $f$	Podczęstotliwościowy zwłoczny	
Temperatura	Cieplny	
Prędkość przepływu oleju $Q$ i poziom oleju	Gazowo-przepływowy (Buchholza)	

W tab.1.6 zestawiono stosowane na schematach elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej kody głównych funkcji zabezpieczeń według ANSI/IEEE std C37.2-1996 (ANSI -American National Standard Institute, IEEE C37.2 IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations).

Tab.1.6. Zestawienie kodów głównych funkcji zabezpieczeń według norm ANSI/IEEE Std C37.2-1996

Kod	Funkcja zabezpieczenia	Kod	Funkcja zabezpieczeniowa
21	podimpedancyjne / odległościowe	50/27	przypadkowe załączenie generatora do sieci
24	przewzbudzenie $U/f$ / wzrost indukcji	50/51	nadprądowa fazowa
25	kontrola synchronizmu	50BF	lokalna rezerwa wyłącznikowa
27	podnapięciowa	50DT	międzyzwojowe
37	podprądowa fazowa/ utrata obciążenia	50HS	załączenie na zwarcie /SOFT/
40	zanik wzbudzenia	50N/51N	nadprądowa ziemnozwarciowa $I_0$
46	asymetria prądowa	51LR/50S	zablokowany wirnik
47	nadnapięciowa składowa przeciwna $U_{s2}$	51V	nadprądowe z kontrolą / blokadą napięcia

48	wydłużony rozruch	59N	doziemienie zerowo-napięciowe U <sub>0</sub>
55	wypadnięcie z synchronizmu silnika	64N/87N	ograniczone ziemnozwarciowe (różnicowe)
59	nadnapięciowa	64R	ziemnozwarciowe wirnika
66	ograniczenie liczby rozruchów	67N	nadprądowa ziemnozwarciowa kierunkowa
67	nadprądowa fazowa kierunkowa	67YN	admitancyjne/konduktancyjne/susceptancyjne
79	automatyka SPZ	74TCS	kontrola obwodu wyłączenia
87	różnicowa	78/68	poślizg biegunów / kołysania mocy
26/38	pomiar temperatury	81AB	nienormalna częstotliwość turbiny
27D	podnapięciowa składowej zgodnej U <sub>s1</sub>	81O	nadczęstotliwościowa
27TN/ 59TN	100% ziemnozwarciowe stojana (3 harm.)	81R	chwilowa zmiana częstotliwości - df/dt /ROCOF/
32L	niski poziom mocy	81U	podczęstotliwościowa
32N/6 7W	czynnoscowa Po kierunkowa	ABS*	kontrola sekwencji załączania silnika
32O	wysoki poziom mocy	FL*	lokalizator miejsca zwarcia
32R/3 2F	moc zwrotna/ moc kireunkowa F	VTS/CTS *	kontrola obwodów pomiarowych
46BC	uszkodzony /zerwany przewód	VVS*	zmiana kata wektora napięcia dU
49/51	przeciążeniowa cieplna	60	różnicowonapięciowe
63	gazowoprzepływowe		

\* Te oznaczenia nie występują w tej normie. Stosowane są przez producentów.

## 1.5. Bibliografia

- [1] Anderson E., Karolak J.: Zjawiska ferorezonansowe w sieciach elektroenergetycznych. Przegląd Elektrotechniczny 2009, nr 9.
- [2] Anderson E., Karolak J., Szastało J., Wiśniewski J.: Zjawiska ferorezonansowe w stacjach zasilających duże zakłady przemysłowe. Materiały IX Konferencji Naukowo-Technicznej „Diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych zakładów przemysłowych”. Płock 09-11 kwietnia 2008.
- [3] Bialik T., Wróbel K.: Narzędzia wspomagające prowadzenie analiz zakłóceń. Automatyka Elektroenergetyczna, 2004, nr 2.

- [4] Borkiewicz K.: Automatyka zabezpieczeniowa, regulacyjna i łączeniowa w Systemie elektroenergetycznym. Wydanie IV. ZIAD Bielsko – Biała, 2005.
- [5] Chojnacki A.: Awaryjność urządzeń EAZiS w stacjach transformatorowo – rozdzielczych średniego napięcia. Automatyka Elektroenergetyczna 2010, nr 1.
- [6] El Hadji Aw, Kośnikowski G.: Obliczanie zwarć w sieciach elektroenergetycznych metodą admitancji węzłowej z wykorzystaniem dystrybucyjnego programu komputerowego Facil ++ oraz programu Matlab. Przegląd Elektrotechniczny 2010, nr 8.
- [7] European EMTP –ATP User Group (<http://www.eeug.org>).
- [8] Głaz M.: Raport o stanie automatyk systemowych w krajowym systemie elektroenergetycznym. IX Ogólnopolska Konferencja 2006 „Zabezpieczenia przekątnikowe w energetyce” w Bielsku Białej. Komitet Automatyki Energetycznej, Instytut Energetyki, Warszawa, 2006.
- [9] Halinka A., Winkler W.: Struktury współczesnych cyfrowych zespołów automatyki zabezpieczeniowej. Automatyka Elektroenergetyczna, 1996, nr 4.
- [10] <http://www.abb.com>. Strona internetowa firmy ABB.
- [11] <http://www.aveva-td.com>. Strona internetowa firm Areva, Alstom i Schneider.
- [12] <http://www.siemens.com>. Strona internetowa firmy Siemens.
- [13] IEEE c37.2 IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations. American National Standards Institute 2001.
- [14] Kacejko P., Machowski J.: Zwarcia w systemach elektroenergetycznych. Warszawa, WNT, 2002.
- [15] Korniluk W., Ostaszewicz J.: Analiza wpływu zjawisk atmosferycznych na intensywność występowania zakłóceń w elektroenergetycznych liniach napowietrznych średniego napięcia. Wiadomości Elektrotechniczne, T.76, nr1 (2008).
- [16] Kowalik R., Januszewski M., Smolarczyk A.: Cyfrowa elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2006.
- [17] Kujszczyk S. (red.): Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze. Tom 1. PWN, Warszawa, 1994.
- [18] Machowski J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2007.
- [19] Manitoba HVDC Reserch Centre (<http://www.pscad.com>).
- [20] Markiewicz H.: Urządzenia elektroenergetyczne. WNT, Warszawa, 2001.
- [21] Opis programu EMTP-ATP (<http://www.rose.pwr.wroc.pl>).
- [22] Opis programu NETOMAC (<http://www.netomac.com/index.html>).
- [23] Praca zbiorowa.: Elektroenergetyczne układy przesyłowe. WNT. Warszawa, 1997.
- [24] Przedmojska K., Żydanowicz J.: Podział elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Automatyka Elektroenergetyczna, 1996, nr 2-3.

- [25] Rosołowski E.: Cyfrowe przetwarzanie sygnałów w automatyce elektroenergetycznej. Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT, Warszawa, 2002.
- [26] Smolarczyk A.: Program PSCAD/EMTDC jako narzędzie do modelowania linii wysokiego napięcia. Wiadomości Elektrotechniczne 2008 nr10.
- [27] Smolarczyk A.: Modelowanie zakłóceń w sieciach wysokiego napięcia za zabezpieczeń odległościowych za pomocą programu PSCAD/EMTDC. Wiadomości Elektrotechniczne 2008 nr11.
- [28] Synal B., Rojewski W., Dzierżanowski W.: Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Podstawy. Wyd. 2, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 2003.
- [29] Wiater J., Woliński K.: Zagrożenie piorunowe układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Wiadomości Elektrotechniczne 2010 nr 6.
- [30] Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych. WNT, Warszawa, 1999, 2004.
- [31] Witek B.: Projektowanie elektroenergetycznych układów przesyłowych. Wybrane zagadnienia teoretyczne. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011.
- [32] Woliński K., Wróblewski J.: Krajowi producenci urządzeń automatyki elektroenergetycznej. Automatyka Elektroenergetyczna, 2000, nr 3.
- [33] Załącznik nr1. Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4.05.2007r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U 2007 nr 93, poz. 623).
- [34] Żydanowicz J.: Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Tom 1. WNT, Warszawa, 1979
- [35] Żydanowicz J., Namiotkiewicz M., Kowalewski B.: Zabezpieczenia i automatyka w energetyce. WNT, Warszawa, 1975.

## **2. Przetworniki wielkości pomiarowych**

### **2.1. Wstęp**

Przetworniki wielkości pomiarowych mają za zadanie dostarczyć do członów pomiarowych urządzeń zabezpieczeniowych odpowiednie wielkości fizyczne głównie elektryczne, na podstawie których mierzy się wartości kryterialne, decydujące o działaniu zabezpieczenia.

Do podstawowych przetworników pomiarowych pierwotnych należą przekładniki prądowe i napięciowe, natomiast do wtórnych - filtry składowych symetrycznych prądów i napięć. Stosowane w zabezpieczeniach temperaturowych czujniki temperatury pozwalają na uzyskanie sygnału elektrycznego przy przekroczeniu określonej temperatury.

### **2.2. Przekładniki prądowe zabezpieczeniowe**

Przekładniki prądowe zabezpieczeniowe wykonuje się jako główne i pomocnicze. Przekładniki prądowe główne są elementem pośredniczącym między urządzeniami pierwotnymi rozdzielni a urządzeniami zabezpieczającymi. Strony pierwotne przekładników prądowych głównych przyłącza się do sieci wysokiego napięcia, a ich strony wtórne do obwodów prądowych, zasilających bezpośrednio przekaźniki. Podstawowe wymagania stawiane przekładnikom prądowym zabezpieczeniowym są podane w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki [28].

Zastosowanie przekładników głównych umożliwia:

- oddzielenie obwodów wysokiego napięcia od obwodów i części dostępnych dla dotyku,
- przetworzenia prądu i napięcia z wartości ruchowych na wartości najbardziej odpowiednie do celów pomiarowych i zabezpieczeniowych,
- ograniczenie liczby znormalizowanych prądów i napięć po stronie wtórnej,
- umieszczenie przekaźników w odpowiednim pomieszczeniu,
- ograniczenie prądów zwarciovych po stronie wtórnej przekładników prądowych.

Przekładniki prądowe pomocnicze służą do uzyskania odpowiedniego przesunięcia fazowego, wyrównania przekładni, ograniczania wartości prądów wtórnych przy zwarciach i uzyskania prądu, który jest kombinacją prądów fazowych.

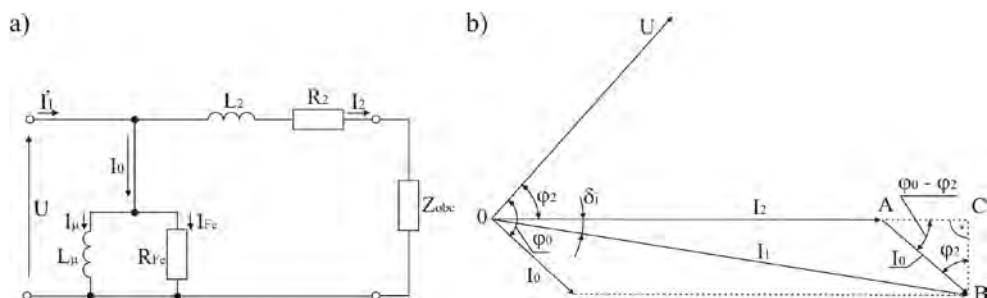
Przekładniki prądowe mogą być przekładnikami w wykonaniu indukcyjnym lub niekonwencjonalnym.

### Przekładniki prądowe indukcyjne

Przekładnik prądowy indukcyjny posiada rdzeń magnetyczny, na którym nawinięte jest uzwojenie pierwotne i wtórne. Na rdzenie magnetyczne przekładników prądowych wykorzystywana najczęściej jest stal krzemowo-żelazowa (stal elektrotechniczna walcowana na zimno) albo stal niklowo-żelazowa (permaloj). W przekładnikach prądowych zabezpieczeniowych rdzenie są zwykle wykonywane ze stali elektrotechnicznej. Dokładniejszą transformację prądów (nawet przy małych wartościach) uzyskuje się w przekładnikach z rdzeniami z permalaju.

Zakłada się, że prąd w uzwojeniu pierwotnym  $I_1$  przekładnika jest wymuszany i nie zależy od parametrów i stanu obciążenia  $Z_{obc}$  strony wtórnej przekładnika. Przekładnik prądowy w normalnych warunkach pracuje przy bardzo małych wartościach indukcji magnetycznej. Strumień magnetyczny wywołany przez prąd pierwotny jest w bardzo dużym stopniu redukowany przez strumień magnetyczny wywołany przez prąd strony wtórnej.

Na rys. 2.1a przedstawiono uproszczony zastępczy schemat elektryczny przekładnika prądowego. Indukcyjność  $L\mu$  ma związek ze strumieniem  $\Phi_\mu$  w rdzeniu ferromagnetycznym, sprzężonym z obydwoma uzwojeniami. Rezystancja  $R_{FE}$  odwzorowuje straty w rdzeniu, spowodowane prądami wirowymi i przemagnesowaniem (pętla histerezy). Rezystancję i indukcyjność uzwojenia wtórnego oznaczono przez  $R_2$  i  $L_2$ .



Rys. 2.1. Schemat zastępczy (a) oraz wykres wektorowy (b) prądów i napięć przekładnika prądowego indukcyjnego

Na wykresie zilustrowano błędy transformacji, prądowy  $\Delta I$  i kątowy  $\delta_1$ .

Wartości tych błędów wyrażają się wzorami

$$\frac{\Delta I}{I_1} = \frac{n_1 I_2 - I_1}{I_1} 100\% \quad \text{ i } \quad \delta_i = \arg(I_2) - \arg(I_1), \quad (2.1)$$

gdzie:  $n_1$  – znamionowa przekładnia przekładnika,  $I_1$  i  $I_2$  oraz  $\underline{I}_1$  i  $\underline{I}_2$  – moduły oraz wektory prądów, pierwotnego i wtórnego.

Błąd całkowity transformacji wyraża się następującym wzorem

$$\varepsilon_c = \frac{100}{I_1} \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t-T}^t (n_1 i_2 - i_1)^2 dt}, \quad (2.2)$$

gdzie:  $I_1$  – moduł prądu pierwotnego,  $T$  – okres przebiegu prądu,  $n_1$  – znamionowa przekładnia przekładnika,  $i_1$  i  $i_2$  wartości chwilowe prądów, pierwotnego i wtórnego

Znamionowa moc przekładnika jest to moc, wydzielana na znamionowej impedancji obciążenia (ze współczynnikiem mocy  $\cos \varphi = 0,8$  ind.) przy przepływie znamionowego prądu wtórnego, przy której przekładnik transformuje prąd z błędami dopuszczalnymi dla danej klasy. Moc ta wyraża się wzorem

$$S_n = I_{2n}^2 Z_{obcn}, \quad (2.3)$$

w którym:  $I_{2n}$  – znamionowy prąd wtórny i  $Z_{obcn}$  – znamionowa impedancja obciążenia.

Przekładniki prądowe powinny zapewniać dostatecznie poprawną transformację prądów zwarciovych. Górną granicą tej poprawnej transformacji jest znamionowy graniczny prąd pierwotny  $I_{pG}$ . Jest to największa wartość prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika obciążonego impedancją znamionową nie przekracza wartości określonej w normie dla danej klasy dokładności przekładnika. Stosunek tego prądu ( $I_{pG}$ ) do pierwotnego prądu znamionowego przekładnika ( $I_{pn}$ ) jest nazywany znamionowym granicznym współczynnikiem dokładności ( $K_G$ ). Graniczny współczynnik dokładności silnie zależy od impedancji obciążenia obwodu wtórnego przekładnika; im większa wartość tej impedancji, tym mniejszy jest ten współczynnik.

Wtórny graniczną siłę elektromotoryczną przekładnika prądowego wyznacza się z iloczynu znamionowego granicznego współczynnika dokładności ( $K_G$ ), znamionowego prądu pierwotnego ( $I_{pn}$ ) oraz sumy wektorowej, impedancji znamionowej  $\underline{Z}_{obcn}$  i impedancji uzwojenia wtórnego  $\underline{Z}_2$ .

W automatyce zabezpieczeniowej stosuje się przekładniki indukcyjne z klasami dokładności 5P i 10P. Wartości graniczne błędów dla tych klas przedstawiono

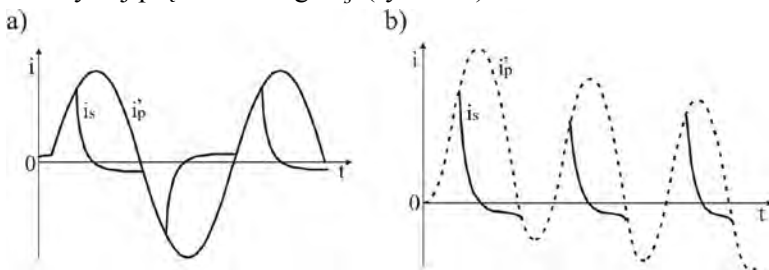


w tablicy 2.1. Graniczne współczynniki dokładności dla tych klas wynoszą: 5, 10, 15, 20 i 30.

Tablica 2.1. Graniczne błędy przekładników zabezpieczeniowych

Klasa	Błąd prądowy $\Delta I$ ( $\pm\%$ ) dla $I_p = I_{pn}$	Błąd kątowy $\delta_i$ dla $I_p = I_{pn}$	Błąd całkowity $\varepsilon_c$ (%) dla $I_p = I_{pn}$
5P	1	60 minut	5
10P	3	nie normowany	10

Błąd kątowy i całkowity wzrastają wraz ze wzrostem wartości prądu pierwotnego i wartości impedancji obciążenia podłączanej do obwodu wtórnego przekładnika. Jeżeli wartość ustalonego prądu pierwotnego  $i_p$  przekroczy znamionowy prąd graniczny, to z powodu nasycenia się rdzenia ferromagnetycznego nastąpi odkształcenie krzywej prądu wtórnego  $i_s$  (rys. 2.2a).



Rys. 2.2. Przebiegi prądu wtórnego  $i_s$  na tle przeliczonego na stronę wtórną prądu pierwotnego  $i_p$  przy nasyceniu się rdzenia magnetycznego przekładnika: a) w stanie ustalonym prądu pierwotnego  $i_p$ , b) w stanie nieustalonym prądu pierwotnego  $i_p$ . Zaczerpnięto z [38]

Jeszcze większe odkształcenie krzywej prądu wtórnego  $i_s$ , z powodu nasycenia się rdzenia ferromagnetycznego, występuje w przypadku transformacji prądu zwarciovego w stanie nieustalonym (rys. 2.2b). Powoduje to jednokierunkowa składowa nieokresowa, która może wystąpić w tym prądzie. Ma ona zwykle znaczną wartość i dość długi czas zanikania.

Stopień odkształcenia krzywej prądu wtórnego od sinusoidy zależy także od wartości indukcji reszkowej oraz stałej czasowej obwodu wtórnego przekładnika prądowego [38]. W zabezpieczeniach cyfrowych stosuje się czasami kryteria działania wykorzystujące przebieg odkształconej krzywej prądu wtórnego.

W celu ograniczenia odkształcania się krzywej prądu wtórnego w stanach przejściowych stosuje się w przekładnikach prądowych przeznaczonych do pracy w takich stanach: zwiększenie przekrojów rdzeni ferromagnetycznych (klasa TPX), zmniejszenie strumienia pozostałości magnetycznej w rdzeniu przez wpro-

wadzenie poprzecznych szczelin powietrznych w rdzeniach (niewielkie szczeliny – klasa TPY i duże szczeliny –TPZ). Wartości graniczne błędów transformacji tych przekładników podano w tablicy 2.2.

Tablica 2.2. Graniczne błędy transformacji przekładników prądowych klas TPX, TPY i TPZ

Klasa	Przy prądzie znamionowym $I_p = I_{pn}$		Błąd całkowity $\varepsilon_i$ w % dla prądu granicznej dokładności
	Błąd prądowy $\Delta I$ w %	Błąd kątowy $\delta_i$ w min.	
TPX	$\pm 0,5$	$\pm 30$	$\varepsilon_{i\max} = 10$
TPY	$\pm 1,0$	$\pm 60$	$\varepsilon_{i\max} = 10$
TPZ	$\pm 1,0$	$180 \pm 18$	$\varepsilon_{i\max} = 10$

Podczas przerwania obwodu wtórnego przekładnika cały prąd pierwotny staje się prądem magnesującym. Występują wtedy duże straty w żelazie (wzrost strat na histerezę i prądy wirowe), które mogą spowodować przegrzanie i zniszczenie izolacji. W otwartym obwodzie wtórnym indukuje się wysokie napięcie (do kilkunastu kilowoltów), które może zagrażać izolacji i personelowi.

### Przekładniki prądowe niekonwencjonalne

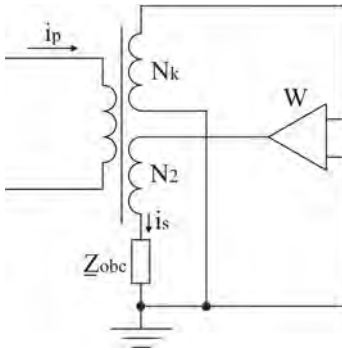
Przekładniki prądowe niekonwencjonalne charakteryzują się małą mocą znamionową obwodu wtórnego, wystarczającą jednak do zasilania mikroprocesorowych urządzeń zabezpieczeniowych. W ich budowie wykorzystuje się układy elektroniczne i optyczne.

Do przekładników prądowych niekonwencjonalnych zalicza się, między innymi: transreaktor, przekładnik z kompensacją prądu magnesującego, przekładnik z diodą elektroluminescencyjną, przekładnik różniczkująco-całkujący oraz cewka Rogowskiego.

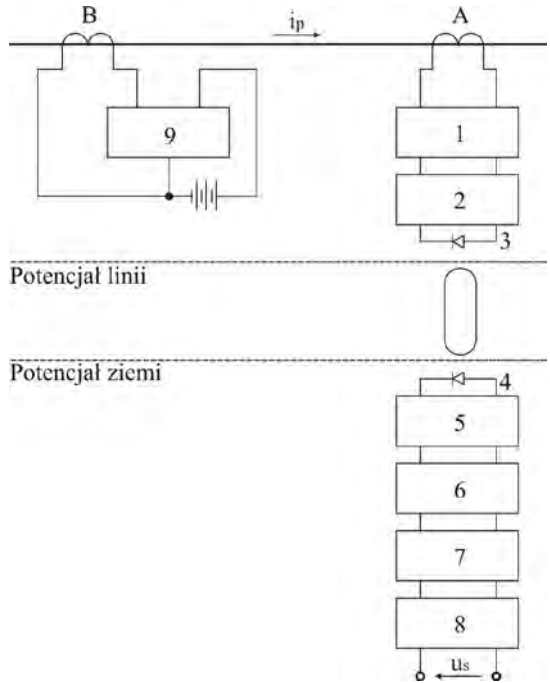
Transreaktor jest transformatorem z rdzeniem ferromagnetycznym, posiadającym duże poprzeczne szczeliny powietrzne. Może to być także transformator powietrzny. Jest to transformator prądowo-napięciowy, ponieważ prąd wtórny jest bardzo mały w porównaniu z prądem magnesującym. Praktycznie cały prąd pierwotny jest prądem magnesującym. Transreaktor zachowuje liniową charakterystykę magnesowania w całym zakresie mierzonych prądów. W obwodzie wtórnym transreaktora indukuje się napięcie wyjściowe proporcjonalne do pierwszej pochodnej prądu pierwotnego. W przebiegach sinusoidalnych napięcie to opóźnia się o  $90^0$  względem prądu pierwotnego. Wadą transreaktorów jest wpływ obcych pól magnetycznych na napięcie wtórne. Stosunkowo mała moc transreaktorów nie ma znaczenia przy zasilaniu mikroprocesorowych urządzeń zabezpieczeniowych.

Przekładnik z kompensacją prądu magnesującego ma dwa uzwojenia wtórne (rys. 2.3). Jedno z nich ( $N_k$ ) podłączone jest do wejścia wzmacniacza elektronicz-

nego, a drugie ( $N_2$ ) do wyjścia tego wzmacniacza [14]. Prąd  $i_s$  ze wzmacniacza ma kompensować strumień wywołany przez prąd pierwotny  $i_p$ . Jeżeli kompensacja ta jest dostatecznie dokładna, to zachodzi następujący warunek  $i_s N_2 = i_p N_1$ . Jakość transformacji zależy od dokładności kompensacji i mocy wzmacniacza.



Rys. 2.3. Schemat ideowy przekładnika z kompensacją prądu magnesującego, wg [38]



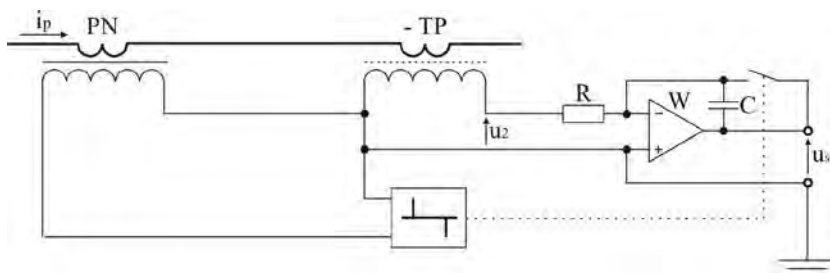
Rys. 2.4. Schemat ideowy przekładnika z diodą elektroluminescencyjną, wg [38]

Przekładnik z diodą elektroluminescencyjną składa się (rys. 2.4), z części elementów umieszczonych na potencjale linii (transreaktor  $PT$ , modulator 1, wzmacniacz 2, dioda elektroluminescencyjna 3 i zasilacz 4), światłowodu 4, fotodiody 5, wzmacniacza 6, demodulatora 7, filtra dolnoprzepustowego 8 i wzmacniacza końcowego 9. Sygnał analogowy otrzymywany z transreaktora jest modulowany, wzmacniany i przekształcany w sygnał świetlny, a następnie jest przesyłany światłowodem do fotodiody. Sygnał elektryczny z fotodiody jest z kolei wzmacniany, demodulowany, filtrowany, a w końcu wzmacniany do niezbędnego poziomu napięcia proporcjonalnego do prądu pierwotnego.

Przekładnik różniczkująco-całkujący składa się z dwóch transformatorów (rys. 2.5). Jednym z nich jest transreaktor  $TP$ . Drugi jest szybkonasycającym się

przekładnikiem prądowym  $PN$ . W obwodzie wtórnym transreaktora  $TP$  indukuje się napięcie wyjściowe  $u_2$  proporcjonalne do pierwszej pochodnej prądu pierwotnego. W obwodzie wtórnym przekładnika  $PN$  pojawiają się tylko impulsy napięciowe w chwilach, dla których wartość prądu pierwotnego jest równa zero ( $i_p = 0$ ).

Napięcie  $u_2$  jest cyklicznie całkowane przez wzmacniacz różnicowy z pojemnościowym sprzężeniem zwrotnym. Cykle całkowania odbywają się w przedziałach czasu pomiędzy kolejnymi chwilami, dla których  $i_p = 0$ . Sygnał wyjściowy tego wzmacniacza jest każdorazowo sprowadzany do zera przy pojawieniu się impulsu napięciowego w obwodzie przekładnika  $PN$ .



Rys.2.5.Schemat ideowy przekładnika różniczkująco-całującego, wg [38]

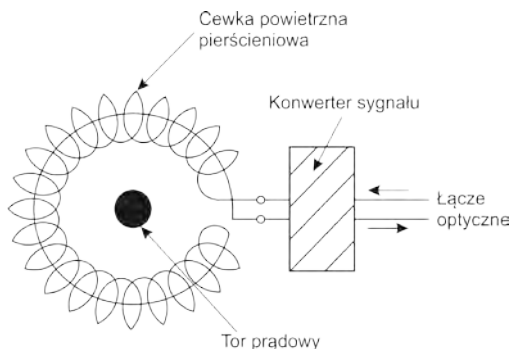
Zmodyfikowany układ przekładnika różniczkująco-całującego można wykorzystać do pomiaru prądu stałego. W tym celu należy zastosować jeszcze pomocnicze uzwojenie na każdym z transformatorów,  $TP$  i  $PN$ , zasilane prądem przemiennym o znanej wartości. Po dokonaniu pomiaru prądu, będącego w superpozycji prądu stałego i przemiennego o znanej wartości, staje się możliwe wyznaczenie wartości prądu stałego.

Ostatnio podejmuje się próby zastąpienia indukcyjnych przekładników prądowych cewką Rogowskiego. Cewka Rogowskiego posiada równomiernie nawijane zwoje na niemagnetycznym toroidalnym rdzeniu elastycznym i jest zapinana na szynach lub przewodzie. Zginanie cewki nie zaburza równomiernego rozkładu nawiniętych zwojów, dzięki czemu na pomiar prądu nie wpływa zewnętrzne pole magnetyczne.

Z cewki Rogowskiego uzyskiwane jest napięcie rzędu  $0,1\text{mV}$  do  $1\text{mV}/1\text{A}$ . W pewnych warunkach (np. przy dużych wartościach prądów lub przy szeregowym połączeniu cewek) jest wygodne do bezpośredniego sterowania układami elektronicznymi.

Zaletą cewek Rogowskiego jest ich niska cena oraz brak błędów pomiaru występujących w przekładnikach prądowych indukcyjnych (np. wynikających z nasycania się i z pozostałości magnetycznej). Wadą cewek Rogowskiego są trudności

z doprowadzeniem słabych sygnałów od miejsca ich zainstalowania do oddalonych urządzeń automatyki zabezpieczeniowej. Sygnał napięciowy z cewki Rogowskiego może być konwertowany i przesyłany łączem optycznym.



Rys.2.6. Schemat ideowy cewki Rogowskiego jako niekonwencjonalnego przekładnika prądowego, wg [20]

Na rynku krajowym są już oferowane mikroprocesorowe urządzenia zabezpieczeniowe przystosowane do współpracy z cewkami Rogowskiego (np. MUPASZ - 510 produkcji Instytutu Tele- i Radiotechnicznego).

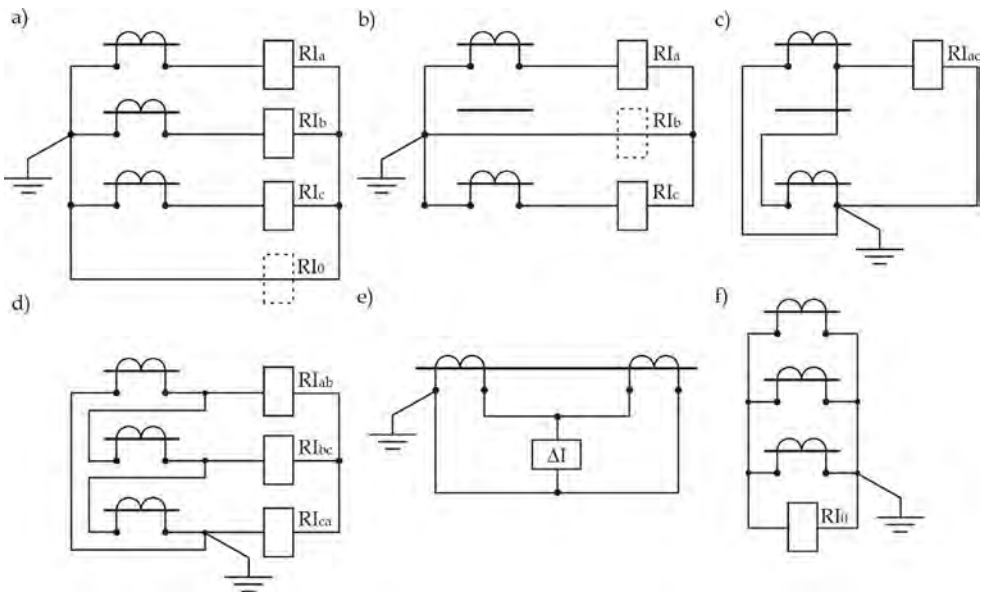
### 2.2.1. Układy połączeń przekładników prądowych

W celu zasilania przekaźników nadprądowych stosuje się, między innymi, następujące układy połączeń przekładników prądowych (rys. 2.7): pełnej gwiazdy, niepełnej gwiazdy, układ trójkątny, krzyżowy, różnicowy (odejmowania elektrycznego) i dodawania elektrycznego (układ Holmgreena).

Układ połączeń w pełną gwiazdę pozwala mierzyć prądy fazowe i potrójną składową symetryczną zerową, a więc umożliwia wykrywanie zwarc międzyfazowych i zwarcia doziemnego.

Układ połączeń w niepełną gwiazdę umożliwia tylko wykrywanie zwarc międzyfazowych. Do wykrywania takich zwarc wystarczy pomiar tylko dwóch prądów fazowych. W przypadku gdy zabezpieczenie powinno także reagować na zwarcia międzyfazowe za transformatorem z grupą połączeń Dy lub Yd to należy zainstalować trzeci przekaźnik (zaznaczono linią przerywaną).

Układ połączeń trójkątny stosuje się w celu wyeliminowania składowej symetrycznej zerowej (np. w układach zabezpieczeń różnicowych lub do zasilania filtrów składowych symetrycznych prądów – zgodnej i przeciwnej).



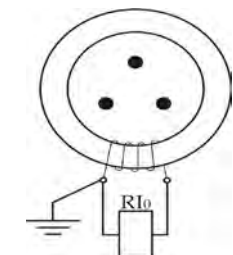
Rys. 2.7. Typowe układy połączeń przekładników prądowych: a) pełnej gwiazdy, b) niepełnej gwiazdy, c) krzyżowy, d) pełnego trójkąta, e) różnicowy, f) układ Holmgreena

Krzyżowy układ połączeń stanowi uproszczenie układu trójkątnego. Można ten układ zastosować do wykrywania zwarcí międzyfazowych. Prąd płynący w przekładniku, będący różnicą prądów fazowych, zależy nie tylko od wartości

prądu zwarcia, ale także od rodzaju zwarcia. Przy zwarcích dwufazowych w tym samym punkcie linii wartość prądu płynącego w przekładniku zależy od tego, które fazy są zwarte.

Układ połączeń różnicowy służy do odejmowania prądów płynących w tej samej fazie. Stosowany jest w zabezpieczeniach różnicowych, wzdłużnych i poprzecznych.

Układ Holmgreena, czyli układ dodawania elektrycznego, jest filtrem składowej symetrycznej zerowej. Stosuje się go w sieciach do wykrywania zwarcí doziemnych z dostatecznie dużą wartością prądu – ze względu na występowanie prądów wyrównawczych podczas zwarcí międzyfazowych bez udziału ziemi. Takiej wady nie ma przekładnik Ferrantiego,



Rys. 2.8. Przekładnik do pomiaru prądu składowej symetrycznej zerowej (Ferrantiego)

którego działanie polega na sumowaniu magnetycznym przepływów wywołanych poszczególnymi prądami fazowymi (rys. 2.8).

## 2.2.2. Dobór przekładników prądowych

Przekładniki prądowe zabezpieczeniowe powinny posiadać odpowiednio: napięcie znamionowe, wytrzymałość dynamiczną i cieplną, znamionowy prąd pierwotny i wtórny, moc znamionową, klasę dokładności i znamionowy graniczny współczynnik dokładności.

Najistotniejsze, w aspekcie poprawnego działania zabezpieczenia, są: klasa dokładności i znamionowy graniczny współczynnik dokładności przekładnika prądowego. Dobór tych parametrów przekładnika zależy nie tylko od spodziewanych przebiegów prądów zwarciovych, ale także od typu zabezpieczenia i sposobu realizacji pomiaru wartości kryterialnych w tym zabezpieczeniu [38]. I tak, np. w mikroprocesorowych zabezpieczeniach wartości kryterialne wyznacza się także w czasie nasycenia przekładnika prądowego.

Przy wyborze klasy dokładności i znamionowego granicznego współczynnika dokładności przekładników prądowych ( $K_G$ ) współpracujących z typowymi zabezpieczeniami stosuje się następujące zasady [38]:

- zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne, klasa dokładności 5P lub 10P, natomiast

$$K_G \geq 1,5 \frac{I_r(Z_2 + Z_{obcn})}{I_{sn}(Z_2 + Z_{obcz})}, \quad (2.4)$$

gdzie:  $I_r$  – prąd rozruchowy zabezpieczenia,  $I_{sn}$  – znamionowy prąd wtórny,  $Z_2$  – impedancja uzwojenia wtórnego oraz  $Z_{obcz}$  i  $Z_{obcn}$  – impedancja obciążenia obwodu wtórnego, rzeczywista i znamionowa;

- zabezpieczenia nadprądowe bezzwłoczne, identyczne z wymaganiami odpowiednimi dla zabezpieczeń zwłocznych, gdy zabezpieczenie to ma zbyt duże opóźnienie (spowodowane nasyceniem się przekładników), można je wyeliminować przez dobór  $K_G$  z uwzględnieniem wystąpienia największej składowej nieokresowej;
- zabezpieczenie odległościowe, klasa dokładności P5 lub TPX, TPY albo TPZ, natomiast

$$K_G \geq 1,5 \frac{I_{pl}(Z_2 + Z_{obcn})}{I_{pn}(Z_2 + Z_{obcz})}, \quad (2.5)$$

gdzie:  $I_{pl}$  – największa wartość skuteczna prądu pierwotnego przy zwarciu na końcu pierwszej strefy,  $I_{pn}$  – znamionowy prąd pierwotny;

- zabezpieczenia różnicowe, wymagania stawiane przekładnikom bardzo zależą od struktury układu różnicowego oraz sposobu realizacji pomiaru,

klasa dokładności specjalna TPS (przekładnik z klasą P z błędem przekładni zwojowej  $\pm 0,25\%$ ), współczynnik  $K_G$  dobiera się w zależności od tego, czy dla zapewnienia prawidłowego działania jest czy nie jest dopuszczalne nasycenie się przekładników prądowych przy zwarciach poza sferą chronioną.

### 2.3. Przekładniki napięciowe zabezpieczeniowe

Przekładniki napięciowe zabezpieczeniowe służą: do przetwarzania bardzo różnych wartości napięć pierwotnych na znormalizowane wartości wtórne, do odizolowania urządzeń zabezpieczeniowych i pomiarowych od napięcia pierwotnego, a także do galwanicznego izolowania od siebie napięć wtórnych z różnych przekładników. Podstawowe wymagania stawiane przekładnikom napięciowym zabezpieczeniowym są podane w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki [28].

Przekładniki napięciowe mogą być przekładnikami w wykonaniu indukcyjnym, pojemnościowym i niekonwencjonalnym.

#### Przekładniki napięciowe indukcyjne

Przekładnik napięciowy indukcyjny posiada rdzeń magnetyczny, na którym nawinięte jest uzwojenie pierwotne i wtórne. Uproszczony schemat zastępczy jednofazowego przekładnika napięciowego i odpowiadający mu wykres wektorowy przedstawiono na rys. 2.9.

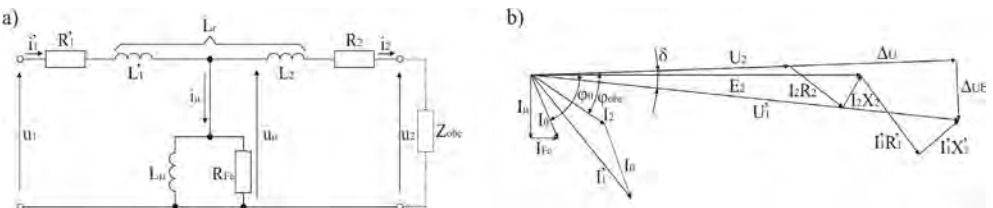
Błąd napięciowy przekładnika wyraża się następującym wzorem

$$\Delta U = \frac{n_u U_s - U_p}{U_p} 100\%, \quad (2.6)$$

natomiast błąd kątowy zależnością

$$\delta_u = \arg(\underline{U}_2) - \arg(\underline{U}_1), \quad (2.7)$$

gdzie:  $n_u$  – przekładnia znamionowa,  $U_p$  i  $U_s$  – napięcia pierwotne i wtórne.



Rys. 2.9. Schemat zastępczy (a) i wykres wektorowy (b) jednofazowego przekładnika napięciowego indukcyjnego



Pod wpływem prądu magnesującego  $I_\mu$  w rdzeniu przekładnika powstaje strumień magnetyczny, który indukuje w uzwojeniu wtórnym siłę elektromotoryczną  $E_2$ . Błędy przekładnika zależą od spadków napięcia na impedancjach uzwojeń, pierwotnego ( $Z'_1 = R'_1 + jX'_1$ ) i wtórnego ( $Z_2 = R_2 + jX_2$ ). Wywołane są one prądami: pierwotnym ( $I'_1$ ) i wtórnym ( $I_2$ ).

Błędy przekładnika napięciowego wzrastają wraz ze spadkiem wartości impedancji obciążenia ( $Z_{obc}$ ), reaktancji magnesowania ( $X_\mu = \omega L_\mu$ ) i rezystancji strat w żelazie ( $R_{Fe}$ ). Impedancja obciążenia  $Z_{obc}$  powinna taka, aby wydzielona w niej moc nie przekraczała mocy znamionowej  $S_n$ . Podwyższona wartość napięcia pierwotnego powoduje wzrost strumienia w rdzeniu i obniżenie reaktancji magnesowania  $X_\mu$ . Z tego powodu przekładniki mogą pracować tylko przy określonych krotnościach napięć znamionowych. Krotności te wyznacza tzw. znamionowy współczynnik napięciowy  $k_t$ .

W stanach przejściowych przekładniki napięciowe indukcyjne dość dokładnie transformują przebieg napięcia. Udar prądów magnesowania przy załączaniu przekładnika jest tłumiony szybko. Przekładniki napięciowe indukcyjne przenoszą pasmo częstotliwości do 1000Hz. Przekładniki napięciowe indukcyjne wraz z pojemnościami sieci mogą być źródłem ferorezonansu.

Przekładniki napięciowe przeznaczone do współpracy z zabezpieczeniami mają dwie klasy dokładności 3P i 6P. Graniczne błędy tych klas dla znamionowego obciążenia mocą  $(0,25 \div 1)S_n$  przy znamionowym współczynniku mocy  $\cos \varphi = 0,8$  (indukcyjnym) i częstotliwości podano w tabelicy 2.3.

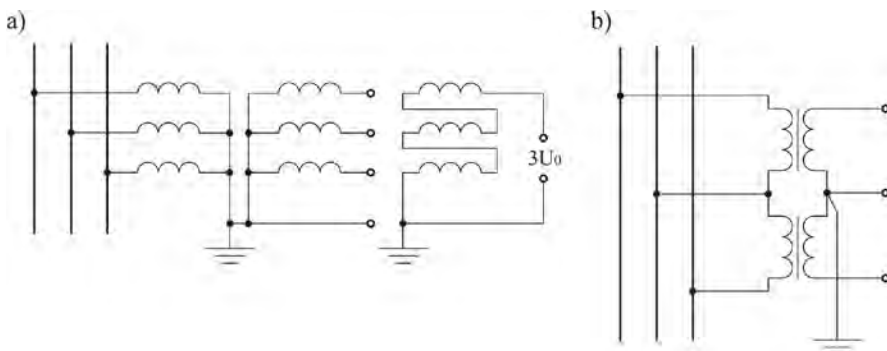
Tabelica 2.3. Graniczne błędy przekładników napięciowych zabezpieczeniowych

Klasa	Błąd napięciowy $\Delta U (\pm \%)$ dla wartości napięć		Błąd kątowy $\delta_u (\pm \text{min.})$ dla wartości napięć	
	$0,02U_n$	$(0,05 \pm k_t)U_n$	$0,02U_n$	$(0,05 \pm k_t)U_n$
3P	6	3	240	130
6P	12	6	480	240

Znormalizowane wartości mocy znamionowych (przy współczynniku mocy 0,8 ind.) wynoszą: 10, 15, 25, 30, 50, 100, 150, 200, 300, 400 i 500VA. Maksymalna moc, która może być pobierana z przekładnika ze względów cieplnych nazywa się mocą graniczną.

Typowe układy połączeń przekładników napięciowych przedstawiono na rys. 2.10. Układ pełnej gwiazdy (a) pozwala na pomiar napięć fazowych i międzyfazowych a także napięcia składowej symetrycznej zerowej, za pomocą dodatkowych

uzwojeń wtórnych połączonych w otwarty trójkąt. Układ niepełnej gwiazdy (b) wykorzystuje się do pomiaru napięć międzyfazowych. Znamionowe napięcia wtórne wynoszą zwykle:  $100/\sqrt{3}$  V (układ pełnej gwiazdy) i  $100/3$  V (uzwojenia łączone w otwarty trójkąt) oraz 100V (układ niepełnej gwiazdy).



Rys. 2.10. Typowe układy połączeń przekładników napięciowych

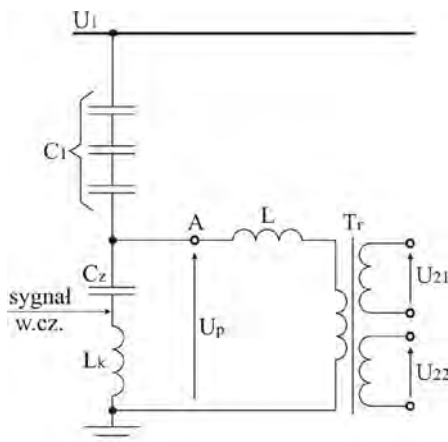
Każdy układ połączeń przekładników napięciowych musi mieć jeden punkt galwanicznie połączony z ziemią. Ma to na celu ochronę urządzeń przyłączonych do uzwojeń wtórnych od przepięć oraz personelu przed niebezpieczeństwem porażenia. Pierwotne i wtórne obwody przekładników napięciowych zabezpiecza się od skutków zwarć.

Przekładniki napięciowe indukcyjne dobiera się, uwzględniając: znamionowe napięcie pierwotne, sposób włączenia uzwojenia pierwotnego, liczbę uzwojeń wtórnych i ich napięcie znamionowe, Współczynnik napięciowy  $k$ , klasę dokładności przekładnika i moc znamionową.

### Przekładniki napięciowe pojemnościowe

Przekładniki napięciowe pojemnościowe stosowane są ze względów ekonomicznych w sieciach o napięciu od 110kV wzwyż. Zasada działania tych przekładników polega na obniżeniu napięcia pierwotnego za pomocą dzielnika pojemnościowego do wartości od 10 do 20 kV, a następnie jego transformowanie przez przekładnik napięciowy indukcyjny (rys. 2.11).

Indukcyjność  $L$ , włączona w obwód pierwotny przekładnika napięciowego indukcyjnego  $Tr$ , ma za zadanie kompensację błędu kąтового układu. Indukcyjność ta jest dostrojona do rezonansu z wypadkową pojemnością dzielnika, dzięki czemu zmniejsza błędy transformacji.



Rys.2.11.Układ połączeń przekładnika napięciowego pojemnościowego, wg [38]

Obwód składający się z nieliniowej reaktancji magnesowania przekładnika indukcyjnego i pojemności dzielnika może być źródłem oscylacji ferorezonansowych. W celu zapobiegania wystąpieniu dużych oscylacji stosuje się układy tłumiące.

Przekładnik napięciowy pojemnościowy wykorzystuje się także do sprzęgania linii z nadajnikiem i odbiornikiem łączności wysokoczęstotliwościowej (w.cz.). W tym celu wprowadza się do dzielnika pojemnościowego małą indukcyjność  $L_k$ , która jest filtrem zaporowym dla wysokiej częstotliwości (od 20 do 50kHz).

Błędy przekładnika napięciowego pojemnościowego zależą od częstotliwości. Wymaga się, aby przekładniki przeznaczone do współpracy z zabezpieczeniami miały zachowaną klasę dokładności 3P i 6P dla częstotliwości w przedziale  $48,0 \div 51,0$ Hz.

Wadą przekładników napięciowych pojemnościowych jest generowanie napięć wtórnych w stanach przejściowych, np. przy zwarcjach zacisków pierwotnych. Wymaga się, aby wartości szczytowe tych napięć były ograniczane. Ważne jest to szczególnie w przypadku bardzo szybkich zabezpieczeń.

Przy doborze tych przekładników napięciowych pojemnościowych należy mieć na uwadze to, że posiadają one z reguły dwa uzwojenia wtórne (jedno przeznaczone do pomiarów napięć fazowych, drugie do podłączenia w otwarty trójkąt) i są zawsze włączane między fazę a ziemię (współczynnik  $k_t$  powinien wynosić co najmniej 1,5).

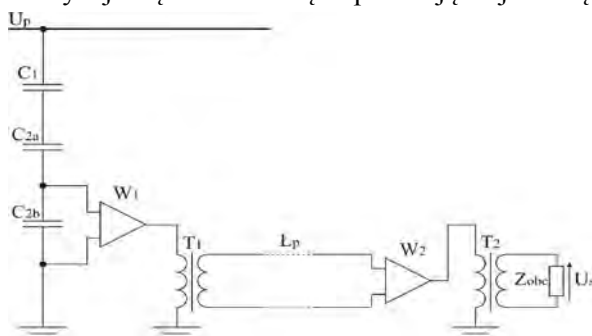
### Przekładniki napięciowe niekonwencjonalne

Do przekładników niekonwencjonalnych zalicza się przekładnik napięciowy pojemnościowy ze wzmacniaczami elektronicznymi. Znane są również konstrukcje przekładników napięciowych, których zasada działania opiera się na zjawiskach

elektrooptycznych [38]. Do takich należy przekładnik, którego zasada działania opiera się na elektrooptycznym zjawisku Pockelsa. Kontynuowane są prace badawcze nad konstrukcjami przekładników napięciowych w postaci dzielnika rezystancyjnego i bezrdzeniowego transformatora wysokonapięciowego.

Przekładnik napięciowy pojemnościowy ze wzmacniaczami elektronicznymi nie ma istotnej wady konwencjonalnego przekładnika napięciowego pojemnościowego, polegającej na występowaniu w napięciu wtórnym składowej swobodnej przy nagłych zmianach napięcia pierwotnego.

Zasadę działania tego przekładnika przedstawiono na rys. 2.12. Napięcie z dzielnika pojemnościowego jest wstępnie wzmacniane ( $W1$ ), po transformacji ( $T1$ ) przesyłane łączem przewodowym ( $Lp$ ) do wzmacniacza końcowego ( $W2$ ) a następnie transformowane ( $T2$ ) do odpowiedniego poziomu. Wstępny wzmacniacz ( $W1$ ) charakteryzuje się bardzo dużą impedancją wejściową.

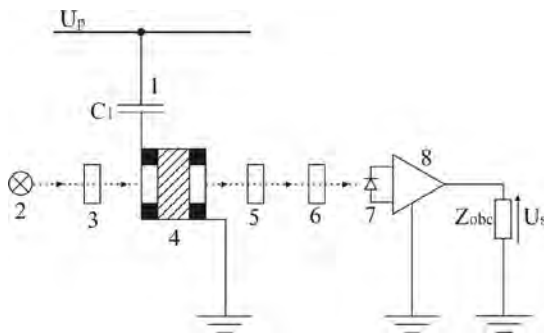


Rys. 2.12. Zasada działania przekładnika napięciowego ze wzmacniaczami elektronicznymi, wg [38]

Przekładnik napięciowy pojemnościowy ze wzmacniaczami elektronicznymi charakteryzuje się następującymi zaletami: dużą dokładnością (błędy napięciowe mniejsze niż 1%), bardzo dobrym odwzorowywaniem napięcia pierwotnego w stanach nieustalonych, dobrym odtwarzaniem wyższych harmonicznych do ok. 100 kHz oraz szybkim zanikaniem składowej swobodnej w napięciu wtórnym (po czasie około 1ms).

Schemat ideowy przekładnika napięciowego wykorzystującego zjawisko Pockelsa przedstawiono na rys. 2.13.

Kryształ Pockelsa (4) jest niskonapięciową częścią dzielnika pojemnościowego (1). Napięcie, a tym samym natężenie pola elektrycznego na tym kryształach jest proporcjonalne do mierzonego napięcia  $U_p$ . Promień ze źródła światła (2) pada na polaryzator (3), który sprawia, że na wejściu do kryształu Pockelsa (4) fala świetlna składa się z dwóch liniowo spolaryzowanych drgań o płaszczyznach przesuniętych o kąt  $\pi/2$ .



Rys. 2.13. Schemat ideowy pojemnościowego przekładnika napięciowego wykorzystującego zjawisko Pockelsa, wg [38]

Pole elektryczne w kryształ Pockelsa powoduje, że fale mają różną prędkość podczas przechodzenia przez kryształ i na wyjściu są przesunięte w fazie o kąt  $\delta_E$ . Następnie promień przechodzi przez płytkę (5), która powoduje przesunięcie fali świetlnej o  $\lambda/4$  długości fali. Po przejściu przez analizator (6) natężenie światła jest proporcjonalne do przesunięcia fazowego, czyli także do napięcia mierzonego. Za pomocą fotodiody (7) natężenie oświetlenia zmieniane jest na napięcie, i zostaje wzmacnione (8). Na wyjściu otrzymuje się napięcie  $U_s$  proporcjonalne do napięcia mierzonego.

## 2.4. Filtry składowych symetrycznych

Filtrem składowej symetrycznej prądu lub napięcia nazywamy urządzenie służące do wyodrębnienia odpowiednich składowych z doprowadzających do niego prądów lub napięć obwodu trójfazowego.

W trójfazowych układach występują następujące wzajemne zależności pomiędzy napięciami fazowymi  $\underline{U}_A$ ,  $\underline{U}_B$  i  $\underline{U}_C$  a składowymi symetrycznymi napięciami, zgodną  $\underline{U}_1$ , przeciwną  $\underline{U}_2$  i zerową  $\underline{U}_0$ ,

$$\underline{U}_A = \underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_0, \quad \underline{U}_B = a^2 \underline{U}_1 + a \underline{U}_2 + \underline{U}_0 \quad \text{i} \quad \underline{U}_C = a \underline{U}_1 + a^2 \underline{U}_2 + \underline{U}_0, \quad (2.8)$$

$$3\underline{U}_1 = \underline{U}_A + a \underline{U}_B + a^2 \underline{U}_C, \quad 3\underline{U}_2 = \underline{U}_A + a^2 \underline{U}_B + a \underline{U}_C \quad \text{i} \quad 3\underline{U}_0 = \underline{U}_A + \underline{U}_B + \underline{U}_C, \quad (2.9)$$

gdzie:  $a$  i  $a^2$  – symbolizuje dodatnie przesunięcie fazowe wektorów napięć, odpowiednio o kąt  $120^\circ$  i  $240^\circ$ .

Analogiczną postać mają zależności dotyczące składowych symetrycznych prądów w układach trójfazowych.

Podstawą teoretyczną do wyznaczania składowych symetrycznych napięcia: zgodnej  $\underline{U}_1$ , przeciwnej  $\underline{U}_2$  i zerowej  $\underline{U}_0$ , są zależności (2.8 i 2.9). W filtrach składowych symetrycznych: zgodnych i przeciwnych, następuje geometryczne sumowanie przesuniętych fazowo (odpowiednio o kąt  $120^\circ$  lub  $240^\circ$ ) wektorów napięć fazowych.

Filtry składowych symetrycznych przeciwnych i zgodnych napięcia nie różnią się pod względem budowy. Wystarczy na wejściu filtru zamienić miejscami podłączenie dwóch faz, aby uzyskać z filtru składowej zgodnej filtr składowej przeciwnej (i odwrotnie). Powyższa właściwość dotyczy także filtrów prądowych.

W ogólnym przypadku na wyjściu filtrów składowych symetrycznych otrzymuje się napięcie  $U_p$  lub prąd  $I_p$ , które są funkcjami liniowymi doprowadzonych składowych symetrycznych obwodu trójfazowego

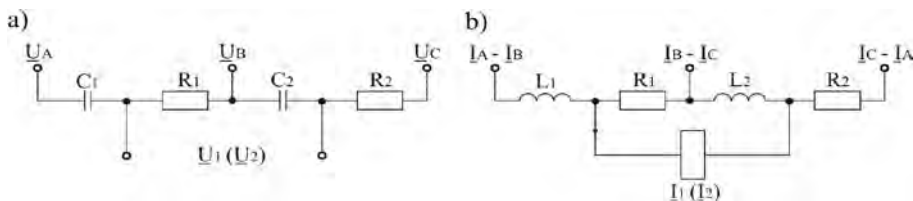
$$\underline{U}_p = \underline{k}_1 \underline{U}_1 + \underline{k}_2 \underline{U}_2 + \underline{k}_o \underline{U}_o, \quad \underline{I}_p = \underline{k}_1 \underline{I}_1 + \underline{k}_2 \underline{I}_2 + \underline{k}_o \underline{I}_o, \quad (2.10)$$

gdzie: współczynniki  $\underline{k}_1, \underline{k}_2, \underline{k}_o$  mają charakter liczb zespolonych.

W praktyce stosuje się najczęściej filtry wydzielające jedną ze składowych (zgodną, przeciwną lub zerową).

Filtry składowych symetrycznych przeciwnych (i zgodnych) napięć i prądów są wykonywane jako filtry pasywne (np. za pomocą układów  $RC$  lub  $RL$ ), aktywne ze wzmacniaczami operacyjnymi lub, w przypadku mikroprocesorowych urządzeń zabezpieczeniowych, realizowane są programowo.

Przykłady pasywnych filtrów składowej symetrycznej przeciwnej napięcia i prądu przedstawiono na rys. 2.14. W układach tych tak dobiera się wartości rezystancji i pojemności oraz rezystancji i indukcyjności, aby na ich wyjściu uzyskać pożądaną składową symetryczną, napięcia lub prądu.



Rys. 2.14. Przykłady pasywnych filtrów składowej symetrycznej przeciwnej napięcia (a) i prądu (b)

Na wejścia przedstawionych rozwiązań filtrów składowych symetrycznych przeciwnych są doprowadzone napięcia międzyprzewodowe (rys. 2.14a) i różnica prądów fazowych (rys. 2.14b). Dzięki temu nie zawierają już one składowych symetrycznych zerowych. Ułatwia to budowę filtrów składowych symetrycznych przeciwnych.

W filtrach składowych symetrycznych zerowych napięcia (lub prądu) należy dokonać sumowania geometrycznego wektorów napięć fazowych (lub prądów fazowych).

Do realizacji filtru składowej symetrycznej zerowej napięcia wykorzystuje się zwykle dodatkowe uzwojenia wtórne przekładników napięciowych połączonych w pełną gwiazdę. Na wyjściu połączonych w otwarty trójkąt tych uzwojeń uzyskuje się napięcie składowej symetrycznej zerowej (rys. 2.10a).

Do realizacji filtru składowej symetrycznej zerowej prądu wykorzystuje się układ Holmgreena (rys. 2.6f) lub przekładnik Ferrantiego (rys. 2.8). W obu przypadkach następuje sumowanie geometryczne prądów fazowych.

Zastosowanie filtrów składowych symetrycznych w zabezpieczeniach pozwala bardziej skutecznie wykrywać zwarcia niesymetryczne w obiektach elektroenergetycznych.

Składowe symetryczne napięć lub prądów, ewentualnie ich kombinacje liniowe, stosuje się do zasilania przekaźników prądowych, napięciowych, impedancyjnych i kierunkowych, w układach zabezpieczeń odległościowych, różnicowych wzdłużnych, porównawczych kierunkowych i fazowych.

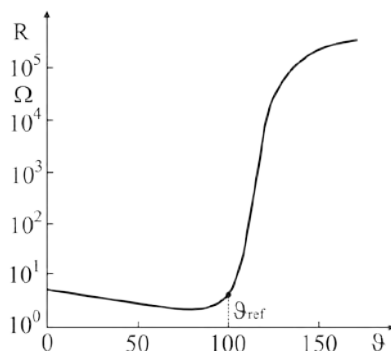
W mikroprocesorowych urządzeniach zabezpieczeniowych wartości składowych symetrycznych, napięć i prądów, wyznaczone są numerycznie.

## 2.5. Czujniki temperatury

Czujniki temperatury stosuje się w układach zabezpieczeń od przeciążeń cieplnych. Takie zabezpieczenia zwane są często zabezpieczeniami temperaturowymi. Stosowane są następujące rodzaje czujników temperatury: termistorowe, czasami oporowe lub termobimetalowe oraz ostatnio światłowodowe.

Czujniki termistorowe, najczęściej stosuje się do zabezpieczeń silników elektrycznych, są elementami półprzewodnikowymi. W termistorach PTC (ang. *Positive Temperature Coefficient*) rezystancja zależy od temperatury, jak przedstawiono na rys. 2.15.

Nieliniowość zależności rezystancji od temperatury termistora jest z powodzeniem wykorzystywana w zabezpieczeniach. Temperatura  $\mathcal{G}_{ref}$ , przy której następuje nagły wzrost rezystancji może być wzrostem w zakresie od kilkudziesięciu do ponad dwustu stopni Celsjusza, a więc pokrywa wszystkie klasy izolacji. Wymiary termistora są na tyle małe, że można je umieszczać w żłobkach uzwojeń stojana. Dzięki małym wymiarom termistory posiadają również małą bezwładność cieplną, a więc dobrze „śledzą” zmiany temperatury. Prąd pomiarowy przepływający przez termistor nie powinien jednak przekraczać określonej wartości (poniżej 100mA), aby zapobiec dodatkowemu podgrzewaniu termistora.



Rys.2.15. Przykładowa zależność rezystancji od temperatury dla termistora PTC, wg [38]

Należy się spodziewać, że w najbliższej przyszłości będą powszechnie stosowane światłowodowe czujniki temperatury. Do zalet takich czujników należy zaliczyć [3, 17, 25]: zapewnienie bardzo dobrej izolacji elektrycznej, dużą odporność na działanie wysokiej temperatury i na korozję oraz stosunkowo dużą wytrzymałość mechaniczną włókien pokrytych powłokami ochronnymi. Transmisja informacji we włóknie światłowodowym jest zachowana nawet w przypadku uszkodzenia zewnętrznych powłok włókna aż do momentu, w którym nastąpi deformacja struktury włókna (dla krzemionki temperatura mięknięcia wynosi powyżej  $1100^\circ\text{C}$ ). Ze względu na powyższe zalety powstało już wiele konstrukcji światłowodowych czujników temperatury.

Do pomiaru temperatury przy użyciu włókna światłowodowego wykorzystywane są różne, w zależności od konstrukcji czujnika, zjawiska fizyczne [17, 25]. Przykładowo w jednym z oferowanych układów do pomiaru temperatury kabla elektrycznego wykorzystano zmiany gęstości i fluktuacji sygnałów rozpraszanych [3]. Wartość sygnału rozproszonego jest źródłem informacji o wielkości temperatury, a czas jego powrotu o miejscu pomiaru. Układ pomiarowy zastosowano do monitorowania temperatury kabli elektroenergetycznych o napięciu  $44\div 132\text{kV}$ . Światłowód mocowany jest na zewnątrz kabla w specjalnie do tego przystosowanym kanale. W zależności od użytego włókna otrzymano różne długości strefy pomiarowej i rozdzielczości przestrzennej systemu:

- światłowód jednomodowy – długość strefy do 30 km, rozdzielczość  $4\div 10$  m,
- światłowód wielomodowy – długość strefy do 12 km, rozdzielczość  $0.25\div 1$  m.

Cały system pomiarowy zarządzany jest komputerowo w związku z czym umożliwia wizualizację pomiarów, również na stanowiskach mobilnych. Wszystkie dane pomiarowe o historii, alarmach trendach oraz zmianach w systemie są gromadzone na serwerze i mogą być odtworzone.



## 2.6. Bibliografia

- [1] Borkiewicz K.: Automatyka zabezpieczeniowa regulacyjna i łączeniowa w systemie elektroenergetycznym. Wyd. 2, uzupełnione. „ZIAD” Bielsko-Biała 1991.
- [2] Czupryńska J., Mikołajczyk J.: Laboratoryjne badania zjawiska ferorezonansu w przekładnikach napięciowych. Przegląd Elektrotechniczny 2008, nr 10.
- [3] Engelbrecht M.: Thermal monitoring of high voltage (44kV-132kV) cables. <http://www.ameu.co.za/library/papers/techmeeting2002/thermal%20monitoring.pdf>.
- [4] Głaz M.: Raport o stanie automatyk systemowych w krajowym systemie elektroenergetycznym. IX Ogólnopolska Konferencja 2006 „Zabezpieczenia przekaźnikowe w energetyce” w Bielsku Białej. Komitet Automatyki Energetycznej, Instytut Energetyki, Warszawa, 2006.
- [5] Jałmużny W., Adamczewska D., Borowska-Banaś I.: Modelowanie wielostopniowych przekładników napięciowych indukcyjnych. Przegląd Elektrotechniczny 2011, nr 11.
- [6] Jałmużny W., Adamczewska D., Borowska-Banaś I.: Ocena zgodności charakterystyk magnesowania i stratności toroidalnych obwodów magnetycznych o różnych wymiarach. Przegląd Elektrotechniczny 2011, nr 11.
- [7] Kaczmarek M.: Badanie charakterystyk transformacji indukcyjnego przekładnika prądowego z rdzeniem toroidalnym Ni80Fe20 dla sinusoidalnych prądów o częstotliwościach 50 Hz &#61624; 20 kHz. Przegląd Elektrotechniczny 2011, nr 11.
- [8] Kaczmarek M., Nowicz R.: Propozycje normalizacyjne w zakresie badań dokładności przekładników przeznaczonych do transformacji przebiegów sinusoidalnych o podwyższonych częstotliwościach. Przegląd Elektrotechniczny 2011, nr 11.
- [9] Kaczmarek M., Nowicz R.: Wybrane zagadnienia kompatybilności elektromagnetycznej przekładników napięciowych. Przegląd Elektrotechniczny 2010, nr 3.
- [10] Kaczmarek M., Szczęsny A.: Wybrane zagadnienia kompatybilności elektromagnetycznej przekładników prądowych. Przegląd Elektrotechniczny 2008, nr 10.
- [11] Korniluk W.: Laboratorium elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, Cz. I.: Badanie elementów i prostych przekaźników, Wydawnictwa Politechniki Białostockiej, Białystok, 1978.
- [12] Koszmider A., Olak J., Piotrowski Z.: Przekładniki prądowe. WNT, Warszawa, 1985.
- [13] Krok R.: Sieci ciepłe w modelowaniu pola temperatury w maszynach elektrycznych i transformatorach. Przegląd Elektrotechniczny 2010, nr 10.

- [14] Kryszpin P.: Modyfikacja konstrukcji przekładników prądowych TPU w zależności od zastosowania. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2008 nr 11.
- [15] Kuran Z., Tomczak E., Kubiak G.: Zastosowanie cewek Rogowskiego w energetyce. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2008 nr 9.
- [16] Markiewicz H.: Urządzenia elektroenergetyczne. WNT, Warszawa, 2001.
- [17] Miluski P., Dorosz D.: The temperature sensor based on capillary waveguide *Proc. SPIE vol. 6937*, 2007.
- [18] MUPASZ 510 Mikroprocesorowe zabezpieczenie prądowe. Prezentacja. *Elektroinfo*, 2012, nr 5.
- [19] Nawrocki Z., Kosobudzki G.: Przekładnik napięciowy z konwerterem ujemnej rezystancji. *Przegląd Elektrotechniczny* 2008, nr 6.
- [20] *Network Protection & Automation Guide. Protective Relays, Measurement & Control.* Alstom Grid. May 2011.
- [21] Nowakowski A., Kowalski G.: Pomiarowy przekładnik napięciowy na bazie transformatora bezrdzeniowego. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2008 nr 12.
- [22] *Prace badawcze i rozwojowe pod kierunkiem J. Machowskiego: Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektro-energetycznego wysokiego napięcia.* Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. Biblioteka Operatora Systemu Przesyłowego. Warszawa 2010.
- [23] *Praca zbiorowa.: Elektroenergetyczne układy przesyłowe.* WNT. Warszawa, 1997.
- [24] *Praca zbiorowa. „Laboratorium elektroenergetyczne”.* Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 1997.
- [25] Romaniuk R., Dorosz D.: Temperature sensor based on double core optical fibre. <http://www.ise.pw.edu.pl/~rrom/papers/termom.dc.pdf>.
- [26] Rosołowski E.: Co nowego w EAZ? *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2009, nr 3.
- [27] Rosołowski E.: Nowe tendencje w elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2009 nr 9.
- [28] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. *Dziennik Ustaw* Nr 93, poz. 623.
- [29] Synal B.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Podstawy.* Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej. Wrocław, 2000.
- [30] Synal B., Rojewski W., Dzierżanowski W.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Podstawy.* Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej. Wrocław, 2003.
- [31] Szczęsny A.: Przydatność elektronicznych przekładników prądowych do pracy w podwyższonej temperaturze. *Przegląd Elektrotechniczny* 2011, nr 11.

- [32] Szczęsny A., Pacholski K., Graczyk A., Domionikowski B.: Metoda wyznaczenia częstotliwości granicznej pasma pracy przekładników prądowych wspomaganym elektronicznie. Przegląd Elektrotechniczny 2010, nr 9.
- [33] Szkółka S., Wiśniewski G.: Cewka Rogowskiego jako nowoczesny element do monitorowania przebiegu prądu. Przegląd Elektrotechniczny 2009, nr 1.
- [34] Szkółka S., Wiśniewski G.: Cewka Rogowskiego w środowisku przebiegów odkształconych - przykładowe zastosowania. Przegląd Elektrotechniczny 2009, nr 4.
- [35] Szkółka S., Wiśniewski G.: Niekonwencjonalny przekładnik napięciowy ułamkowej mocy. Przegląd Elektrotechniczny 2009, nr 8.
- [36] Urbański K.: Testowanie przekładników pomiarowych zainstalowanych w sieci energetycznej. Przegląd Elektrotechniczny 2011, nr 11.
- [37] Wilczyński B.: Niekonwencjonalne przekładniki pomiarowe NCIT w zabezpieczeniach serii MiCOM P 40. Wiadomości Elektrotechniczne, 2007, nr 9.
- [38] Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych. Warszawa, WNT, 1999, 2004.
- [39] Witek B.: Projektowanie elektroenergetycznych układów przesyłowych. Wybrane zagadnienia teoretyczne. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011.
- [40] Wiszniewski A.: Przekładniki w elektroenergetyce. WNT, Warszawa, 1992.
- [41] Wróblewski J.: Modernizacja przekładników napięciowych najwyższych napięć. Automatyka Elektroenergetyczna, 2002, nr 2.
- [42] Wróblewski J.: Napowietrzne przekładniki prądowe średniego napięcia. Automatyka Elektroenergetyczna, 1995, nr 1.
- [43] Wróblewski J.: Wysokonapięciowe optoelektroniczne przekładniki napięciowe PP JW. OPTO. Automatyka Elektroenergetyczna, nr 2, 1997.
- [44] Wróblewski J.: Nowa zasada działania przekładników prądowych prądu przemiennego i stałego. Energetyka. Biuletyn Instytutu Energetyki, 1991, nr 7.
- [45] Wyrzykowska S.: Pomiary i automatyka w elektroenergetycznych sieciach przemysłowych. Projektowanie. WNT, Warszawa, 1988.
- [46] Żydanowicz J.: Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Tom 1, WNT, Warszawa, 1979.
- [47] Żydanowicz J., Namiotkiewicz M.: Automatyka zabezpieczeniowa w elektroenergetyce. WNT, Warszawa, 1983.
- [48] Żydanowicz J., Namiotkiewicz M., Kowalewski B.: Zabezpieczenia i automatyka w energetyce. WNT. Warszawa, 1975.

## 3. Przekąźniki i urządzenia zabezpieczeniowe

### 3.1. Wiadomości wstępne

Przekąźnik elektryczny jest to przyrząd lub fragment urządzenia automatyki elektroenergetycznej przeznaczony do wytwarzania przewidzianych skokowych zmian elektrycznych na wyjściu (wyjściach) pod wpływem pojawienia się lub odpowiedniej zmiany wielkości elektrycznej (elektrycznych) na wejściu (wejściach). Jeżeli jest sterowany inną wielkością niż elektryczna, to nazywa się go przekąźnikiem elektroenergetycznym.

Przekąźniki elektryczne stosowane w elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej dzieli się na pomocnicze i pomiarowe.

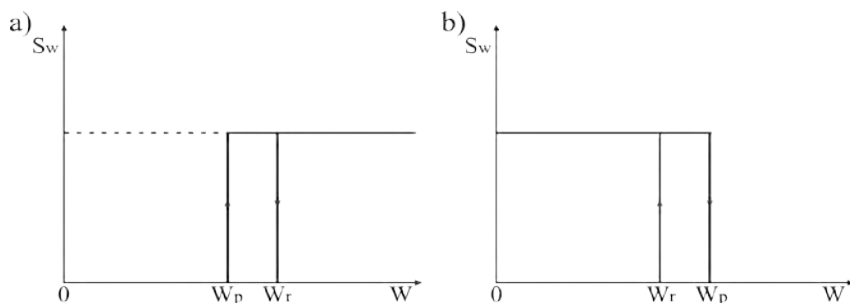
Przekąźnik pomocniczy ma zmniejszyć obciążenie styków przekąźników pomiarowych oraz umożliwić sterowanie jednym przekąźnikiem różnych obwodów układów zabezpieczających.

Przekąźnik pomiarowy jest to przekąźnik elektryczny, w którym zadziałanie następuje z określoną dokładnością, gdy wartość wielkości pomiarowej osiągnie nastawioną wartość rozruchową. Wielkościami pomiarowymi są najczęściej wielkości elektryczne w trójfazowych układach przemiennoprądowych. Od nazw tych wielkości wywodzą się rodzaje przekąźników pomiarowych: prądowe, napięciowe, kątowe, częstotliwościowe, impedancyjne, i inne.

Przekąźnik elektryczny może znajdować się w następującym stanie pracy: stan początkowy, rozruch, zadziałanie, stan zadziałania i powrót. Rozruch jest to rozpoczęcie przechodzenia ze stanu początkowego do stanu zadziałania, któremu towarzyszy skokowa zmiana stanu wyjściowego przekąźnika  $S_w$  (rys. 3.1). Powrót przekąźnika to przejście przekąźnika ze stanu zadziałania do stanu początkowego.

Przekąźniki pomiarowe mogą działać przy wzroście lub spadku wartości pomiarowej  $W$ . Nazywane są wtedy przekąźnikami nadmiarowymi (rys. 3.1a) lub niedomiarowymi (rys. 3.1b). Przekąźniki pomiarowe zwykle posiadają tzw. histerezę działania, zapobiegającą występowaniu wibracji zestyków wyjściowych. To wymaganie może nie dotyczyć przekąźników (członów) pomiarowych elektroenergetycznych.

Stosunek wartości rozruchowych  $W_r$  do powrotowych  $W_p$  nazywany jest współczynnikiem powrotu  $k_p$ .



Rys.3.1. Histereza działania przekaźników nadmiarowych (a) i niedmiarowych (b)

Przekaźniki i urządzenia zabezpieczeniowe powinny być wykonane zgodnie z wymaganiami obowiązujących norm. Wymagania te dotyczą, między innymi, dokładności charakterystyk rozruchowych przekaźników pomiarowych i zwłok czasowych, odporności na różnorodnego rodzaju zakłócenia zewnętrzne oraz ich wyposażenia w odpowiednie człony wyjściowe.

Przekaźniki pomiarowe we współczesnej elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej przestały być przyrządami a stały się fragmentami urządzeń zabezpieczeniowych.

### 3.2. Przekaźniki pomocnicze

Przekaźniki pomocnicze charakteryzowane są następującymi parametrami i danymi technicznymi:

- rodzajem zestyków, które mogą być zwierne, rozwierne, przełączające i impulsowe,
- zdolnością załączania i wyłączania, obciążalnością cieplną trwałą, maksymalnym napięciem na zestykach;
- znamionowym napięciem (prądem) zasilania obwodu wejściowego, zakresem napięcia (prądu) pracy oraz poborem mocy;
- napięciem znamionowym izolacji i wytrzymałością elektryczną izolacji obwodów;
- trwałością mechaniczną i łączeniową oraz czasem zadziałania i powrotu, odpornością na drgania i na wstrząsy oraz dopuszczalną temperaturą otoczenia.

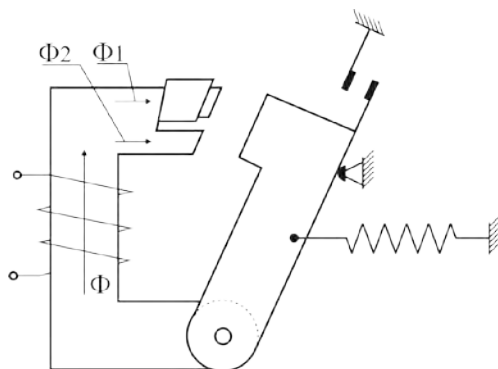
Przekaźniki pomocnicze dzieli się, w zależności od przeznaczenia, na pośredniczące, sygnałowe oraz czasowe.

Przekaźniki pośredniczące są to przekaźniki bezzwłoczne, które pod wpływem pojawienia się lub zaniku napięcia lub prądu wejściowego dokonują zmian

łączeniowych na wyjściu (w obwodach łączników lub innych przekaźników) za pośrednictwem zestyków. Przeznaczone są głównie do zwiększenia zdolności łączenia (wyłączania, załączania) oraz zwielokrotnienia liczby zestyków. Ta ostatnia cecha wiąże się w wielu wypadkach z potrzebą oddzielenia galwanicznego od siebie różnych obwodów pomocniczych (sterujących, sygnalizacyjnych itp.), uruchamianych jednocześnie przez przekaźnik pomiarowy urządzenia zabezpieczeniowego.

Przekaźniki pośredniczące są wykonywane zwykle jako elektromagnetyczne ze zworą przyciąganą na prąd stały lub przenienny. Przekaźnik tego typu składa się z żelaznego rdzenia z uzwojeniem, zwory, która pod wpływem siły elektromagnetycznej większej od siły mechanicznej sprężyny zwracającej zostaje przyciągnięta do rdzenia, oraz z zespołu zestyków (zazwyczaj zwiernych i rozwiernych).

Przekaźnik pośredniczący elektromagnetyczny zasilany prądem przemiennym ma rdzeń wykonany z blach w celu ograniczenia strat od prądów wirowych. Pierścień zwarty osadzony na rdzeniu takiego przekaźnika powoduje rozkład głównego strumienia magnetycznego na dwie składowe przesunięte w czasie, dzięki czemu usunięte jest brzęczenie przekaźnika spowodowane przemiennością prądu zasilającego (rys. 3.2).



Rys. 3.2. Konstrukcja przekaźnika pośredniczącego elektromagnetycznego zasilanego prądem przemiennym

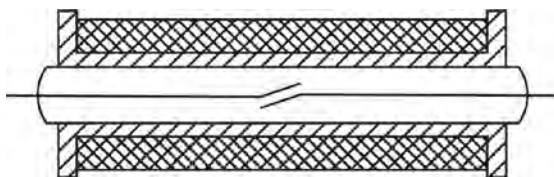
Wytwarzane przemiennie siły elektromagnetyczne działające na zworę są względem siebie przesunięte w fazie i siła wypadkowa działająca na zworę przekaźnika ma przebieg pulsujący o wartości zawsze większej od zera.

W przypadku wykonania przekaźnika pośredniczącego elektromagnetycznego na prąd stały stosuje się, dla uniknięcia pozostałości magnetycznej powodującej przyklepanie się zwoy, rdzeń pełny o przekroju okrągłym z miękkiego żelaza.

Pewną odmianę przekaźników elektromagnetycznych na prąd stały stanowią przekaźniki pośredniczące o opóźnionym działaniu. W niektórych przypadkach

bowiem jest pożądane, aby przekaźnik działał z pewną zwłoką czasową, potrzebną bądź do podtrzymania tego przekaźnika, bądź w celu zapewnienia określonej kolejności przełączania obwodów sterujących i sygnalizacyjnych. Taką zwłokę uzyskuje się zwykle przez nałożenie na rdzeń magnetyczny pierścienia miedzianego o odpowiednio dobranych wymiarach. Z chwilą przerwania obwodu wzbudzenia przekaźnika zanika strumień magnetyczny. Zmiana strumienia powoduje powstanie w pierścieniu miedzianym SEM samoindukcji i prądu wytwarzającego strumień magnetyczny o kierunku zgodnym z zanikającym strumieniem. Zjawisko to opóźnia, od chwili przerwania obwodu wzbudzenia przekaźnika, zmniejszanie się wartości wypadkowego strumienia magnetycznego do wartości niezbędnej do przytrzymania zwory przez określony czas.

Czas zadziałania przekaźników pośredniczących, wykonanych jako elektromagnetyczne ze zworą przyciąganą, zawiera się zwykle w przedziale 20÷100 ms – w zależności od typu i liczby posiadanych zestyków. Są to czasy stosunkowo długie, jeśli uwzględnić fakt istnienia rozwiązań układów EAZ o całkowitym czasie działania poniżej 10 ms. Dla tych rozwiązań muszą być również stosowane szybkie przekaźniki pomocnicze pośredniczące (np. jako człony wyjściowe urządzeń zabezpieczeniowych o odpowiedniej zdolności łączeniowej). Znalazły tu zastosowanie tzw. przekaźniki elektromagnetyczne kontaktronowe, które wykonywane są w postaci hermetycznie zamkniętej rurki szklanej, wewnątrz której znajdują się dwa styki ruchome z materiału magnetycznego (rys. 3.3). Rurka jest wypełniona gazem obojętnym i objęta jest uzwojeniem, które pod wpływem wzbudzenia wytwarza osiowe pole magnetyczne powodujące zmianę położenia styków i ich połączenie.



Rys. 3.3. Budowa przekaźnika kontaktronowego

Przekaźniki kontaktronowe cechują się bardzo krótkim czasem działania (ok. 1 ms), do rozruchu wymagają niewielkiej mocy (30÷60 mW), odznaczają się małymi wymiarami, odpornością na wstrząsy i dużą trwałością, dzięki czemu mogą być sterowane bezpośrednio z obwodów pomiarowych zabezpieczeń w wykonaniu elektronicznym. Przekaźniki kontaktronowe budowane są wyłącznie na prąd stały, ponieważ przy tak małej bezwładności zestyków włączenie na cewkę prądu przemiennego powodowałoby brzęczenie styków.

W układach wyjściowych nowoczesnych urządzeń zabezpieczeniowych przekaźniki pośredniczące współpracują z układami elektronicznymi, głównie ze wzmacniaczami operacyjnymi z separacją galwaniczną.

Przełączniki sygnałowe nie różnią się w budowie w zasadniczy sposób od przełączników pośredniczących. Dodatkowym elementem, w który wyposażone są te przełączniki, jest wskaźnik optyczny, najczęściej wielopolożeniowy, widoczny w okienku przełącznika.

Przełączniki sygnałowe przeznaczone są głównie do sterowania sygnałami optycznymi lub akustycznymi, czasem mogą jednocześnie spełniać rolę przełączników pośredniczących.

Trójpolożeniowa kłapka sygnałowa przełącznika sygnałowego umożliwia sygnalizację trzech różnych stanów pracy przełącznika: stanu normalnego, stanu zakłócenieniowego niepokwitowanego i stanu zakłócenieniowego pokwitowanego.

Przełączniki pomocnicze czasowe służą do uzyskiwania zwłok czasowych przy działaniu zabezpieczeń. Ich czas działania jest nastawialny. W zależności od zasady działania, przełączniki czasowe można podzielić na: elektromagnetyczne, asynchroniczne i elektroniczne, analogowe i cyfrowe. W przełącznikach zwłocznych elektromagnetycznych do odmierzenia poruszania się zwory stosuje się tzw. wychwyty zegarowe. W przełącznikach asynchronicznych wykorzystane są silniczki asynchroniczne napędzające przekładnie zębate. Z kolei w przełącznikach czasowych elektronicznych zwłokę czasową uzyskuje się w układach z ładowaniem lub rozładowaniem kondensatora (analogowe) lub zliczając liczbę impulsów wytwarzanych przez wzorcowy generator (cyfrowe).

### **3.3. Ogólne zasady porównywania wielkości kryterialnych**

W przełącznikach pomiarowych wszystkich wykonaniach, wcześniej elektromechanicznych następnie elektronicznych analogowych, a obecnie mikroprocesorowych, realizowane jest porównanie zmierzonych wartości wielkości kryterialnych z wartościami rozruchowymi. Przełącznik pomiarowy lub człon pomiarowy realizujący to porównanie zwany jest komparatorem.

W urządzeniach zabezpieczeniowych stosowane są dwa główne rodzaje komparatorów: amplitudy i fazy.

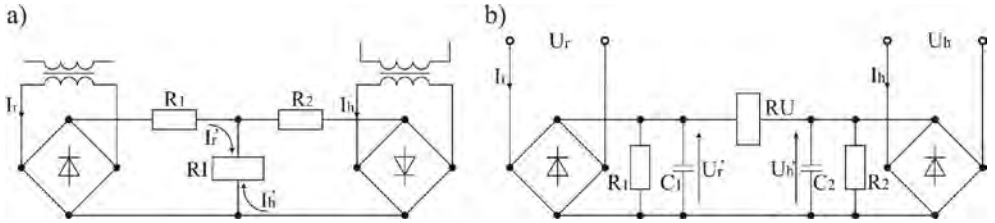
W komparatorze amplitudy porównuje się wartość wielkości elektrycznej z wartością odniesienia (komparator niesymetryczny) lub wartości dwóch wielkości między sobą (komparator symetryczny). Warunek zadziałania niesymetrycznego komparatora amplitudy (nadmiarowego) wyraża się zależnością

$$W > W_{odn} \quad (3.1)$$

gdzie:  $W$  – wartość wielkości wejściowej,  $W_{odn}$  – wartość odniesienia (rozruchowa). Przykłady klasycznych układów komparatorów symetrycznych przedstawiono na rys. 3.4. W układach tych zadziałanie przełączników (spolaryzowanych) nastąpi:



w pierwszym, jeżeli  $F_r' > F_h'$  (rys. 3.4a), natomiast w drugim, jeżeli  $U_r' > U_h'$  (rys. 3.4b).



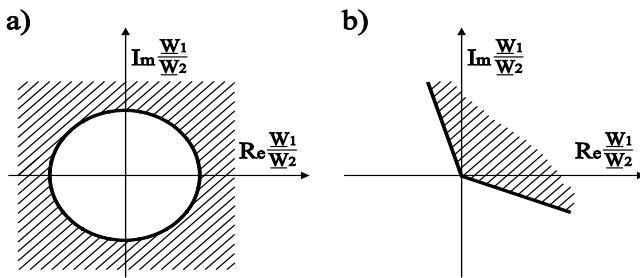
Rys. 3.4. Układy mostkowe komparatorów: a) prądowych, b) napięciowych. Zaczepnięto z [67]

Warunek zadziałania symetrycznego komparatora amplitudy wyraża się zależnością

$$\left| \frac{W_1}{W_2} \right| > k_h, \quad (3.2)$$

gdzie:  $W_1$  i  $W_2$  – porównywane wielkości zespolone,  $k_h$  – współczynnik hamowania (wartość rozruchowa).

Charakterystykę rozruchową komparatora amplitudy, spełniającego warunek (3.2), przedstawiono na rys.3.5a. Jego obszar działania zaznaczono przez zakreskowanie.



Rys. 3.5. Charakterystyki rozruchowe komparatorów amplitudy (a) i fazy (b)

W komparatorze fazy mierzy się kąt przesunięcia między dwiema wielkościami sinusoidalnymi i porównuje z kątem odniesienia. Warunek działania takiego komparatora może być następujący

$$\varphi_1 < \arg(W_1) - \arg(W_2) < \varphi_2, \quad (3.3)$$

gdzie:  $\varphi_1$  i  $\varphi_2$  – kąty odniesienia,  $\arg(W_1)$  i  $\arg(W_2)$  – kąty porównywanych wielkości.

Charakterystykę rozruchową komparatora fazy, spełniającego warunek (3.3), przedstawiono na rys. 3.5b. Jego obszar działania zaznaczono przez zakreskowanie.

W urządzeniach zabezpieczeniowych stosuje się komparatory amplitudy i fazy o bardziej skomplikowanych charakterystykach rozruchowych. Uzyskuje się je przez porównanie wielkości elektrycznych wzajemnie sprzężonych [62].

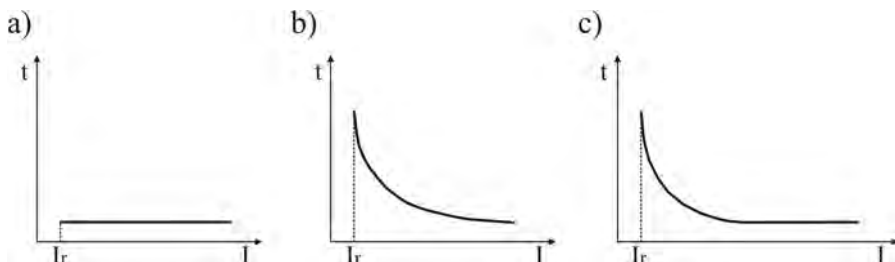
Komparatory amplitudy i fazy wykonywano w wersji elektromechanicznej i elektronicznej analogowej, a ostatnio wykonuje się w wersji mikroprocesorowej.

### 3.4.Przełączniki pomiarowe jednoweściowe

W elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej stosuje się najczęściej następujące przełączniki pomiarowe jednoweściowe: prądowe, napięciowe, cieplne i częstotliwościowe.

#### 3.4.1.Przełączniki prądowe i napięciowe

Przełączniki prądowe, nadprądowe lub podprądowe mogą być bezzwłoczne albo zwłoczne. Charakterystyki czasowo-prądowe przełączników zwłocznych przedstawiono na (rys. 3.6).



Rys.3.6.Charakterystyki czasowo-prądowe przełączników nadprądowych zwłocznych: a) niezależna, b) zależna i b) częściowo zależna

Budowa przełączników prądowych jest oparta na komparatorach amplitudy: elektromagnetycznych, indukcyjnych, cieplnych, elektronicznych analogowych i realizowanych cyfrowo w mikroprocesorowych urządzeniach zabezpieczeniowych.

Przełączniki napięciowe mogą być nadnapięciowe lub podnapięciowe, w zależności od tego czy reagują na wartości większe od nastawionej czy mniejsze.

Budowa przełączników napięciowych oparta na jest także na takiego samego rodzaju komparatorach amplitudy jak przełączniki prądowe.

### 3.4.2. Przekaznik cieplny

Przekaznik cieplny powinien odwzorowywać zmiany temperatury w zabezpieczanym obiekcie elektroenergetycznym. Przekaznik taki powinien więc zawierać model cieplny obiektu. Takie modele cieplne wcześniej konstruowano jako elektromechaniczne (np. termobimetalowe). Później stosowano technikę analogową, a ostatnio wykonuje się te modele w postaci analitycznych modeli cyfrowych.

Budowa dokładnych modeli cieplnych obiektów elektroenergetycznych naręcza wiele trudności, w szczególności ze względu na ich niejednorodność pod względem cieplnym oraz znacznie różniące się przebiegi cieplne przy nagrzewaniu i stygnięciu elementów obiektu w czasie ich pracy i po wyłączeniu.

Przy potraktowaniu zabezpieczonego elementu obiektu (np. uzwojenia stojana silnika) jako jednorodnego ciała pod względem cieplnym można równanie bilansu cieplnego napisać w następującej postaci [67]:

$$R_u I^2 dt = mcd\vartheta + Sgk_p dt, \quad (3.4)$$

gdzie:  $R_u$  – rezystancja uzwojenia stojana silnika,  $I$  – prąd stojana,  $t$  – czas,  $m$  – masa uzwojenia stojana,  $c$  – ciepło właściwe uzwojenia stojana,  $\vartheta$  – temperatura uzwojenia stojana,  $S$  – powierzchnia, przez którą ciepło jest oddawane z uzwojenia stojana,  $k_p$  – współczynnik przenoszenia ciepła z uzwojenia stojana do otoczenia.

Po wprowadzeniu wyrażen na cieplną stałą czasową  $T$  i temperaturę ustaloną uzwojenia stojana  $\vartheta_u$

$$T = \frac{mc}{k_p S} \quad \text{i} \quad \vartheta_u = \frac{R_u I^2}{k_p S}, \quad (3.5)$$

równanie różniczkowe (3.4) można przedstawić w postaci

$$\frac{d\vartheta}{dt} + \frac{\vartheta}{T} = \frac{\vartheta_u}{T}. \quad (3.6)$$

Po rozwiązaniu tego równania otrzymuje się wyrażenie na zależność temperatury uzwojenia od czasu

$$\vartheta = \vartheta_u \left( 1 - e^{-\frac{t}{T}} \right) + \vartheta_p e^{-\frac{t}{T}}, \quad (3.7)$$

gdzie:  $\vartheta_p$  i  $\vartheta_u$  – temperatura uzwojenia stojana – początkowa i ustalona.

Zależność (3.7) umożliwia wyprowadzenie wzoru do wyznaczania czasu osiągnięcia przez uzwojenie stojana granicznej temperatury ( $\vartheta = \vartheta_g$ ). Czas ten wyznacza się wg następującego wzoru

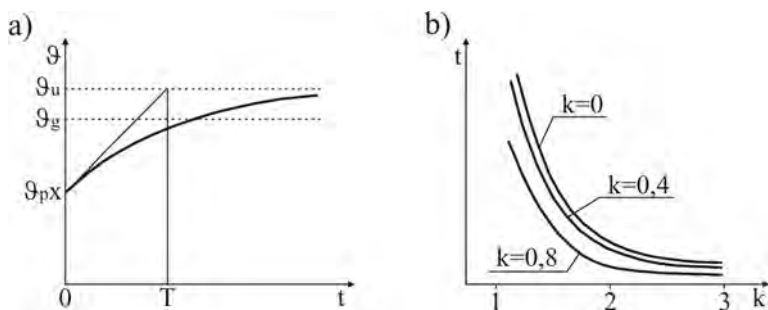
$$t = T \ln \frac{\vartheta_u - \vartheta_p}{\vartheta_u - \vartheta_g} = T \ln \frac{I^2 - I_p^2}{I^2 - I_g^2}, \quad (3.8)$$

gdzie:  $I$ ,  $I_p$  i  $I_g$  – wartości prądu stojana, przy obciążeniu wstępnym, bieżącym i granicznym, których kwadraty są, zgodnie ze wzorem (3.8), proporcjonalne do temperatury  $\vartheta_u$ ,  $\vartheta_p$  i  $\vartheta_g$ .

Prąd graniczny jest podawany jako krotność prądu znamionowego ( $I_g = kI_n$ ). Z tego względu charakterystykę czasowo-prądową przekąźników cieplnych zapisuje się w następującej postaci

$$t = T \ln \frac{\left(\frac{I}{kI_n}\right)^2 - \left(\frac{I_p}{kI_n}\right)^2}{\left(\frac{I}{kI_n}\right)^2 - 1}. \quad (3.9)$$

Opisywany zależnością (3.8) przebieg przyrostu temperatury uzwojenia stojana i czasowo-prądową charakterystykę (3.9) przedstawiono na rys. 3.7.



Rys. 3.7. Przebieg zmian temperatury uzwojenia stojana (a) i czasowo-prądowa charakterystyka przekąźnika cieplnego (b)

Przedstawiona czasowo-prądowa charakterystyka przekąźnika cieplnego, mimo że jest poprawna tylko dla elementu jednorodnego pod względem cieplnym, jest wykorzystywana w pracach normalizacyjnych (Norma IEC 255-8). W celu złagodzenia błędów w działaniu takich przekąźników należy posługiwać się odpowiednio dobraną zastępczą cieplną stałą czasową  $T$ .

W budowanych przekaźnikach cieplnych (elektromechanicznych i elektro-  
nicznych analogowych) niejednorodność cieplną zabezpieczanych obiektów  
uwzględniano często poprzez wprowadzanie układu dwóch lub trzech połączonych  
cieplnie elementów, z których jeden jest zwykle nagrzewany. Modele cieplne ta-  
kiego układu elementów są co najmniej dwuwykładnicze.

W mikroprocesorowych urządzeniach zabezpieczeniowych analityczne mode-  
le cieplne są z reguły dwuwykładnicze. Posługują się one dwiema cieplnymi sta-  
łymi czasowymi.

### **3.4.3. Przekaznik częstotliwości**

Przekazniki częstotliwości wykonuje się jako nadczęstotliwościowe i podczę-  
stotliwościowe, a także reagujące na szybkość zmian częstotliwości.

Wcześniej przekazniki częstotliwości były budowane jako komparatory fazy  
lub amplitudy. Na wejścia tych komparatorów wprowadzano dwa sygnały, jeden  
z obwodu elektrycznego niewrażliwego na zmiany częstotliwości, a drugi z obwo-  
du zawierającego indukcyjność  $L$  i pojemność  $C$ . Przy zmianie częstotliwości  
następuje zmiana w sygnale z obwodu wrażliwego na częstotliwość.

W mikroprocesorowych przekaźnikach jednym ze stosowanych sposobów  
pomiaru częstotliwości jest zliczanie liczby próbek impulsów w półokresach sinu-  
soidalnego przebiegu napięcia.

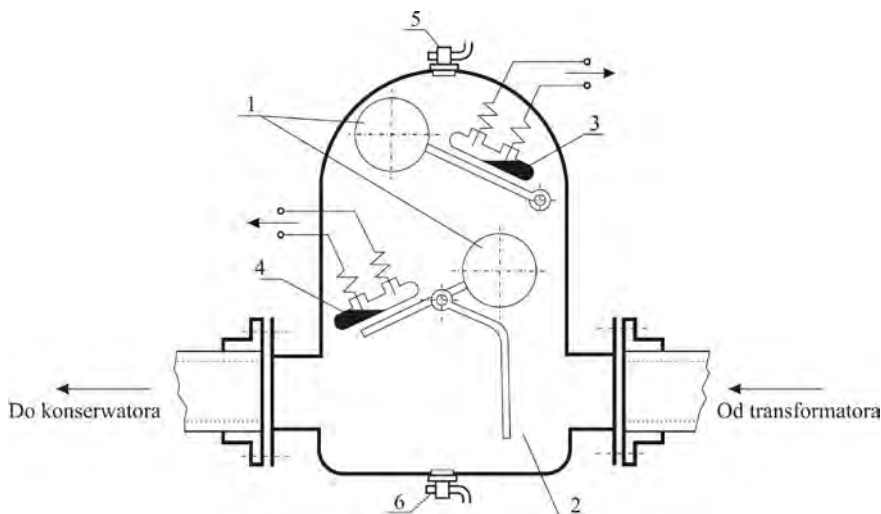
### **3.4.4. Przekaznik gazowo-przepływowy**

Przekaznik gazowo-przepływowy (przekaznik Buchholza) instaluje się w prze-  
wodzie rurowym łączącym każdą transformatora z konserwatorem (rys. 3.8). We-  
wnątrz obudowy przekaźnika znajdują się dwa szczelne pływaki (1) zamocowane  
na obrotowych dźwigniach. Z każdym pływakiem sprzężone są zestyki rtęciowe  
(3 i 4) lub, ostatnio stosowane, przekaźniki kontaktronowe. Dolny pływak może  
posiadać także płytkę przepływową (2).

W czasie normalnej pracy oba pływaki są zanurzone w oleju i znajdują się  
w górnym położeniu.

Pływak górny przekaźnika opuszcza się i zwiera się zestyk rtęciowy, gdy  
w górnej części obudowy przekaźnika pojawi się powietrze i/lub gazy. Powietrze  
pojawia się przy wycieku oleju z kadzi transformatora natomiast gazy wskutek  
rozkładu termicznego izolacji stałej. Przekaznik w takich przypadkach może tylko  
sygnalizować stan zagrożenia.

Pływak dolny przekaźnika reaguje wyłącznie na przepływ oleju z kadzi  
do konserwatora. Taki burzliwy przepływ występuje podczas zwarć łukowych  
wewnątrz transformatora. W tym przypadku przekaźnik powinien wysłać sygnał  
na wyłączenie transformatora.



Rys. 3.8. Budowa przekaźnika gazowo-przepływowego

Przekaźnik gazowo-przepływowy ma skalę nastawczą na objętość wydzielonego gazu i prędkość przepływu oleju.

Po zadziałaniu przekaźnika gazowo-przepływowego należy pobrać próbki gazu (kurek 5) i oleju (kranik 6) w celu identyfikacji przyczyn wystąpienia zakłócenia.

### 3.5. Przekaźniki pomiarowe wielowejściowe

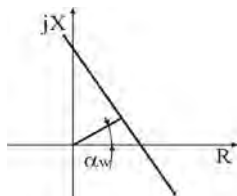
W elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej stosowane są najczęściej trzy następujące przekaźniki pomiarowe wielowejściowe: kierunkowe, impedancyjne i różnicowo prądowe.

#### 3.5.1. Przekaźniki kierunkowe

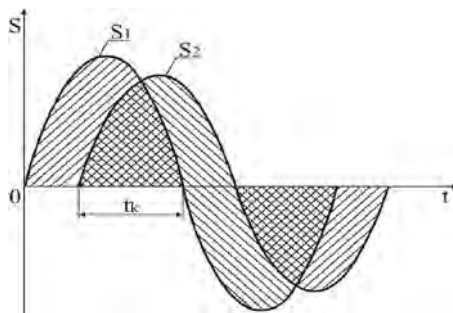
Przekaźniki kierunkowe, zwane też kątowymi, działają na zasadzie komparatorów fazy. Na tej samej zasadzie działają także przekaźniki mocowe, reagują one jednak nie tylko na kierunek przepływu mocy, ale także na określoną jej wartość.

W rozwiązaniach elektromechanicznych jako przekaźnik kierunkowy stosowano przekaźniki: indukcyjny, elektrodynamiczny lub indukcyjno-elektrodynamiczny. Moment obrotowy  $M$  w takich przekaźnikach jest nie tylko funkcją wartości doprowadzonych, napięcia  $U$  i prądu  $I$ , ale także kąta przesunięcia fazowego  $\varphi$  między nimi. Charakterystyka rozruchowa takiego przekaźnika na płaszczyźnie liczb zespolonych ma kształt linii prostej (rys. 3.9). Największa czułość przekaźnika z charakterystyką kosinusową występuje dla  $\varphi = \alpha_w$ , gdzie  $\alpha_w$  jest tzw. kątem we-

wnętrznym przekaźnika. Kąt wewnętrzny przekaźnika można zmieniać poprzez odpowiednie włączenie impedancji w obwód napięciowy lub prądowy przekaźnika.



Rys. 3.9. Przykład charakterystyki rozruchowej elektromechanicznego przekaźnika kierunkowego



Rys. 3.10. Zasada działania koincydencyjnego komparatora fazy

W rozwiązaniach elektronicznych przekaźniki kierunkowe są wykonywane zazwyczaj jako koincydencyjne (lub antykoincydencyjne) komparatory fazy. Zasada działania koincydencyjnego komparatora polega na pomiarze czasu trwania  $t_k$  zgodności znaków wartości chwilowych obu sinusoidalnych wielkości  $S_1$  i  $S_2$  (rys. 3.10). Czas ten jest proporcjonalny do kąta przesunięcia fazowego pomiędzy tymi wielkościami. Komparator działa, jeżeli czas koincydencji sygnałów jest dłuższy od nastawionego w elemencie czasowym. Celowe skrócenie lub wydłużenie czasu nastawienia umożliwia otrzymanie charakterystyk przedziałowych (rys. 3.5b).

Przekaźniki kierunkowe stosowane są głównie w zabezpieczeniach linii dwustronnie zasilanych. W zabezpieczeniach takich linii do lokalizacji miejsca zwarcia niezbędne jest ustalenie kierunku przepływu mocy zwarciowej.

W elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej stosuje się najczęściej następujące przekaźniki pomiarowe wielowektorskie: impedancyjne, różnicowe i kierunkowe.

### 3.5.2. Przekaźniki impedancyjne

W przekaźniku impedancyjnym porównuje się wartość mierzonej impedancji z nastawioną wartością rozruchową. Mierzona przez przekaźnik impedancja wyrażona jest zależnością

$$\underline{Z}_p = \frac{\underline{U}_p}{\underline{I}_p}, \quad (3.10)$$

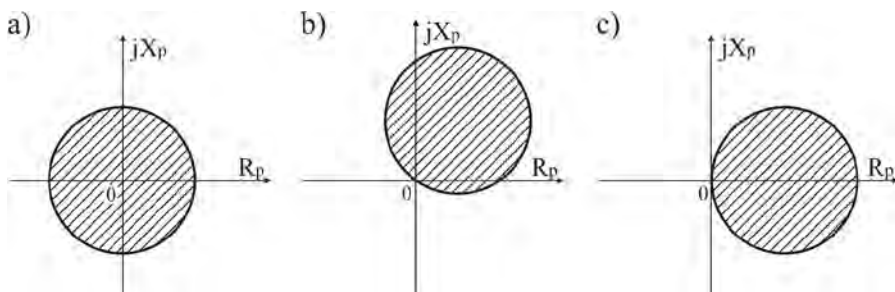
gdzie:  $\underline{U}_p$  i  $\underline{I}_p$  – wektory napięcia i prądu w miejscu przyłączenia przekaźnika.

Wartość impedancji  $\underline{Z}_p$  jest dobrą miarą odległości między punktem zainstalowania przekąźnika a miejscem zwarcia.

Przekąźniki impedancyjne są typowym komparatorem amplitudy. Jeżeli do komparatora amplitudy doprowadzi się kombinacje liniowe napięcia  $\underline{U}_p$  i  $\underline{I}_p$  wg zależności

$$\underline{W}_1 = \underline{k}_1 \underline{U}_p - \underline{k}_2 \underline{I}_p \quad \text{i} \quad \underline{W}_2 = \underline{k}_3 \underline{U}_p - \underline{k}_4 \underline{I}_p, \quad (3.11)$$

to w zależności od przyjętych wartości współczynników  $\underline{k}_1$ ,  $\underline{k}_2$ ,  $\underline{k}_3$  i  $\underline{k}_4$  otrzyma się charakterystyki rozruchowe (rys. 3.11) z różnymi obszarami działania (zakreśkowane pola).



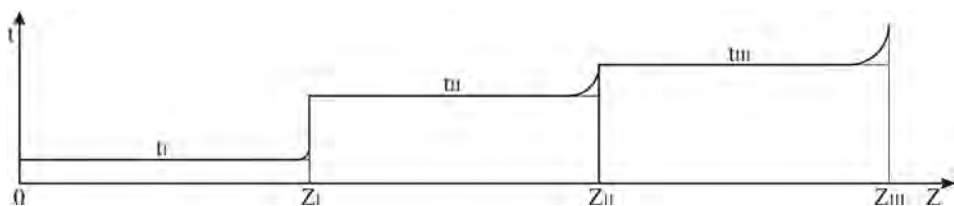
Rys. 3.11. Charakterystyki rozruchowe przekąźników impedancyjnych: a) pełnoimpedancyjna, b) impedancyjna-kierunkowa, c) rezystancyjna (na podstawie [67])

Przekąźnik impedancyjny pełni rolę członu pomiarowego w przekąźniku odległościowym. Do jego wejścia doprowadza się takie napięcia i prądy układu trójfazowego, aby zawsze, niezależnie od rodzaju zwarcia, dokonywany był pomiar impedancji pętli zwarcia dla składowej symetrycznej zgodnej  $\underline{Z}_1$ . Impedancja taka będzie mierzona, jeżeli człon rozruchowy przekąźnika odległościowego wybierze i doprowadzi do przekąźnika impedancyjnego następujące napięcia i prądy [62]:

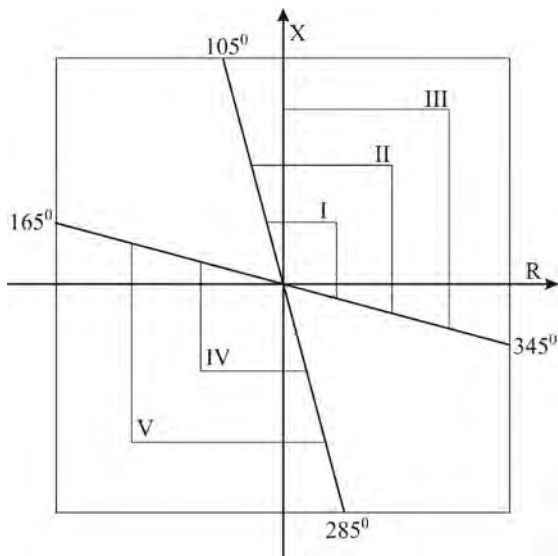
- przy zwiarciah międzyfazowych, odpowiednie napięcia międzyprzewodowe i różnice prądów fazowych;
- przy zwarciu doziemnym, napięcie fazy doziemionej i prąd fazowy tej samej fazy, powiększony o pewną wartość, proporcjonalną do prądu składowej symetrycznej i zależną od stosunku  $\underline{Z}_0 / \underline{Z}_1$ .

Przekąźnik odległościowy ma charakterystykę czasowo-impedancyjną przedstawioną na rys. 3.12.





Rys. 3.12. Charakterystyka czasowo-impedancyjna przełącznika odległościowego



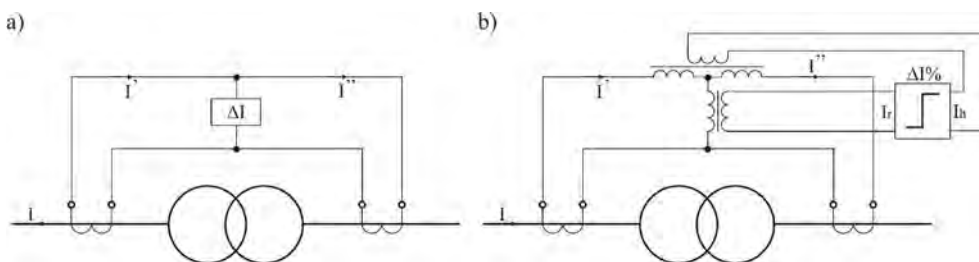
Rys. 3.13. Charakterystyki rozruchowe nowoczesnych mikroprocesorowych przełączników odległościowych

Czas działania przełącznika odległościowego jest funkcją odległości od miejsca zwarcia do miejsca zainstalowania przełącznika. Idea działania takiego zabezpieczenia polega na wykryciu zwarcia (przez człon rozruchowy), a następnie na sprawdzeniu (przez komparator amplitudy) czy to zwarcie znajduje się w pierwszej strefie działania ( $Z_I$ ). Jeżeli taka sytuacja wystąpi, to po sprawdzeniu kierunku przepływu prądu zwarciovego nastąpi zadziałanie przełącznika odległościowego z czasem pierwszej strefy ( $t_I$ ). Jeżeli nie stwierdzi się wystąpienia zwarcia w pierwszej strefie, to po czasie  $t_{II}$  w komparatorze zmieniona będzie strefa działania z pierwszej na drugą ( $Z_{II}$ ). Komparator wtedy sprawdza czy zwarcie wystąpiło w drugiej strefie, i w zależności od wyniku sprawdzenia może być podjęta decyzja o wyłączeniu lub dalszym sprawdzaniu czy zwarcie wystąpiło w trzeciej strefie działania przełącznika

W nowoczesnych mikroprocesorowych przełącznikach impedancyjnych charakterystyki rozruchowe mają kształty jak na rys. 3.13. Uzyskuje się je realizując odpowiednie obliczenia programowe w mikroprocesorze. Przedstawione charakterystyki mają jeszcze dwie wsteczne strefy działania przełącznika odległościowego.

### 3.5.3. Przełączniki różnicowe prądowe

Przełączniki różnicowe prądowe stosuje się w zabezpieczeniach różnicowych wzdłużnych i poprzecznych. Idea ich działania polega na porównaniu dwóch (lub większej liczby) prądów. Podstawowym elementem tych przełączników są przełączniki różnicowe (rys. 3.14), niestabilizowane (a) lub stabilizowane (b)



Rys. 3.14. Układy zabezpieczeń z przełącznikami różnicowymi, niestabilizowanymi (a) i ze stabilizacją (b)

Do przełącznika różnicowego stabilizowanego doprowadza się sygnały proporcjonalne do dwóch prądów, różnicowego  $\underline{I}_r = \underline{I}' - \underline{I}''$  i hamującego  $\underline{I}_h = \underline{I}' + \underline{I}''$ . Rozruch tego przełącznika nastąpi, gdy spełniony będzie warunek

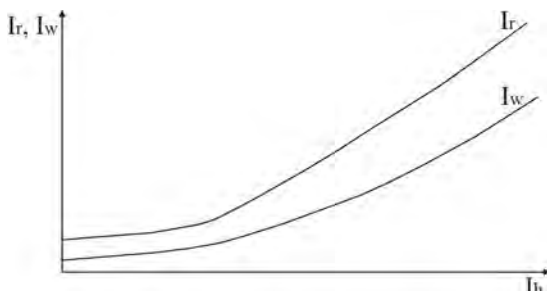
$$\frac{|\underline{I}_r|}{|\underline{I}_h|} > k_h, \quad (3.12)$$

gdzie:  $k_h$  – nachylenie charakterystyki rozruchowej przełącznika.

Przykładową charakterystykę przełącznika różnicowego stabilizowanego przedstawiono na rys. 3.15.

Stabilizację przełączników różnicowych wprowadza się głównie w celu odstrojenia się od prądów wyrównawczych  $I_w$  (uchybowych) w gałęzi różnicowej, występujących podczas zwarc zewnątrznych. Dzięki zastosowaniu stabilizacji przełączników różnicowych można zwiększyć czułość działania zabezpieczenia przy zwarcjach wewnętrznych. Podczas takich zwarc zmniejsza się wartość prądu rozruchowego, ponieważ występuje wtedy mała wartość prądu hamującego  $I_h$ . W nowszych rozwiązaniach przełączników wprowadzono dodatkowo stabilizację

prądami wyższych harmonicznych (np. 2 i 5), które występują przy załączeniu transformatora.

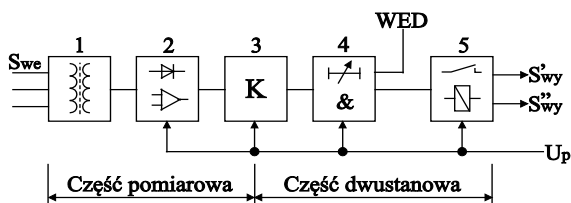


Rys. 3.15. Przykładowa charakterystyka przekaźnika różnicowego stabilizowanego

W nowoczesnych mikroprocesorowych przekaźnikach różnicowych wartości prądów różnicowych i hamujących są wyznaczone i porównywane na drodze programowej.

### 3.6. Analogowe urządzenia zabezpieczeniowe

W strukturze urządzenia elektronicznego analogowego można wyróżnić [62] dwie podstawowe części (rys.3.16): pomiarową i dwustanową.



Rys.3.16. Struktura analogowego urządzenia zabezpieczeniowego, wg [62]

W części pomiarowej (analogowej) urządzenia następuje dopasowanie i filtracja sygnałów pomiarowych oraz porównanie sygnałów. W części dwustanowej podejmowana jest decyzja o działaniu zabezpieczenia i wytwarzane są sygnały oddziaływające na obiekt zabezpieczony lub inne elementy układu elektroenergetycznego.

Część pomiarowa urządzenia składa się z następujących głównych bloków (rys. 3.16): układu wejściowego (1), układu przygotowawczego (2) oraz analogowego komparatora (3). W części dwustanowej toru (zwanej też członem decyzyjnym) znajdują się: układ wyjściowy komparatora (3), układ logiczno-czasowy (4),

układ wyjściowy przekaźnika (5), często powiązany z układem wejść dwustanowych z innych obiektów.

Urządzenie zabezpieczeniowe posiada zasilacz napięcia pomocniczego  $U_p$ , z którego zasilane są obie jego części, pomiarowa i dwustanowa.

### Układ wejściowy

Układ wejściowy zabezpieczenia ma za zadanie:

- oddzielić galwanicznie obwody wtórne przekładników i czujników pomiarowych od części elektronicznej przekaźnika,
- dostosować analogowe wielkości pomiarowe do wielkości i wartości, dogodnych do dalszej obróbki.

### Układ przygotowawczy

Układ przygotowawczy realizuje, w zależności od potrzeby, obróbkę sygnałów pomiarowych polegającą na: sumowaniu, prostowaniu, filtracji i selekcji.

Sumowanie sygnałów pomiarowych, geometryczne lub algebraiczne, realizowane jest za pomocą elementów pasywnych lub aktywnych, tzn. z wykorzystaniem wzmacniaczy operacyjnych.

Układy prostujące przekształcają sinusoidalne sygnały pomiarowe na proporcjonalne do nich napięcia stałe.

Filtracja sygnałów pomiarowych, dokonywana za pomocą pasywnych lub najczęściej aktywnych filtrów, może mieć na celu:

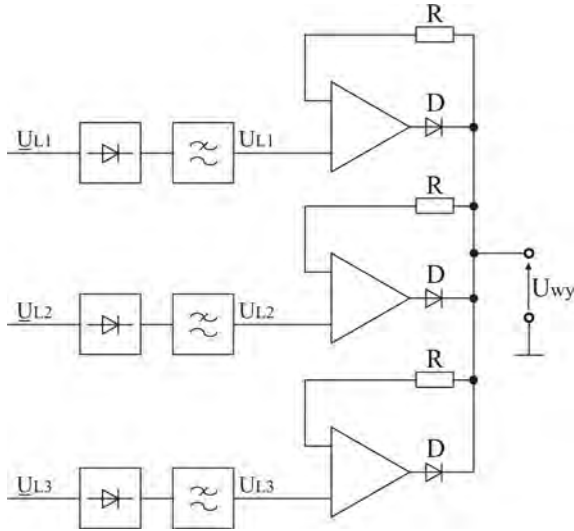
- wygładzanie napięć wyprostowanych,
- wyodrębnienie określonych składowych symetrycznych prądu lub napięcia,
- wyeliminowanie lub wyodrębnienie wyższych harmonicznych zawartych w sygnale pomiarowym.

W filtrach składowych symetrycznych prądów lub napięć następuje odpowiednie sumowanie geometryczne sygnałów sinusoidalnych poszczególnych faz układu trójfazowego. Do najczęściej stosowanych prądowych filtrów należy filtr składowej symetrycznej przeciwnej oraz kombinowany filtr prądowy, będący kombinacją liniową składowej zgodnej i przeciwnej. Pierwszy stosuje się w zabezpieczeniu nadprądowym od asymetrii prądowej, natomiast drugi w zabezpieczeniach porównawczofazowych linii elektroenergetycznych.

Do wyodrębnienia z sygnału pomiarowego odpowiedniej harmonicznej – np. drugiej, trzeciej lub piątej – stosuje się filtry pasmowoprzepustowe.

Selekcja sygnałów pomiarowych polega na wyodrębnieniu z kilku sygnałów jednego, o największej lub najmniejszej wartości. Taką selekcję sygnałów prądowych i napięciowych stosuje się w przypadku trójfazowego zasilania przekaźnika. Jest ona potrzebna do prawidłowej identyfikacji i lokalizacji zakłóceń w układach

trójfazowych. Największą wartość prądu (spośród trzech fazowych) wydziela się za pomocą tzw. maksiselektorów. Z kolei wydzielenie najmniejszej wartości napięcia realizuje się w tzw. miniselektorach. Realizacja techniczna selektorów polega na porównaniu trzech wartości wyprostowanych napięć, proporcjonalnych do prądów lub napięć wejściowych, w układach pasywnych lub najczęściej aktywnych ze wzmacniaczami operacyjnymi. Uproszczony układ selektora z wykorzystaniem wzmacniaczy operacyjnych przedstawiono na rys. 3.17. Może on spełniać rolę maksiselektora i miniselektora (ujemne napięcie wejściowe wzmacniaczy).

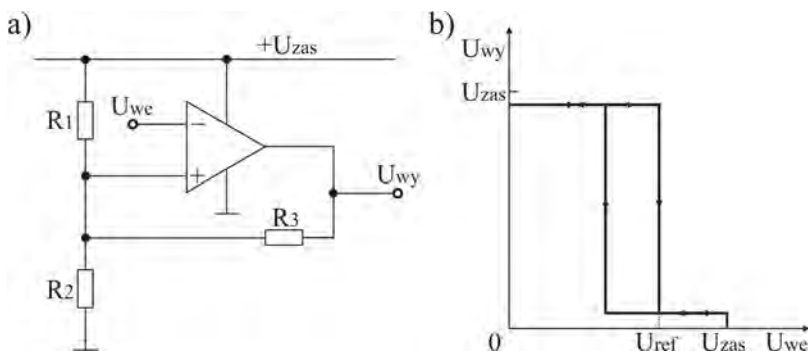


Rys.3.17.Uproszczony układ selektora z wykorzystaniem wzmacniaczy operacyjnych, wg [62]

### Komparatory amplitudy i fazy

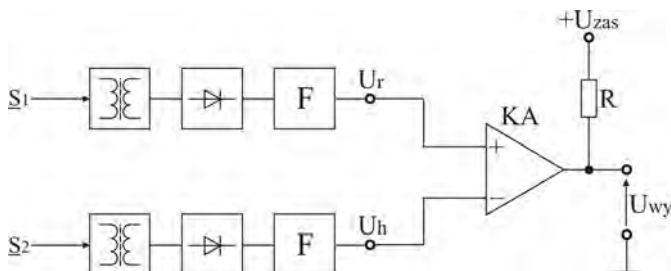
Komparatory służą do porównania pod względem amplitudy lub fazy sinusoidalnych sygnałów pomiarowych, wcześniej odpowiednio przetworzonych i przygotowanych. Komparatory amplitudy mogą być niesymetryczne i symetryczne.

Komparatory amplitudy niesymetryczne porównują wartość jednej wielkości wejściowej z wartością odniesienia. Wielkościami porównywanymi są napięcia: jedno o wartości  $U_{we}$  proporcjonalnej do kontrolowanego sygnału pomiarowego, a drugie o wartości napięcia odniesienia  $U_{ref}$ . Na rys. 3.18 przedstawiono układ niesymetrycznego komparatora amplitudy oraz jego przekaźnikową charakterystykę działania (histerezę).



Rys. 3.18. Niesymetryczny komparator amplitudy: a) układ, b) charakterystyka przekaźnikowa, wg [62]

Komparatory amplitudy symetryczne porównują ze sobą amplitudy dwóch sygnałów pomiarowych. Na rys.3.19 przedstawiono układ takiego komparatora amplitudy ze wzmacniaczem operacyjnym, pracującym z otwartą pętlą sprzężenia zwrotnego.



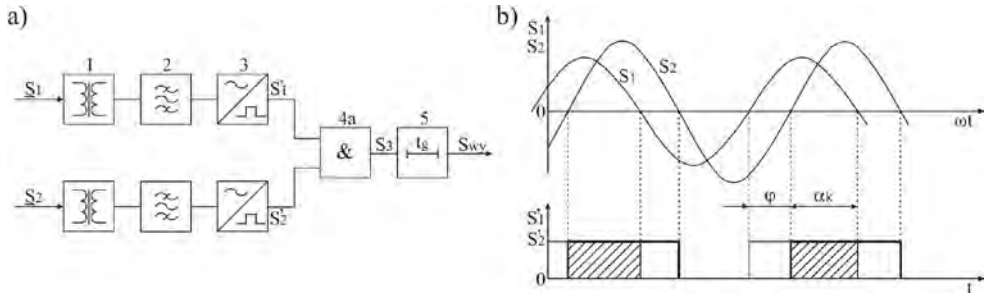
Rys.3.19. Układ symetrycznego komparatora amplitudy ze wzmacniaczem operacyjnym, wg [62]

W komparatorze przedstawionym na rys. 3.19 porównywane są moduły dwóch sygnałów pomiarowych  $|S_1|$  i  $|S_2|$ . Sygnały te są przekształcane w transformatorach, prostowane w prostownikach oraz wygładzane w filtrach, a następnie doprowadzane do wejść wzmacniacza operacyjnego jako tzw. napięcie rozruchowe  $U_r$  i hamujące  $U_h$ .

Wzmacniacz będzie miał na swoim wyjściu wartość napięcia  $U_{wy}$  zero lub np. 10V, w zależności od znaku różnicy napięć wejściowych  $U_r$  i  $U_h$ .

Komparator fazy dokonuje pomiaru kąta przesunięcia fazowego zawartego między dwoma sygnałami sinusoidalnie zmiennymi o częstotliwości podstawowej. W analogowych komparatorach fazy pomiar tego kąta odbywa się poprzez kontrolę występowania impulsów bramkowych (prostokątnych) lub szpilkowych, uzyskiwanych za pomocą odpowiednich układów do formowania impulsów. Schemat

blokowy komparatora fazy, w którym występuje kontrola koincydencji występowania impulsów bramkowych przedstawiono na rys. 3.20.



Rys. 3.20. Schemat blokowy koincydencyjnego komparatora fazy (a) oraz występujące w nim przebiegi sygnałów pomiarowych (b) (na podstawie [62])

W takim koincydencyjnym komparatorze fazy sygnały pomiarowe  $S_1$  i  $S_2$ , po przejściu przez układy przekształcające (1) i wyodrębniające składową harmoniczną podstawową (2), są formowane (3) w impulsy bramkowe  $S_1'$  i  $S_2'$ , przyporządkowane dodatnim półokresom sinusoid. Człon logiczny (4) stwierdza fakt koincydencji impulsów  $S_1'$  i  $S_2'$ , natomiast człon czasowy (5) mierzy czas koincydencji. Pomiędzy czasem koincydencji  $t_k$  a kątem przesunięcia fazowego  $\varphi$  tych sygnałów występuje następująca zależność

$$t_k = \frac{\pi - \varphi}{2\pi f_1}, \quad (3.13)$$

gdzie:  $f_1$  – znamionowa częstotliwość sygnałów pomiarowych.

Stosowane są także komparatory fazy antykoincydencyjne, w których kąt fazowy wyznacza się na podstawie pomiaru czasu niejednoczesnego występowania impulsów bramkowych  $S_1'$  i  $S_2'$ . Znane są rozwiązania komparatorów fazy wykorzystujących dodatnie i ujemne półokresy sinusoidalnych sygnałów pomiarowych.

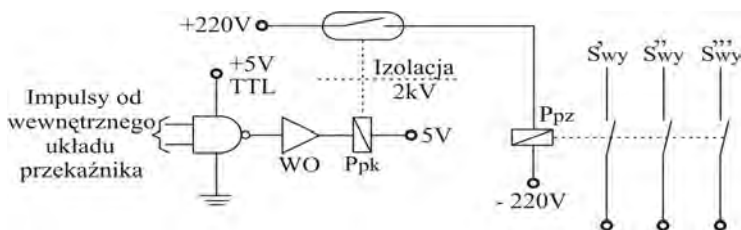
### Układy logiczno-czasowe

Układy decyzyjne w analogowych przekaźnikach realizują zaprogramowane wcześniej funkcje logiczno-czasowe, uwzględniając przy tym bieżące nastawienia wartości rozruchowych i czasów zwłok czasowych. Funkcje logiczne (iloczyn AND, suma OR, negacja sumy NOR, nietożsamość EX-OR, i inne) są wykonywane przez standardowe układy scalone (funktory) typu TTL (ang. Transistor-Transistor Logic) lub CMOS (ang. Complementary Metal-Oxide-Semiconductor).

Doprowadzane sygnały dwustanowe są źródłem informacji o położeniu wyłączników lub odłączników, pobudzeniu czy niepobudzeniu współpracującego zabezpieczenia itp. Układy wejść dwustanowych posiadają galwaniczną separację obwodu zewnętrznego od obwodów wewnętrznych przekaźnika. Funkcję separatorów spełniają najczęściej przekaźniki pomocnicze stykowe, także kontaktrony lub transoptory.

### Układ wyjściowy

Układ wyjściowy ma za zadanie wzmocnienie i zwielokrotnienie sygnałów uzyskanych na wyjściu układów logiczno-czasowych. Typowy układ wyjściowy takiego przekaźnika przedstawiono na rys. 3.21. Zwielokrotnienie sygnału wyjściowego (zestyki przekaźnika  $P_{pz}$ ) jest niezbędne, ponieważ jest on wykorzystywany nie tylko do wyłączania obiektu zabezpieczanego, ale także do sygnalizacji, uruchomienia układów rejestracji i do innych celów. Sygnały wyjściowe powinny mieć taką moc wyjściową i zdolność łączeniową, aby bez uszkodzeń sterować napędem wyłącznika (kilkanaście amperów przy napięciu około 220V prądu stałego). W przedstawionym układzie sygnał otrzymywany z układu scalonego TTL jest wzmacniany kolejno: przez wzmacniacz operacyjny  $WO$ , przekaźnik kontaktronowy  $P_{pk}$  i przekaźnik pośredniczący  $P_{pz}$ . Układ wyjściowy musi także zapewnić galwaniczne odizolowanie elektronicznych obwodów przekaźnika i obwodów sterowniczych. W prezentowanym układzie wyjściowym rolę tę spełnia przekaźnik kontaktronowy  $P_{pk}$ .



Rys. 3.21. Układ wyjściowy analogowego urządzenia zabezpieczeniowego, wg [62]

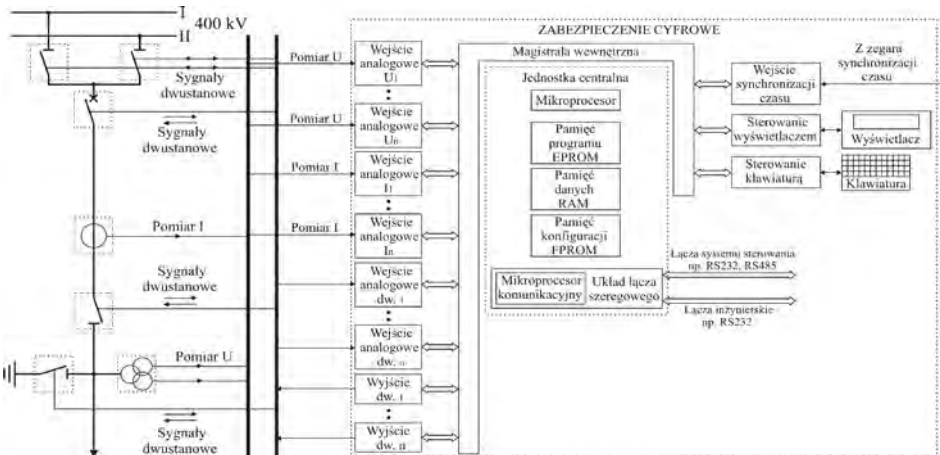
Do zasilania poszczególnych układów elektronicznych wchodzących w skład analogowego urządzenia zabezpieczeniowego stosuje się zasilacze DC/DC. Zasadę konstrukcji takich zasilaczy przedstawiono w podrozdziale 3.7.



### 3.7. Mikroprocesorowe urządzenia zabezpieczeniowe

W mikroprocesorowym urządzeniu zabezpieczeniowym można wyróżnić [20] następujące bloki (rys. 3.22):

- wejścia analogowe, prądowe i napięciowe;
- wejścia dwustanowe;
- przetwornik analogowo-cyfrowy A/C;
- jednostkę centralną;
- wyjścia dwustanowe;
- układy interfejsów szeregowych (np.. RS232, RS485, OPTO);
- wyświetlacz i klawiatura;
- układ współpracy z zegarem synchronizacji czasu;
- zasilacz.



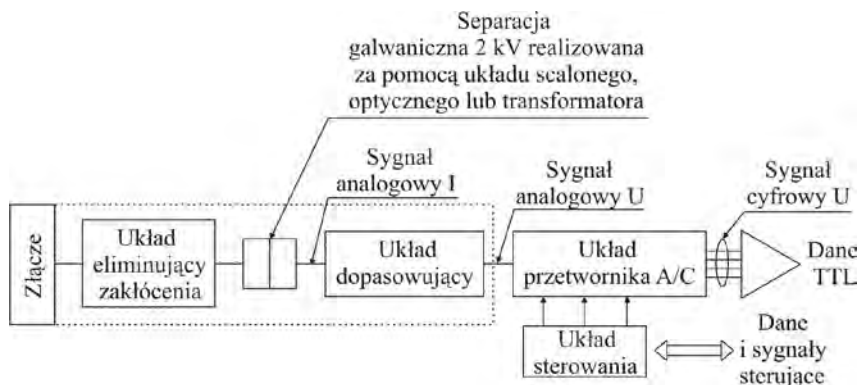
Rys.3.22.Schemat blokowy zabezpieczenia jednoprocessorowego, wg [20]

#### Wejścia analogowe, prądowe i napięciowe

Wejścia analogowe przeznaczone są do współpracy mikroprocesorowego urządzenia zabezpieczeniowego z obwodami wtórnymi przekładników prądowych i napięciowych zabezpieczanego obiektu energetycznego. Układy wejść analogowych (rys.3.23), prądowych i napięciowych, zasadniczo nie różnią się, ponieważ w obu przypadkach są zasilane napięciem (spadkiem napięcia na rezystorze zwierającym obwód wtórny przekładnika prądowego i z dzielnika napięciowego).

Układy wejść analogowych napięciowych składa się zwykle z czterech podstawowych bloków: układu eliminującego zakłócenia, układu separacji galwanicznej oraz układu dopasowującego.

Zadaniem wejść analogowych jest wyeliminowanie niepożądanych zakłóceń w sygnałach analogowych, galwaniczne oddzielenie obwodów wtórnych przekładników od części elektronicznej danego przekaźnika oraz dostosowanie analogowego sygnału do przetwarzania w przetworniku analogowo-cyfrowym. Schemat blokowy wejścia analogowego prądowego przedstawiono na rys. 3.23. Doprowadzony do takiego wejścia analogowego sygnał z przekładników prądowych najpierw trafia na układ eliminujący zakłócenia, następnie podlega separacji galwanicznej i po dopasowaniu przechodzi w postaci sygnału analogowego (napięciowego proporcjonalnego do mierzzonej wartości prądu) – na przetwornik A/C, gdzie jest zamieniany na sygnał cyfrowy (np. zgodny z TTL).



Rys.3.23.Schemat blokowy układu wejścia analogowego z separacją galwaniczną sygnału analogowego, wg [20]

W układzie eliminującym zakłócenie stosowane są zwykle filtry analogowe dolnoprzepustowe. Eliminują one w sygnałach analogowych składowe o częstotliwości większej od połowy częstotliwości próbkowania przetwornika A/C, dzięki czemu nie występują błędy dyskretyzacji, nieusuwalne na późniejszych etapach obróbki sygnałów dyskretnych. Stosowane są filtry dolnoprzepustowe pasywne i aktywne. Filtry aktywne mają lepsze właściwości elektryczne w zakresie małych częstotliwości.

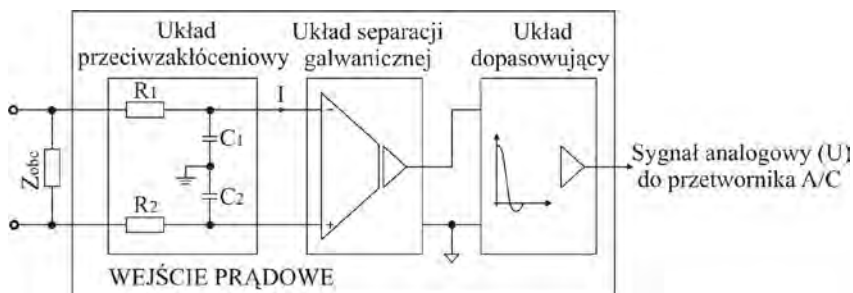
Poza filtrami analogowymi dolnoprzepustowymi, w urządzeniach zabezpieczeniowych mogą być wykorzystywane również inne filtry analogowe, takie jak: górnoprzepustowe (np. do eliminowania składowej stałej sygnału), pasmowoprzepustowe (do wydzielenia z przebiegu żądanej harmonicznej, np. pierwszej, trzeciej) oraz pasmowozaworowe (do tłumienia).

Odfiltrowany sygnał trafia do układu dopasowującego, a następnie do przetwornika A/C. Przetwornik próbkuje sygnał, zmieniając go na słowo o długości  $m$  bitów. Dalsze przetwarzanie sygnału to już przetwarzanie sygnałów cyfrowych, czyli liczb.

W układach eliminujących zakłócenie stosowane są także różne rodzaje układów przeciwdziałających zakłóceniom elektromagnetycznym (np. ochrona napięciowa za pomocą warystora).

Separacja galwaniczna w układach wejść analogowych realizowana jest za pomocą transformatora, na wzmacniaczach z separacją galwaniczną, za pomocą optoizolatorów lub układu z czujnikiem Halla. Separacja galwaniczna za pomocą transformatora nie pozwala na pomiar składowej nieokresowej. Wady tej nie mają wejścia z separacją realizowaną za pomocą wzmacniacza separującego. Układu z czujnikiem Halla nie można zastosować w przypadku wejścia napięciowego, ponieważ w układzie tym dokonuje się zmianę sygnału prądowego na napięciowy.

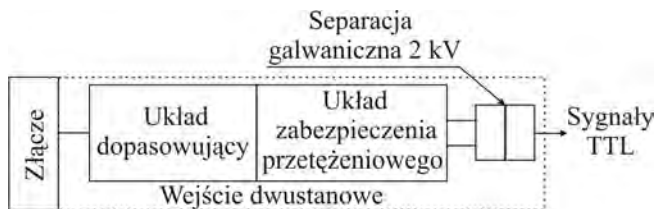
Przykładowe rozwiązanie układu wejścia prądowego z wykorzystaniem wzmacniacza separującego przedstawiono na rys. 3.24.



Rys.3.24. Wejście prądowe wykorzystujące wzmacniacz separujący, wg [20]

### Wejścia dwustanowe

Wejścia dwustanowe pozwalają na doprowadzenie i dalsze wykorzystanie informacji o położeniu zestyków wyłączników lub odłączników oraz o pobudzeniu lub działaniu innego zabezpieczenia. Wejście dwustanowe ma układy (rys. 3.25): dopasowujący, zabezpieczenia przetężeniowego i separacji galwanicznej.



Rys. 3.25. Układ wejścia dwustanowego, wg [20]

Przetwornik analogowo-cyfrowy A/C realizuje proces kwantowania, który polega na porównaniu wielkości wejściowej (mierzonej) z elementem wzorcowym tej wielkości, zwanym kwantem. Kwant jest najmniejszym (niepodzielny) wzorcem, wynikającym z konstrukcji przetwornika A/C. Proces kwantowania polega na wyrażeniu wartości wielkości mierzonej za pomocą liczby kwantów.

Wielkością poddawaną kwantowaniu jest z reguły napięcie. Przetwornik A/C jest więc układem przekształcającym wartość napięcia wejściowego  $U_{we}$  na liczbę  $N$ . Liczba ta jest wyprowadzana z przetwornika A/C przy użyciu sygnałów cyfrowych w określonym kodzie. Stosowane kody bazują na binarnej reprezentacji liczb. Liczba  $N$  jest wyrażana kombinacją liniową: cyfr nazywanych bitami, przyjmujących wartości 0 lub 1, oraz wag będących naturalnymi potęgami liczb 2. Uporządkowany zbiór bitów tworzy słowo wyjściowe przetwornika A/C.

Do najważniejszych parametrów napięciowych przetworników A/C należą: rozdzielczość związana z liczbą bitów słowa wyjściowego (np. długość słowa 8 bitowa lub 12 bitowa), czas przetwarzania (np.  $1 \mu s$ ,  $150 \mu s$ ), nazywany także czasem konwersji oraz zakres kwantowanego napięcia wejściowego (np. od 0 do 5 V).

W przetwornikach analogowo-cyfrowych stosowanych w układach mikroprocesorowych urządzeń zabezpieczeniowych stosuje się kwantowanie napięcia jedną z następujących metod: natychmiastowego próbkowania (ang. Flash), kwantowania kaskadowego (metoda szeregowo-równoległa), sukcesywnej aproksymacji SAR (ang. Successive Approximation), jednozobczowego ładowania pojemności SS (ang. Single-Slope A/D) i próbkowania sigma-delta (ang. Oversampling). Każda z tych metod kwantowania charakteryzuje się inną rozdzielczością i czasem przetwarzania sygnału analogowego na cyfrowy.

Przetworniki A/C dokonują przetwarzania napięcia wejściowego na wartość liczbową, wykorzystując napięcie odniesienia. Napięciem odniesienia (w przypadku przetworników bipolarnych stosowane są dwa napięcia  $U_{ref+}$  i  $U_{ref-}$ ) jest wartość stałego napięcia uzyskiwanego z diody Zenera.

Przy przetwarzaniu wielkości analogowej na cyfrową powstaje systematyczny błąd kwantyzacji (rozdzielczości). Błąd ten jest równy połowie zmiany wartości napięcia wejściowego, która wywołuje już zmianę najniższej pozycji liczby.

Do innych, pochodzących od układu, błędów kwantyzacji należą: błąd wzmocnienia, tzw. błąd zer oraz odchyłki spowodowane niestałością (dryftem) i nieliniowością.

W nowoczesnych mikroprocesorowych urządzeniach przetwarzanie analogowo-cyfrowe A/C dokonuje się już z częstotliwością do 128 próbek w okresie podstawowej harmonicznej [20]. Dzięki temu zmniejszane są błędy kwantyzacji.

Do ważnych układów współpracujących z przetwornikami analogowo-cyfrowymi należą klucze analogowe oraz multipleksery. Układy te pozwalają na doprowadzenie i przetwarzanie w przetworniku analogowo-cyfrowym większej liczby sygnałów analogowych.

Klucz (przełącznik) włącza i wyłącza ciągły analogowy sygnał wejściowy. Czas przełączeń jest bardzo krótki (od 10 do 30 ns), dzięki czemu przy stanie włączonym napięcie wyjściowe z dużą dokładnością jest równe napięciu wejściowemu. Jeżeli klucz jest wyłączony, to napięcie wyjściowe jest równe zeru.

Multipleksery dzielą się na dwie grupy. Do pierwszej należą elektroniczne przełączniki, kolejno podające próbki poszczególnych sygnałów. Druga grupa multiplekserów współpracuje z układami próbkująco-pamiętającymi, zwiększającymi dokładność konwersji. W takich multiplekserach napięcie wyjściowe w stanie wyłączenia nie spada do wartości zerowej, lecz pozostaje równe wartości w czasie wyłączania

W przyszłości bardziej powszechne zastosowanie niekonwencjonalnych przekładników prądowych (optoelektronicznych, bezrdzeniowej cewki Rogowskiego) oraz napięciowych (optoelektronicznych) może wpłynąć na rozwiązania konstrukcyjne mikroprocesorowych urządzeń zabezpieczeniowych. W nowych konstrukcjach tych urządzeń można bowiem będzie zrezygnować z analogowych układów wejściowych i innych układów, a wykorzystywać do obróbki już znormalizowane ciągi próbek wartości prądów (i napięć), przesyłane światłowodami z przekładników optoelektronicznych.

## Jednostka centralna urządzenia

Jednostką centralną urządzenia zabezpieczeniowego jest najczęściej sterownik mikroprocesorowy. Ze względu na konstrukcję jednostki centralnej, zabezpieczenia można podzielić na jednoprocessorowe oraz wieloprocessorowe. Jednostki centralne są budowane na procesorach 16-bitowych lub 32-bitowych. Z procesorem współpracują różne układy, np. układ pamięci (RAM, EPROM).

Jednostka centralna posiada wewnętrzną magistralę, do której trafiają wszystkie informacje z wejść analogowych, dwustanowych i z wejścia synchronizacji czasu. Do wewnętrznej magistrali jednostki centralnej mogą być podłączone, zależnie od potrzeb, takie elementy jak [20]:

- pamięć programu EPROM (zawiera realizowany program),
- pamięć danych RAM (przechowuje dane w czasie pracy programu),
- liczniki (odmierzają odcinki czasu oraz liczą impulsy),
- przetworniki A/C (mierzą wielkości analogowe),
- przetworniki C/A (mierzą wielkości cyfrowe),
- sterowniki transmisji danych (przesyłają dane między różnymi systemami),

- zegary czasu rzeczywistego (dostarczają ciągłej informacji o bieżącym czasie, roku, miesiącu itd.),
- porty wejść/wyjść (rejstry, które pośredniczą między szyną systemową mikroprocesora a różnymi układami zewnętrznymi).

Jednostka centralna czuwa nad prawidłowym działaniem całego urządzenia zabezpieczeniowego, zbiera i przetwarza dane, zapisuje je w pamięci oraz realizuje określone algorytmy obliczeniowe.

Jednostka centralna może posiadać jeden mikroprocesor (proste zabezpieczenia, np. nadprądowe) lub dwa mikroprocesory, w których równolegle z procesorem głównym (mikrokontrolerem) pracuje mikroprocesor komunikacyjny.

W układach wieloprocessorowych stosowanych obecnie w urządzeniach zabezpieczeniowych stosuje się obecnie układy procesorów sygnałowych DSP (ang. Digital Signal Processor). Są to układy bardzo wielkiej integracji, wykonujące obliczenia w czasie rzeczywistym. Układy DSP są przystosowane do efektywnego przetwarzania próbkowanych sygnałów analogowych.

Układy DSP mogą w jednym cyklu wykonać równoległe następujące operacje: generować nowe adresy programu, pobierać nowe instrukcje, wykonać jedno przesłanie (lub dwa) danych, modyfikować jeden wskaźnik (lub dwa) adresów danych oraz wykonać operację obliczeniową. Wykonanie tych operacji nie koliduje z innymi czynnościami procesora, polegającymi na otrzymywaniu i transmitowaniu danych (np. przez porty szeregowy i wewnętrzny).

## Algorytmy pomiarowe i decyzyjne

Dokonywane w urządzeniu zabezpieczeniowym pomiary wielkości kryterialnych stanowią podstawę do podjęcia decyzji, zwykle dwustanowej, o wystąpieniu lub nie zakłócenia w zabezpieczanym obiekcie.

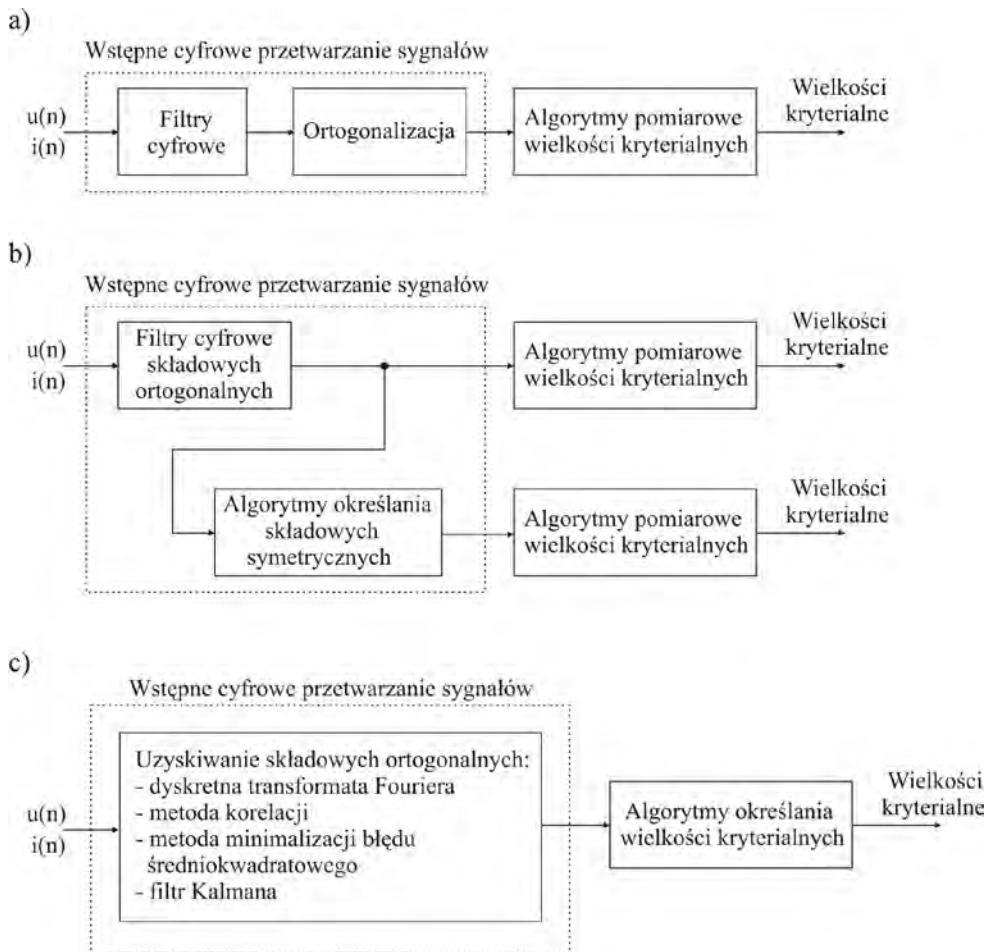
Można wyróżnić dwa podstawowe bloki algorytmów w mikroprocesorowych urządzeniach zabezpieczeniowych: blok pomiaru wielkości kryterialnych oraz blok podjęcia decyzji. Wszystkie sygnały w postaci cyfrowej są dodatkowo weryfikowane pod względem błędów oraz wiarygodności. Do weryfikacji sygnałów blok wykorzystuje zwykle zasadę zwielokrotnienia pomiaru wartości jednej wielkości.

W bloku pomiarów występują: procedury wstępnego przetwarzania sygnałów oraz algorytmy pomiarowe wielkości kryterialnych. Schematy blokowe różnych sposobów pomiaru wielkości kryterialnych, zaczerpnięte z [20], przedstawiono na rys. 3.26.

Wstępne przetwarzanie sygnałów cyfrowych polega zwykle na wyodrębnieniu składowej podstawowej sygnału (50Hz) oraz jej ortogonalizacji czyli przedstawienie jego postaci fazora (wskazu, wektora) w postaci zespolonej, we współrzędnych biegunowych (moduł i faza) lub we współrzędnych prostokątnych (część urojona i rzeczywista).

Do najważniejszych metod wstępnego przetwarzania sygnałów cyfrowych w urządzeniach zabezpieczeniowych należą [63,20]: filtracja cyfrowa, specjalne metody ortogonalizacji, cyfrowe metody bazujące na minimalizacji błędu średniokwadratowego, szybka transformata Fouriera, korelacja i filtracja Kalmana.

W zależności od potrzeb stosowne są filtry cyfrowe: dolno-, górno- i pasmowoprzepustowe oraz pasmowozaporowe. Mogą one być [20]: rekursywne (z pętlą sprzężenia zwrotnego) i nierekursywne, o nieskończonej i skończonej odpowiedzi impulsowej, o oknach będących funkcjami Walsha, o oknach kosinusoidalnych i sinusoidalnych, uśredniające i medianowe.



Rys.3.26. Schematy blokowe różnych sposobów pomiaru wielkości kryterialnych, wg [20]

Algorytmy pomiarowe wielkości kryterialnych (amplitudy prądu, napięcia, mocy, impedancji i innych wielkości) są zwykle oparte na wykorzystaniu składowych ortogonalnych. W metodzie tej kolejne n-te próbki pary  $x_{1C}(n)$  i  $x_{1S}(n)$  składowych ortogonalnych sygnału cyfrowego opisywane zależnościami [20]

$$x_{1C}(n) = X_{1m} \cos(n\Omega_1 + \varphi_1), \quad (3.14)$$

$$x_{1S}(n) = X_{1m} \sin(n\Omega_1 + \varphi_1), \quad (3.15)$$

tworzą zmienny w czasie fazor wielkości elektrycznej (np. napięcia lub prądu)

$$\underline{x}_1(n) = x_{1C}(n) + jx_{1S}(n) = X_{1m} \exp[j(n\Omega_1 + \varphi_1)], \quad (3.16)$$

dla którego amplitudę  $X_{1m}$  wyznacza się ze wzoru

$$X_{1m}(n) = \sqrt{x_{1C}^2(n) + x_{1S}^2(n)}, \quad (3.17)$$

gdzie:  $\Omega_1 = 2\pi / N_1$  – pulsacja względna składowej podstawowej sygnału, przy czym  $N_1$  – liczba próbek w okresie sygnału,  $\varphi_1$  – kąt przesunięcia fazowego.

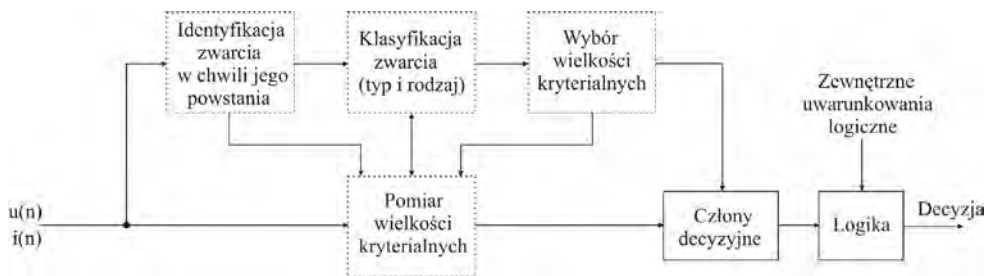
Wzór (3.17) jest najprostszym algorytmem pomiarowym do wyznaczania amplitudy wielkości elektrycznej.

Istnieje bardzo dużo algorytmów pozwalających na wyznaczanie wartości różnych wielkości kryterialnych [41]. Do najistotniejszych cech algorytmów pomiarowych należy odporność na zniekształcenia sygnałów oraz szybkość działania.

W algorytmach decyzyjnych odbywa się proces porównania wartości wielkości kryterialnej z nastawionymi wartościami rozruchowymi. Proces ten kończy się podjęciem decyzji w jakim stanie znajduje się zabezpieczany obiekt, czy jest to stan normalny czy zakłóceniuowy (ewentualnie z rozróżnieniem na zagrożenie i zaburzenie).

Schemat blokowy procesu podejmowania decyzji w zabezpieczeniu linii elektroenergetycznej przedstawiono na rys. 3.27. Do procesu podejmowania decyzji włączane są również człony bloku pomiarowego (oznaczone linią przerywaną). Po wykryciu zwarcia, jego identyfikacji i klasyfikacji, inicjowany jest pomiar odpowiedniej wielkości kryterialnej (np. w zależności od rodzaju zwarcia), pozwalającej w członach decyzyjnych poprawnie określić stan obiektu. W członie logiki podejmowana jest decyzja o wyłączeniu obiektu po uwzględnieniu dodatkowych (dwustanowych) informacji o tym obiekcie i urządzeniach z nim współpracujących.



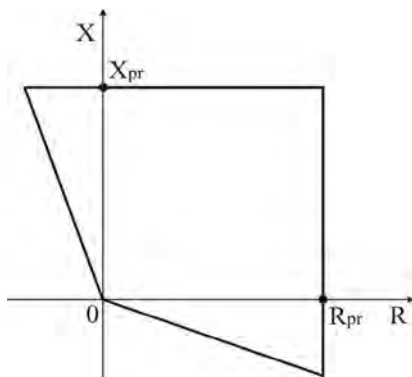


Rys.3.27.Schemat blokowy procesu podejmowania decyzji, wg [51]

Kształtowanie charakterystyk decyzyjnych w mikroprocesorowych urządzeniach zabezpieczeniowych jest łatwiejsze niż w urządzeniach poprzednich generacji zabezpieczeń. Dokonuje się to na drodze programowej z wykorzystaniem funkcyj logicznych (sumy logicznej, iloczynu logicznego, negacji sumy logicznej, negacji iloczynu logicznego). Przykładowo dość złożoną charakterystykę rozruchową przełącznika impedancyjnego, przedstawioną na rys. 3.28, realizuje się w technice cyfrowej za pomocą iloczynu logicznego czterech warunków [20]

$$(X > k_1 R) \cap (X > k_2 R) \cap (X < X_{pr}) \cap (R < R_{pr}), \quad (3.18)$$

gdzie:  $R$  i  $X$  – mierzone wartości rezystancji i reaktancji,  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $X_{pr}$  i  $R_{pr}$  – parametry charakterystyki.



Rys. 3.28. Przykład złożonej charakterystyki rozruchowej przełącznika impedancyjnego, wg [20]

Niepoprawna decyzja o stanie obiektu skutkuje zbędnym lub brakującym działaniem zabezpieczeń elektroenergetycznych. Przyczyną błędnych decyzji może być niedoskonałe kryterium działania, zmieniające się warunki pracy obiektu, stany przejściowe sygnałów pomiarowych wywołujące błędy dynamiczne pomiarów,

i inne. Aby uniknąć błędnych decyzji, stosuje się bardziej skomplikowane wielkości kryterialne oraz algorytmy pomiarowe i decyzyjne adaptujące się do zmieniających się warunków pracy. Urządzenia zabezpieczeniowe wyposaża się ostatnio w tzw. rejestrator kryterialny. Rejestruje on wartości wielkości kryterialnych podczas działania zabezpieczenia. Informacja uzyskana z rejestratora kryterialnego umożliwi poprawę selektywności, czułości i szybkości działania zastosowanego zabezpieczenia. Trwają prace nad nowymi metodami wyznaczania wartości kryterialnych i podejmowania decyzji, polegającymi na zastosowaniu sztucznych sieci neuronowych, wielowartościowej logiki decyzyjnej i metod probabilistycznych.

Układy interfejsów, wyświetlacz, klawiatura i złącza

Układy interfejsów służą do komunikowania się urządzenia zabezpieczeniowego z innymi zabezpieczeniami i układami. Każde z urządzeń zabezpieczeniowych może wykorzystywać jeden lub kilka interfejsów. Wykonuje się je zgodnie z rekomendowanymi standardami, np.: RS232, RS485 i pętla światłowodowa.

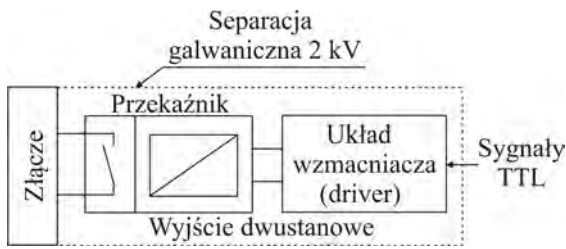
Wyświetlacze w urządzeniach zabezpieczeniowych mają na celu pokazywanie różnego rodzaju komunikatów, a w przypadku wyświetlaczy graficznych również np. schematów synoptycznych pól.

Klawiatura służy do komunikowania się obsługi z urządzeniem zabezpieczeniowym, np. programowania logiki działania zabezpieczenia, wprowadzania nowych nastawień.

Złącza w urządzeniach zabezpieczeniowych służą do wprowadzania i wyprowadzania sygnałów z układu mikroprocesorowego (dotyczy to zarówno sygnałów wysokonapięciowych, np. 220V DC, jak również sygnałów TTL, np. +5 V).

Wyjścia dwustanowe

Wyjścia dwustanowe sterują łącznikami (np. wyłącznikami, odłącznikami, uziemnikami) bądź innymi elementami zabezpieczanego obiektu energetycznego. Stan wyjść dwustanowych ustalany jest przez mikroprocesor przez zapisanie danych do układu zatrasku. Zatrask jest to zwykle układ 8 przerzutników wspólnie sterowanych. Zatrask podaje sygnał na układ wzmacniacza (driver), spełniającego rolę sterownika włączającego/wyłączającego przekaźniki wyjściowe, zapewniającego separację galwaniczną. Przekaźnik wyjściowy jest przystosowany do współpracy z napięciem pomocniczym stacji (220V DC lub 110 V DC). Przykład wyjścia dwustanowego przedstawiono na rys. 3.29.

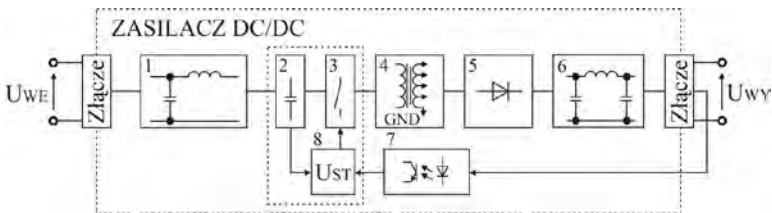


Rys. 3.29. Wyjście dwustanowe, wg [20]

## Zasilacz

Zasilacz powinien bezawaryjnie zasilac urządzenie zabezpieczeniowe napięciem pomocniczym niezbędnym do pracy wszystkich układów tego urządzenia. Wytwarzają one kilka poziomów napięć stałych, np. dla układów cyfrowych +5 i +15V oraz -15V do zasilania analogowych układów elektronicznych.

Schemat blokowy typowego zasilacza DC/DC przedstawiono na rys. 3.30. Zasilacz ten składa się z wejściowego filtra przeciwzakłóceńowego (1), zasobnika kondensatorowego (2), klucza tranzystorowego (3), transformatora wielkiej częstotliwości (4), prostownika napięcia wyjściowego (5), filtra napięcia wyjściowego, transoptora (7) oraz regulatora i stabilizatora napięcia wyjściowego (8). Wejściowe napięcie przemiennego jest przekształcane przez klucz tranzystorowy (3) na falę napięcia przemiennego o wysokiej częstotliwości. Transformator (4) dopasowuje amplitudę napięcia do potrzeb wyjścia oraz zapewnia galwaniczną izolację pomiędzy obwodem wejściowym i wyjściowym. Napięcie z transformatora jest prostowane i po odfiltrowaniu tętnień doprowadzane do wyjścia zasilacza.



Rys. 3.30. Schemat blokowy zasilacza DC/DC urządzeń zabezpieczeniowych, wg [20]

Regulacja i stabilizacja (8) wyjściowego napięcia zasilacza DC/DC dokonuje się przez modulację szerokości impulsów podawanych na klucz tranzystorowy (3). Zasilacz jest wyposażony w dodatkowe źródło napięcia w postaci zestawu baterii litowej, dzięki temu jest on w stanie podtrzymać zasilanie podstawowych układów urządzenia zabezpieczeniowego podczas krótkotrwałych (trwających dłużej niż 50 ms), zaników napięcia na jego wejściu.

Zasilacze DC/DC stosowane w urządzeniach zabezpieczeniowych są zwykle zasilane z baterii akumulatorów o napięciu 220 V lub 110 V.

Coraz częściej stosowane są, ze względu na oszczędności związane z budową lub rozbudową baterii akumulatorowej, tzw. autonomiczne zabezpieczenia nadprądowe w których stosowany jest zasilacz AC/DC. Jest on zasilany z przekładników prądowych, czasami napięciowych lub niegwarantowanym napięciem przemiennym. Do sterowania wyłącznikiem wykorzystuje się energię zasobnika kondensatorowego, naładowanego przez zasilacz AC/DC. Wyłącznik powinien być wyposażony w wysokoczułą cewkę wyłączającą lub w cewkę prądową oddziaływającą na mechaniczny wybijak (ang. striker).

### **3.8. Współpraca automatyki zabezpieczeniowej z innymi układami**

Automatyka zabezpieczeniowa współpracuje z innymi układami, stosowanymi w obiektach elektroenergetycznych. Do takich układów należą: system nadzoru i sterowania (np. wyłącznikami, odłącznikami i uziennikami), układy regulacji napięcia i współczynnika mocy, układami pomiaru i rejestracji wielkości elektrycznych (prądu, napięcia, mocy, energii), rejestracja zdarzeń i lokalizacja miejsca zwarcia. Wszystkie te układy, tak jak automatyka zabezpieczeniowa, korzystają z sygnałów pochodzących z układów pierwotnych.

Szczegółowe wymagania techniczne stawiane automatyce zabezpieczeniowej i współpracującym z nią układom podane są w instrukcjach eksploatacji sieci przesyłowych (IRiESP) i dystrybucyjnych (IRiESD).

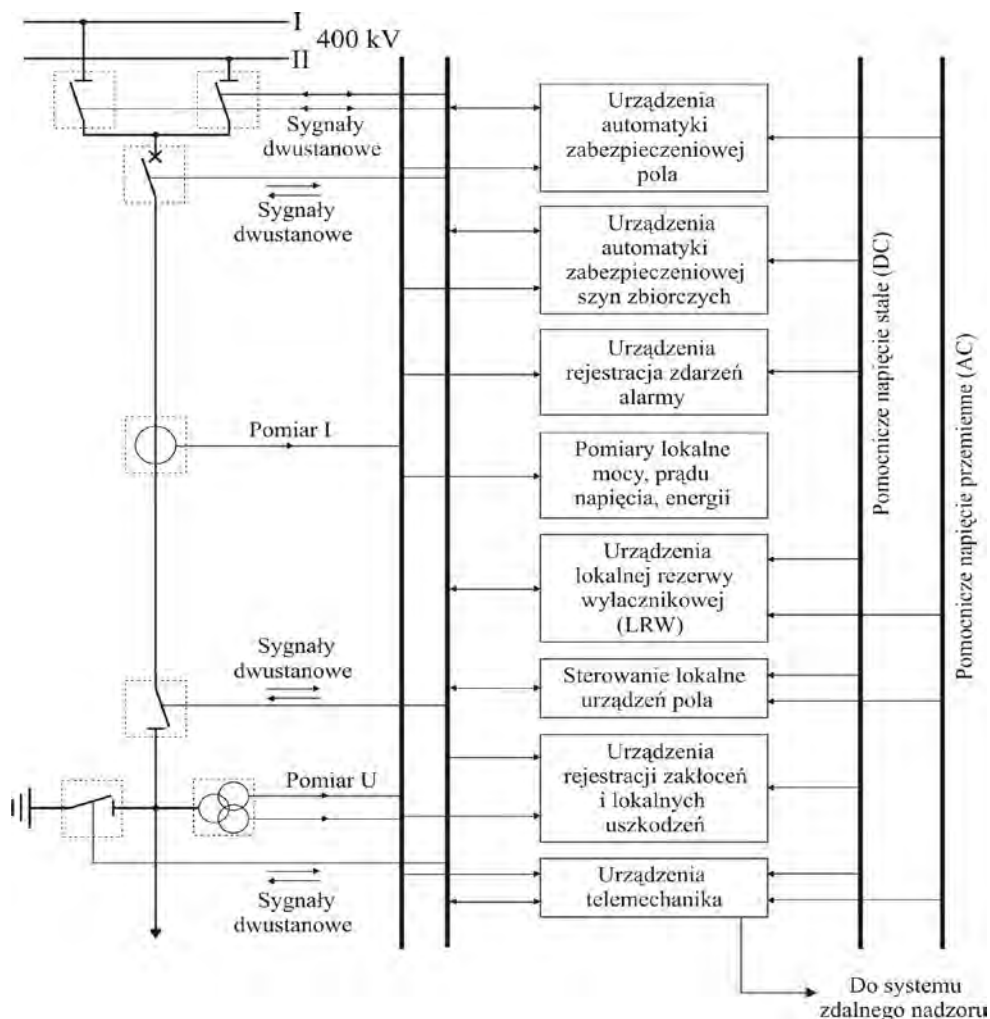
Nowoczesne mikroprocesorowe urządzenia zabezpieczeniowe realizują wiele funkcji zabezpieczeniowych, sterowniczych oraz kontrolujących stan obiektów energetycznych. Sterują one – za pośrednictwem sygnałów dwustanowych – pracą wyłączników, odłączników i uzienników.

Schemat funkcjonalny przykładowych układów współpracujących z urządzeniem zabezpieczeniowym w polu rozdzielni najwyższych napięć przedstawiono na rys. 3.31.

Zabezpieczenia działające w ramach jednego pola stacji współpracują ze sobą, prowadząc ciągłą wymianę danych. Jest również współpraca między zabezpieczeniami zainstalowanymi w różnych polach stacji lub innego obiektu elektroenergetycznego.

## Współpraca urządzeń zabezpieczeniowych z systemem nadzoru i sterowania

Układy sterowania i nadzoru wspomagają personel stacji w nadzorowaniu pracy obiektów elektroenergetycznych, zapewnieniu ciągłości zasilania, kontrolowaniu rozplywu mocy, optymalizacji poziomów napięć i wielu innych działaniach. Sterujące sygnały dwustanowe, pochodzące z urządzeń zabezpieczeniowych, trafiają do wyłączników, odłączników oraz uziemników odpowiednich pól.

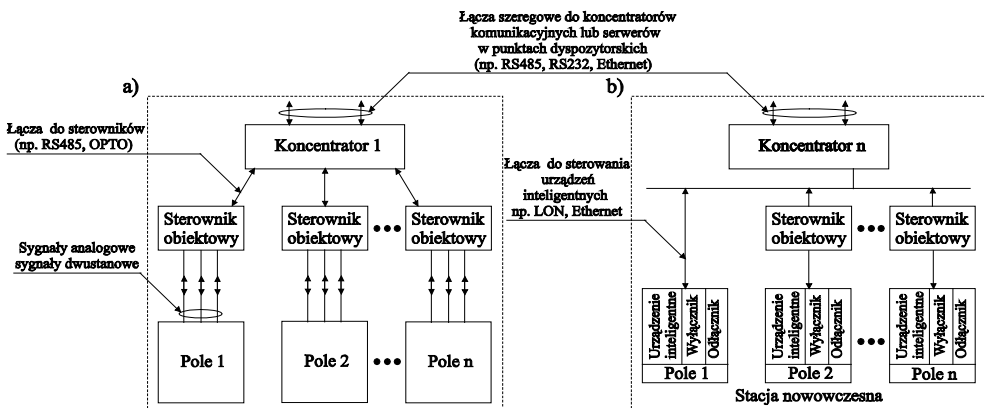


Rys.3.31. Schemat funkcjonalny układów współpracujących z polem rozdzielni, wg [20]

W obrębie obiektu energetycznego (stacji) komunikacja między urządzeniami odbywa się przez lokalny system komunikacyjny, np. szeregowe łącza światłowodowe.

Informacja ze stacji elektroenergetycznej do systemu dyspozytorskiego (odległego) dostarczana jest za pośrednictwem rozległych systemów telekomunikacyjnych. Centrum dyspozytorskie służy do zdalnego całodobowego nadzorowania obiektów elektroenergetycznych (np. stacji elektroenergetycznych).

Ogólne struktury systemów sterowania stacją elektroenergetyczną, tradycyjny sygnały i nowoczesnego, przedstawiono na rys. 3.32.



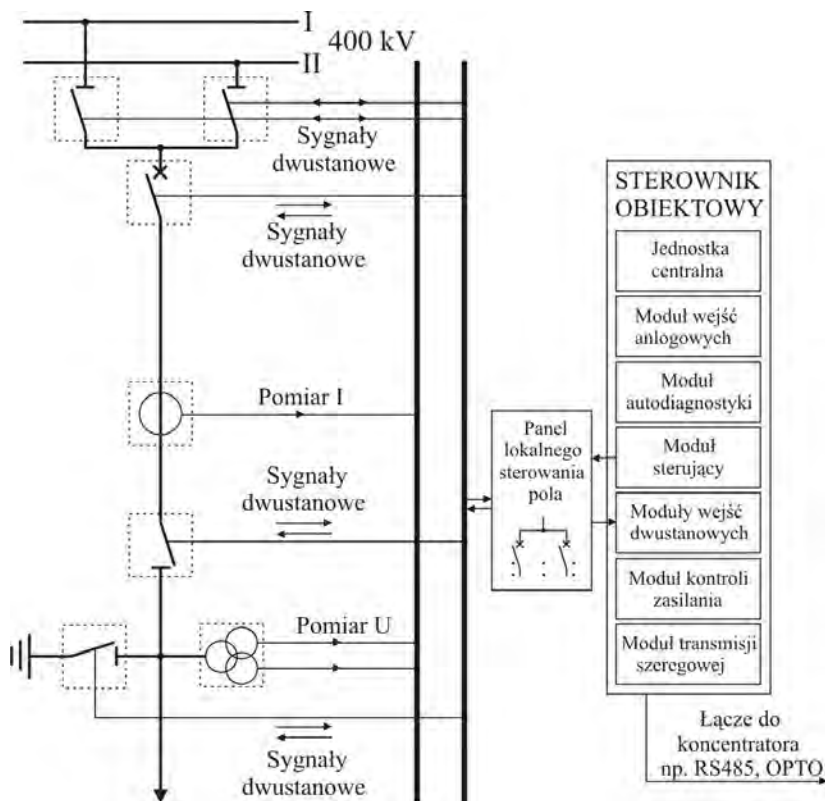
Rys.3.32. Ogólna struktura systemów sterowania stacji elektroenergetycznej: a) system sterowania oparty na połączeniu punkt-punkt, b) system sterowania stacji oparty na połączeniu sieciowym (LON, Ethernet). Zaczepnięto z [20]

Sterowniki obiektowe dokonują pomiaru wartości napięć i prądów, doprowadzanych do nich z przekładników. Na podstawie doprowadzonych sygnałów dwustanowych określają też stan łączników i innych elementów dwustanowych. Zebrane informacje przesyłają łączami szeregowymi do koncentratorów.

Koncentratory nadzorują i wysyłają rozkazy do kilku lub kilkunastu sterowników obiektowych. Do wzajemnej wymiany danych informacji między koncentratorami a sterownikami obiektowymi stosuje się sieciowe protokoły komunikacyjne, takie jak np.: LON, Ethernet, IEC870.

Sterowniki obiektowe mogą spełniać rolę zabezpieczeń pola. Wtedy systemy sterowania zapewniają zdalne nastawianie zabezpieczeń, sygnalizację zagrożeń, rejestrację sygnałów z układów EAZ oraz działania łączników przy likwidacji zakłócenia. Urządzenia zabezpieczeniowe całkowicie zintegrowane z systemem sterowania jest ostatnio zwane terminalem polowym. Jeżeli urządzenia zabezpieczeniowe jest wyposażone tylko w funkcję sterowania łącznikami to wtedy jest zwane sterownikiem polowym.

Sterowniki obiektowe pozwalają zdalnie sterować: położeniem wyłączników i odłączników w stacji, położeniem przełącznika zaczepek transformatorów, załączaniem lub odstawianiem urządzeń pomocniczych oraz odstawianiem lub załączaniem do pracy układów zabezpieczeń i automatyki (SPZ, SZR, SCO). Przykładową strukturę sterownika obiektowego pola liniowego przedstawiono na rys. 3.33.



Rys.3.33.Struktura sterownika pola liniowego, wg [20]

Koncentrator jest komputerem komunikacyjno-sterującym, realizującym połączenia pomiędzy interfejsami zainstalowanych urządzeń, np. zabezpieczeń, rejestratorów zakłóceń, itd. Do komunikacji z innymi urządzeniami koncentrator może wykorzystywać interfejsy komunikacyjne, spełniające te same standardy np. RS232, RS 485, RS422. Informacja może być przesyłana za pomocą światłowodów, pętli prądowych, modemów telefonicznych, Ethernetu itp. Wykorzystywane są przy tym odpowiednie protokoły komunikacyjne, zamknięte lub otwarte. Protokoły komunikacyjne zamknięte są stosowane w wymianie informacji pomiędzy urządzeniach jednego producenta, np. SPA v2.4 (ABB), BEL (ELKOMTECH) i SYNDIS (Mikronika). Protokoły komunikacyjne otwarte opierają się na międzynarodowych

normach, w których zdefiniowano model odniesienia OSI z siedmioma warstwami zadań (aplikacji, prezentacji, sesji, transportowej, sieciowej, łącza danych i fizycznej). Do tego typu protokółów można zaliczyć: DNP 3.0, IEC -870, UCA v2.0, IEC61850 i TCP/IP.

W systemach komunikacyjnych lokalnych wymiana informacji następuje w obrębie jednego obiektu energetycznego (np. stacji elektroenergetycznej). Stosuje się w nich połączenia punkt-punkt, punkt-wielopunkt i połączenia magistralne (rys. 3.34). Połączenia punkt-punkt stosuje się przy zbieraniu danych z jednego punktu pomiarowego, natomiast połączenie punkt-wielopunkt stosuje się przy tworzeniu prostych systemów zbierania danych z wielu punktów pomiarowych przez jeden układ centralny. Połączenia magistralne stosowane jest przy tworzeniu bardziej rozbudowanych systemów zbierania danych z wielu punktów pomiarowych przez jeden układ centralny lub przez kilka układów centralnych. Budowane systemy komunikacyjne lokalne w stacjach elektroenergetycznych powinny spełniać standard IEC 61850 [15,19].



Rys.3.34.Układy wymiany danych: a) przy połączeniu punkt-punkt, b) przy połączeniu punkt-wielopunkt, c) przy połączeniu za pomocą magistrali, wg [20]

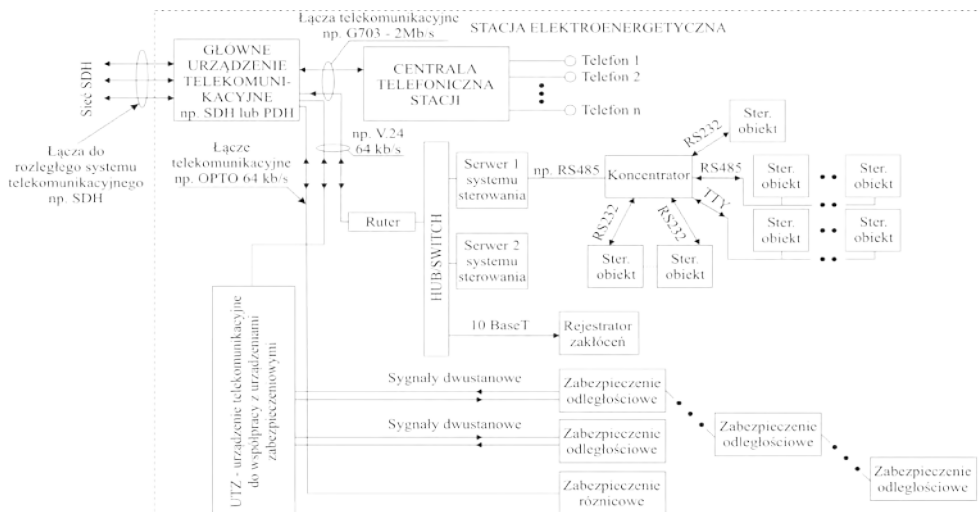
Przykładową strukturę połączeń komunikacyjnych w stacji elektroenergetycznej przedstawiono na rys.3.35.

W systemach komunikacyjnych rozległych za pomocą sieci połączeń zbierane są dane z wielu oddalonych punktów pomiarowych przez jeden układ centralny lub przez kilka. W elektroenergetyce systemy komunikacyjne rozległe realizowane są najczęściej przez sieć cyfrową SDH, w której informacje są przesyłane przez łącza światłowodowe [20].

Do przesyłu informacji w omówionych systemach telekomunikacyjnych (lokalnych i rozległych) wykorzystuje się różne media komunikacyjne: fale radiowe, łącza przewodowe lub światłowodowe oraz łącza w.cz.

W sieciach SDH wykorzystuje się zwykle łącza światłowodowe w linkach ogromnych. Czasami zamiast światłowodów wykorzystuje się łącza radiowe. Łącza radiowe składają się z urządzeń nadawczo-odbiorczych, pracujących z częstotliwością nośną w zakresie od kilkuset do kilkudziesięciu gigaherców. Stosuje się je także do współpracy między zabezpieczeniami zainstalowanymi na różnych krańcach tej samej linii. Łącza radiowe wykorzystuje się najczęściej do współpracy z urządzeniami automatyki zabezpieczeniowej w USA i Kanadzie.





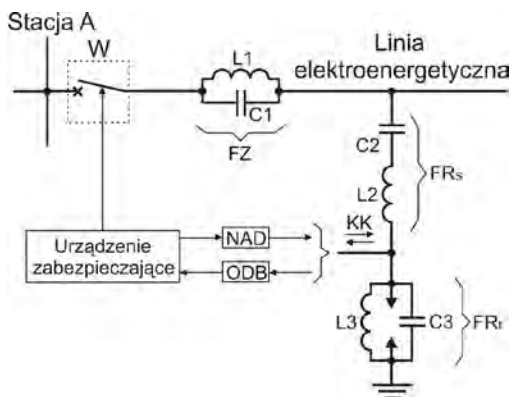
Rys.3.35. Przykładowa struktura połączeń komunikacyjnych na stacji elektroenergetycznej [20]

Fale radiowe w elektroenergetyce wykorzystuje się również do łączności radiowej mobilnej, która zwykle jest systemem trunkingowym.

Obecnie coraz rzadziej jako łącza telekomunikacyjne wykorzystuje się łącza przewodowe. Realizowane jest ono w postaci kabli sygnalizacyjnych wielożyłowych oraz kabli koncentrycznych. Przekazywanie sygnałów w takim łączu może się odbywać przy częstotliwości sieciowej (wielkości pomiarowe analogowe) lub akustycznej, tj. w zakresie od kilkudziesięciu do kilku tysięcy herców, z zastosowaniem określonego rodzaju modulacji. Długość łącza przewodowego jest ograniczona pojemnością między żyłami kabla. Duże pojemności w kablu pilotowym mogą doprowadzić do nieselektywnych działań zabezpieczenia podczas zwarć zewnętrznych. Problemem jest indukowanie się napięć podczas zwarć z ziemią. Jedną z metod ograniczania tych napięć jest ekranowanie kabli oraz instalowanie transformatorów separujących. Uszkodzenie kabla (przerwa lub zwarcie) powoduje nieprawidłowe działanie zabezpieczenia. Istnieją różne sposoby kontrolowania sprawności łącza. Polegają one na wprowadzaniu do obwodu kabla pilotowego sygnału prądu stałego lub przemiennego (o częstotliwości kilkuset herców), który przestaje płynąć w chwili uszkodzenia (przerwy lub zwarcia) łącza przewodowego.

Do dziś stosowane są w elektroenergetyce łącza wielkiej częstotliwości (w.cz.), zwane też elektroenergetyczną telefonią nośną (ETN). W tych łączach do transmisji informacji wykorzystuje się przewody napowietrznych linii elektroenergetycznych. Do podstawowych elementów ETN wchodzi (rys. 3.36): filtr zaporowy (FZ) dla częstotliwości nośnej (w.cz.), filtr rezonansowy szeregowy (FRs)

sprzęgający, filtr rezonansowy równoległy (FRr), eliminujący sygnały o częstotliwościach sieciowych i kabel sprzęgający w.cz.(KK).



Rys. 3.36. Podstawowe elementy łączy ETN, wg [20]: FZ - filtr zaporowy, KK - kabel koncentryczny, FRs - filtr rezonansowy szeregowy, FRr - filtr rezonansowy równoległy

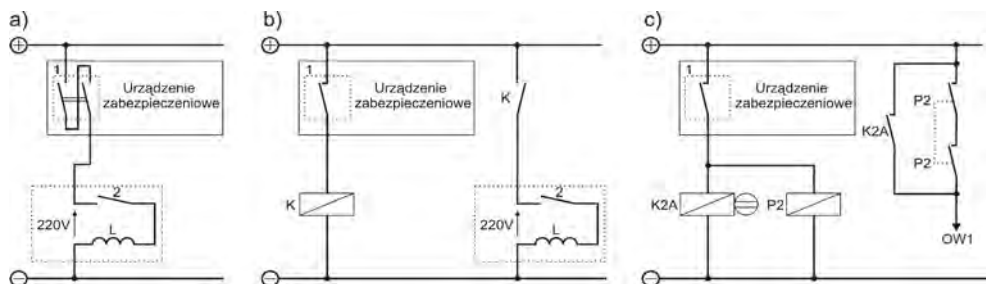
Do celów elektroenergetyki, przede wszystkim do automatyki zabezpieczeniowej, łączy ETN przesyła się następujące sygnały: pomiarowe w zabezpieczeniach łączowych, dwustanowe i rozmowy telefoniczne.

Współpraca urządzeń zabezpieczeniowych z łącznikami

Do sterowania łącznikami (np. wyłącznikami), bądź innymi elementami zabezpieczanego obiektu elektroenergetycznego, wykorzystuje się wyjścia dwustanowe urządzeń zabezpieczeniowych.

Najczęściej stosowane są trzy sposoby współpracy mikroprocesorowych urządzeń zabezpieczeniowych z wyłącznikami (rys. 3.37): a) z wykorzystaniem wzmocnionych zestyków w zabezpieczeniu, b) z wykorzystaniem przekaźnika pomocniczego; c) z wykorzystaniem dwóch przekaźników pomocniczych.

Układ współpracy zabezpieczenia z wyłącznikiem (rys. 3.36a) z wykorzystaniem wzmocnionych (szeregowo połączonych) zestyków w zabezpieczeniu (1) polega na tym, że w chwili zamknięcia tych zestyków następuje podanie impulsu na cewkę otwierającą  $L$  i otwarcie obwodu prądowego wyłącznika przez zestyk umieszczony na jego wale (2). Otwarcie zestyków (1) w zabezpieczeniu powinno nastąpić już po wystąpieniu przerwy bezprądowej. Jeżeli jednak nie nastąpiłoby otwarcie obwodu prądowego przez styki umieszczone na wale (np. w wyniku jego uszkodzenia), obwód musi zostać otwarty przez zestyki zabezpieczenia (1).



Rys. 3.37. Układy współpracy zabezpieczeń z wyłącznikiem: a) z wykorzystaniem wzmocnionych zestyków w zabezpieczeniu; b) z wykorzystaniem przekaźnika pomocniczego; c) z wykorzystaniem dwóch przekaźników pomocniczych. Na podstawie [20]

Układ współpracy zabezpieczenia z wyłącznikiem (rys. 3.37b) z wykorzystaniem przekaźnika pomocniczego (K) zapewnia ochronę zestyków urządzenia zabezpieczającego dzięki wprowadzeniu dodatkowego przekaźnika pomocniczego, z szybkimi i mocnymi zestykami.

Układ współpracy zabezpieczenia z wyłącznikiem (rys. 3.37c) z wykorzystaniem dwóch przekaźników pomocniczych pracujących równolegle działa w sposób następujący: po zamknięciu zestyku (1) szybki przekaźnik K2A z bardzo małą zwłoką czasową (4-10ms) zamyka swój zestyk (K2A), a następnie przekaźnik P2 z dłuższą zwłoką (20ms) zamyka swój zestyk (P2). Szybki przekaźnik K2A posiada słabe zestyki, przez które nie może przepływać przez dłuższy czas prąd płynący przez cewkę wyłącznika. Dlatego w kilkanaście milisekund po zamknięciu się jego zestyków następuje zamknięcie dużo mocniejszych zestyków przekaźnika P2.

Sygnaly dwustanowe z wyłącznika o jego stanie są przekazywane do zabezpieczenia.

Zabezpieczenie ma możliwość także sterowania odłącznikiem i uziemnikiem, ale tylko wtedy, gdy spełnia ono dodatkową rolę sterownika połowego.

### 3.9. Rejestratory zakłóceń

Rejestrator zakłóceń jest sterownikiem mikroprocesorowym, który zbiera, gromadzi i przetwarza informację o sygnałach analogowych i dwustanowych, przychodzących z obiektu elektroenergetycznego.

Sygnałami wejściowymi do rejestratora, tak jak do urządzeń zabezpieczeniowych, są głównie prądy i napięcia. W przypadku powstania zakłócenia w obiekcie elektroenergetycznym następuje zmiana wartości tych sygnałów. W tej sytuacji układy automatyki zabezpieczeniowej mogą generować sygnały dwustanowe, np. na wyłączenie obiektu. Takie sygnały dwustanowe są także przekazywane

do rejestratora. Rejestrowanych sygnałów analogowych i dwustanowych może być do kilkudziesięciu.

Rozróżnia się dwa rodzaje rejestratorów zakłóceń, autonomiczne oraz będące integralną częścią urządzenia zabezpieczeniowego.

Zabezpieczenia cyfrowe mogą być wyposażone w następujące rodzaje rejestratorów: rejestrator zdarzeń, rejestrator zakłóceń i kryterialny rejestrator zakłóceń.

Rejestrator zdarzeń zawiera tekstowy opis każdego zdefiniowanego zdarzenia takiego jak pobudzenie wejść logicznych, pobudzenie lub zadziałanie funkcji zabezpieczeniowych, rozkaz sterowania, zmianę nastawień i komunikaty wewnętrzne.

Rejestrator zakłóceń zawiera oscylograficzny zapis w sposób ciągły w zadanym oknie czasowym zmian wartości chwilowych wszystkich analogowych wielkości fizycznych bezpośrednio mierzonych przez urządzenie dla zdefiniowanego zakłócenia.

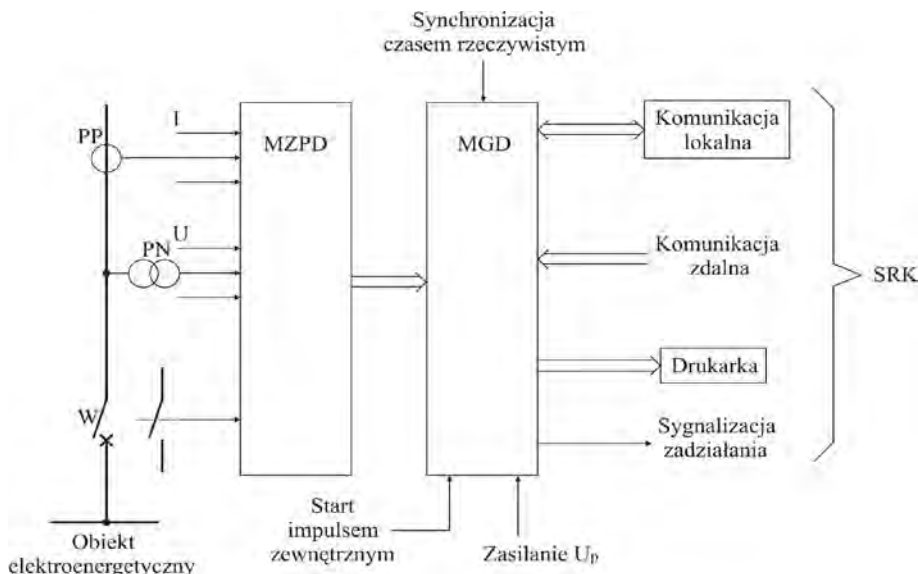
Rejestrator kryterialny zakłóceń umożliwia rejestrację wielkości wyznaczanych przez zabezpieczenie w trakcie realizacji funkcji zabezpieczeniowych. Rejestratory kryterialne są też instalowane w niezależnych rejestratorach zakłóceń, wtedy istnieje możliwość weryfikacji poprawności nastawienia i działania przekazników zabezpieczeniowych. Pewną kategorię rejestratorów kryterialnych stanowi kryterialny rejestrator off-line posiadający oprogramowanie uruchamiane na komputerach PC, które wyliczają wartości kryterialne na podstawie zarejestrowanych przebiegów w klasycznych rejestratorach zakłóceń.

Schemat strukturalny autonomicznego rejestratora zakłóceń przedstawiono na rys. 3.38. Rejestrator taki posiada moduł zbierania i przetwarzania danych *MZPD*. W module tym następuje dopasowanie sygnałów wejściowych, ich galwaniczne odseparowanie oraz przekształcenie na sygnały cyfrowe. Jeżeli rejestrator jest integralną częścią urządzenia zabezpieczeniowego, to zadania te są już zrealizowane w układach wejściowych tego urządzenia.

Na sygnał rozruchowy zewnętrzny, np. z urządzenia zabezpieczającego, dane z modułu *MZPD* są odbierane przez moduł gromadzenia danych *MGD*. Mikroprocesor sterujący pracą modułu *MGD* rejestruje sygnały wejściowe, analogowe i dwustanowe, w wydzielonej pamięci (*RAM*). Rejestrowane są sygnały dla następujących stanów: przed wystąpieniem zakłócenia, w czasie trwania zakłócenia i po ustąpieniu zakłócenia. Czas ten jest nastawialny i wynosi sumarycznie od kilkunastu do kilkudziesięciu sekund.

Zarejestrowane sygnały są zsynchronizowane z czasem rzeczywistym za pomocą sygnałów odbieranych od satelitarnego systemu GPS (ang. Global Positioning System) [51]. System ten zawiera 24 satelity (z atomowymi zegarami), tak rozmieszczone na orbitach, że z każdego miejsca na Ziemi i o każdej porze widoczne są przynajmniej pięć z nich. Wysyłają one sygnały o częstotliwości 1575,42Hz, określające co jedną milisekundę aktualną ich pozycję i czas w strefie

czasowej w której przebywają. Sygnały te mogą są wykorzystywane do wyznaczenia pozycji odbiornika lub zsynchronizowania zarejestrowanych przebiegów i wykonywanych pomiarów cyfrowych. Odebrany sygnał o rzeczywistym czasie, po ewentualnie skorygowaniu ze względu na strefę czasową, jest transmitowany nie tylko do rejestratorów zakłóceń ale także do urządzeń zabezpieczeniowych oraz systemów nadzoru i sterowania.



Rys.3.38.Schemat strukturalny autonomicznego rejestratora zakłóceń, wg [51]

Mikroprocesorowe rejestratory zakłóceń posiadają układy do komunikacji lokalnej (komputer, drukarka, itp.) i zdalnej (np. z nadrzędnymi koncentratorami). Do zadań nadrzędnych centrów analizy zakłóceń należy: konfiguracja połączonych rejestratorów, sterowanie i monitoring rejestratorami oraz zintegrowane przedstawianie zarejestrowanych zakłóceń.

Zarejestrowane przebiegi zakłóceń są wykorzystywane przy analizie przyczyn i skutków zakłóceń oraz przy pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Do analizy zarejestrowanych sygnałów analogowych i dwustanowych służą specjalne programy komputerowe, w które wyposaża się każdy rejestrator.

W opracowanym przez PSE Operatora dokumencie „Specyfikacja techniczna – rejestratory zakłóceń” [50] zawarte są szczegółowe wymagania stawiane rejestratorom zakłóceń przeznaczonym dla potrzeb elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Wymagania te dotyczą: dokładności rejestracji szybkiej i powolnej, dokładności pomiaru czasu przez GPS, oprogramowania

do pozyskiwania, analizy i przetwarzania danych, ilości kanałów rejestracji danych analogowych i dwustanowych, liczby rejestrowanych zakłóceń szybkozmiennych i wolnozmiennych, blokowania zapisu lub nadpisywania danych, kryteriów wyzwalania rejestracji zakłóceń i czasu ich rejestracji, obciążalności kanałów analogowych prądowych i napięciowych, zasilania rejestratora oraz formatu zarejestrowanych danych.

Mając do dyspozycji coraz większe moce obliczeniowe procesorów produkcji rejestratorów wprowadzają do nich nowe funkcje niezwiązane bezpośrednio z podstawową funkcją rejestracji zakłóceń i zdarzeń, takie jak:

- bieżące pomiary wartości wejściowych,
- obliczanie wartości kryterialnych (moce, częstotliwości składowe symetryczne itd.),
- dostarczanie wielkości mierzonych dla innych urządzeń automatyki lub systemu sterowania,
- lokalizacja miejsca zwarcia,
- analiza zawartości wyższych harmonicznych,
- dostarczanie danych do rejestratorów trendów i do wizualizacji on-line,
- sygnalizacja stanów alarmowych (od przekroczenia wybranych parametrów),
- funkcje zabezpieczeniowe (rezerwowe) z możliwością sterowania wyłącznikiem.

### **3.10. Lokalizatory miejsca zwarcia**

Do lokalizacji miejsca zwarcia w liniach elektroenergetycznych stosuje się: lokalizatory reaktancyjne i falowe oraz wskaźniki przepływu prądu zwarciego.

Lokalizatory miejsca zwarcia w liniach napowietrznych działają zwykle na zasadzie pomiaru reaktancji pętli zwarcia dla składowej symetrycznej zgodnej. Wartość tej reaktancji jest miarą odległości między punktem zainstalowania lokalizatora a miejscem zwarcia.

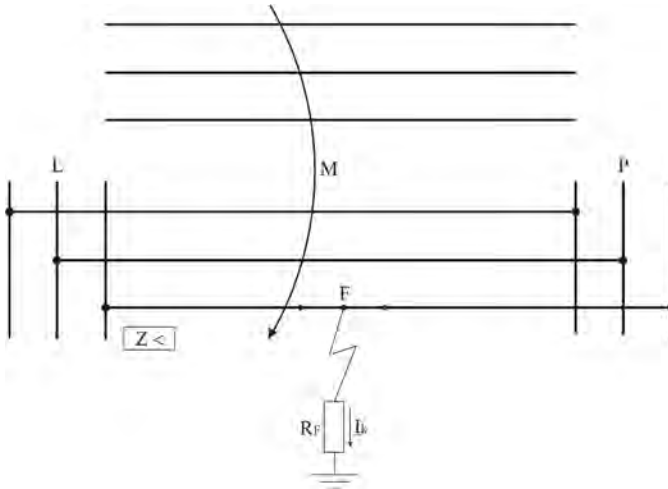
Reaktancyjne lokalizatory miejsca zwarcia nie muszą charakteryzować się dużą szybkością działania, natomiast zwiększoną dokładnością (od 0,5 do 3%). Występujące podczas zwarcia wartości prądów i napięć podstawowej harmonicznej mogą być więc zapamiętane, a następnie wykorzystane w algorytmie do pomiaru reaktancji pętli zwarcia.

W algorytmach pomiarowych takich lokalizatorów powinien być wyeliminowany (lub znacznie ograniczony) wpływ szeregu czynników na wynik pomiaru reaktancji [63]. Do takich czynników należą (rys. 3.39):

- rezystancja przejścia  $R_f$  w miejscu zwarcia;

- sprzężenie magnetyczne  $M$  pomiędzy dwoma torami linii elektroenergetycznej;
- dwustronne (albo wielostronne) zasilanie miejsca zwarcia,
- niesymetria trójfazowa linii,
- niejednakowa wartość impedancji dla składowych zerowych wzdłuż toru linii oraz zależność jej od warunków pogodowych.

Przy pomiarze reaktancji pętli zwarcia niezbędne jest też uwzględnienie istnienia odczepów w linii oraz, przy dłuższych liniach (powyżej 50 km), jej pojemności.



Rys.3.39. Ilustracja głównych czynników wpływających na dokładność pomiaru reaktancji pętli zwarcia, wg [51]

Metody budowy algorytmów pomiarowych z eliminacją (lub ograniczeniem) wpływu wyżej wymienionych czynników na pomiar reaktancji zwarcia są szczegółowo przedstawione w pracy [51].

Cyfrowe zabezpieczenia odległościowe stosowane w sieci 110 kV wyposażone są w funkcję pomiaru odległości do miejsca zwarcia. Stosowane algorytmy pomiarowe wykorzystują wartości prądów i napięć zwarciovych linii. W algorytmie obliczeniowym uwzględnia się parametry linii (np.: reaktancję i rezystancję jednostkową dla składowych zgodnej i zerowej oraz reaktancję i rezystancję jednostkową wzajemną linii równoległej).

Analogowe zabezpieczenia odległościowe posiadały wskaźniki odległości miejsca zwarcia, niestety były one obciążone znacznym błędem.

Do ustalania miejsca zwarcia w liniach elektroenergetycznych (napowietrznych i kablowych) stosowane są także lokalizatory falowe. Wykorzystuje się w nich zjawisko rozchodzenia się fal wzdłuż linii z określoną prędkością. Mierzo-

ne są odpowiednie czasy przemieszczania się fali w uszkodzonej linii. Fala taka odbija się od punktu zwarcia i od szyn stacji. Na podstawie zmierzonych czasów wyznacza się odległość miejsca zwarcia od źródła fali.

Występują dwie grupy lokalizatorów falowych. W jednych specjalnie wytworzoną falę podaje się na wyłączoną linię i mierzy się czas od chwili jej podania do powrotu, po odbiciu w miejscu zwarcia. W drugiej grupie lokalizatorów wykorzystuje się falę wywołaną zwarcie, która oscyluje między szynami stacji i punktem zwarcia.

Wskaźniki przepływu prądu zwarciovego służą do odcinkowej lokalizacji miejsca zwarcia (w odcinku linii pomiędzy dwoma sąsiednimi wskaźnikami). Stosowane są one zwykle w sieciach rozdzielczych średniego napięcia.

Oferowane są bardzo różne rozwiązania wskaźników przepływu prądu zwarcia [56]. Różnią się one kryteriami działania, sposobem zasilania i informowania o zadziałaniu oraz miejscem ich instalowania.

Człony rozruchowe tych wskaźników, w zależności od ich wykonania, mogą reagować na następujące wielkości kryterialne: na prąd i napięcie składowe symetrycznej zerowej oraz kąt przesunięcia fazowego między nimi a także na prądy i napięcia fazowe. Wielkości kryterialne mierzy się za pomocą przekładników prądowych i napięciowych albo za pomocą czujników pola magnetycznego i elektrycznego.

W zależności od zastosowanego kryterium działania wskaźnik zwarcia może wykrywać tylko zwarcie jednofazowe doziemne albo także zwarcia międzyfazowe. Dodatkowo przy wyborze wskaźnika zwarć należy mieć na uwadze to, że kryterium wykrywania zwarć jednofazowych zależy od sposobu pracy punktu neutralnego sieci. Wskaźniki oferowane dla sieci z punktem neutralnym uziemionym bezpośrednio lub rezystor oraz inne od wskaźników dla sieci z kompensacją prądów ziemnozwarciowych i izolowanych.

Obecnie buduje się wskaźniki zwarcia przeznaczone do zastosowania w liniach tylko kablowych albo tylko napowietrznych. W liniach napowietrznych umieszcza się je bezpośrednio na przewodach lub w pewnym oddaleniu od tych przewodów (np. na słupie). Układy wskaźników zwarcia są zasilane z przekładników napięciowych lub prądowych albo z baterii litowych. Wskaźniki zwarcia są wyposażane w sygnalizację optyczną i łączy do współpracy z układem telemechaniki. Wygenerowany, po zadziałaniu wskaźnika, dwustanowy sygnał może być wysłany do centrum dyspozytorskiego. Zebrana informacja o pracy wskaźników zwarcia w danej sieci znacznie przyspiesza lokalizację miejsc uszkodzeń.



### 3.11. Bibliografia

- [1] Babś A.: Kierunki rozwoju elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2010 nr 4.
- [2] Baranowski J., Kalinowski B., Nosal Z.: Układy elektroniczne cz. III. Układy i systemy cyfrowe. WNT, Warszawa, 1994.
- [3] Bialik T., Wróbel K.: Narzędzia wspomagające prowadzenie analiz zakłóceń. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2004, nr 2.
- [4] Bieniek R.: System rejestracji zakłóceń sieciowych firmy Computers & Control w Rzeszowski Zakładzie Energetycznym S.A. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2001, nr 1.
- [5] Borkiewicz K.: Automatyka zabezpieczeniowa regulacyjna i łączeniowa w systemie elektroenergetycznym. Wyd. 3, zmienione i uzupełnione. „ZIAD” Bielsko – Biała, 1998.
- [6] Chmielarz J.: Urządzenia sterowania i sygnalizacji. WNT. Warszawa, 1976.
- [7] Dominko S., Łyskanowski J., Stefankiewicz Z.: Przekazniki elektroenergetyczne. WNT, Warszawa, 1973.
- [8] Halinka A.: Adaptacyjne algorytmy pomiarowe cyfrowej automatyki zabezpieczeniowej generatorów o szerokim zakresie zmian częstotliwości. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 1998, nr 2.
- [9] Halinka A., Sowa P., Szewczyk M.: Wykorzystanie sztucznych sieci neuronowych w podejmowaniu decyzji w zakresie automatyki elektroenergetycznej. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2007, nr 3.
- [10] Halinka A., Winkler W.: Struktury współczesnych cyfrowych zespołów automatyki zabezpieczeniowej. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 1996, nr 4.
- [11] Hoppel W., Lorenz J., Liszyński Z., Sieluk W.: Perspektywy rozwoju systemu CZIP. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2008 nr 9.
- [12] IEC International Standard „Communication networks and systems in substation – Part 9-2: Specific Communications Service Mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3. (IEC Reference number IEC/TR 61850-9-2), IEC Geneva, Switzerland).
- [13] Iżykowski J., Rosołowski E., Bożek M.: Lokalizacja zwarć przy stosowaniu kompletnych pomiarów z jednego końca linii dwutorowej. *Automatyka Elektroenergetyczna* 2009 nr 1.
- [14] Iżykowski J.: Fault location on Power transmission lines. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2008.
- [15] Juszczyk A.: Eliminacja zwarć i zakłóceń w sieciach SN oraz WN z wykorzystaniem autonomicznych zabezpieczeń nadprądowych. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2008, nr 9.

- [16] Kasztenny B., Goraj M., McGinn D., Hodder S., Kościelny J.: System przetwarzania informacji w stacji elektroenergetycznej na poziomie pola zgodny z IEC 61850. *Automatyka Elektroenergetyczna* 2009 nr 1.
- [17] Kania g., Talaga M.: Nowe konstrukcje cyfrowych rejestratorów zakłóceń i rejestratorów pomiarowych. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2002, nr 3.
- [18] Klenczar M., Radziszewski M.: Innowacyjne rozwiązania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej MegaMUZ-2. XIV Ogólnopolska Konferencja 2011 Zabezpieczenia Przekaznikowe w Energetyce. Warszawa – Józefów 19 – 21 października 2011r. Instytut Energetyki Warszawa 2011.
- [19] Kowalik R.: *Teletechnika. Podstawy dla elektroenergetyków*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 1999.
- [20] Kowalik R., Januszewski M., Smolarczyk A.: *Cyfrowa elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2006.
- [21] Kowalik R., Pawlicki C.: *Podstawy teletechniki dla elektryków*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2006.
- [22] Kubik M., Śmierciak K., Rodoń G.: System rejestracji ET-Expert na przykładzie aplikacji wdrożonych w ARCELORMITTAL Kraków i Elektrowni Ostrołęka. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2009, nr 2.
- [23] Kuran Z.: Przekazywanie sygnałów dwustanowych w obwodach EAZ. Seminarium 2012 *Automatyka w Elektrowniach Wodnych*. Komitet Automatyki Elektroenergetycznej SEP. Międzyborze Żywieckie 23-25 maja 2012 r. Instytut Energetyki Ośrodek Informacji Technicznej Warszawa 2012.
- [24] Kuran Z., Skrodzki S., Kubiak G.: Badania jakościowe rejestratorów zakłóceń. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2010 nr 9.
- [25] Kwaśniewski J.: *Wprowadzenie do inteligentnych przetworników pomiarowych*. WNT, Warszawa, 1993.
- [26] Łakomy M., Zabrodzki J.: *Liniiowe układy scalone w technice cyfrowej*. PWN, Warszawa, 1983.
- [27] Matiakowski R.: Nowe technologie w kolejnej generacji sterowników polowych MultiMUZ-3/mega muz-2. *Wiadomości Elektrotechniczne*, 2008, nr 9.
- [28] Mnich T.: Wpływ struktury zastępczego schematu cieplnego na dokładność odtwarzania rozkładu średnich temperatur w silnikach indukcyjnych. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2008, nr 5.
- [29] Mróz J.: Rozkład gęstości prądu w uzwojeniu dwuklatkowym dla potrzeb obliczeń cieplnych. *Przegląd Elektrotechniczny* 2011, nr 5.
- [30] Musierowicz K., Staszak B.: *Technologie informatyczne w elektroenergetyce. Część I Przetwarzanie sygnałów*. Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej. Poznań 2010.

- [31] Pawłowa-Marciniak I., Marciniak L.: Właściwości impedancyjnego lokalizatora zwarć wykorzystującego równania pętli zwarciowej dla wartości chwilowych. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2004, nr 3.
- [32] Praca zbiorowa.: *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*. WNT. Warszawa, 1997.
- [33] Prace badawcze i rozwojowe pod kierunkiem J. Machowskiego: *Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektro-energetycznego wysokiego napięcia*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. Biblioteka Operatora Systemu Przesyłowego. Warszawa 2010.
- [34] Problemy stosowania mikroprocesorowych zabezpieczeń elektrycznych (inf. opr. przez P. Olszowca na podst. artykułu Guriewicz B.: Mikroprocessornyje rele zaszczyty. Nowyje perspektivy ili novyje problemy? *Novosti Elektrotechniki* nr 36). *Wiadomości Elektrotechniczne* 2010 nr 4.
- [35] Przedmojska K.: Wytyczne wyposażenia elementów systemu w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową. Zabezpieczenia linii 110 kV z odczepem do odbiorcy lub dostawcy. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2006, nr 4.
- [36] Przedmojska K.: Wytyczne wyposażenia elementów systemu w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2006, nr 3.
- [37] Przedmojska K., Żydanowicz J.: Wybrane zagadnienia z filozofii zabezpieczeń. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 1999, nr 4.
- [38] Przedmojska K., Żydanowicz J.: Podział elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 1996, nr 2-3.
- [39] Rebizant W.: Rozwiązania adaptacyjne w automatyce zabezpieczeniowej. *Przegląd Elektrotechniczny* 2009, nr 2.
- [40] Rosołowski E.: Co nowego w EAZ? *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2009, nr 3
- [41] Rosołowski E.: Cyfrowe przetwarzanie sygnałów w automatyce elektroenergetycznej. *Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT*, Warszawa, 2002.
- [42] Rosołowski E.: Nowe tendencje w elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2009 nr 9.
- [43] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. *Dziennik Ustaw* Nr 93, poz. 623.
- [44] Rusek M., Ćwirko R., Marciniak W.: *Przewodnik po elektronicznie*. WNT, Warszawa, 1986.
- [45] Saha M.M., Iżykowski E., Rosołowski E.: *Fault Location on Power Networks*. Springer London 2010.
- [46] Siwiński J.: *Układy przełączające w automatyce*. WNT, Warszawa, 1980.

- [47] Smolarczyk A.: Wymagania stawiane lokalizatorom impedancyjnym oraz funkcje w nich dostępne na przykładzie lokalizatora Benloc32. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2008, nr 2.
- [48] Smolarczyk A.: Nowoczesny systemy rejestracji zakłóceń. Budowa fizyczna i oprogramowanie na przykładzie rejestratora typu BEN 6000. Część 1. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2006, nr 3.
- [49] Smolarczyk A.: Nowoczesny systemy rejestracji zakłóceń. Stosowane kryteria pobudzeń i metody ich badania na przykładzie rejestratora typu BEN 6000. Część2. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2006, nr 4.
- [50] Standardowe Specyfikacje Techniczne „Rejestrator zakłóceń sieciowych”. Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, PSE-SF.DR-NN/2012r.
- [51] Szafran J., Wiszniewski A.: Algorytmy pomiarowe i decyzyjne cyfrowej automatyki elektroenergetycznej. WNT, Warszawa, 2001.
- [52] Szaniawski W.: Automatykacja stacji energetycznej SN w oparciu o zabezpieczenia wykorzystujące kolizyjną magistralę łączności. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2008n, nr 9.
- [53] Szymaniec S.: Doświadczenia w stosowaniu czujników antenowych do pomiaru wyładowań niezupełnych silników. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2009 nr 2.
- [54] Szücs J.: *Telemechanika w energetyce*. WKŁ. Warszawa, 1965.
- [55] Szwecier W., Smolarczyk A.: Porównanie wybranych metod lokalizacji miejsca zwarcia. *Przegląd Elektrotechniczny*, 2003, nr 2.
- [56] Talaga M.: Wiza rozwoju rejestratorów zakłóceń. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2006, nr 3.
- [57] Talaga M., Kochel Z.: Badania dopuszczające systemy rejestracji i analizy zakłóceń do stosowania w KSE. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2010, nr 2.
- [58] Talaga M., Melecki T., Bialik T.: System rejestracji i analizy zdarzeń i zakłóceń w urządzeniach elektroenergetycznych, na przykładzie konkretnych aplikacji, Seminarium IX, *Automatyka elektroenergetyczna-problematyka eksploatacji i modernizacji*, 2004.
- [59] Tarczyński W., Żurek A.: Odcinkowa lokalizacja miejsca doziemienia w liniach napowietrznych SN. *Wiadomości Elektrotechniczne* nr 5/2005.
- [60] Wądołowski M.: Nowoczesne narzędzie lokalizacji zwarć w sieciach średnich napięć. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2004 nr 9.
- [61] Węgrzyn R.: MICOM P594 jako element synchronizacji urządzeń cyfrowych w systemach elektroenergetycznych. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2009, nr 1.
- [62] Winkler W., Wiszniewski A.: *Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych*. WNT, Warszawa, 1999, 2004.
- [63] Wiszniewski A.: *Algorytmy pomiarów cyfrowych w automatyce elektroenergetycznej*. WNT, Warszawa, 1990.

- [64] Woliński K., Wróblewski J.: Krajowi producenci urządzeń automatyki elektroenergetycznej. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2000, nr 3.
- [65] Wróblewski J.: Zespoły elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. WNT, Warszawa, 1993.
- [66] Wyrzykowska S.: Pomiary i automatyka w elektroenergetycznych sieciach przemysłowych. *Projektowanie*. WNT. Warszawa, 1988.
- [67] Żydanowicz J.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa*. T. 1-3. WNT, Warszawa, 1979-1988.

## 4. Automatyka zabezpieczeniowa linii elektroenergetycznych

### 4.1. Zakłócenia w pracy linii

Linie elektroenergetyczne, występujące w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, dzieli się na przesyłowe, przesyłowo-rozdzielcze i rozdzielcze.

Linie przesyłowe o najwyższych napięciach NN (220 i 400 kV) i ultrawysokim UWN (750 kV i wyższych) wyprowadzają moc z elektrowni i przesyłają ją na znaczne niekiedy odległości. Pracują one zwykle w sieciach przesyłowych zamkniętych. Linie o napięciu 110kV mogą spełniać rolę linii przesyłowych i rozdzielczych.

Linie rozdzielcze średniego napięcia (15, 20 i 30kV, najczęściej 15kV) są zasilane z sieci przesyłowo – rozdzielczej o wyższym napięciu. Linie te pracują w sieciach zasilanych jednostronnie (promieniowych i w układach pętlowych) lub czasami zasilanych dwustronnie. Mogą do nich być podłączane lokalne źródła energii: małe elektrownie wodne i elektrociepłownie przemysłowe oraz inne lokalne źródła tzw. generacji rozproszonej.

W sieciach przemysłowych i w sieciach potrzeb własnych w elektrowniach zawodowych występują linie o napięciu 6 i 10kV.

Zakłócenia w liniach elektroenergetycznych stanowią około 74% wszystkich zakłóceń występujących w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Zakłócenia te można podzielić na:

- zaburzenia (zwarcia i praca niepełnofazowa), które nie mogą być utrzymywane przez dłuższy czas i powinny być przez urządzenia zabezpieczające wyłączone samoczynnie w odpowiednio krótkim czasie;
- zagrożenia (przeciążenia cieplne i ferorezonans), które mogą być tolerowane czasowo.

Zwarcia są najgroźniejszym i najczęściej występującym zaburzeniem w systemie elektroenergetycznym. Występują następujące rodzaje zwarć:

- a/ symetryczne i niesymetryczne – ze względu na symetrię prądów i napięć;
- b/ trój-, dwu-, i jednofazowe – ze względu na liczbę faz objętych zwarcie;
- c/ pojedyncze i wielokrotne – ze względu na liczbę jednocześnie występujących zwarć;
- d/ bezpośrednie i pośrednie – ze względu na sposób połączenia w miejscu zwarcia.

Do najważniejszych elektrycznych przyczyn występowania zwarć należą: wyładowania atmosferyczne i przebiegi atmosferyczne, błędne manipulacje łączeniowe wykonane przez obsługę, długotrwałe przeciążenie ruchowe, termiczne i dynamiczne oddziaływanie prądu i łuku zwarciovego, przebiegi zwarciovowe, łączeniowe i rezonansowe.

Do najważniejszych nieelektrycznych przyczyn występowania zwarć należą: osłabienie wytrzymałości elektrycznej izolacji, zmniejszenie wytrzymałości mechanicznej, zagrożenie klimatyczne przez wysoką i niską temperaturę otoczenia, zagrożenie geologiczne wskutek szkód górniczych, trzęsienia ziemi, wady i błędy produkcyjne oraz montażowe urządzeń energetycznych, zagrożenia wywołane przez rośliny i zwierzęta, szkody wywołane przez ludzi w wyniku nieostrożnego lub niefachowego obchodzenia się z urządzeniami energetycznymi.

Do bezpośrednich skutków zwarć należą: nieszczęśliwe wypadki z ludźmi (porażenia, poparzenia), uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń energetycznych, kołysania mocy i zachwianie równowagi pracy systemu elektroenergetycznego oraz przerwy w zasilaniu odbiorców energią elektryczną.

Niszczące działanie prądu zwarciovego zależy od jego wartości (im bliżej źródła zasilania, tym ta wartość jest większa) i czasu trwania zwarcia.

Częstość występowania zwarć w sieciach elektroenergetycznych zależy w dużym stopniu od wartości napięcia. Większa liczba zwarć przypada na sieci niższych napięć niż na sieci wyższych napięć. Np. dla linii średniego napięcia liczba zwarć wynosi (10 – 20) na rok i 100 km, dla linii 110 kV – (7 – 9) na rok i 100 km, dla linii 220 kV – (3 – 5) na rok i 100 km, dla linii 400 kV – (1 – 3) na rok i 100 km [34, 78, 87]. Większa częstość występowania zwarć w sieciach niższych napięć wynika z większej ich wrażliwości na przebiegi atmosferyczne. Niezależnie od wartości napięcia linii zwarcia jednofazowe doziemne stanowią od 70 do 90% wszystkich występujących w sieciach rodzajów zwarć [87]. Zakłócenia w liniach stanowią około 74% wszystkich awarii występujących w systemie elektroenergetycznym [38] (w częściach elektrycznych stacji około 15%, a w urządzeniach mechanicznych i cieplnych około 14%).

W Polsce sieci o napięciu 400, 220 i 110kV pracują ze skutecznie uzziemionym punktem neutralnym. W takich sieciach podczas zwarcia doziemnego jednej z faz zapewnione jest ograniczenie wartości napięć względem ziemi pozostałych dwóch faz, Stosunek wartości tych napięć do wartości napięcia znamionowego międzyprzewodowego nie powinien przekraczać 1,3 (sieć 400 i 220kV) i 1,4 (sieć 110kV). Aby spełnić to wymaganie konieczne jest utrzymanie w sieci odpowiednio ograniczonych z góry stosunków pomiędzy wartościami, rezystancji ( $R_0$ ) i reaktancji ( $X_0$ ) dla składowej symetrycznej zerowej a reaktancją ( $X_1$ ) dla składowej symetrycznej zgodnej. Iloraz wartości reaktancji  $X_0/X_1$  jest odpowiednio ograniczany z dołu, dzięki czemu to w dowolnym punkcie sieci wartość prądu zwarcia trójfazowego jest większa od wartości prądu zwarcia jednofazowego.

W sieciach średnich napięć punkt neutralny ten jest izolowany od ziemi lub uziemiony przez reaktancję lub/i rezystancję. Sposób pracy punktu neutralnego sieci decyduje o wartości prądu ziemnozwarciowego. Ponieważ w sieciach średnich napięć punkt ten nie jest bezpośrednio uziemiony, wartości prądu zwarcia doziemnego są znacznie mniejsze (zwarcia małoprądowe) od wartości prądów występujących przy zwarciach międzyfazowych (zwarcia wieloprądowe).

Za zwarcia wieloprądowe uznaje się te zwarcia, którym towarzyszą przetężenia prądowe o wartościach wielokrotnie przekraczających znamionowe wartości prądów lub dopuszczalne obciążenia długotrwałe elementów systemu elektroenergetycznego.

Praca niepełnofazowa linii elektroenergetycznych powoduje wystąpienie asymetrycznego obciążenia prądowego linii oraz generatorów i silników elektrycznych. Taki stan pracy może spowodować przeciążenia cieplne tych elementów systemu elektroenergetycznego, a także zachwianie równowagi pracy tego systemu.

Przeciążenia cieplne linii elektroenergetycznej powodują zmniejszenie wytrzymałości mechanicznej przewodów, co może doprowadzić do wystąpienia uszkodzeń tych przewodów.

Wystąpieniu w sieci zjawiska ferorezonansu towarzyszą przepięcia napięciowe i/lub przetężenia prądowe, które mogą spowodować uszkodzenie elementów układu elektroenergetycznego, np. przekładników napięciowych.

## **4.2. Rodzaje stosowanej automatyki zabezpieczeniowej linii**

Ogólne wymagania techniczne i zalecenia dotyczące zastosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, w sieciach przesyłowych i rozdzielczych, zostały podane w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4.05.2007 [Dz. U. 2007 nr 93, poz.623]. W rozporządzeniu tym podano zakłócenia w pracy elementów systemu elektroenergetycznego na które powinny reagować zastosowane zabezpieczenia, a także wymagania dotyczące czasów i selektywności działania tych zabezpieczeń.

Szczegółowe wymagania techniczne i zalecenia dotyczące układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń z nią współpracujących zawarte są w instrukcjach opracowywanych przez operatorów systemów elektroenergetycznych, przesyłowego (IRiESP) i dystrybucyjnych (IRiESD).

W trakcie wyboru wyposażenia elementu układu elektroenergetycznego w urządzenia automatyki zabezpieczeniowej należy, między innymi [PSE]:

- uwzględnić wymagania zawarte w obowiązującym rozporządzeniu ministra gospodarki oraz w instrukcjach eksploatacji IRiESP i IRiESD,



- dokonać wyboru zabezpieczeń spełniających te wymagania i przeprowadzić analizę poprawności takiego ich doboru oraz wprowadzić ewentualne korekty;
- ustalić wymagania dotyczące konfiguracji urządzeń zabezpieczeniowych i ich powiązania z obwodami wtórnymi.

Przy doborze nastaw zabezpieczeń elektroenergetycznych należy dążyć do uzyskania minimalnych czasów ich działania przy zachowanej maksymalnej czułości i selektywności, także przy wykorzystaniu możliwości wzajemnego rezerwowania się zabezpieczeń.

Podstawą do przygotowania nastaw elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (nadprądowej, napięciowej, odległościowej, ziemnozwarciowej, kontroli synchronizmu, ARNE, ARST, APP, APKO, SCO) są wyniki obliczeń zwarciovych i rozptywowych.

Obliczenia zwarciove polegają na wyznaczeniu wartości prądów zwarciovych i napięć w wybranych węzłach oraz wartości impedancji i innych parametrów, które są niezbędne dla doboru nastawień i przy analizie warunków pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Ze względu na dużą liczbę danych oraz możliwość różnych konfiguracji sieci do tych obliczeń obecnie używa się programów komputerowych (np. SHORTS, PLANS, SCC, PSLF).

W zakresie obliczeń zwarciovych obowiązują następujące normy:

- PN-EN 60865-1:2002 (U): Obliczanie skutków prądów zwarciovych. Część 1: Definicje i metody obliczania;
- PN-EN 60909-0:2002 (U): Prądy zwarciove w sieciach trójfazowych prądu przemiennego. Część 0: Obliczanie prądów;
- PN-EN 60909-3:2004 (U): Prądy zwarciove w sieciach trójfazowych prądu przemiennego. Część 3: Prądy podwójnych, jednoczesnych i niezależnych, zwarć doziemnych i częściowe prądy zwarciove płynące w ziemi.

Wybór rodzajów zabezpieczeń stosowanych do wykrywania określonego rodzaju zakłócenia w linii elektroenergetycznej zależy głównie od następujących czynników [87]:

- znaczenia linii dla ciągłości zasilania i pewności pracy układu elektroenergetycznego (szybkość i niezawodność eliminacji zakłóceń w celu zapobiegania rozwojowi awarii);
- rodzaju sieci, w której pracuje linia (inne sposoby uzyskiwania selektywności działania zabezpieczeń w sieci promieniowej i zamkniętej);
- sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci, w której dana linia pracuje (inne sposoby identyfikacji zwarć doziemnych),
- poziomu mocy zwarciovych w sieci i wynikających stąd zagrożeń (szybkie wyłączenie zwarć).

Linie przesyłowe wyposaża się w zabezpieczenia od skutków zwarć (wielkopiędowych), przeciężeń, wzrostu napięcia, w automatykę SPZ oraz lokalizatory miejsca zwarcia i rejestratory zakłóceń. Zalecane przez Instytut Energetyki wyposażenie w automatykę zabezpieczeniową tych linii zestawiono w tablicy 4.1.

Tablica 4.1. Wyposażenie linii przesyłowych w elektroenergetyczną w automatykę zabezpieczeniową, zalecane przez Instytut Energetyki w Warszawie [61]

Rodzaj automatyki zabezpieczeniowej		Rodzaj linii			
		Przesyłowe		Inne niż przesyłowe	
		400 i 220 kV	110 kV	220 kV	110 kV
Zabezpieczenie podstawowe	Odległościowe	x <sup>1)</sup>	x	x <sup>4)</sup>	x <sup>4)</sup>
	Różnicowe lub porównawczofazowe	x <sup>1)</sup>	x		
Zabezpieczenie rezerwowe ziemnozwarciowe		x	x	x	
Zabezpieczenie przeciężeniowe		x <sup>2)</sup>	-	x <sup>2)</sup>	-
Zabezpieczenie nadnapięciowe		x <sup>3)</sup>	-	x <sup>3)</sup>	-
Zabezpieczenie od zwarć między wyłącznikiem a przekładnikiem prądowym		x	-	x	-
Automatyka SPZ		x	x	x	x
Lokalizator miejsca zwarcia		x	x	x	
Rejestrator zakłóceń		x	x	x	

Oznaczenia: 1) preferowane rozwiązanie dwóch zabezpieczeń podstawowych; możliwe są inne (np. dwa odległościowe), 2) należy stosować, gdy mogą wystąpić stany przeciężeniowe, 3) należy stosować, jeśli istnieje możliwość wzrostu napięcia o 5% powyżej  $U_n$  i 4) można zastosować odległościowe lub porównawczoprądowe rozszerzone o funkcje odległościowe.

Linie średniego napięcia wyposaża się w zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych (wielkopiędowych) i doziemnych (małopiędowych) oraz od przeciężeń. Typowe wyposażenie tych linii w zabezpieczenia zestawiono w tablicy 4.2.

Tablica 4.2. Typowe wyposażenie linii średnich napięć w zabezpieczenia elektroenergetyczne

Rodzaj zakłóceń	Rodzaj linii	
	Jednostronnie zasilana	Dwustronnie zasilana
Zwarcie wielkopiędowe	Nadprądowe (bezpieczniki topikowe, wyzwalacze, przekaźnikowe zwłoczne i bezzwłoczne) lub odległościowe	Nadprądowe zwłoczne i bezzwłoczne z blokadą kierunkową lub odległościowe, czasami uzupełnione różnicowym wzdłużnym
Zwarcie małopiędowe	Ziemnozwarciowe (dostosowane do sposobu pracy punktu neutralnego sieci)	Ziemnozwarciowe z blokadą kierunkową (dostosowane do sposobu pracy punktu neutralnego sieci)
Przeciężenie cieplne	W razie potrzeby	W razie potrzeby

Linie te wyposaża się także w automatykę SPZ, automatykę SCO i SPZ po SCO, automatykę LRW oraz rejestratory zakłóceń i zdarzeń.

W sieciach średnich napięć coraz częściej stosuje się tzw. reklozery. Reklozer składa się z wyłącznika i rozbudowanego układu automatyki zabezpieczeniowej. Może on być elementem stacji (w polu zasilającym linię) lub elementem linii elektroenergetycznej.

### **4.3. Zabezpieczenia do wykrywania zwarcć wielkoprądowych**

#### **4.3.1. Prądy i napięcia występujące podczas zwarcć**

W ogólnym przypadku podczas zwarcć wielkoprądowych mogą wystąpić następujące zmiany dotyczące prądów i napięć:

- ich wartości mogą znacznie odbiegać od wartości znamionowych;
- przebiegi przejściowe prądu zawierają zwykle składowe okresowe (ustalone i przejściowe) oraz nieokresowe (przejściowe),
- przy zwarciach niesymetrycznych w ich przebiegach ustalonych wystąpią obok składowej zgodnej inne składowe symetryczne;
- przebiegi ustalone prądów i napięć mogą być odkształcone z powodu występowania wyższych harmonicznych wywołanych nieliniowością, a czasami niestacjonarnością impedancji w miejscu zwarcia.

Występujące podczas tych zwarcć prądy wielokrotnie przekraczają wartości znamionowe (długotrwale dopuszczalne). Wywołują one znaczne spadki napięcia w sieci w pobliżu miejsca zwarcia, zagrażające prawidłowej pracy układu elektroenergetycznego.

Przebiegi przejściowe prądu podczas zwarcia na zaciskach generatora zawierają następujące składowe [87]: okresową ustaloną, dwie okresowe przejściowe (główną i wstępną) oraz nieokresową. Składowa okresowa ustalona zależy od napięcia źródłowego oraz impedancji w stanie ustalonym. Składowa okresowa przejściowa główna i wstępna spowodowane są zmiennością reaktancji wewnętrznych generatora synchronicznego w początkowym okresie zwarcia (stałe czasowe zanikania: głównej – od 0,01 do 0,05s, wstępnej – od 0,35 do 3,3s). Składowa nieokresowa prądu zwarcia zależy od stosunku indukcyjności do rezystancji obwodu zwarciego (stałe czasowe zanikania: dla generatorów – od 0,02s do 0,8s, dla linii – około 0,5s). Wpływ składowych okresowych przejściowych, głównej i wstępnej, na przebiegi przejściowe prądów zwarcć oddalonych na zacisków generatora jest nieznaczący [87].

Przy analizie pracy zabezpieczeń linii elektroenergetycznych przyjmuje się zwykle, że prąd zwarciový ma tylko dwie składowe: okresowá ustalóná i nieokresowá. Wtedy zależność na prąd zwarcia trójfazowego ma postać

$$i = I_m [\cos \alpha \cdot \exp(-\frac{t}{T_p}) - \cos(\omega t + \alpha)], \quad (4.1)$$

jeżeli zwarcie wystąpiło w chwili  $t=0$  przy sile elektromotorycznej źródła

$$e = E_m \cos(\omega t + \beta),$$

przy czym  $I_m = \frac{E_m}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}}$ ,  $T_p = L/R$ ,  $\alpha = \pi + \beta - \arctg(\omega T_p)$ ,

gdzie:  $I_m$  – moduł okresowej ustalonej prądu zwarcia,  $E_m$  – moduł siły elektromotorycznej źródła,  $L$  i  $R$  – indukcyjność i rezystancja obwodu zwarciového,  $\beta$  – kąt fazowy sem, przy którym wystąpiło zwarcie i  $T_p$  – stała czasowa obwodu zwarcia.

Zależności opisujące przebiegi przejściowe prądów zwarć wielkoprądowych w obwodach z pojemnością, nieliniowá indukcyjnością oraz w liniach z parametrami rozłożonymi są bardziej skomplikowane i do ich odwzorowania stosuje się technikę komputerowá.

Do analizy przebiegów prądów i napięć podczas zwarcia stosuje się obecnie powszechnie pakiet oprogramowania komputerowego EMTP z przystawká do wizualizacji przebiegów ATP. Umożliwia on zamodelowanie i przeprowadzenie dokładnych obliczeń prądów i napięć (przejściowych i ustalonych) występujących podczas zwarć dla różnych układów elektroenergetycznych. Innym programem, podobnym do programu EMTP, jest program NETOMAC (ang. Network Torsion Machine Control), którego właścicielem i dystrybutorem jest firma Siemens.

Każdy rodzaj zwarcia charakteryzuje się wystąpieniem określonych składowych symetrycznych prądów i napięć w miejscu zwarcia:

- podczas zwarcia trójfazowego występują tylko składowe zgodne,
- przy zwarciu dwufazowym bez udziału ziemi są zarówno składowe zgodne jak i przeciwne,
- podczas zwarć z udziałem ziemi, występują wszystkie składowe symetryczne.

W przypadku prostych układów elektroenergetycznych (np. dla odcinka linii) wygodnie jest posługiwać się trójfazowym schematem zastępczym opartym na zastosowaniu składowych symetrycznych [87]. Dowolny odcinek linii jednotorowej (rys. 4.1a), symetrycznej pod względem indukcyjnym i pojemnościowym można zastąpić schematem zastępczym (rys. 4.1b) pod warunkiem zachowania takiego samego rozptyłu prądów w tym odcinku.

Zależność na spadek napięcia na tym odcinku, wyrażona za pomocą składowych symetrycznych, ma postać

$$\underline{U}_{az} = \underline{U}_{ma} - \underline{U}_{na} = \underline{I}_1 \cdot \underline{Z}_1 + \underline{I}_2 \cdot \underline{Z}_2 + \underline{I}_0 \cdot \underline{Z}_0, \quad (4.2)$$

ponieważ dla linii

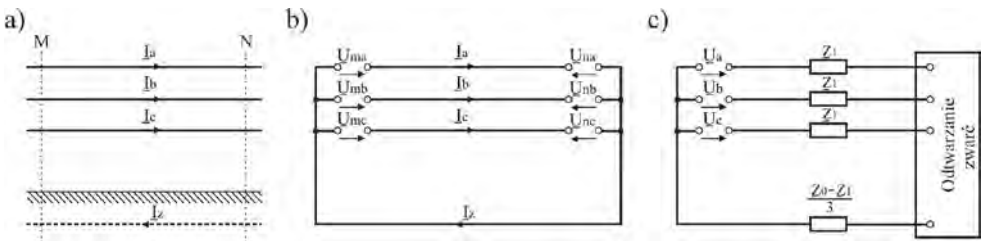
$$\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2, \quad \underline{I}_a = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_0 \quad \text{i} \quad \underline{I}_0 = \frac{\underline{I}_z}{3} = \frac{\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c}{3},$$

z przekształcenia zależności (4.2) otrzyma się wyrażenie

$$\underline{U}_{az} = \underline{I}_a \cdot \underline{Z}_1 + \underline{I}_z \cdot \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3}, \quad (4.3)$$

gdzie:  $\underline{U}_{ma}$ ,  $\underline{U}_{na}$ ,  $\underline{U}_{mb}$ ,  $\underline{U}_{nb}$ ,  $\underline{U}_{mc}$  i  $\underline{U}_{nc}$  – napięcia źródłowe doprowadzone do poszczególnych faz w punktach M i N,  $\underline{I}_a$ ,  $\underline{I}_b$ ,  $\underline{I}_c$  i  $\underline{I}_z$  – prądy fazowe i prąd ziemnopowrotny, płynące w odcinku linii oraz  $\underline{I}_1$ ,  $\underline{I}_2$  i  $\underline{I}_0$  – prądy składowych symetrycznych: zgodnej, przeciwnej i zerowej.

Postać wzoru (4.3) wskazuje na możliwość zastąpienia odcinka linii (rys. 4.1a) modelem przedstawionym na rys. 4.1c. Na tym modelu można odwzorowywać różnego rodzaju zwarcia symetryczne i niesymetryczne, bezpośrednio i pośrednio, obliczać wartości tych prądów a także wartości napięć w miejscu zainstalowania przekąźnika.



Rys.4.1.Odcinek linii jednotorowej: a) schemat włączenia do układu w granicach MN, b) schemat zastępczy i c) model impedancyjny

Impedancje linii elektroenergetycznych dla składowych symetrycznych zgodnych i przeciwnych są sobie równe. Przy wyznaczaniu prądów zwarcia w liniach elektroenergetycznych można więc przyjmować  $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2$ . Przy zwarciach w pobliżu generatorów synchronicznych (dla których  $\underline{Z}_1 > \underline{Z}_2$ ) należy stosować wzory uwzględniające ich różne wartości.

Reaktancja linii elektroenergetycznej dla składowej symetrycznej zerowej  $X_0$  zależy od parametrów konstrukcyjnych linii, zwłaszcza od odległości do przewodu

ziemnopowrotnego, istnienia i rozmieszczenia przewodów odgromowych oraz od liczby torów równoległych linii.

Dla linii napowietrznych wartości stosunków  $X_0 / X_1$  kształtują się następująco: 1-torowych bez przewodów odgromowych 3,5, a z przewodami do 3; 2-torowe bez przewodów odgromowych 5,5, a z przewodami 3,0. Dla kabli trójżyłowych stosunek ten wynosi od 3,5 do 4,6, a dla jednożyłowych od 1,0 do 1,1.

Rezystancja linii elektroenergetycznej dla składowej symetrycznej zerowej  $R_0$  zależy od rezystancji przewodu fazowego (i ewentualnie odgromowego) oraz od rezystancji przejścia przez ziemię  $R_z$ . Rezystancja przejścia przez ziemię zależy od długości tego przejścia i częstotliwości prądu. Przy częstotliwości 50Hz rezystancja jednostkowa ziemi wynosi od 0,05 do 0,1  $\Omega/\text{km}$  (większe wartości dla gruntu niejednorodnego).

Wzory do obliczenia wartości prądu ustalonego przy bezpośrednich zwarciaach symetrycznych i niesymetrycznych w linii podano w tablicy 4.3.

**Tablica 4.3.** Wzory do obliczania wartości prądu zwarcioowego ustalonego w linii

Rodzaj zwarcia	Wzór	Rodzaj zwarcia	Wzór
Trójfazowe	$\frac{cU_N}{\sqrt{3} \cdot Z_1}$	Dwufazowe z ziemią Prąd spływający do ziemi	$\frac{c\sqrt{3}U_N}{Z_1 + 2Z_0}$
Dwufazowe	$\frac{cU_N}{Z_1 + Z_2}$	Jednofazowe	$\frac{c\sqrt{3}U_N}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$
Oznaczenia: $U_N$ – międzyfazowe napięcie znamionowe, $Z_1, Z_2, Z_0$ – impedancje składowych symetrycznych, zgodnej, przeciwnej i zerowej sieci widziane z miejsca zwarcia, $c$ – współczynnik wynoszący 0,95 dla minimalnej wartości prądu początkowego i 1,1 dla maksymalnej wartości tego prądu.			

Wzory do obliczeń wartości składowych symetrycznych prądów i napięć występujących w punkcie zwarciowym przy bezpośrednich, symetrycznych i niesymetrycznych zwarciaach w linii podano w tablicy 4.4.

Większość zwarć w sieciach stanowią zwarcia pośrednie z rezystancją przejścia w punkcie zwarcia. Przy zwarciaach międzyfazowych jest to zwykle rezystancja łuku, a w przypadku zwarć doziemnych rezystancja przejścia do ziemi.

Rezystancja łuku zwarcioowego jest niewielka w kablach, a dość znaczna w liniach napowietrznych. Rezystancja łuku ma charakter nieliniowy, zależny od wartości chwilowych prądu. W dużym uproszczeniu można przyjąć, że wartość rezystancji łuku jest proporcjonalna do długości łuku i odwrotnie proporcjonalna do prądu. W liniach napowietrznych długość łuku szybko wzrasta wskutek wiatru, konwekcji powietrza i oddziaływania sił dynamicznych.

Tablica 4.4. Wzory do obliczania wartości składowych symetrycznych prądów i napięć w punkcie zwarciovym

Składowa	Rodzaj zwarcia			
	Trójfazowe	Dwufazowe	Jednofazowe	Dwufazowe doziemne
$\underline{I}_1$	$\frac{cU_{Nr}}{\underline{Z}_1}$	$\frac{cU_{Nr}}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}$	$\frac{cU_{Nr}}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0}$	$\frac{cU_{Nr}(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_0)}{\underline{Z}_1\underline{Z}_2 + \underline{Z}_0(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2)}$
$\underline{I}_2$	0	$-\underline{I}_1$	$\underline{I}_1$	$-\underline{I}_1 \frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_2 + \underline{Z}_0}$
$\underline{I}_0$	0	0	$\underline{I}_1$	$-\underline{I}_1 \frac{\underline{Z}_2}{\underline{Z}_2 + \underline{Z}_0}$
$\underline{U}_1$	0	$\frac{cU_{Nr}\underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}$	$\frac{cU_{Nr}(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_0)}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0}$	$\frac{cU_{Nr}\underline{Z}_2\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1\underline{Z}_2 + \underline{Z}_0(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2)}$
$\underline{U}_2$	0	$\underline{U}_1$	$-\frac{cU_{Nr}\underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0}$	$\underline{U}_1$
$\underline{U}_0$	0	0	$-\frac{cU_{Nr}\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0}$	$\underline{U}_1$

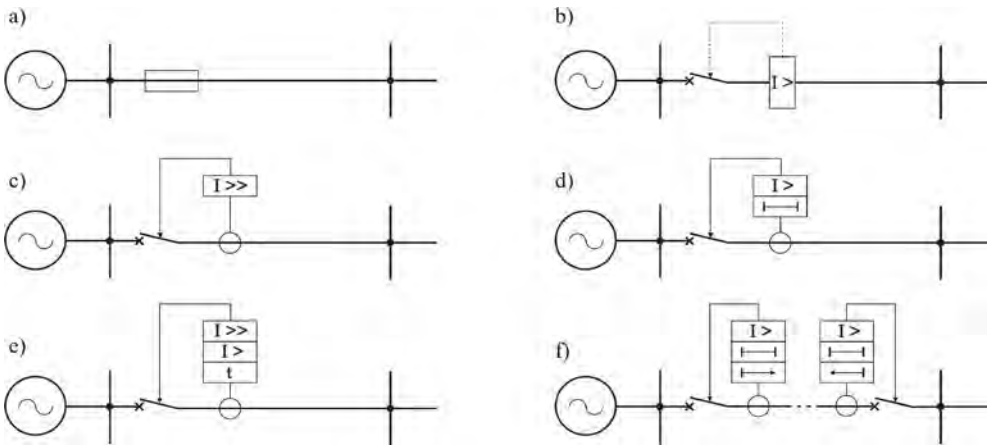
Oznaczenia:  $U_{Nr}$  – fazowe napięcie znamionowe,  $\underline{Z}_1$ ,  $\underline{Z}_2$ ,  $\underline{Z}_0$  – impedancje składowych symetrycznych, zgodnej, przeciwnej i zerowej sieci widziane z miejsca zwarcia,  $c$  – współczynnik wynoszący 0,95 dla minimalnej wartości prądu początkowego i 1,1 dla maksymalnej wartości tego prądu.

Rezystancja przejścia do ziemi w punkcie zwarcia (przewód leżący na ziemi) jest zazwyczaj duża i zależy od rodzaju i wilgotności gruntu lub śniegu. Wartość rezystancji przejścia do ziemi poprzez uziomy ochronne może wynosić od około 2 omów do 30 omów.

Zwarcia wieloprądowe w liniach elektroenergetycznych wykrywa się na podstawie pomiaru, w członach rozruchowych zabezpieczeń, jednej lub kilku następujących wartości: prądów fazowych, prądów składowych symetrycznych (przeciwnej i zerowej), napięć (fazowych i międzyfazowych) i ich składowych symetrycznych, impedancji ruchowej oraz prądów różnicowych.

### 4.3.2. Zabezpieczenia nadprądowe

Zabezpieczenie nadprądowe reagują na wzrost wartości prądu, przepływającego w linii podczas wystąpienia zwarcia wieloprądowego. Zabezpieczenie to można realizować (rys. 4.2): za pomocą bezpieczników topikowych (a), wyłączaczy pierwotnych (b) albo jako zabezpieczenie przekątnikowe: nadprądowe bezzwłoczne (c), nadprądowe zwłoczne (d), nadprądowe zwłoczne z członem bezzwłocznym (e) oraz nadprądowe zwłoczne z blokadą kierunkową (f).



Rys. 4.2. Sposoby realizacji zabezpieczenia nadprądowego linii elektroenergetycznej

### Bezpieczniki topikowe lub wyzwalacze pierwotne

Bezpieczniki topikowe (wielkiej mocy lub gazowymuchowe) można stosować jako zabezpieczenie od skutków zwarcí wielkoprądowych w liniach średniego napięcia, jeżeli są spełnione następujące warunki:

- bezpiecznik posiada odpowiednie napięcie znamionowe i wytrzymałość na spodziewane przepięcia łączeniowe,
- moc zwarciova dla  $t=0,1s$  za bezpiecznikami jest mniejsza od mocy wyłączalnej bezpieczników,
- prąd znamionowy wkładki topikowej jest większy od półtorakrotnej wartości prądu znamionowego linii,
- zapewnia się wybiórcze działanie zabezpieczenia.

Gdy te warunki nie są spełnione, można zastosować wyzwalacze pierwotne współpracujące z wyłącznikiem. Wyzwalacze i wyłącznik powinny być dobrane pod względem wytrzymałości zwarciovej. Wyzwalacze pierwotne wysokonapięciowe wykonywane są jako jednofazowe urządzenia (dawniej elektromagnetyczne obecnie elektroniczne) instaluje się na izolatorze przepustowym wyłącznika. Wyłączenie wyłącznika następuje poprzez drążek izolacyjny oddziaływujący na zapadkę ryglującą zamek wyłącznika. Wyzwalacz taki posiada następujące nastawialne człony nadprądowe: bezzwłoczny i zwłoczny z charakterystykami – niezależną i zależną.

Wartość prądu rozruchowego członu zwłocznego wyzwalacza winna spełniać następujące warunki

$$I_r \geq \frac{k_b I_{nl}}{k_p} \quad \text{i} \quad \frac{I_{p\min}}{I_r} \geq k_c, \quad (4.4)$$



gdzie:  $I_{nl}$  – wartość dopuszczalnego prądu obciążenia linii,  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa (od 1,2 do 1,6),  $k_p$  – współczynnik powrotu wyzwalacza,  $k_c$  – współczynnik czułości zabezpieczenia (równy 1,5),  $I_{pmin}$  – najmniejsza wartość składowej okresowej początkowej prądu zwarciovego płynącego przez transformator po stronie zasilania przy jedno- lub dwufazowym zwarciu po stronie dolnego napięcia.

Dobry czas zwłoki członu zwłocznego wyzwalacza ( $t \leq 0,5s$ ) winien zapewnić wybiórcze działanie zabezpieczenia. Wartość prądu rozruchowego członu bezzwłocznego wyzwalacza dobiera się z przedziału  $(3 \div 6)I_{nl}$ .

Bezpieczników i wyzwalaczy pierwotnych nie można stosować, jeżeli w sąsiednich elementach sieci, dalszych od źródeł energii, zastosowane są zabezpieczenia przekaźnikowe.

### Zabezpieczenia nadprądowe bezzwłoczne

Wybiórczość działania zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego uzyskuje się dzięki nastawieniu takiej wartości prądu rozruchowego, która zapewni niereagowanie zabezpieczenia na zwarcia na końcu zabezpieczanego odcinka linii (rys. 4.2c). Czas działania tego zabezpieczenia może być czasem własnym lub celowo wprowadzonym opóźnieniem (0,05÷0,30) s, np. w celu skoordynowania jego działania z bezpiecznikami topikowymi po stronie wysokiego napięcia w sieciach stacjach transformatorowych SN/nN.

Wartość rozruchowa prądu rozruchowego tego zabezpieczenia powinna spełniać następujący warunek

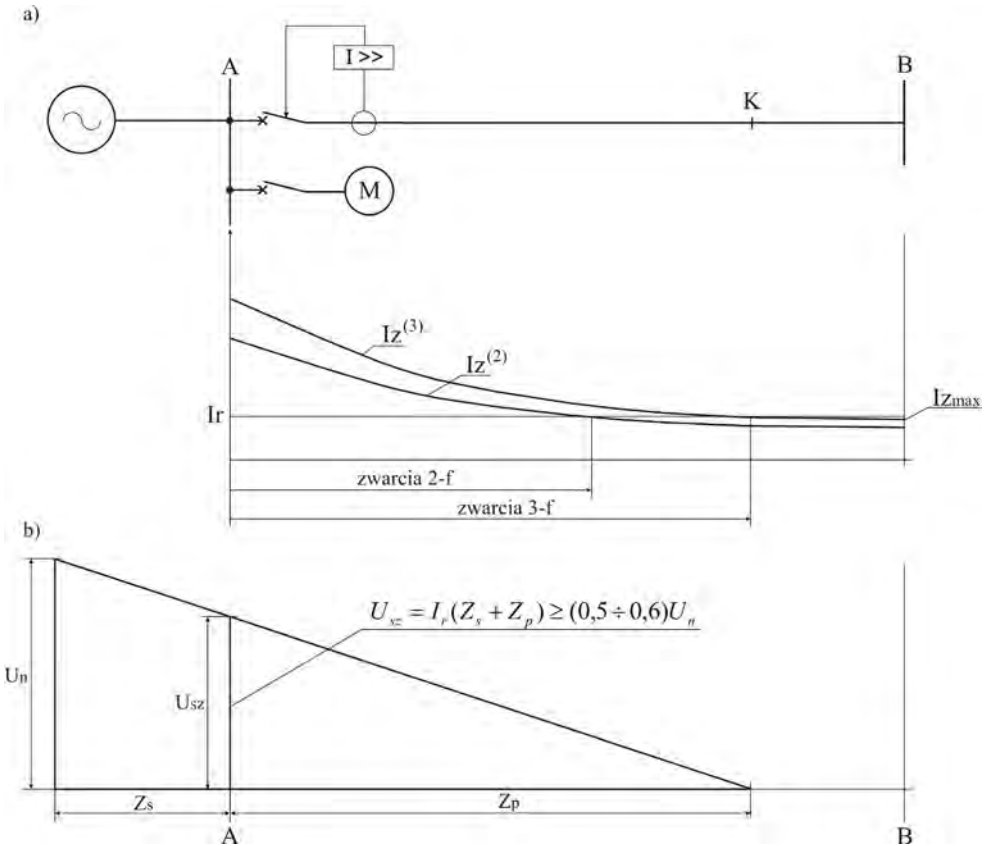
$$I_r \geq \frac{k_b I_{zmax}}{n_i}, \quad (4.5)$$

gdzie:  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa przyjmowany w granicach 1,2÷1,6 (mniejsze wartości stosowane są przy zabezpieczeniach z czasem opóźnienia 0,2÷0,3 s, większe dla zabezpieczeń z czasem opóźnienia 0,05÷0,1 s,  $I_{zmax}$  – największa wartość prądu zwarcia trójfazowego na końcu danego odcinka linii,  $n_i$  – przekładnia znamionowa przekładników prądowych.

Zaleca się dobierać taką wartość prądu rozruchowego  $I_r$  zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego, aby to zabezpieczenie wyłączało wszystkie te zwarcia trójfazowe w linii, które powodują obniżanie się wartości napięcia na szynach zbiorczych  $U_{sz}$  poniżej (50 ÷ 60)% napięcia znamionowego. Dzięki temu zapobiegnie się utknięciom silników asynchronicznych zasilanych z tych szyn zbiorczych lub ich wyłączeniom przez zabezpieczenie podnapięciowe zwłoczne. Kształ-

owanie się napięcia w linii przy zwarceniu trójfazowym na końcu strefy działania zabezpieczenia przedstawiono na rys. 4.3b (przyjęto, że  $\arg Z_s = \arg Z_p$ ).

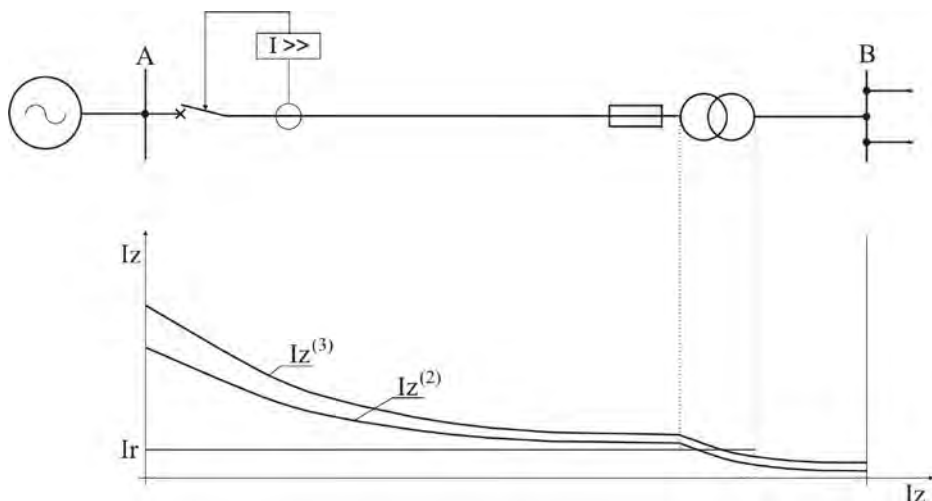
Wadą tego zabezpieczenia jest ograniczona strefa działania. Jest ona krótsza dla zwarc 2-fazowych niż dla zwarc trójfazowych, ponieważ wartości prądów zwarcia 2-fazowego są odpowiednio mniejsze od wartości prądów zwarcia trójfazowego w danym punkcie zwarcia. Te strefy działania ulegają też zmianie wraz ze zmianą impedancji układu elektroenergetycznego zasilającego linię promieniową.



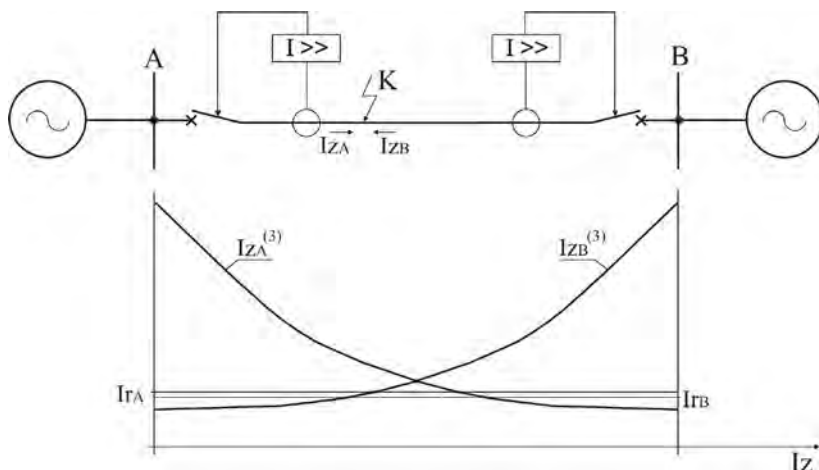
Rys. 4.3. Zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne linii elektroenergetycznej: a – zasada doboru wartości prądu rozruchowego, b – kształtowanie się napięcia w linii przy zwarceniu trójfazowym na końcu strefy działania zabezpieczenia (przyjęto  $\arg Z_s = \arg Z_p$ )

Gdy zabezpieczana linia pracuje w bloku z transformatorem, możliwy jest taki dobór wartości prądu rozruchowego, aby wykrywane były wszystkie zwarcia w linii i w części transformatora (rys. 4.4).

Zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne stosuje się w liniach zasilanych jednostronnie. W pewnych szczególnych przypadkach można zastosować to zabezpieczenie w odcinkach linii zasilanej dwustronnie (rys. 4.5). Wtedy strefy działania każdego z zabezpieczeń winny obejmować tylko ten odcinek [87].



Rys.4.4.Zasada doboru wartości prądu rozruchowego zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego linii pracującej w bloku z transformatorem



Rys. 4.5. Strefy działania zabezpieczeń nadprądowych bezzwłocznych w odcinku linii zasilanej dwustronnie

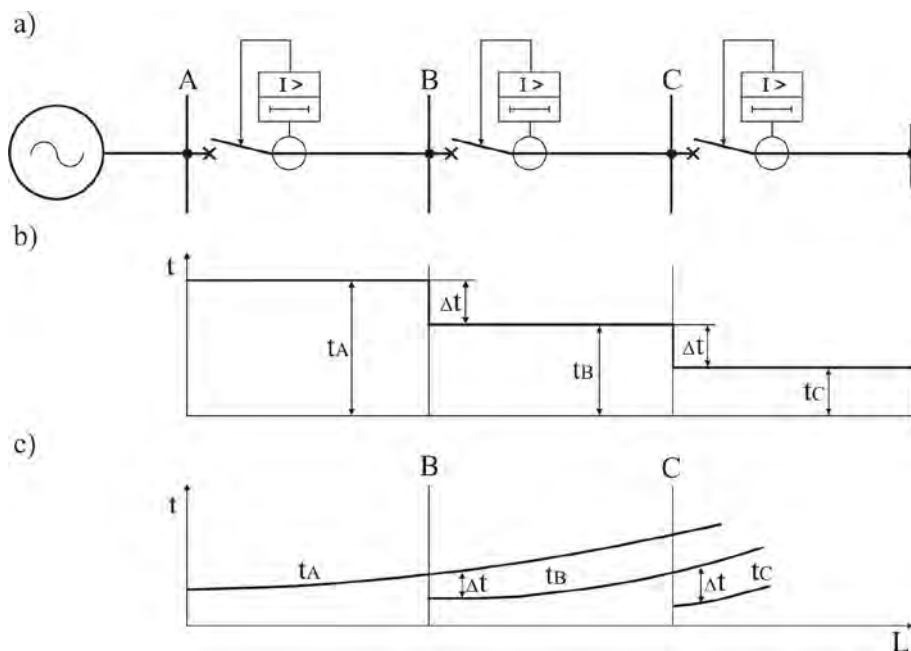
W zabezpieczeniach nadprądowych bezzwłocznych stosuje się zwykle układy połączeń obwodów wtórnych prądowych zapewniające jednakową czułość zabezpieczenia – niezależnie od rodzaju zwarcia. Do takich układów należą układy:

pełnej gwiazdy (wykrywane są zwarcia międzyfazowe i doziemne) i niepełnej gwiazdy (wykrywane są tylko zwarcia międzyfazowe).

### Zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne

Wybiórczość zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego uzyskuje się przez zastosowanie odpowiedniej zwłoki czasowej wynikającej z zasady stopniowania czasów działania w sąsiednich odcinkach linii elektroenergetycznej. Zabezpieczenie to reaguje na wzrost natężenia prądu, towarzyszący występowaniu zwarcia w chronionych odcinkach linii. Nie powinno ono być pobudzone przez maksymalne prądy robocze płynące w linii.

Ogólną zasadę zastosowania zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych w szeregowo połączonych odcinkach sieci promieniowej przedstawiono na rys. 4.6.



Rys.4.6. Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne o charakterystyce: schemat ideowy układu (a) oraz zasady stopniowania zwłok czasowych działania dla charakterystyk czasowo-prądowych, jednostopniowej niezależnej (b) i częściowo zależnej (c)

Czas działania zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego każdego odcinka jest dłuższy o czas stopniowania  $\Delta t_i$  od każdego z czasów działania zabezpieczeń odcinków sieci położonych dalej od źródła. Czas stopniowania powinien być jak najkrótszy. Minimalna wartość czasu stopniowania uwzględnia ujemne i dodatnie

błędy czasowe zabezpieczeń oraz czas wyłączenia wyłącznika. Czas ten zawiera się od 0,2 do 0,8 s, zwykle przyjmuje się 0,5 s.

Wartość prądu rozruchowego dobiera się tak, aby zapewnić zdalną rezerwę działania zabezpieczeń nadprądowych zwłoczących, tzn. każde zwarcie nie wyłączone przez zabezpieczenie podstawowe powinno być wyłączane, po czasie dłuższym o  $\Delta t_f$ , przez sąsiednie zabezpieczenie położone bliżej źródła zasilania.

Wartość prąd rozruchowego zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego linii powinna więc spełniać warunki dotyczące „odstrojenia” się od maksymalnych prądów roboczych i czułości reagowania na zwarcia dwufazowe w odcinku chronionym i sąsiednim. Wyrażane są one następującymi zależnościami

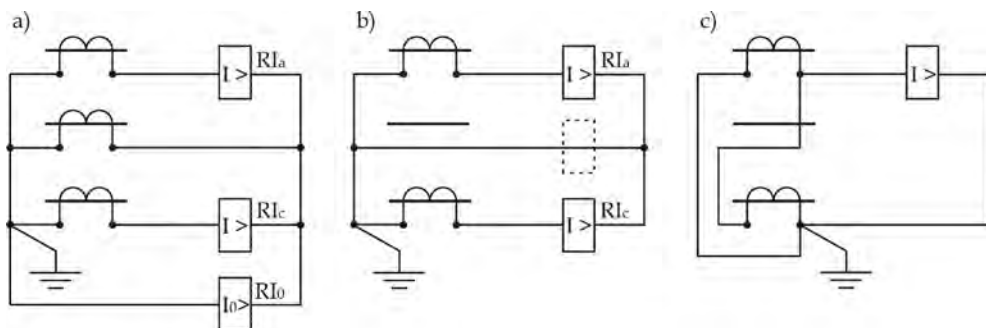
$$I_r \geq \frac{k_b k_r k_s I_{\max}}{k_p n_i} \quad \text{ i } \quad I_r \leq \frac{k_s I_{z\min}}{k_c n_i}, \quad (4.6)$$

gdzie:  $I_{\max}$  – prąd największego obciążenia zabezpieczanego odcinka linii,  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa (przyjmowany najczęściej w granicach 1,1÷1,2; dla zabezpieczeń cyfrowych 1,1÷1,15),  $k_r$  – współczynnik samorozruchu silników zasilanych z zabezpieczanego odcinka linii (zależnie od udziału obciążenia silnikowego w ogólnym obciążeniu zakres jego wartości wynosi od 1÷6),  $k_s$  – współczynnik schematowy (1 – przekładniki zasilane prądami fazowymi,  $\sqrt{3}$  – układ krzyżowy przekładników prądowych),  $k_p$  – współczynnik powrotu przekładników nadprądowych,  $n_i$  – przekładnia znamionowa przekładników prądowych,  $k_c$  – współczynnik czułości zabezpieczenia (dla zabezpieczenia podstawowego równy 1,5 a dla rezerwowego 1,2),  $I_{z\min}$  – najmniejsze wartości prądu zwarcia dwufazowego, dla zabezpieczenia podstawowego na końcu zabezpieczanej linii a dla rezerwowego końcu sąsiedniego odcinka o największej impedancji na od szyn zbiorczych.

Zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne o charakterystyce niezależnej (rys. 4.6b) charakteryzują się dużą prostotą układu i nastawienia oraz niezawodnością działania, wynikającą z zapewnianej rezerwy zdalnej. Poważną wadą tych zabezpieczeń jest długi czas wyłączenia zwarć w odcinkach linii położonych bliżej źródła zasilania. Zastosowane w tych odcinkach linii urządzenia muszą mieć dużą wytrzymałość cieplną zwarciową. Długie czasy wyłączenia zwarć mogą powodować zbyt głębokie spadki napięcia w sieci zasilającej silniki elektryczne.

Zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne o charakterystyce częściowo zależnej, w porównaniu z zabezpieczeniami posiadającymi charakterystyki: niezależną lub zależną, szybciej wyłączają zwarcia położone bliżej źródła zasilania i z większym opóźnieniem zwarcia oddalone. Zabezpieczenie to może działać niewybiórczo, jeżeli wartości prądów zwarciowych w sieci ulegają znacznej zmianie.

W zabezpieczeniach nadprądowych zwłocznych stosuje się następujące układy połączeń obwodów wtórnych prądowych (rys. 4.7): pełnej gwiazdy (wykrywane są zwarcia międzyfazowe i doziemne) oraz układy niepełnej gwiazdy i krzyżowy (wykrywane są tylko zwarcia międzyfazowe).



Rys.4.7. Układy połączeń obwodów wtórnych zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych: a) pełna gwiazda, b) niepełna gwiazda i c) krzyżowy

Zabezpieczenie z układem pełnej gwiazdy reaguje na wszystkie rodzaje zwarcia, także na doziemne dzięki zainstalowaniu przełącznika  $RI_0$ .

Wartość prądu rozruchowego przełącznika  $RI_0$  powinna spełniać warunek

$$I_{ro} \leq \frac{3I_{omin}}{k_c n_i} - I_w, \quad (4.7)$$

gdzie:  $3I_{omin}$  – minimalna wartość prądu zwarcia doziemnego,  $k_c$  – współczynnik czułości (dla zabezpieczenia podstawowego – równy 1,5 a rezerwowego 1,2) i  $I_w$  – maksymalna wartość prądu wyrównawczego, płynąca przez przełącznik  $RI_0$  podczas zwarcia trójfazowego (do 10% wartości tego prądu).

Zabezpieczenie nadprądowe, reagujące na zwarcia doziemne, zwykle posiada odrębne stopniowanie zwłok czasowych. Zabezpieczenie takie stosuje się w sieciach ze skutecznie lub rezystancyjnie uziemionym punktem neutralnym transformatora.

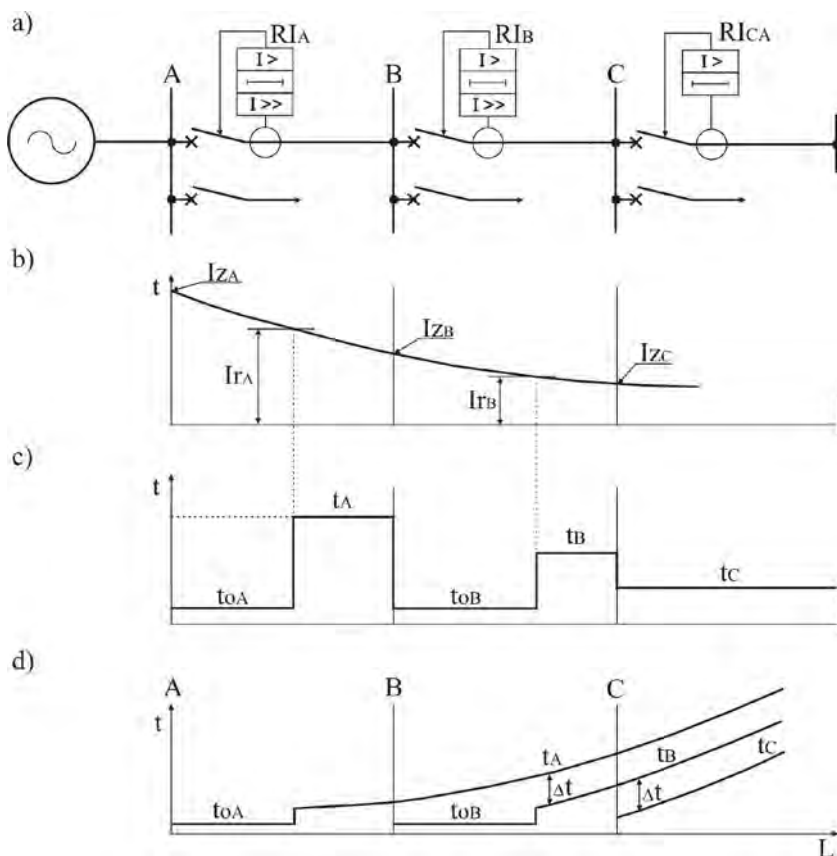
Zabezpieczenie z układem niepełnej gwiazdy przekładników reaguje z niejednakową czułością na zwarcia dwufazowe za transformatorem z grupą połączeń Dy lub Yz. Wadę tę można wyeliminować poprzez zainstalowanie trzeciego przełącznika (zaznaczono linią przerywaną).

Zabezpieczenie z układem krzyżowym przekładników reaguje z niejednakową czułością na różnego rodzaju zwarcia. Przykładowo, przy tych samych wartościach prądów zwarciovych, stosunek prądów płynących w przełączniku przy zwarciu faz A i B oraz zwarciu faz A i C wynosi 2. Wada ta uniemożliwia zastosowanie układów krzyżowych w takich liniach, w których prądy zwarciovie niewiele się różnią od prądów obciążeniowych.

## Zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne z członem bezzwłocznym

Zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne z charakterystyką czasowo-prądową niezależną wyposaża się w człon nadprądowy bezzwłoczny w celu zmniejszenia czasów działania zabezpieczeń położonych bliżej źródła zasilania (rys. 4.8).

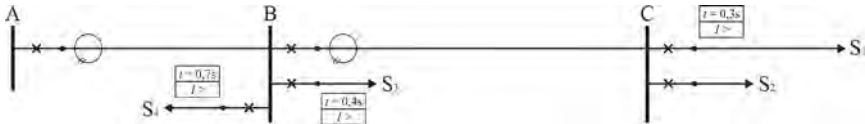
Zapewnienie wybiórczości działania tego zabezpieczenia wymaga odpowiedniego, stopniowania zwłok czasowych  $\Delta t$  członu zwłocznego i doboru wartości prądu rozruchowego  $I_r$  członu bezzwłocznego. Wartości prądów rozruchowych członu zwłocznego powinny także spełniać warunki, dotyczące odstrojenia się od maksymalnych prądów roboczych i czułości działania.



Rys.4.8. Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne z członem bezzwłocznym: schemat ideowy układu (a), zależność wartości prądu zwarcia trójfazowego od miejsca zwarcia (b), czas wyłączenia zwarcí wzdłuż linii przy zastosowaniu charakterystyk zabezpieczeń zwłocznych, czasowo-prądową, niezależnych (c) i częściowo zależnych (d)

Celowość wyposażenia zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego w człon bezzwłoczny jest uzasadniona nawet wtedy, gdy długość strefy bezzwłocznego wyłączenia zwarć wynosi tylko 20% długości zabezpieczanego odcinka linii.

**Przykład 4.1.** Dokonać doboru, przekładni przekładników prądowych oraz nastaw zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych i członów bezzwłocznych w polach linii łączących stację A i B oraz B i C uwzględniając 30% wzrost obciążenie każdej linii w przyszłości. Schemat ideowy układu sieciowego z tymi liniami oraz czasami nastawień zwłok czasowych pozostałych linii zasilanych ze stacji B i C przedstawiono na poniżej.



I. Dane do obliczeń

- moc zwarcia  $S_{zwA} = 150MVA$  , napięcie  $U_n = 15,8kV$  ,
- pobierane moce pozorne  $S_1 = 2,4MVA, S_2 = 2,1MVA, S_3 = 0,6MVA, S_4 = 1,9MVA$
- linie napowietrzne z przewodami AFL- 6 ,
- odcinek AB: przekrój przewodów  $120\text{ mm}^2$  , długość 7 km,  $R = 0,234\Omega / \text{km}$  ,

$$X = 0,35\Omega / \text{km}, I_{dd} = 290A,$$

- odcinek BC: przekrój przewodów  $70\text{ mm}^2$  , długość 20 km,  $R = 0,441\Omega / \text{km}$  ,

$$X = 0,35\Omega / \text{km}, I_{dd} = 235A,$$

- stopniowanie czasów zabezpieczeń zwłocznych  $\Delta t = 0,4s$  .

II. Dobór przekładni przekładników prądowych i nastaw zabezpieczeń dla linii ze stacji B do C

1. Dobór przekładni przekładników prądowych w polu linii łączącej stację B i C

- wyznaczenie prądu obciążenia linii BC

$$I_{BC} = \frac{S_1 + S_2}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{2400 + 2100}{\sqrt{3} \times 15,8} = 164A ,$$

- prąd obciążenia maksymalnego linii BC

$$I_{BC\text{max}} = 1,3 \times I_{BC} = 1,3 \times 164 = 213,2A ,$$

- dobrana przekładnia przekładników prądowych zainstalowanych w polu linii BC wynosi  $200/5A \rightarrow n_b = 40$  .

2. Dobór nastawy wartości rozruchowej zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego  $I_{rB} >$  w polu linii łączącej stację B i C

- obliczenie wartości rozruchowej wynikającej z odstrojenia się od maksymalnych prądów roboczych po przyjęciu wartości współczynników  $k_b = 1,1, k_r = 1,15$  ,  $k_s = 1,0$  i  $k_p = 0,9$

$$I_{rB} \geq \frac{k_b \cdot k_r \cdot k_s \cdot I_{BC\text{max}}}{k_p \cdot n_B} = \frac{1,1 \cdot 1,15 \cdot 1 \cdot 213,2}{0,9 \cdot 40} = 7,49 \rightarrow 7,5A ,$$



- obliczanie wartości prądu zwarcia dwufazowego na końcu linii BC niezbędnej przy sprawdzaniu czułości działania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego
  - wyznaczanie reaktancji zastępczej sieci zasilającej stację A

$$X_s = \frac{1,1 \times U_n^2}{S_{zwA}} = \frac{1,1 \times 15,8^2}{150} = 1,83 \Omega,$$

- wyznaczanie impedancji linii AB

$$\underline{Z}_{AB} = 1 \times (R + jX) = 7 \times (0,234 + j0,35) = (1,638 + j2,45) \Omega, Z_{AB} = 2,95 \Omega,$$

- wyznaczanie impedancji linii BC

$$\underline{Z}_{BC} = 20 \times (0,441 + j0,35) = (8,82 + j7) \Omega, Z_{BC} = 11,26 \Omega,$$

- wyznaczanie impedancji zastępczej zasilania stacji C

$$\underline{Z}_{AC} = \underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{BC} + X_s = 1,638 + j2,45 + 8,82 + j7 + j1,83 = (10,46 + j11,28) \Omega, Z_{AC} = 15,39 \Omega,$$

- wyznaczanie wartości dwufazowego prądu zwarcia w stacji C

$$I_{zw \min C}^{2f} = \frac{1,1 \times U_n}{2 \times Z_{AC}} = \frac{1,1 \times 15800}{2 \times 15,39} = 565 A,$$

- sprawdzenie czułości działania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego dla obliczonej wartości rozruchowej  $I_r = 7,5 A$  przy wystąpieniu zwarcia dwufazowego na końcu linii BC, po przyjęciu wymaganego dla zabezpieczenia podstawowego współczynnika  $k_c \geq 1,5$

$$k_c = \frac{k_s \times I_{zw \min C}^{2f}}{I_{rB} \times n_B} = \frac{1 \times 565}{7,5 \times 40} = 1,88 > 1,5 \text{ warunek czułości spełniony}$$

3. Czas działania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego przyjęto równy

$$t_{Bz} = t_C + \Delta t = 0,3 + 0,4 = 0,7 s.$$

4. Obliczenie wartości prądu rozruchowego członu bezzwłocznego  $I_{rB} \gg$  wynikającej z zapewnienia wybiórczości działania czyli niereagowania na zwarcie trójfazowe na końcu linii BC

- wartość prądu trójfazowego w stacji C

$$I_{zw \max B} = I_{zw C}^{3f} = \frac{1,1 \times U_n}{\sqrt{3} \times Z_{AC}} = \frac{1,1 \times 15800}{\sqrt{3} \times 15,39} = 652 A,$$

- wartość prądu rozruchowego wyznaczona dla przyjętego współczynnika bezpieczeństwa  $k_b = 1,3$

$$I_{rB} \geq \frac{k_b \cdot I_{zw \max B}}{n_B} = \frac{1,3 \cdot 652}{40} = 21,19 A \rightarrow 21,2 A,$$

5. Czas działania członu bezzwłocznego zabezpieczenia przyjęto  $t_{Bb} = 0,25 s$ .

### III. Dobór przekładni przekładników prądowych i nastaw zabezpieczeń dla linii ze stacji A do B

1. Dobór przekładni przekładników prądowych w polu linii AB

- wyznaczenie prądu obciążenia linii AB

$$I_{AB} = I_{BC} + \frac{S_3 + S_4}{\sqrt{3} \times U_n} = 164 + \frac{600 + 1900}{\sqrt{3} \times 15,8} = 255,5 A,$$

- wyznaczenie maksymalnego prądu obciążenia linii AB

$$I_{AB \max} = 1,3 \times I_{AB} = 1,3 \times 255,5 = 332,15 A.$$

Uwaga: wartość maksymalna prądu obciążenia linii przekracza wartość prądu obciążenia długotrwałego dla danego przekroju, która wynosi 290 A (wartość ta mieści się w granicach dopuszczalnej przeciążalności). W przyszłości należy przewidzieć wymianę przekroju przewodu.

- przekładnia przekładników prądowych zainstalowanych w polu linii AB wynosi

$$400/5 A \rightarrow n_A = 80.$$

2. Dobór nastawy wartości rozruchowej zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego  $I_{rB} >$  w polu linii łączącej stację A i B

- obliczenie wartości rozruchowej wynikającej z odstojenia się od maksymalnych prądów roboczych po przyjęciu wartości współczynników  $k_b = 1,1$ ,  $k_r = 1,15$ ,  $k_s = 1,0$  i  $k_p = 0,9$

$$I_{rB} \geq \frac{k_b \cdot k_r \cdot k_s \cdot I_{BC \max}}{k_p \cdot n_B} = \frac{1,1 \cdot 1,15 \cdot 1 \cdot 332,15}{0,9 \cdot 80} = 5,84 \rightarrow 5,8 A,$$

- sprawdzenie czułości działania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego dla obliczonej wartości rozruchowej  $I_{rB} = 5,8 A$  przy wystąpieniu zwarcia dwufazowego na końcu linii AB, po przyjęciu współczynnika  $k_c \uparrow 1,5$  wymaganego dla zabezpieczenia podstawowego

- wyznaczenie impedancji zastępczej zasilania stacji B

$$\underline{Z}_{AB} + jX_s = 1,638 + j2,45 + j1,83 = (1,638 + j4,28)\Omega, Z_B = 4,58\Omega,$$

- wyznaczenie wartości prądu zwarcia w stacji B

$$I_{zw \min B}^{2f} = \frac{1,1 \times U_n}{2 \times Z_B} = \frac{1,1 \times 15800}{2 \times 4,58} = 1897 A,$$

- obliczenie współczynnika czułości

$$k_c = \frac{k_s \times I_{zw \min C}^{2f}}{I_{rB} \times n_{IB}} = \frac{1 \times 1897}{5,8 \times 80} = 4,09 > 1,5 \text{ warunek czułości spełniony,}$$

- sprawdzenie czułości działania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego dla obliczonej wartości rozruchowej  $I_{rB} = 5,8 A$  przy wystąpieniu zwarcia dwufazowego na końcu linii BC, po przyjęciu współczynnika wymaganego dla zabezpieczenia rezerwowego współczynnika  $k_c \uparrow 1,2$

$$k_c = \frac{k_s \times I_{zw \min C}}{I_{rA} \times n_{IA}} = \frac{1 \times 565}{5,8 \times 80} = 1,22 \text{ warunek jest spełniony.}$$

3. Czas działania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego

$$t_{Az} = t_{B \max} + \Delta t = 0,7 + 0,4 = 1,1 s$$

4. Obliczenie wartości prądu rozruchowego członu bezzwłocznego  $I_{rA} \gg$  wynikającej z zapewnienia wybiórczości działania czyli niereagowania na zwarcie trójfazowe na końcu linii AB

- wartość prądu zwarcia trójfazowego w stacji B

$$I_{zwmax A} = I_{zwB}^{3f} = \frac{1,1 \times U_n}{\sqrt{3} \times (Z_{AB} + jX_s)} = \frac{1,1 \times 15800}{\sqrt{3} \times 4,58} = 2203 A ,$$

- wartość prądu rozruchowego wyznaczona dla przyjętego współczynnika bezpieczeństwa  $k_b = 1,3$

$$I_{rA} \geq \frac{1,3 \cdot 2203}{80} = 35,8 A \rightarrow 36,0 A .$$

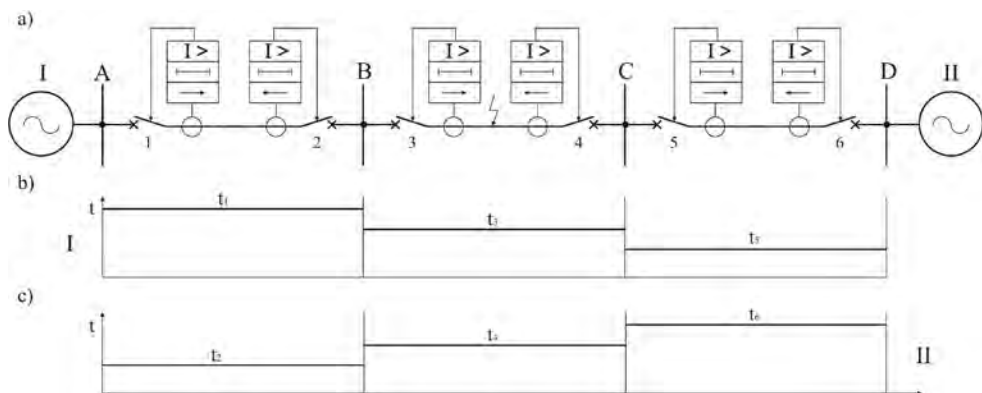
5. Czas działania zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego przyjęto  $t_{Ab} = 0,25 s$  .

Zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne z blokadą kierunkową

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne wyposażone w człon do pomiaru kierunku przepływu prądu zwarciovego pozwala na wybiórcze wyłączanie zwarć w liniach zasilanych dwustronnie, a także w jednostronnie zasilanych liniach wielotorowych i sieciach pierścieniowych. Zadaniem członu kierunkowego jest zezwalanie na wyłączanie linii, jeżeli podczas zwarcia przepływ prądu następuje od szyn zbiorczych stacji do linii. W przeciwnym wypadku działanie zabezpieczenia jest blokowane, tzn. podczas przepływu prądu zwarciovego od linii do szyn zbiorczych.

Do ustalania czasu działania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego stosuje się zasadę tzw. przeciwbieżnego stopniowania zwłok czasowych. Polega ona na tym, że rozpatruje się dwa przypadki jednostronnego zasilania linii, tylko ze źródła I lub II (rys. 4.9). Stosując zasadę stopniowania zwłok czasowych dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych ustala się zwłoki czasowe dla zabezpieczeń zainstalowanych na początku odcinków linii, przy zasilaniu ze źródła I dla zabezpieczeń 1, 3 i 5 natomiast przy zasilaniu ze źródła II dla zabezpieczeń 6, 4 i 2.

Wyposażanie wszystkich zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych w blokadę kierunkową nie jest konieczne. I tak np. wybiórczość działania zabezpieczeń będzie też zachowana, jeżeli spośród dwóch zabezpieczeń linii zainstalowanych w stacji B (rys. 4.9) na przeciwległym odcinku (2 i 3) w człon kierunkowy można wyposażyć tylko to zabezpieczenie którego zwłoka czasowa jest krótsza (2). Gdyby obydwie z tych zabezpieczeń miały tę samą zwłokę czasową, należałoby każde z nich wyposażyć w blokadę kierunkową.



Rys. 4.9. Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne z blokadą kierunkową linii zasilanej dwustronnie: a) schemat ideowy, b) i c) zasada ustalania zwłok czasowych, przy zasilaniu ze źródła I (b) i ze źródła II (c)

Zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne z blokadą kierunkową były dawniej powszechnie stosowane w sieciach średnich napięć. Obecnie zabezpieczenie to jest często stosowane w sieciach wyższych napięć do wykrywania zwarć doziemnych.

### 4.3.3. Zabezpieczenia odległościowe

Zabezpieczenie odległościowe, nazywane często zabezpieczeniem podimpedancyjnym, jest najbardziej uniwersalnym zabezpieczeniem linii elektroenergetycznej. Stosuje się dwa rozwiązania zabezpieczeń odległościowych, bezłączone i współpracujące z łączem komunikacyjnym.

#### Zabezpieczenia odległościowe bezłączone

Wybiórczość zabezpieczenia odległościowego uzyskuje się dzięki uzależnieniu czasu jego działania od wartości impedancji pętli zwarciowej. Wartość tej impedancji jest miarą odległości od miejsca zainstalowania przekaźnika podimpedancyjnego do miejsca zwarcia. Większym wartościom impedancji pętli zwarcia odpowiadają dłuższe czasy działania.

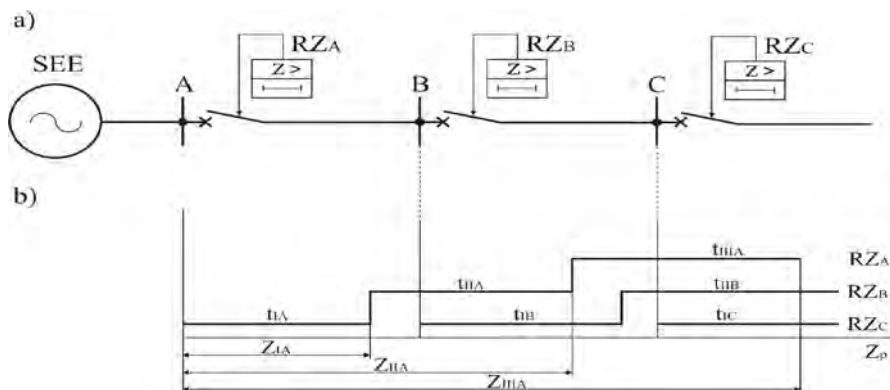
W zabezpieczeniach tych najczęściej stosuje się stopniową charakterystyką czasowo-impedancyjną, z określonymi strefami działania każdego z zabezpieczeń (rys. 4.10). Przykładowo zabezpieczenie  $RZ_A$  zwarcia w I strefie, bliskie miejsca zainstalowania zabezpieczenia, wyłącza z krótkim czasem  $t_I$ , natomiast dalsze, występujące już tylko w II lub III strefie, z dłuższym czasem  $t_{II}$  lub  $t_{III}$ . Liczba stref działania i ich zasięg zależą od konfiguracji i parametrów zabezpieczanej sieci. W przypadku linii zasilanej dwustronnie zabezpieczenie odległościowe

umieszcza się na końcu każdego odcinka linii. Powinno ono posiadać człon kierunkowy lub kierunkową charakterystykę członu pomiarowego.

Zaletą zabezpieczeń odległościowych jest realizacja rezerwy zdalnej sąsiednich zabezpieczeń. Każde z nich wykrywa i wyłącza zwarcia na sąsiednich odcinkach linii, jeżeli nie zostanie wcześniej ono wyłączone przez zabezpieczenie podstawowe tego odcinka.

Człon rozruchowy zabezpieczenia nastawia się tak, aby:

- nie był on pobudzany podczas normalnej pracy sieci;
- były wykrywane, z odpowiednią czułością, wszystkie zwarcia w strefie jego działania;
- powracał on do stanu niepobudzenia w przypadku wyłączenia zwarcia w sąsiednim odcinku linii przez inne zabezpieczenie;
- nie następowało jego pobudzenie w fazach zdrowych, pod wpływem prądu obciążenia wstępnego i prądów wyrównawczych wynikających z rozptyłu składowych prądu zwarcia podczas zwarć jednofazowych w innych fazach.

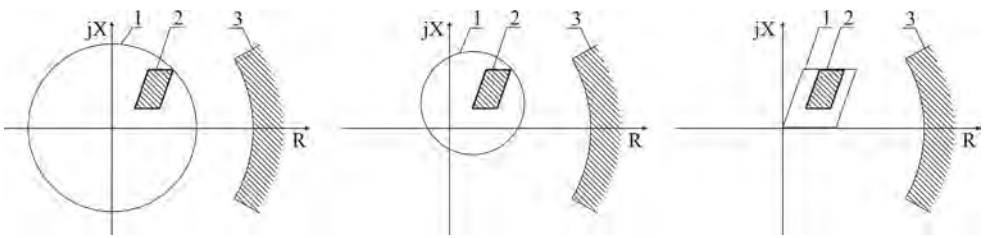


Rys.4.10. Zabezpieczenia odległościowe w sieci promieniowej: a) schemat układu, b) charakterystyki czasowo-impedancyjne poszczególnych zabezpieczeń

Człon rozruchowy przekaźnika odległościowego może być członem w wykonaniu nadprądowym lub podimpedancyjnym.

Nastawienie członu rozruchowego w wykonaniu nadprądowym dobiera się zgodnie z warunkami (4.6) jakie ma spełnić zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne.

Charakterystyki członu rozruchowego w wykonaniu podimpedancyjnym (1 na rys. 4.11) powinny obejmować impedancje występujące podczas zwarć bezpośrednich i pośrednich (2) we wszystkich strefach działania zabezpieczenia. Impedancje ruchowe (3), wynikające z dopuszczalnych obciążeń linii, nie mogą powodować rozruchu przekaźnika odległościowego.



Rys.4.11. Przykładowe charakterystyki członu rozruchowego przekąźnika odległościowego. Oznaczenia: 1 – podimpedancyjna charakterystyka, 2 – impedancje zwarc i 3 – impedancje ruchowe

Człon pomiarowy i człon zwłocznego zabezpieczenia odległościowego nastawia się według następujących ogólnych warunków (przedstawiono na przykładzie zabezpieczenia  $RZ_A$  z rys. 4.10):

- wartości impedancji rozruchowej dla I, II i III stref działania zabezpieczenia

$$Z_{IA} \leq k_b \cdot Z_{AB},$$

$$Z_{IIA} \leq k_b \cdot (Z_{AB} + k_b \cdot Z_{BC}) \quad \text{i} \quad Z_{IIIA} \leq k_b \cdot (Z_{AB} + Z_{BC} + k_b \cdot Z_{CD}); \quad (4.8)$$

- zwłoki czasowe dla I, II i III strefy działania zabezpieczenia

$$t_{IA} = 0,02 \div 0,1s, \quad t_{IIA} \geq t_{IA} + \Delta t \quad \text{i} \quad t_{IIIA} \geq t_{IIA} + \Delta t; \quad (4.9)$$

gdzie:  $Z_{AB}$ ,  $Z_{BC}$  i  $Z_{CD}$  – impedancje dla składowej symetrycznej zgodnej kolejnych odcinków zabezpieczanej linii,  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa (od 0,8 do 0,9; najczęściej przyjmuje się 0,85) oraz  $\Delta t$  – czas stopniowania zwłoki czasowej (dla przekąźników analogowych  $\Delta t = (0,4 \div 0,5)s$ , natomiast dla cyfrowych  $\Delta t = (0,2 \div 0,3)s$ ).

Współczynnik bezpieczeństwa  $k_b$  w zależnościach (4.8) wprowadza się w celu zapewnienia wybiórczości. Jego wartość zależy od uchybów przekładników prądowych i napięciowych zasilających przekąźnik, uchybu członu pomiarowego przekąźnika podimpedancyjnego i od niedokładności wyznaczania impedancji linii. Czas stopniowania zwłok czasowych  $\Delta t$  z zależności (4.9) wyznacza się uwzględniając uchyby przekąźników czasowych i czas własny wyłączników.

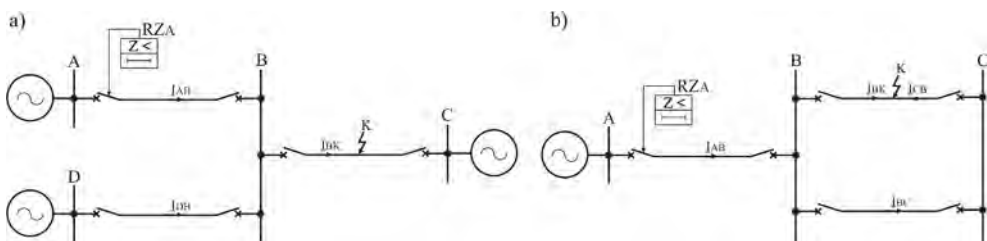
W rzeczywistych układach sieciowych dobór nastawień impedancji rozruchowych poszczególnych stref wymaga przeprowadzania szczegółowej analizy. Mierzona przez przekąźnik odległościowy wartość impedancji nie zawsze jest dobrą miarą odległości do punktu zwarcia. Wpływ na tzw. fałszowanie pomiaru odległości ma konfiguracja układu sieciowego.

Typowym przykładem układu sieciowego, gdzie występuje tzw. fałszowanie pomiaru odległości z powodu splotu prądu zwarciovego, jest układ gwiazdy sieciowej, przedstawiony na rys. 4.12. I tak np. jeżeli w takim układzie wystąpi trójfazowe zwarcie w punkcie  $K$ , to przełącznik odległościowy  $RZ_A$  zmierzy impedancję wyrażoną wzorem

$$\underline{Z}_p = \frac{\underline{I}_{AB} \cdot \underline{Z}_{AB} + \underline{I}_{BK} \cdot \underline{Z}_{BK}}{\underline{I}_{AB}}, \quad (4.10)$$

gdzie:  $\underline{I}_{AB}$  i  $\underline{I}_{BK}$  – prądy składowej symetrycznej zgodnej, płynące w odcinkach linii  $AB$  i  $BD$ ;  $\underline{Z}_{AB}$  i  $\underline{Z}_{BK}$  – impedancje dla składowej symetrycznej zgodnej odcinka linii  $AB$  oraz odcinka linii od szyn  $B$  do miejsca zwarcia  $K$ .

Wartość zmierzona przez przełącznik  $RZ_A$  impedancji jest większa od rzeczywiście występującej ( $Z_p \geq |\underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{BK}|$ , ponieważ  $I_{BK} \geq I_{AB}$ ). Następuje więc skrócenie zasięgu II strefy działania zabezpieczenia i ograniczenie zasięgu rezerwy zdalnej zabezpieczenia  $RZ_A$ .



Rys. 4.12. Fałszowanie pomiaru odległości przez zabezpieczenia odległościowe w układzie gwiazdy sieciowej (a) i w linii dwutorowej (b)

Innym przykładem fałszowania pomiaru odległości przez zabezpieczenie odległościowe jest przypadek linii dwutorowej (rys. 4.12b). W przypadku trójfazowego zwarcia w punkcie  $K$  w jednym z torów linii zmierzona przez przełącznik  $RZ_A$  wartość impedancji, wyrażona wzorem (4.10), w wyniku rozgałęzienia prądu zwarciovego jest mniejsza od rzeczywiście występującej ( $Z_p \leq |\underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{BK}|$ , ponieważ  $I_{BK} \leq I_{AB}$ ). Występuje tu więc efekt wydłużenia zasięgu drugiej strefy zabezpieczenia  $RZ_A$ , a tym samym możliwość jego niewybiórczego działania względem zabezpieczenia  $RZ_B$ .

Fałszowanie pomiaru zasięgu drugiej i trzeciej strefy działania zabezpieczenia, dla zwarc międzyfazowych bez udziału ziemi, występuje w wielu układach sieciowych [78]. W niektórych układach sieciowych także podczas zwarc jedno-

zowych występuje zjawisko fałszowania pomiaru zasięgu stref (wszystkich, pierwszej, drugiej i trzeciej).

W układach sieciowych, w których występuje zjawisko fałszowania pomiaru odległości, należy w zależnościach do wyznaczania zasięgu stref zastosować odpowiednie współczynniki korekcyjne. Znajomość kształtowania się rzeczywistego zasięgu poszczególnych stref pozwala na analizę zapewnianej wybiórczości i rezerwy zdalnej. Nowoczesnym sposobem wyeliminowania fałszowania pomiaru odległości jest doprowadzenie do przekaźnika odległościowego tych wartości prądów układu sieciowego, które decydują o wartości wyznaczonej wartości impedancji. W tym celu dokonuje się tzw. pomiarów synchronicznych wartości prądów w kilku punktach układu i przesyła się je do przekaźnika odległościowego.

W linii dwutorowej, jak na rys. 4.12b, występuje też fałszowanie pomiaru odległości do punktu zwarcia doziemnego pod wpływem sprzężenia magnetycznego między torami linii napowietrznej. Występowanie takiego sprzężenia powoduje wzajemne indukowanie napięcia w jednym z torów wskutek przepływu prądów w drugim torze. Praktyczne znaczenie mają impedancje wzajemne tylko dla składowej zerowej prądu, ich wartości wynoszą około 50% impedancji własnych odcinków linii. Impedancje wzajemne dla dwóch pozostałych składowych symetrycznych, zgodnej i przeciwnej, są niewielkie.

Występowanie w linii dwutorowej impedancji wzajemnej dla składowej zerowej powoduje, że wypadkowa impedancja tej składowej dla danego toru zależy też od wartości prądu kolejności zerowej w drugim torze. Przykładowo, jeżeli w punkcie K linii dwutorowej (rys. 4.12b) wystąpi jednofazowe zwarcie, to wypadkowa impedancja dla składowej zerowej mierzona przez przekaźnik  $RZ_B$  wyraża się wzorem

$$\underline{Z}_{0BK} = \frac{\underline{I}_{0BKI} \cdot \underline{Z}_{0BK} + \underline{I}_{0BKII} \cdot \underline{Z}_{M0BK}}{\underline{I}_{0BKI}} = \underline{Z}_{0BK} + \Delta \underline{Z}_{0BK}, \quad (4.11)$$

gdzie:  $\underline{I}_{0BKI}$  i  $\underline{I}_{0BKII}$  – prądy składowej symetrycznej zerowej w I i II torze linii;  $\underline{Z}_{0BK}$  i  $\underline{Z}_{M0BK}$  – impedancje, własna i wzajemna, dla składowej symetrycznej zerowej linii dwutorowej na odcinku od szyn B do punktu zwarcia K;  $\Delta \underline{Z}_{0BK}$  – dodatkowy składnik mierzonej impedancji, zależny od prądu składowej symetrycznej zerowej w torze II.

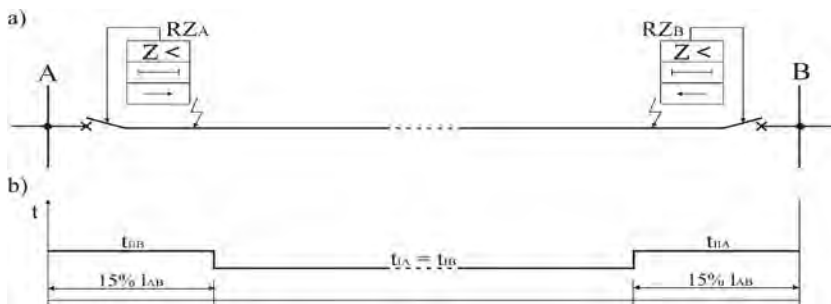
W cyfrowych przekaźnikach odległościowych eliminuje się wpływ sprzężenia magnetycznego na pomiar impedancji z torów poprzez doprowadzenie do członu pomiarowego przekaźnika wartości prądu składowej symetrycznej zerowej drugiego toru. Eliminacja ta nie jest pełna, ponieważ w przypadku wyłączenia i uziemienia jednego z torów jego wpływ na pomiar odległości do punktu zwarcia w drugim torze pozostaje.



Poprawę selektywności zabezpieczeń odległościowych w układach sieciowych można także uzyskać poprzez wymianę pomiędzy nimi informacji za pomocą łącz komunikacyjnych.

### Zabezpieczenia odległościowe współpracujące z łączem komunikacyjnym

Zabezpieczenia odległościowe w liniach dwustronnie zasilanych wyłączają zwarcia z krótkim czasem pierwszej strefy działania tylko na 70% długości linii (rys. 4.13b). Zwarcia występujące w pozostałej 30% części linii są wyłączane z czasem drugiej strefy. Czasy drugiej strefy są zbyt długie dla linii przesyłowych najwyższych napięć, w szczególności ze względu na zagrożenie utraty stabilności dynamicznej systemu elektroenergetycznego.



Rys. 4.13. Zabezpieczenie odległościowe bezzwłoczne w linii zasilanej dwustronnie: a) układ połączeń i b) maksymalny czas wyłączania zwarcé wzdłuż linii

Aby zabezpieczenia odległościowe wyłączały zwarcia z krótkim czasem na całej długości linii dwustronnie zasilanej, stosuje się pomiędzy nimi wymianę informacji za pomocą łącza komunikacyjnego (rys. 4.14). Przekazywana informacja jest informacją w postaci sygnałów impulsowych. Istnieje szereg sposobów realizacji współpracy zabezpieczeń odległościowych za pomocą łącza komunikacyjnego [78]. Najczęściej stosowane są następujące systemy współpracy [68,70]: współbieżny bezwarunkowy, współbieżny z przyzwoleniem i z działaniem na wydłużenie strefy pierwszej.

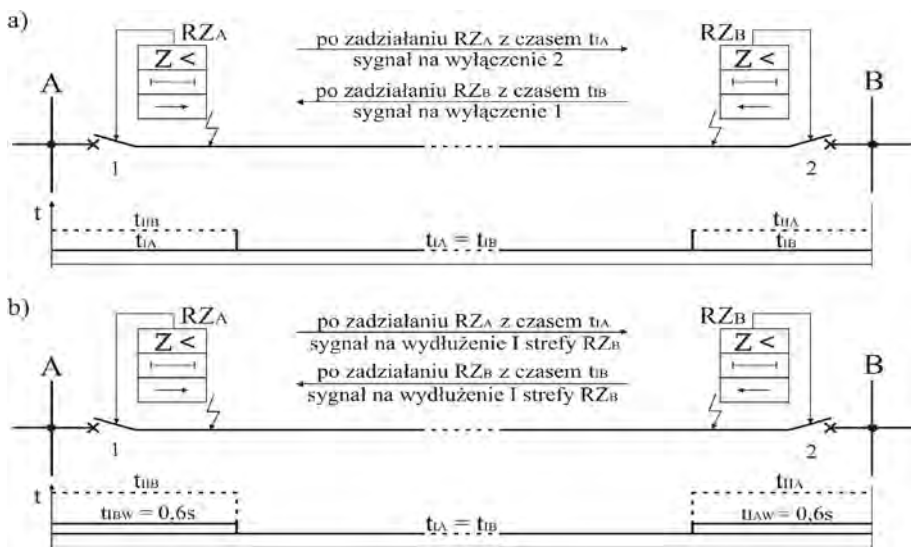
W systemie współpracy współbieżnym bezwarunkowym zabezpieczenia odległościowe mają nastawioną pierwszą strefę na około 85% odcinka linii (rys. 4.14a). Jeżeli którekolwiek zabezpieczenie zadziała z czasem pierwszej strefy to wysła sygnały do wyłączenia, wyłącznika własnego i wyłącznika na przeciwległym końcu odcinka linii.

W systemie współpracy współbieżnym z przyzwoleniem sygnał jest także wysyłany przez jedno z zabezpieczeń do wyłącznika na przeciwległym końcu odcinka

linii, ale jego otwarcie może nastąpić tylko wtedy, gdy są pobudzone człony rozruchowe zabezpieczenia odbierającego sygnał.

W systemie współpracy z działaniem na wydłużenie strefy pierwszej zabezpieczenia odległościowe mają dwie strefy pierwsze, normalną (85% odcinka) i wydłużoną (do 125% odcinka) (rys. 4.14b). Przekąźniki odległościowe pracują z włączoną strefą pierwszą normalną. Jeżeli którekolwiek zabezpieczenie zadziała z czasem strefy pierwszej normalnej, to wysyła sygnały do wyłączenia własnego wyłącznika i do przekąźnika na przeciwległym końcu odcinka linii. W przekąźniku tym następuje natychmiastowe przełączenie strefy pierwszej z normalnej na wydłużoną. Czas zwłoki strefy pierwszej wydłużonej wynosi około 0,6 s.

W systemach współpracy współbieżnym z przyzwoleniem i z działaniem na wydłużenie strefy pierwszej błędne pojawienie się sygnału w łączu komunikacyjnym nie spowoduje zbędnego zadziałania zabezpieczenia.



Rys.4.14. Zasady współpracy zabezpieczeń odległościowych z łączem komunikacyjnym: a) system współbieżny bezwarunkowy lub system współbieżny z przyzwoleniem i b) system z działaniem na wydłużenie strefy pierwszej

Wymiana informacji między zabezpieczeniami odległościowymi pozwala też poprawić selektywność ich działania, mimo występowania zjawiska fałszowania pomiaru odległości [78]. Przesyłana łączami komunikacyjnymi informacja o rozplywie prądów w układzie sieciowym oraz stanie położenia wyłączników i uzemienników może być wykorzystywana do adaptacyjnego korygowania nastawienia członów pomiarowych zabezpieczeń [78].

Zabezpieczenie odległościowe stosuje się w sieciach przesyłowych i rozdzielczych.

Zabezpieczenia odległościowe przeznaczone do zastosowania w sieciach przesyłowych są wyposażane w funkcje blokady przeciwkołysaniowej. Zapobiegają one zbędnym działaniom tych zabezpieczeń wskutek zmian wartości impedancji ruchowej w czasie występowania kołysań mocy. W blokadach tych do identyfikacji kołysań mocy wykorzystuje się metody oparte na wyznaczaniu: szybkości zmian impedancji ruchowej  $Z(t)$ , zmian wartości sygnału  $d(U \cos \varphi) / dt$ , zmian wartości składników nałożonych prądów i napięć mierzonych chwilę przed i w trakcie zakłócenia oraz ciągłości zmian wektora impedancji ruchowej. Wszystkie metody identyfikacji bazują na tym, że wyznaczane wartości tych wielkości nie ulegają skokowym zmianom w trakcie kołysań mocy tak jak przy zwarciach.

W sieciach średnich napięć zabezpieczenie odległościowe stosuje się wtedy, gdy prostsze zabezpieczenia nadprądowe nie zapewniają wymaganej czułości, wybiórczości lub szybkości działania.

#### **4.3.4. Zabezpieczenie różnicowe wzdłużne**

Zabezpieczenie różnicowe wzdłużne linii elektroenergetycznych, zwane też porównawczoprądowym wzdłużnym, działa na zasadzie porównania wartości chwilowych prądów, płynących na początku i na końcu zabezpieczanego odcinka linii.

Wartości tych prądów są porównywane w przekaźnikach różnicowych stabilizowanych. Stosowane są układy, w których porównywane są prądy każdej z trzech faz oraz układy z porównaniem jednofazowych prądów pomiarowych, uzyskiwanych z sumowników prądowych zainstalowanych na początku i na końcu zabezpieczanego odcinka linii.

Przekaźniki zabezpieczenia różnicowego nastawia się tak, aby nie działały one zbędnie podczas zwarć zewnętrznych pod wpływem prądów wyrównawczych, spowodowanych błędami transformacji przekładników prądowych. Wytwórcy zabezpieczeń podają szczegółowe zalecenia dotyczące warunków, które powinny spełniać nastawienia wartości rozruchowych.

Do przesyłu informacji o wartości porównywanych prądów wykorzystuje się łącza telekomunikacyjne: przewodowe, światłowodowe lub radiowe.

Zaletą zabezpieczeń różnicowych wzdłużnych jest ich bezzwłoczne działanie i niewrażliwość na występujące w liniach kołysania mocy oraz sprzężenia magnetyczne.

Wadą tych zabezpieczeń jest konieczność stosowania kosztownych łączy komunikacyjnych, ograniczenie strefy działania do podstawowego odcinka linii oraz brak możliwości rezerwowania innych zabezpieczeń. Uszkodzenie łącza komunikacyjnego powoduje utratę zdolności działania zabezpieczenia. Z tych względów odcinki linii elektroenergetycznych chronione szybkim zabezpieczeniem różnicowym

wym wzdłużnym wyposaża się w dodatkowe zabezpieczenie, mające zdolność rezerwowania, np. odległościowe.

Zabezpieczenia różnicowe wzdłużne z łączem przewodowym

Zabezpieczenia różnicowe wzdłużne z łączem przewodowym wykonuje się na zasadzie porównania prądów lub napięć (proporcjonalnych do prądów).

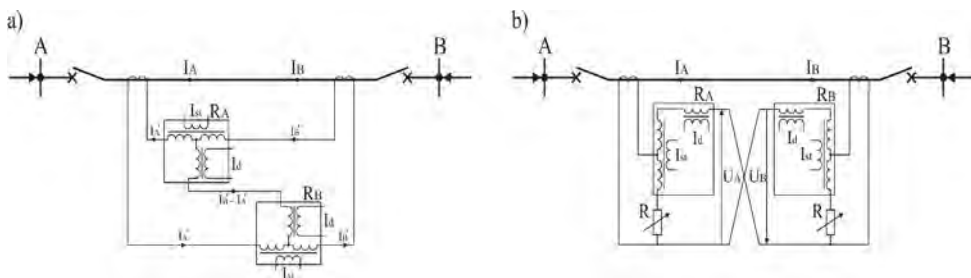
Na rys. 4.15a przedstawiono układ zabezpieczenia różnicowego wzdłużnego pracujący na zasadzie porównania prądów.

Dzięki zastosowaniu w tym zabezpieczeniu różnicowym wzdłużnym trójżyłowego łącza przewodowego zawsze w każdym z przekaźników różnicowych  $R_A$  i  $R_B$  płyną te same wartości prądów różnicowych  $I'_d = I'_B + I'_A$  i stabilizujących  $I_{st}$ .

Podczas normalnej pracy linii lub zwarcia zewnętrznego wartości prądów stabilizujących są duże, wtedy bowiem  $I_{st} \approx I'_B + I'_A$ . Z kolei wartości prądów różnicowych w takich sytuacjach są bardzo małe, ponieważ  $I'_d = I'_B - I'_A$ . W takich przypadkach zabezpieczenie nie działa ze względu na to, że  $I_{st} \gg I'_d$ . Jeżeli w strefie działania zabezpieczenia wystąpi zwarcie wielkopądowe, to prąd  $I_B$  zmieni kierunek przepływu. Wystąpi wtedy duża wartość prądu różnicowego  $I'_d = I'_B + I'_A$ , znacznie większa od małej wartości prądu stabilizującego  $I_{st} \approx I'_B - I'_A$ , co spowoduje zadziałanie zabezpieczenia.

Na rys. 4.15b przedstawiono układ zabezpieczenia różnicowego wzdłużnego pracujący na zasadzie porównania spadków napięć na rezystorach  $R$  proporcjonalnych do prądów  $I_A$  i  $I_B$ .

W układzie tym prąd różnicowy w obu przekaźnikach  $R_A$  i  $R_B$  jest proporcjonalny do prądu płynącego w łączu przewodowym. Podczas normalnej pracy linii lub zwarcia zewnętrznego wartość tego prądu jest bliska zeru, ponieważ porównywane są napięcia ( $U_A$  i  $-U_B$ ) praktycznie są równe pod względem modułu i fazy. W przypadku wystąpienia zwarcia wielkopądowego wewnątrz chronionej strefy zmieni się wartość i kierunek przepływu prądu  $I_B$ , co powoduje proporcjonalne zmiany modułu i fazy napięcia  $U_B$ . Wskutek wystąpienia różnicy napięć ( $U_A$  i  $-U_B$ ) w łączu popłynie prąd. Do tego prądu są proporcjonalne prądy różnicowe obu przekaźników  $R_A$  i  $R_B$ . Przekaźniki te zadziałają, ponieważ w tym przypadku prądy różnicowe będą większe od prądów stabilizujących.



Rys.4.15. Zabezpieczenie różnicowe wzdłużne z łączem przewodowym, działające na zasadzie porównania: a) prądów i b) napięć

Uszkodzenie (przerwa lub zwarcie) łącza przewodowego powoduje niepotrzebne lub brakujące działanie zabezpieczenia różnicowego wzdłużnego.

W celu zapobiegania niepotrzebnemu działaniu zabezpieczenia wskutek przerwy w łączu stosuje się człony nadprądowe (włączane w obwody wtórne przekładników prądowych) przyzwalające na działanie zabezpieczenia.

Stosowane są również układy do samoczynnej kontroli ciągłości łącz przewodowych, blokujące działanie zabezpieczenia. W układach tych ciągłość łącza kontroluje się na podstawie pomiaru prądu stałego (lub przemiennego o częstotliwości kilkuset herców) celowo wprowadzonego w obwody łącza przewodowego.

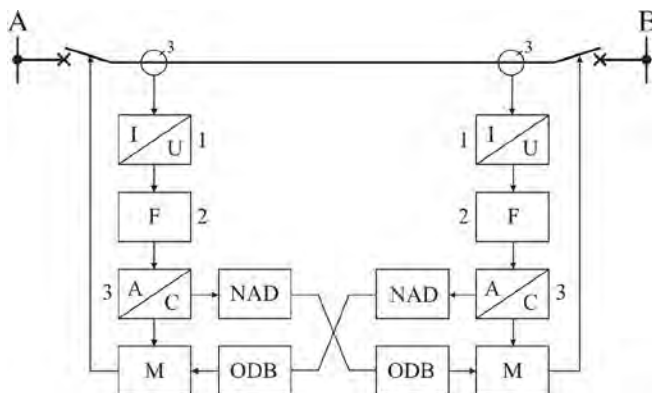
Łącze przewodowe wykonuje się zwykle kablem sterowniczym ułożonym w ziemi. Układa się jego w pewnym oddaleniu od trasy linii. Dzięki temu podczas zwarć doziemnych w linii nie indukują się w łączu zbyt duże wartości napięć wzdłużnych, powodujące zbędne działania zabezpieczenia.

Na wybiórczość i czułość działania zabezpieczeń różnicowych wzdłużnych mają duży wpływ impedancje wzdłużne i poprzeczne (pojemności) łącza przewodowego. Wynikające stąd ograniczenia powodują, że te zabezpieczenia mają zastosowanie w liniach o długości do 30 km.

### Zabezpieczenia różnicowe wzdłużne z łączem telekomunikacyjnym

W nowoczesnych zabezpieczeniach różnicowych wzdłużnych linii informacja o wartościach chwilowych porównywanych prądów trzech faz przesyłana jest w obu kierunkach łączem światłowodowym (rzadziej radiowym).

Informacja w światłowodach jest przesyłana w postaci impulsów światła o dużej mocy i długości fali 850, 1300 lub 1500 nm, zwykle z szybkością 64 kb/s, przy czym strumień danych jest zsynchronizowany. Synchronizacja próbkowania w obydwu przekaźnikach jest niezbędna ze względu na opóźnienia wynikające z czasu transmisji sygnału pomiarowego. W celu synchronizacji próbkowania strumienia danych stosowane kompensacja czasu transmisji [78].



Rys.4.16. Struktura zabezpieczenia różnicowego wzdłużnego z łączem telekomunikacyjnym światłowodowym

Przykładową ideę rozwiązania mikroprocesorowego zabezpieczenia różnicowego wzdłużnego z łączem komunikacyjnym przedstawiono na rys. 4.16. Prądy wtórne każdej z trzech faz są przetwarzane w obu przekąźnikach na analogowe sygnały napięciowe (1) i po filtracji podstawowej harmonicznej (2) są próbkowane w celu uzyskania sygnałów cyfrowych (3). Sygnały cyfrowe są doprowadzane do członu pomiarowego i przesyłane łączem komunikacyjnym do drugiego przekąźnika. Człony pomiarowe przekąźników porównują sygnały pomiarowe własne i przesłane z drugiego przekąźnika. Aby uniknąć działania zabezpieczenia podczas zwarcień zewnętrznych, którym towarzyszy nasycenie się przekładników prądowych, stosuje się adaptacyjne charakterystyki rozruchowe. Przejście na adaptacyjną charakterystykę następuje z chwilą wystąpienia minimalnego prądu nasycenia przekładników prądowych, wskutek przepływu znacznych prądów zwarciovych, zawierających składowe nieokresowe.

#### 4.3.5. Zabezpieczenia porównawczofazowe

Zabezpieczenie to posiada dwa człony, rozruchowy i porównawczofazowy. Po wykryciu zwarcia (wewnętrznego lub zewnętrznego) przez człon rozruchowy człon porównawczofazowy porównuje kąty przesunięcia fazowego prądów zwarciovych, płynących na końcach zabezpieczanego odcinka linii, dzięki czemu zabezpieczenie działa wybiórczo.

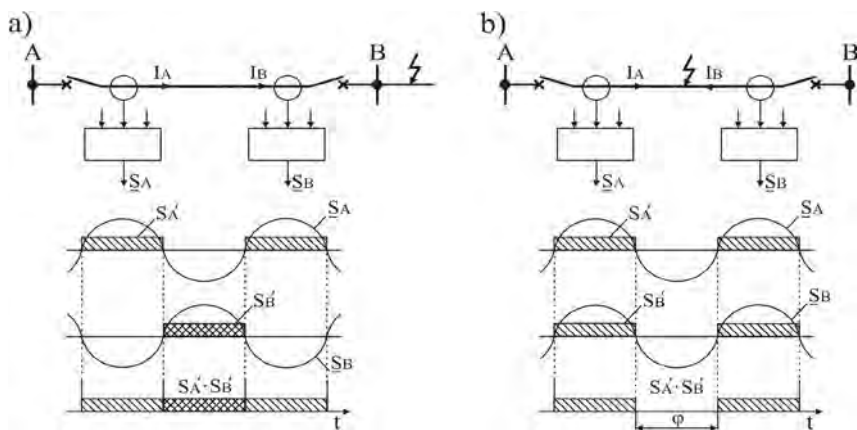
Człony rozruchowe zabezpieczenia porównawczofazowego, odróżniające stany zwarcia od stanów normalnej pracy linii, mogą być wykonane jako człony podimpedancyjne albo nadprądowe. Człony nadprądowe reagują na kombinację liniową składowych symetrycznych prądu.

Sygnały pomiarowe kątów przesunięcia fazowego prądów mogą być porównywane w układzie trójfazowym lub jednofazowym. Porównanie tych sygnałów

odbywa się odpowiednio w trójsystemowych lub jednosystemowych przekładnikach porównawczofazowych.

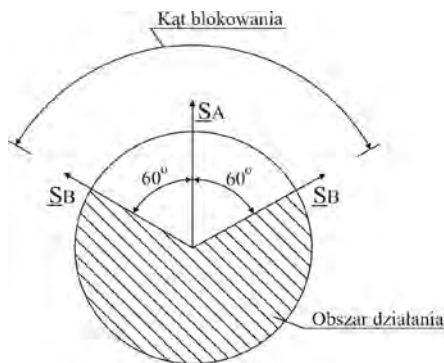
Zasadę przetwarzania i porównania kątów przesunięcia fazowego prądów zwarciovych w układzie jednofazowym przedstawiono na rys. 4.17. W układzie tym sygnały pomiarowe  $\underline{S}_A$  i  $\underline{S}_B$  uzyskuje się z filtrów składowych symetrycznych  $F_A$  i  $F_B$  (lub z sumowników prądowych). Ze względów technicznych w zabezpieczeniach porównawczofazowych są porównywane argumenty prądów płynących od szyn na linię.

Do przesyłu informacji o kątach przesunięcia fazowego prądów  $I_A$  i  $I_B$  na drugi koniec linii stosuje się zwykle przewodowe łącza wysokiej częstotliwości (w.cz. lub częstotliwości akustycznej) lub łącze światłowodowe. W łączu przesyłana jest informacja o występowaniu dodatnich półokresów w sinusoidalnych sygnałach pomiarowych  $S_A$  i  $S_B$  na obu końcach linii (rys. 4.18). Informacja ta jest przesyłana w postaci prostokątnych sygnałów  $S'_A$  i  $S'_B$ . Różnicę kątów przesunięcia fazowego  $\varphi$  prądów wyznacza się na podstawie pomiaru czasu pomiędzy początkiem i końcem zsumowanych prostokątnych sygnałów. Jeżeli ta różnica jest mniejsza od kąta blokowania, to zabezpieczenie nie wysyła sygnału na wyłączenie linii.



Rys.4.17.Zasada przetwarzania i porównania sygnałów pomiarowych w zabezpieczeniu porównawczoprądowym w przypadku zwarcia: a) poza strefą i b) wewnątrz strefy

Podczas zwarcia zewnętrznego (i normalnego obciążenia linii) kąty przesunięcia fazowego pomiędzy tak mierzonymi prądami fazowymi na obu końcach linii nie są równe  $180^{\circ}$ . Spowodowane to jest występowaniem prądów pojemnościowych linii. Aby zapobiec nieselektywnemu wyłączaniu linii, wprowadza się więc kąty blokowania ( $180^{\circ} \pm 60^{\circ}$ ) i działania zabezpieczenia ( $0^{\circ} \pm 120^{\circ}$ ) (rys. 4.18).



Rys. 4.18. Kąt blokowania i działania zabezpieczenia porównawczofazowego

W zabezpieczeniach porównawczofazowych trójsystemowych z nowoczesnymi światłowodowymi łączami stosuje się przesyłanie informacji o dodatnich i ujemnych półokresach prądów. Dzięki temu uzyskuje się bardziej poprawny pomiar różnicy kąta przesunięcia fazowego prądów o częstotliwości sieciowej, mimo występowania w nich wyższych harmonicznych. Zabezpieczenia te, w przeciwieństwie do zabezpieczeń jednosystemowych, nie wymagają stosowania wybiorników fazowych przy współpracy z urządzeniami jednofazowego samoczynnego ponownego załączenia.

Zaletą zabezpieczeń porównawczofazowych, tak jak i zabezpieczeń różnicowych wzdłużnych, jest bardzo dobra wybiórczość i krótki czas działania oraz niewrażliwość na kołysania mocy i oddziaływanie sprzężeń magnetycznych w przypadku linii dwutorowych.

Wadą tych zabezpieczeń jest ich zawodność przy uszkodzeniach w łączach oraz możliwość niezadziałania w przypadku wystąpieniu jednocześnie przerwy i zwarcia doziemnego jednego z przewodów fazowych. Zabezpieczenie porównawczofazowe ma mniej doskonałe, w porównaniu do zabezpieczenia różnicowego wzdłużnego, kryteria działania i nie nadaje się do stosowania w liniach z odczepami.

#### 4.3.6. Zabezpieczenia porównawczo-kierunkowe

Zabezpieczenie porównawczo-kierunkowe działa wybiórczo dzięki porównaniu kierunków przepływu mocy zwarciovych z dwóch końców odcinka linii przesyłowej. Do przesyłu informacji o kierunku przepływu tej mocy na drugi koniec odcinka linii wykorzystuje się łącza telekomunikacyjne.

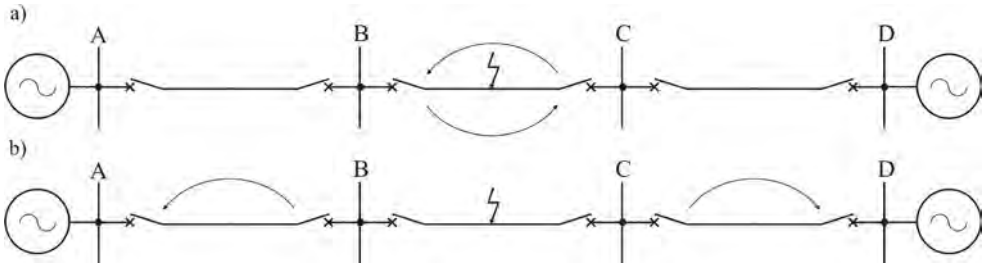
Jeżeli porównywane, na danym odcinku linii, kierunki przepływu mocy zwarciovych są:

- zgodne, na obu końcach są od szyn na linię, to zwarcie jest wewnętrzne i podlega wyłączeniu;



- przeciwnie, na jednym końcu linii od szyn na linię a na drugim końcu odwrotnie, to zwarcie jest zewnętrzne i nie podlega wyłączeniu.

Do identyfikacji zwarcia wewnętrznego wykorzystuje się informację o kierunku przepływu mocy zwarciowej „od szyn na linię” bądź „od linii na szyny” (rys. 4.19). W pierwszym przypadku informacja wykorzystywana jest do zdejmowania blokady na wyłączenie (rys. 4.19a), natomiast w drugim – do blokowania wyłączenia (rys. 4.19b).



Rys.4.19.Zasady wykrywania zwarcń wewnętrznych przez zabezpieczenie porównawczo-kierunkowe: a) zdejmowanie blokady na wyłączenie i b) blokowanie wyłączenia

Sposób z przesyłem informacji do zdejmowania blokady na wyłączenie (przyzwalający) stosowany jest wtedy, gdy łącze telekomunikacyjne przebiega z dala od linii elektroenergetycznej. Z kolei drugi system (blokujący) należy stosować w przypadku, gdy łącze telekomunikacyjne związane jest integralnie z linią elektroenergetyczną. W tym bowiem systemie sygnały blokujące wyłączenie przesyłane są przez nieuszkodzone odcinki linii.

Zabezpieczenia porównawczo-kierunkowe zwykle nie stosuje się jako samodzielne, ale w układach z zabezpieczeniem odległościowym lub zerowo-mocowym.

#### Współpraca z zabezpieczeniami odległościowymi

Zabezpieczenie porównawczo-kierunkowe pracujące w układzie z zabezpieczeniem odległościowym posiada wspólne człony: rozruchowy i kierunkowy.

Zabezpieczenie zostaje pobudzone jeżeli człon rozruchowy, w wykonaniu nadprądowym lub podimpedacyjny, stwierdzi wystąpienie zwarcia (wewnętrznego i zewnętrznego). Z kolei człon kierunkowy dokonuje pomiaru kierunku przepływu mocy zwarciowej.

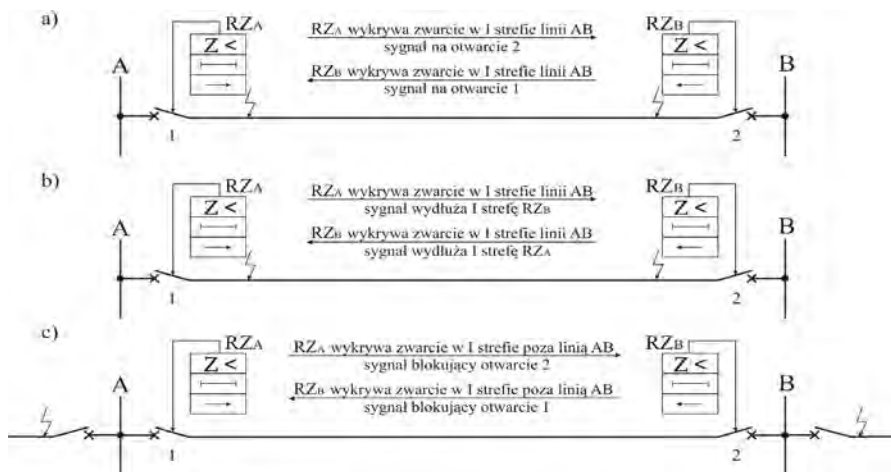
Informacja o kierunku przepływu mocy zwarciowej „od szyn na linię” bądź „od linii na szyny” przesyłana jest łączem telekomunikacyjnym pomiędzy zabezpieczeniami zainstalowanymi na obu końcach odcinków linii.

Przesył tej informacji następuje po stwierdzeniu, przez człon pomiarowy zabezpieczenia odległościowego, wystąpienia zwarcia w pierwszej strefie działania. Stoso-

wane są następujące zasady wykorzystania, przez każde z zabezpieczeń odległościowych, otrzymanej informacji o kierunku przepływu mocy zwarciorowej (rys. 4.20):

- przesłany sygnał do zdejmowania blokady (przepływ od szyn na linię na drugim końcu odcinka) powoduje otwarcie wyłącznika (nastawienie obu zabezpieczeń około 85% długości odcinka);
- przesłany sygnał zdejmuje blokadę na wyłączenie (przepływ od szyn na linię na drugim końcu odcinka) i wydłuża pierwszą strefę zabezpieczenia odległościowego do około 125% długości odcinka linii (początkowe nastawienie obu zabezpieczeń około 115% długości odcinka);
- przesłany sygnał blokujący (przepływ od linii do szyn na drugim końcu odcinka) blokuje działanie zabezpieczenia (nastawienie obu zabezpieczeń około 85% długości odcinka).

Każda z tych zasad zapewnia szybkie wyłączenie zwarć wewnętrznych i nie dopuszcza do bezzwłocznego wyłączenia zwarć zewnętrznych.



Rys.4.20. Zasady współpracy zabezpieczeń odległościowych z zabezpieczeniami porównawczo-kierunkowymi: a) przesyłany sygnał powoduje otwarcie wyłącznika, b) przesyłany sygnał wydłuża pierwszą strefę zabezpieczenia, c) przesyłany sygnał blokuje działanie zabezpieczeń

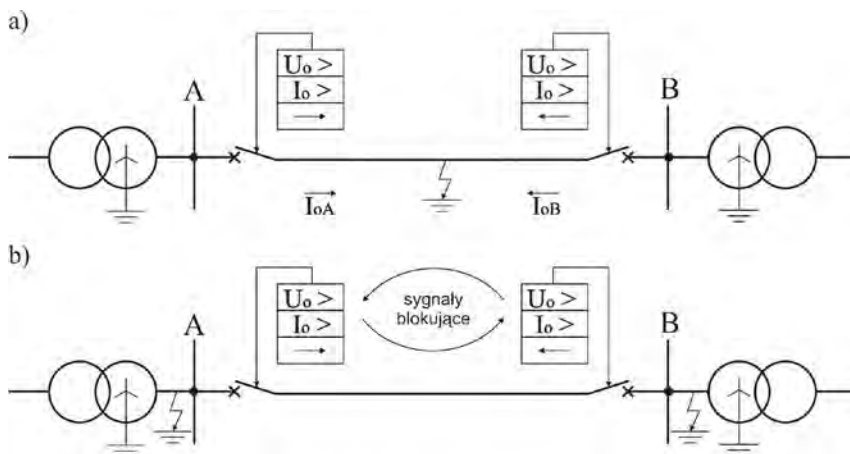
## Współpraca z zabezpieczeniem zerowo-mocowym

Zabezpieczenia zerowo-mocowe, stosowane w sieciach z bezpośrednio uzziemionym punktem zerowym, stanowią zwykle rezerwę zabezpieczeń odległościowych. Rezerwę taką stosuje się ze względu na to, że zabezpieczenia odległościowe nie wykrywają zwarć doziemnych o znacznych wartościach rezystancji przejścia do ziemi (kilkaset omów).

Dzięki współpracy zabezpieczeń zerowo-mocowych z porównawczo-kierunkowymi uzyskuje się bardziej selektywne i szybsze wyłączenie zwarć doziemnych. Zabezpieczenia te posiadają wspólne człony: rozruchowy i kierunkowy. Do członu rozruchowego doprowadzony jest prąd składowej zerowej, natomiast do członu kierunkowego – prąd i napięcie składowej zerowej.

Układ zabezpieczeń, porównawczo-kierunkowego i zerowo-mocowych, może funkcjonować w sposób następujący (rys. 4.21):

- przy wystąpieniu zwarcia wewnętrznego linia zostaje wyłączana obustronnie, ponieważ sygnały blokujące (lokalny i do drugiego zabezpieczenia) nie są wysyłane w przypadku, gdy w obu zabezpieczeniach pobudzone są człony rozruchowe i człony kierunkowe stwierdzają przepływ mocy zwarciovych od szyn na linię;
- przy wystąpieniu zwarcia zewnętrznego linia nie jest wyłączana, ponieważ człon kierunkowy jednego z zabezpieczeń stwierdza przepływ mocy zwarcioviej od linii do szyn i z tego zabezpieczenia wysyłane są sygnały blokujące (lokalny i do drugiego zabezpieczenia).



Rys.4.21.Zasada działania zabezpieczeń porównawczo-kierunkowych i zerowo-mocowych:a) przy zwarciu doziemnym wewnętrznym i b) zewnętrznym

Nastawienie nadprądowych członów rozruchowych zabezpieczeń zerowo-mocowych jest dwustopniowe. Pierwszy stopień działa z czasem zwłoki 0,3s i jest odstrojony od zwarć jednofazowych na końcu linii. Drugi stopień, bardziej czuły, działa z czasem zwłoki trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego.

W układach tych zabezpieczeń możliwe jest zapewnienie działania zabezpieczenia zerowo-mocowego w przypadku otwartego wyłącznika na drugim końcu linii (stosuje się tzw. układ echa) a także przy niesprawnym łączu telekomunikacyjnym (wyłączenie z opóźnieniem) [78].

#### 4.3.7. Zabezpieczenie przeciążeniowe

Przeciążenia cieplne linii elektroenergetycznych dzieli się na długotrwałe – trwające co najmniej kilkadziesiąt godzin, krótkotrwałe w stanach alarmowych – trwające nie dłużej niż 30min. i w stanach awaryjnych lub poawaryjnych – trwające w czasie krótszym od 1min.

Sposoby realizacji zabezpieczeń przeciążeniowych linii kablowych i napowietrznych są różne ze względu na czynniki które decydują o ich przeciążeniu cieplnym.

Na przeciążenie cieplne kabli ma decydujący wpływ obciążenie prądowe. Wartość temperatury najgorętszego miejsca w kablu nie powinna przekraczać: długotrwałe 110°C, krótkotrwałe 150°C i podczas zwarcia 150°C, a nawet do 200°C. Zabezpieczenie przeciążeniowe linii kablowych, bez wymuszonego sztucznego ich chłodzenia, realizuje się za pomocą przekaźników naprądowych zwłocznych. Nastawiana wartość prądu rozruchowego jest równa dopuszczalnej obciążalności długotrwałej kabla. Zwłokę czasową nastawia się na kilka do kilkunastu sekund. Zabezpieczenie to zwykle działa na sygnalizację.

Na przeciążenie cieplne linii napowietrznych ma istotny wpływ nie tylko prąd obciążenia, ale także klimatyczne warunki chłodzenia przewodów (temperatura otoczenia, prędkość wiatru, radiacja słoneczna, parowanie lub roztopianie sadzi i inne). Wartości temperatury przewodów linii napowietrznych nie powinny przekraczać: długotrwałe 60°C do 90°C, krótkotrwałe 80°C do 110°C i podczas zwarcia 150°C, a nawet do 200°C. Wzrost temperatury przewodów linii napowietrznych ponad powyższe wartości powoduje ich niebezpieczne: wydłużanie się, zmniejszanie się wytrzymałości, przegrzanie złączy przewodów. W zależności od występujących warunków klimatycznych przewody mogą osiągać temperaturę długotrwałe dopuszczalną przy różnym obciążeniu prądowym (różniącym się nawet dwukrotnie).

Znajomość temperatury przewodów pozwala na bezpieczne przeciążanie linii napowietrznych. Uwzględnienie tzw. dynamicznej obciążalności prądowej linii napowietrznych (DOL) w prowadzeniu ruchu sieci elektroenergetycznych umożliwia bezpieczne ich przeciążanie i wykorzystanie zdolności przesyłowych [10]. Wyznaczenie DOL może odbywać na podstawie modeli cieplnych linii z uwzględnieniem stanu linii warunków pogodowych [6].

Na terenie PGE Dystrybucja SA Oddział Białystok zainstalowano system kontroli dynamicznego obciążenia linii 110 kV współpracujących z farmami wiatrowymi [10]. W systemie tym z punktów pomiarowych do serwera przesyłana jest łączami komunikacyjnymi informacja dotycząca: temperatury przewodów i otoczenia, wartości prądu płynącego w przewodzie oraz prędkości i kierunku wiatru. Wyniki obliczeń są oparte na modelu linii opracowanym w Instytucie Energetyki w Gdańsku [6]. Wyznaczane dla aktualnych warunków pogodowych,

między innymi, odległości przewodów roboczych linii od ziemi i dopuszczalne obciążenia linii, są na bieżąco przekazywane do systemu dyspozytorskiego.

W mikroprocesorowych zabezpieczeniach przeciążeniowych linii napowietrznych do wyznaczania występującej temperatury przewodów stosuje się cyfrowe modele cieplne nagrzewania się przewodów [27,78], w których uwzględnia się, w różnym stopniu, wyżej wymienione klimatyczne warunki chłodzenia tych przewodów.

## **4.4. Zabezpieczenia od zwarć doziemnych małopądowych**

### **4.4.1. Wprowadzenie**

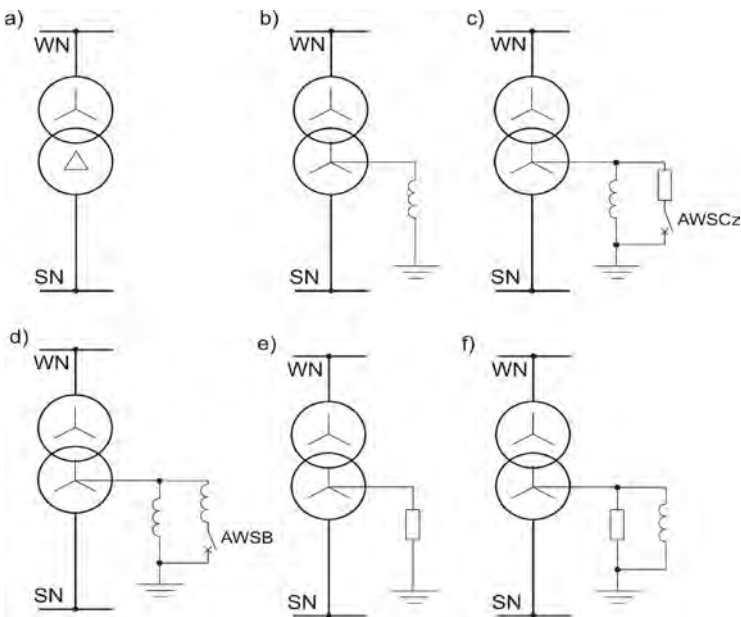
Zwarcia doziemne małopądowe występują w sieciach rozdzielczych średnich napięć. Sposób pracy punktu neutralnego w takich sieciach może być następujący (rys. 4.22):

- izolowany od ziemi (a), wtedy punkt neutralny nie ma żadnego połączenia z ziemią albo jest uziemiony przez ogranicznik napięć bądź bardzo dużą impedancję umożliwiającą przepływ bardzo małego prądu dla celów zabezpieczeń i/lub pomiarów;
- uziemionym pośrednio, przez dławik gaszący (b, c, d) lub rezystancję (e) albo impedancję (f).

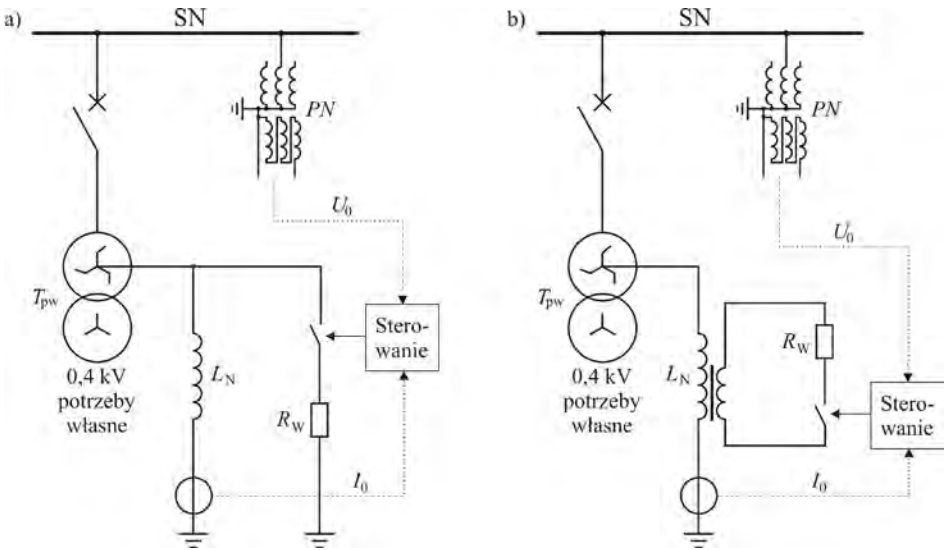
W przypadku uziemienia punktu neutralnego sieci przez dławik gaszący stosuje się też układy do automatycznego wymuszania dodatkowych składowych prądu doziemnego (rys. 4.22c i d): czynnej (AWSCz) lub biernej (AWSB). Układy te są włączane z pewną zwłoką czasową po wystąpieniu w sieci zwarcia doziemnego. Realizowany w zabezpieczeniach pomiar wartości wymuszanych dodatkowych składowych prądu doziemnego pozwala na identyfikację linii ze zwarcie doziemnym.

Praktyczna realizacja uziemienia pośredniego punktu neutralnego sieci SN jest zwykle inna niż przedstawiona na rys. 4.22 b,c,d,e i f. Ze względu na powszechnie stosowane w kraju transformatory WN/SN z układem połączeń gwiazda/trójkąt do uziemiania pośredniego (i wymuszania dodatkowych składowych prądu doziemnego) wykorzystuje się neutralny punkt uzwojenia pierwotnego transformatora potrzeb własnych SN/nn (rys. 4.23).

Sposób pracy punktu neutralnego sieci ma decydujący wpływ na zjawiska występujące w czasie zwarć doziemnych, w szczególności na wartość prądu zwarcia, utrzymywanie się zwarć przemijających i wartości przepięć.



Rys.4.22. Sposoby pracy punktu neutralnego sieci elektroenergetycznej SN: a) izolowany, b) uziemiony przez reaktancję, c) uziemiony przez rezystancję oraz d) przez rezystancję i reaktancję



Rys.4.23. Stosowane w krajowej sieci elektroenergetycznej SN układy do uziemienia pośredniego przez dławik gaszący z wymuszaniem dodatkowej składowej czynnej z rezystorem po stronie wysokonapięciowej (a) i niskonapięciowej (b). Opracowano na podstawie [45]

W trakcie zwarcia doziemnego powstają również przepięcia nieustalone. Poziomy tych przepięć są najwyższe w sieciach z punktem neutralnym izolowanym oraz uziemionym przez dławik gaszący. W takich sieciach po wystąpieniu zwarcia doziemnego występują tłumione oscylacje prądów i napięć spowodowane: rozładowaniem pojemności fazy zwartej i doładowania pojemności faz zdrowych.

Po rozładowaniu pojemności fazy zwartej i doładowaniu pojemności faz zdrowych następuje stan ustalony zwarcia (w przypadku zwarcia metalicznego).

W praktyce większość zwarcć doziemnych w sieciach SN ma charakter łukowy. Wtedy o przebiegu zjawisk decydują zjawiska dotyczące łuku elektrycznego. Łuk ma charakter nieliniowy i nawet przy stabilnym jego paleniu się pojawiają się w prądzie zwarcia liczne harmoniczne. Zwykle jednak łuk elektryczny ma charakter przerywany (gaśnie i zapala się). Występujące przy tym przepięcia powodują, w przypadku długotrwałego utrzymywania się zwarcia łukowego, inicjowanie zwarcć doziemnych wielokrotnych.

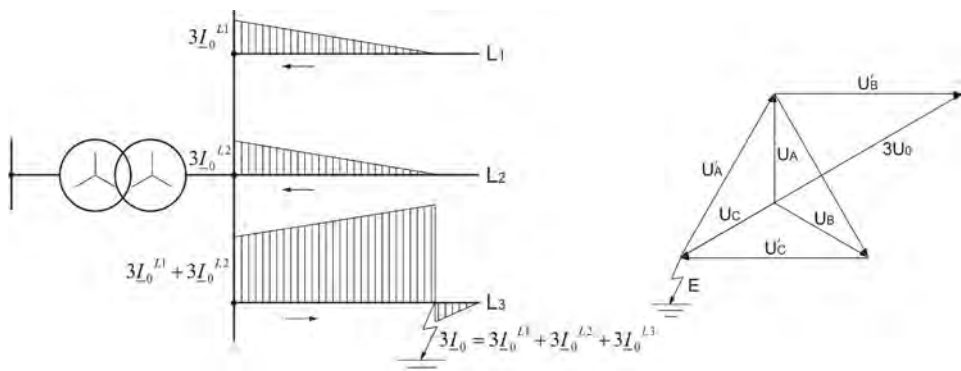
Do kompensacji prądów ziemnozwarciowych wykorzystywane są olejowe dławiki ze szczeliną powietrzną, wyposażone w przełączniki zaczepów. Są one zwane cewkami Petersena lub dławikami gaszącymi. Rzadziej stosowane są specjalne, znacznie kosztowniejsze, transformatory gaszące systemu Baucha lub systemu Reithoffera.

#### Zwarcia doziemne w sieci o izolowanym punkcie neutralnym

Przyczyną wywołującą przepływ prądu podczas zwarcia doziemnego w sieci z izolowanym punktem neutralnym jest istnienie znacznych pojemności i niewielkich upływności przewodów linii elektroenergetycznych względem ziemi. Składowa czynna tego prądu, wynikająca z upływności sieci, posiada wielokrotnie mniejszą wartość.

Przedstawiony na rys. 4.24 rozptył prądów składowej zerowej pojemnościowej w poszczególnych liniach i wykres wektorowy napięć fazowych dotyczy przypadku jednofazowego doziemienia bezpośredniego. Podczas takiego doziemienia wartości napięć fazowych dwóch zdrowych faz osiągają w całej sieci poziom napięcia międzyprzewodowego ( $U'_A$  i  $U'_B$ ). Ich suma jest równa potrójnej wartości napięcia składowej symetrycznej zerowej  $3U_0$ .

Zwykle doziemienie następuje przez rezystancję przejścia do ziemi. W takim przypadku wraz ze wzrostem rezystancji przejścia do ziemi maleje napięcie składowej symetrycznej zerowej  $U_0$ .



Rys.4.24. Rozpływ prądów składowej zerowej symetrycznej oraz wykres wektorowy napięcia i prądów podczas zwarcia jednofazowego doziemnego w sieci z izolowanym punktem neutralnym

Wartość prądu zwarcia 1-fazowego w miejscu doziemienia  $I_z$  praktycznie nie zależy od miejsca jego wystąpienia w sieci, natomiast zależy od: napięcia znamionowego sieci, rodzaju i długości powiązanych ze sobą galwanicznie linii elektroenergetycznych oraz wartości rezystancji przejścia w miejscu doziemienia. Maksymalną wartość prądu składowej zerowej pojemnościowej prądu zwarcia  $I_{zc} = 3I_{0C}$  można wyznaczyć ze wzoru

$$I_{zc} = 3I_{0C} = 3U_{nf}C_0 2\pi f, \quad (4.12)$$

gdzie:  $U_{nf}$  – znamionowe napięcie fazowe,  $3C_0$  – pojemność sieci względem ziemi i  $f$  – częstotliwość znamionowa napięcia.

Do wyznaczenia pojemność sieci względem ziemi niezbędna jest informacja o długości linii napowietrznych i kablowych w danej sieci oraz o jednostkowej pojemności tych linii ( $3C_0 / km$ ).

Sieć SN może pracować z izolowanym punktem neutralnym, jeżeli prąd zwarcia doziemnego nie przekracza granicznych wartości prądów pojemnościowych, przy których łuk elektryczny w miejscu zwarcia doziemnego może zgasnąć samostannie. Wynoszą one od kilku (5 A) do kilkudziesięciu amperów (50 A) – w zależności od wartości napięcia znamionowego sieci i rodzaju sieci.

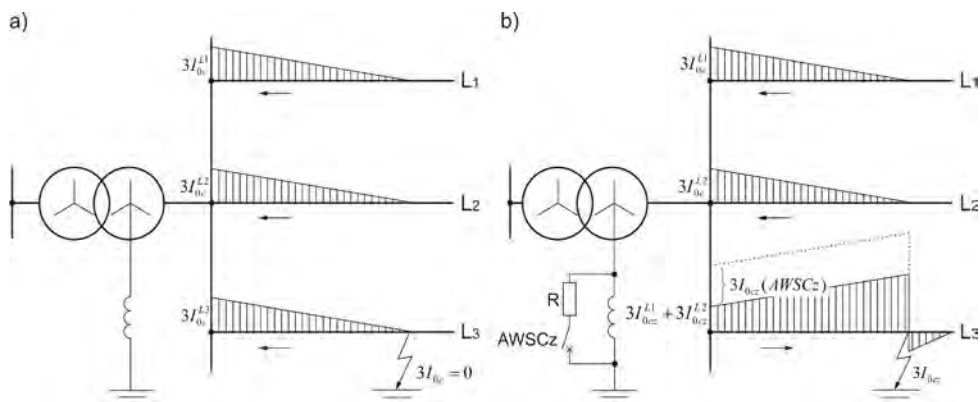
Do wad sieci pracujących z izolowanym punktem neutralnym należy występowanie zwarć łukowych przerywanych wywołujących nieustalone przepięcia o wysokim poziomie (do 3,5 jednostek względnych – j.w. najczęściej 2,7 j.w.) oraz duża skłonność do przekształcania się zwarć doziemnych jednofazowych w zwarcia podwójne.



## Zwarcia doziemne w sieci z kompensacją prądów ziemnozwarciowych

Kompensację prądów ziemnozwarciowych uzyskuje się dzięki uziemieniu punktu neutralnego sieci SN przez dławik z odpowiednio dobraną reaktancją indukcyjną (wyznaczaną dla częstotliwości 50 Hz). Wartość tej reaktancji powinna zapewniać kompensację składowej podstawowej pojemnościowego prądu zwarcia, w stopniu umożliwiającym samoczynne gaśnięcie w powietrzu łuku elektrycznego.

Przedstawiony na rys. 4.25 rozptył prądów składowej zerowej pojemnościowej i czynnej w poszczególnych liniach dotyczy przypadku jednofazowego doziemienia bezpośredniego w sieci z dokładną kompensacją prądów ziemnozwarciowych. W przypadku zastosowania układu AWSCz (rys. 23c) po czasie 2-3 s włączany jest na około 5 sekund rezystor bocznikujący dławik kompensacyjny [33]. Powoduje to przepływ w doziemionej linii zwiększonej (o kilkadziesiąt amperów) wartości prądu składowej zerowej czynnej (linia przerywana w  $L_3$  na rys. 4.25). Z kolei w przypadku zastosowania układu AWSB, przedstawionego na rys. 4.23d, po wystąpieniu zwarcia wymuszany jest w doziemionej linii dodatkowy prąd składowej zerowej indukcyjnej. Znane są rozwiązania AWSB, w których wymuszany jest prąd składowej zerowej pojemnościowej. Zwiększona, po zadziałaniu układu AWSCz lub AWSB, wartość prądu składowej zerowej ułatwia wykrycie przez zabezpieczenie doziemionej linii. Wykres wektorowy napięć fazowych w takiej sieci jest taki sam jak na rys. 4.24.



Rys.4.25. Rozptył prądów składowej zerowej symetrycznej pojemnościowej (a) i czynnej (b) podczas zwarcia jednofazowego doziemnego w sieci z dokładną kompensacją prądów ziemnozwarciowych

W praktyce nie stosuje się dokładnej kompensacji prądów ziemnozwarciowych, gdyż może wystąpić wtedy zwiększona asymetria napięć fazowych względem ziemi w normalnych stanach pracy sieci. Wynika to z różnych pojemności

poszczególnych przewodów fazowych sieci względem ziemi. Z kolei nadmierne przekompensowanie pojemnościowego prądu ziemnozwarciowego (powyżej 15%) pogarsza warunki gaszenia łuku.

W zależności od tego czy sieć jest niedokompensowana czy też przekompensowana prąd resztkowy ma charakter pojemnościowy lub indukcyjny.

Stopień kompensacji ma także wpływ na przebieg napięcia w czasie jego powrotu do wartości znamionowej po zgaszeniu przez dławik łuku zwarciego. Przy kompensacji dokładnej ten przebieg jest powolny, co utrudnia ponowne zapalenie się łuku. Jeżeli kompensacja nie jest dokładna, w napięciu fazy zwartej pojawiają się dudnienia.

W praktyce trudno jest zrealizować kompensację dokładną (jeżeli nie dokonuje się tego w kosztownym układzie regulacji automatycznej). W miejscu zwarcia pozostaje prąd resztkowy spowodowany: występowaniem w prądzie zwarcia wyższych harmonicznych (które nie podlegają kompensacji) oraz składowej czynnej (istnienie upływności linii). Stosunkowo duża wartość prądu resztkowego może podtrzymywać łuk zwarciego.

Zastosowanie w sieci SN kompensacji ziemnozwarciowej pozwala samoczynnie likwidować znaczną liczbę zwarć doziemnych przemijających. Po 3 sekundach wyeliminowanych zostaje około 85% zwarć doziemnych przemijających.

W sieci SN z kompensacją ziemnozwarciową występują także, tak jak w sieci z izolowanym punktem neutralnym, zwarcia doziemne łukowe przerywane, powodujące przepięcia oraz zjawisko przekształcania się zwarć doziemnych pojedynczych w podwójne.

#### Zwarcia doziemne w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor

Uziemienie punktu neutralnego sieci SN za pomocą rezystora ma na celu zwiększenie wartości prądu zwarcia doziemnego do poziomu ułatwiającego działanie prostych zabezpieczeń nadprądowych.

Mniejsze wartości rezystancji uziemiającej oznaczają większe wartości prądów zwarć doziemnych i pewniejsze działanie zabezpieczeń, powoduje to jednak większe zagrożenie porażeniowe. Zalecane są następujące wartości prądu ziemnozwarciowego w czasie metalicznego zwarcia do uziomu stacji: do 250 A w sieciach napowietrznych (lub z przewagą sieci napowietrznych) oraz do 500 A w kablowych sieciach miejskich. Zawsze musi być zapewniona wymagana ochrona przeciwporażeniowa

Sieci SN z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor charakteryzują się dobrymi warunkami pracy prostych zabezpieczeń ziemnozwarciowych, ograniczonym poziomem przepięć ziemnozwarciowych oraz małym prawdopodobieństwem wystąpienia zwarć podwójnych.

W przypadku uziemienia punktu neutralnego przez rezystor prąd zwarcia doziemnego ma dwie składowe: bierną, płynącą przez pojemności sieci, i czynną, płynącą przez rezystor i fazę zwartą. Przesunięcie fazowe pomiędzy prądem zwarcia doziemnego i napięciem doziemionej fazy wynosi kilkadziesiąt stopni. Wartość chwilowa prądu zwarcia nie przechodzi więc przez zero, gdy napięcie przechodzi przez maksimum. Dzięki temu utrudnione są ponowne zapłony łuku w przypadku zwarć łukowych, a tym samym ograniczone przepięcia towarzyszące ponownym zapłonom łuku (poniżej 1,2 j.w.).

Obecnie w sieciach miejskich średniego napięcia w miejsce kompensacji ziemnozwarciowej powszechnie wprowadza się uziemienie punktu neutralnego przez rezystor. W sieciach SN zasilanych z uzwojeń transformatora połączonego w trójkąt sztuczny punkt neutralny sieci tworzy się za pomocą dodatkowego transformatora zwanego transformatorem uziemiającym, o układzie połączeń  $Zy5$ . Zastosowanie dodatkowego transformatora do uziemienia punktu neutralnego powoduje, że część składowej pojemnościowej prądu zwarcia doziemnego jest kompensowana prądem indukcyjnym pochodzącym od reaktancji tego transformatora dla składowej zerowej.

Uziemienia przez rezystor punktu neutralnego sieci SN powoduje jednak: konieczność stosowania złożonej instalacji uziemiających w celu zapewnienia skutecznej ochrony przeciwporażeniowej, wystąpienie problemu zakłóceń telekomunikacyjnych, problemy z rezerwowaniem sieci pracującej z innym sposobem uziemienia punktu neutralnego.

Zwarcia doziemne w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez równoległy układ dławika i rezystora

Uziemienie punktu neutralnego sieci przez równoległy układ dławika i rezystora pozwala częściowo ograniczyć prąd ziemnozwarciowy. Uzyskuje się to poprzez odpowiedni dobór reaktancji dławika, taki, aby wyeliminować z prądu zwarciego składową pojemnościową. Dzięki temu nie zawsze zachodzi potrzeba rozbudowy istniejących uziemień ochronnych w celu zapewnienia wymagań ochrony przeciwporażeniowej.

W tablicy 4.5 zestawiono najważniejsze zalety i wady stosowanych sposobów pracy punktu neutralnego sieci średnich napięć.

Tablica 4.5. Zalety i wady stosowanych sposobów pracy punktu neutralnego sieci ŚN

Rodzaj sieci	Zalety	Wady
Sieci izolowane	Oszczędności inwestycyjne Możliwość awaryjnego zasilania z sieci kompensowanych Proste instalacje uziemieniowe	Najwyższy poziom przepięć nieustalonych Skłonność do zwarć doziemnych Trudności w zlokalizowaniu awarii Duża skłonność do zwarć podwójnych Wymagana staranna profilaktyka izolacji sieci
Sieci kompensowane	Samoczynne gaszenie znacznej liczby zwarć doziemnych Mniejsza liczba zadziałań wyłączników Zmniejszona tendencja do zwarć doziemnych Mniejsze zagrożenie porażeniowe	Zwiększone koszty inwestycyjne Znaczny procent wyższych harmonicznych w prądzie resztkowym Droższe i bardziej skomplikowane zabezpieczenia ziemnozwarciowe Skłonność do występowania zwarć podwójnych i lawinowych Trudności z lokalizacją miejsca zwarcia
Sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor	Szybka i pewna eliminacja zakłóceń ziemnozwarciowych przez proste i tanie zabezpieczenia Ograniczenie poziomu i czasu trwania przepięć Eliminacja podwójnych zwarć doziemnych Łatwiejsza lokalizacja miejsca zwarcia doziemnego w sieci	Problemy z zapewnieniem skutecznej ochrony przeciwporażeniowej Problemy przy wzajemnym rezerwowaniu sieci o różnych układach pracy punktu neutralnego Możliwość występowania zakłóceń telekomunikacyjnych Zwiększona liczba samoczynnych operacji wyłączników

#### 4.4.2. Rodzaje stosowanych zabezpieczeń ziemnozwarciowych

Rodzaj stosowanego w sieci średnich napięć zabezpieczenia ziemnozwarciowego zależy od sposobu pracy punktu neutralnego tej sieci. W przypadku sieci z kompensacją prądu doziemnego zależy także od tego czy zastosowana jest automatyka wymuszania składowej czynnej (AWSCz) w prądzie doziemnym.

W tablicy 4.6 zestawiono zakres zastosowania typowych rodzajów zabezpieczeń ziemnozwarciowych w zależności od sposobu pracy punktu neutralnego sieci.

Wymagane jest zastosowanie sygnalizacji i rejestracji wystąpienia doziemienia i działania AWSCz. Zalecane jest oddzielne rejestrowanie wzrostu napięcia  $3U_o$  i prądu  $3I_o$  powyżej określonych wartości.

Przy wyborze i zastosowaniu zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach średnich napięć konieczne jest przeprowadzenie szeregu obliczeń wielkości elektrycznych ustalonych, wyliczenie nastaw zabezpieczeń oraz dokonanie analiz uzyskanych wyników. Do realizacji takich obliczeń i analiz z powodzeniem można wykorzystać specjalistyczny program komputerowy opracowany w Politechnice Poznańskiej [2].

Tablica 4.6. Zakres zastosowania rodzajów zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach ŚN

Lp.	Rodzaj zabezpieczenia	Sieć izolowana	Sieć kompensowana			Sieć z rezystancyjnym uziemieniem punktu neutralnego
			bez AWSCz i AWBS	z AWSCz	z AWBS	
1	Nadprądowe zerowe ( $I_0 >$ )	+	-	-	-	+
2	Nad napięciowe zerowe ( $U_0 >$ )	+	+	+	+	+
3	Kątowoprądowe (czynnoprądowe)	-	-	+	-	+
4	Kątowoprądowe (biernoprądowe)	+	-	-	+	-
5	Kierunkowe czynnomocowe	-	-	+	-	+
6	Kierunkowe biernomocowe	+	-	-	+	-
7	Admitancyjne ( $Y_0 >$ )	*	*	*	*	+
8	Porównawczo admitancyjne ( $YY_0$ )	-	-	+	+	-
9	Konduktancyjne ( $G_0 >$ )	-	-	+	-	+
11	Susceptancyjne ( $B_0 >$ )	+	-	-	+	*
12	Z kryterium sygnałów zewnętrznych	+	+	-	-	-

Objaśnienia: „+” stosowane, „-” niestosowane, „\*” – stosowanie możliwe ale należy sprawdzić poprawność działania zabezpieczenia przy zmianie konfiguracji sieci.

#### 4.4.3. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe nadnapięciowe zerowe

Wystąpienie zwarcia doziemnego w sieci może być wykryte na podstawie pomiaru składowej symetrycznej zerowej napięcia  $3U_0$ . Do pomiaru tego napięcia stosuje się najczęściej filtr składowej symetrycznej zerowej, utworzony z uzwojeń wtórnych trzech przekładników napięciowych połączonych w tzw. otwarty trójkąt.

Pomiar wartości składowej symetrycznej zerowej napięcia nie pozwala jednak wykryć linii, w której wystąpiło doziemienie (wartość tego napięcia nie zależy od miejsca zwarcia doziemnego w sieci). Zabezpieczenie to może być wykorzystywane do wyłączania całej sieci, pobudzania do działania innych selektywnych zabezpieczeń ziemnozwarciowych oraz sygnalizacji zwarć doziemnych w sieci.

#### 4.4.4. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe nadprądowo zerowe

W zabezpieczeniu nadprądowo zerowym do wykrycia zwarcia doziemnego w danej linii wykorzystuje ustaloną wartość składowej symetrycznej zerowej prądu  $3I_0$  na początku tej linii. Do pomiaru wartości tego prądu wykorzystuje się filtry składowej symetrycznej zerowej, zwykle przekładnik Ferrantiego lub układ Holmgrena. W sieciach średnich napięć stosuje się głównie układ Ferrantiego ze względu na znacznie lepsze od układu Holmgrena właściwości metrologiczne.

Identyfikacja linii ze zwarcie doziemnym w sieci z izolowanym punktem neutralnym następuje na podstawie stwierdzenia wzrostu prądu składowej symetrycznej zerowej  $3I_o$  ponad wartość tzw. prądu własnego linii  $I_{cw}$ , który wystąpi podczas zwarcia w innej części sieci (rys. 4.24). W każdej doziemionej linii prąd  $3I_o$  osiąga wartość równą

$$3I_o = I_{zc} - I_{cw}, \quad (4.13)$$

gdzie:  $I_{zc}$  – prąd zwarcia doziemnego w sieci,  $I_{cw}$  – prąd własny linii doziemionej.

Nastawienie prądów rozruchowych zabezpieczeń zerowo prądowych każdej z linii winno spełniać następujące warunki

$$I_r \leq \frac{I_{zc} - I_{cw}}{k_c n_i} \quad \text{ i } \quad I_r \geq \frac{k_b I_{cw}}{n_i}, \quad (4.14)$$

gdzie:  $k_c$  – współczynnik czułości (o wartości 1,5) i  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa uwzględniający udary prądowe podczas zwarc łukowych przerywanych (o wartości od 4 do 5 dla zabezpieczeń bezzwłocznych i od 1,5 do 2,0 dla zabezpieczeń ze zwłoką czasową 0,5 s).

Kryterium działania tego zabezpieczenia pozwala na jego zastosowanie nie tylko w sieciach z izolowanym punktem neutralnym, ale także w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor. Zastosowanie tego zabezpieczenia w sieci izolowanej jest znacznie ograniczone poprzez konieczność spełnienia warunków nastawienia prądu rozruchowego. Należy wtedy stosować inny rodzaj zabezpieczenia ziemnozwarciowego.

W sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor wartość prądu zwarcia doziemnego jest stosunkowo duża, co ułatwia stosowanie prądu składowej symetrycznej zerowej jako wielkości kryterialnej do wykrywania zwarc doziemnych.

#### 4.4.5. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe kątowoprądowe

W zabezpieczeniu kątowoprądowym identyfikacja linii ze zwarcie doziemnym następuje po wykryciu zwarcia przez zabezpieczenie napięciowo-zerowe. Dokonywana ona jest na podstawie pomiaru kąta fazowego  $\varphi_o$ , zawartego pomiędzy składowymi zerowymi prądu  $3I_o$  i napięcia  $3U_o$ .

W sieciach z izolowanym punktem neutralnym (rys. 4.22a) kryterium działania takiego zabezpieczenia jest wartość prądu składowej symetrycznej zerowej pojemnościowej ( $I_o \sin \varphi_o > I_r$ ).

Z kolei w sieciach z kompensacją ziemnozwarciową (rys. 4.22b,c,d) kryterium działania takiego zabezpieczenia jest wartość prądu składowej symetrycznej zerowej czynnej ( $I_o \cos \varphi_o > I_r$ ).

#### 4.4.6. Zabezpieczenia ziemnozwarciowe admitancyjne

W zabezpieczeniach admitancyjnych identyfikacja linii ze zwarcim doziemnym następuje na podstawie pomiaru wartości admitancji zerowej lub składowych tej admitancji – czynnej (kondunktancji) albo biernej (susceptancji), w zależności od sposobu pracy punktu neutralnego sieci.

Warunkiem poprawnej identyfikacji zwarć doziemnych przez kryteria admitancyjne jest spełnienie dodatkowego warunku

$$U_o > U_{om}, \quad (4.15)$$

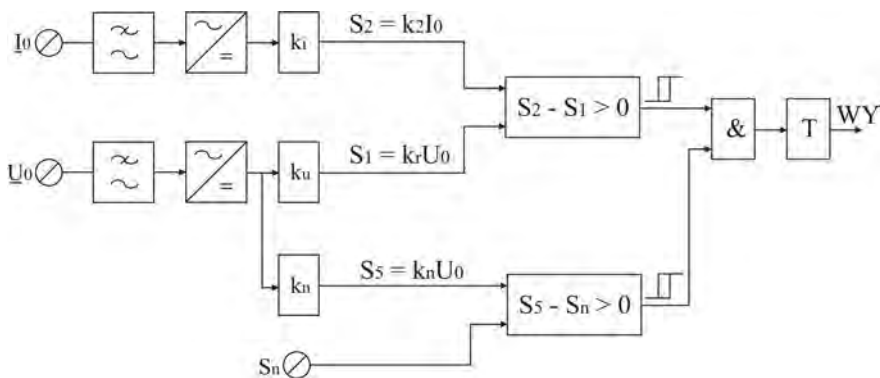
gdzie  $U_{om}$  – największa wartość składowej symetrycznej zerowej napięcia występująca w normalnych warunkach pracy sieci.

Zabezpieczenia ziemnozwarciowe admitancyjne wykrywają doziemioną linię na podstawie wzrostu w tej linii:

- modułu admitancji zerowej ponad wartość rozruchową ( $Y_o > Y_{or}$ ), wyznaczanej ze wzoru  $Y_o = \frac{3I_o}{3U_o}$ ;
- składowej czynnej admitancji zerowej (czyli kondunktancji zerowej) ponad wartość rozruchową ( $G_o > G_{or}$ ), wyznaczanej ze wzoru  $G_o = Y_o \cos \varphi_o$ ;
- składowej biernej admitancji zerowej (czyli susceptancji zerowej) ponad wartość rozruchową ( $B_o > B_{or}$ ), wyznaczanej ze wzoru  $B_o = Y_o \sin \varphi_o$ .

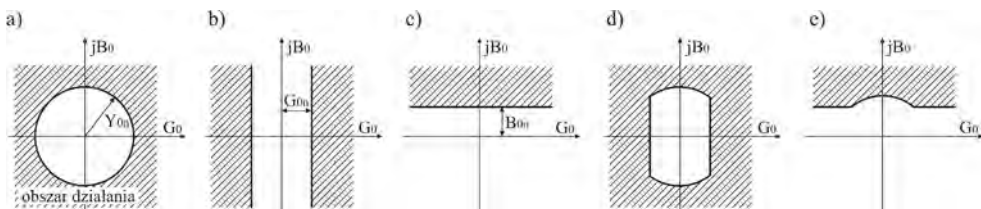
Schemat blokowy przykładowego zabezpieczenia admitancyjnego [45], reagującego na wzrost modułu admitancji zerowej ( $Y_o > Y_{or}$ ), przedstawiono na rys. 4.26. Zabezpieczenie to składa się z toru prądowego ( $I_o$ ) i napięciowego ( $U_o$ ). Wielkości wejściowe podlegają filtracji i wyprostowaniu. W komparatorach amplitudy stwierdza się, czy nastąpił odpowiedni wzrost wartości modułu admitancji ( $(S_2 - S_1) > 0$ ) oraz napięcia składowej symetrycznej zerowej ponad nastawioną wartość ( $(S_5 - S_n) > 0$ ). Równoczesne działanie obu komparatorów, stwierdzone przez iloczyn logiczny &, spowoduje zadziałanie zabezpieczenia po nastawionym w układzie  $T$  czasie.

Zabezpieczenia admitancyjne wyróżniają się wysoką skutecznością wykrywania zwarć doziemnych, nawet przy dużej rezystancji przejścia. Należy podkreślić ich wysoką skuteczność w sieciach wyposażonych w układy wymuszania składowej czynnej (AWS Cz) oraz w sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystancję, ponieważ w takich sieciach występuje bardzo wyraźny wzrost wartości konduktancji zerowej w liniach doziemnych.



Rys. 4.26. Schemat blokowy zabezpieczenia admitancyjnego  $Y_0 >$ , wg [45]

W zabezpieczeniach admitancyjnych istnieje możliwość łączenia różnych kryteriów (np. admitancyjnego i konduktancyjnego), co umożliwi prawidłową lokalizację linii doziemionej w sieciach ŚN o różnych sposobach pracy punktu neutralnego. Ma to istotne znaczenie podczas wzajemnego rezerwowania się takich sieci. Typowe charakterystyki rozruchowe zabezpieczeń ziemnozwarciowych admiracyjnych przedstawiono na rys. 4.27.



Rys. 4.27. Charakterystyki rozruchowe zabezpieczeń ziemnozwarciowych admitancyjnych: a) admitancyjne ( $Y_o > Y_{or}$ ); b) konduktancyjne ( $G_o > G_{or}$ ); c) susceptancyjne ( $B_o > B_{or}$ ); d) admitancyjno-konduktancyjne ( $Y_o > Y_{or}$ )  $\wedge$  ( $G_o > G_{or}$ ); e) admitancyjno-susceptancyjne ( $Y_o > Y_{or}$ )  $\wedge$  ( $B_o > B_{or}$ ) (na podstawie [69])

W sieciach średnich napięć z uziemionym punktem neutralnym przez dławik, posiadających układy AWSCz lub AWSB, stosuje się zabezpieczenia ziemnozwarciowe porównawczo-admitancyjne  $Y_0^>$  [45]. Kryterium działania takiego zabezpieczenia oparte jest na dwukrotnym pomiarze admitancji. Pierwszy pomiar następuje po wystąpieniu doziemienia, ale przed zadziałaniem układu AWSCz lub AWSB. Drugi pomiar realizowany jest po zadziałaniu jednego z tych układów. Oba pomiary są wykorzystywane do identyfikacji doziemionej linii.



#### 4.4.7. Zabezpieczenia ziemnozwarciowe kierunkowe mocowo-zerowe

Wykrywanie linii doziemionej może odbywać się na poprzez ustalenie kierunku i wartości mocy w tej linii. Dokonuje się tego na podstawie pomiaru ustalonych wartości składowych symetrycznych zerowych, napięcia  $3U_o$  i prądu  $3I_o$  i kąta przesunięcia pomiędzy tymi wielkościami  $\varphi_o$ . Występują dwie odmiany tego zabezpieczenia ziemnozwarciowego kierunkowego zerowego: biernomocowe i czynnomocowe.

W sieciach izolowanych prąd składowej symetrycznej pojemnościowej w linii doziemionej ma inny zwrot niż w pozostałych liniach (rys. 4.24), dzięki czemu identyfikuje się tę linię na podstawie pomiaru kierunku przepływu ziemnozwarciowej mocy biernej ( $Q_{oc} = U_o I_o \sin \varphi_o$ ).

W sieciach z kompensacją prądów zwarcia doziemnego kierunek przepływu mocy biernej pojemnościowej ziemnozwarciowej w linii doziemionej zależy od tego czy sieć posiada dokładną kompensację (rys. 4.25), jest przekompensowana albo niedokompensowana. W takiej sieci można zastosować zabezpieczenie kierunkowe zerowe czynnomocowe, reagujące na kierunek przepływu mocy ziemnozwarciowej czynnej ( $P_{ocz} = U_o I_o \cos \varphi_o$ ).

Obecnie do wykrywania zwarc doziemnych w sieciach SN stosuje się, zamiast zabezpieczeń kierunkowych mocowo-zerowych, zabezpieczenia kątoowo-prądowe.

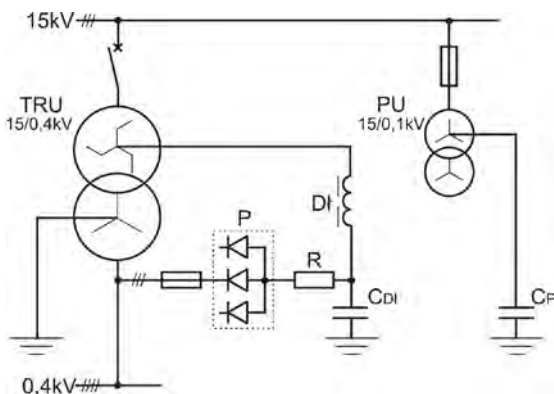
#### 4.4.8. Zabezpieczenia ziemnozwarciowe z zewnętrznym sygnałem

Do realizacji zabezpieczenia ziemnozwarciowego można wykorzystać zewnętrzny sygnał zmiennie- lub stałoprądowy [85]. Zewnętrzny sygnał prądowy, przemienny o częstotliwości od 25Hz do 500kHz lub stałoprądowy, wprowadzany jest do punktu neutralnego sieci na stałe lub w chwili wystąpienia doziemienia (wykrytego przez zabezpieczenie napięciowe zerowe).

Zabezpieczenia ziemnozwarciowe zainstalowane w poszczególnych liniach reagują na wymuszane przez sygnał zewnętrzny i umożliwiają jednoznaczne zlokalizowanie doziemionej linii.

W opracowanym w Rosji rozwiązaniu zabezpieczenia ziemnozwarciowego [58] zastosowano zewnętrzny sygnał prądowy, uzyskiwany ze źródła napięciowego o częstotliwości 25Hz włączonego na stałe szeregowo w obwód dławika kompensacyjnego od strony ziemi. Ponieważ częstotliwość źródła napięciowego jest mała, mniejsza od 50Hz, to wartości prądów składowej zerowej o tej częstotliwości różnią znacznie dla dwóch stanów, bez i ze zwarcie doziemnym w linii. Dzięki temu uzyskano się dużą czułość i selektywność wykrywania zwarcia doziemnego w liniach.

Kryterium zewnętrznego sygnału stałoprądowego polega na wprowadzeniu do punktów neutralnych sieci kompensowanych napięcia stałego, wymuszającego w chwili doziemienia prąd od kilkuset miliamperów do kilkudziesięciu amperów, zależnie od rezystancji przejścia w miejscu zwarcia [67]. Zastosowanie kryterium stałoprądowego do selektywnego wykrywania zwarcć doziemnych stało się możliwe dzięki opracowaniu przekładników prądowych przenoszących składową stałą prądu, które zasilają stałoprądowe przekaźniki nadprądowe [62].



Rys. 4.28. Układ wymuszania składowej stałej prądu na potrzeby zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Wg [79]

Stałoprądowe zabezpieczenia ziemnozwarciowe pracują od 1996 r. na terenie ZE Białystok w sieci 15kV, zasilanej ze stacji Michałowo. Zastosowany dla tych zabezpieczeń układ wymuszania składowej stałej prądu przedstawiono na rys. 4.28. Sieć pracuje z uziemionym punktem neutralnym przez dławik  $Dł$ . Źródłem prądu stałego jest trójfazowy prostownik  $P$  zasilany napięciem z transformatora potrzeb własnych  $TRU$ . Kondensatory  $C_{dt}$  i  $C_p$  uniemożliwiają przepływ prądu stałego od sieci 15kV do ziemi w czasie normalnej pracy. Włączony szeregowo z prostownikiem rezystor  $R \cong 30\Omega$  ma za zadanie ograniczyć wartości prądów przy bliskich zwarciach doziemnych.

#### 4.5. Przykłady zespołów automatyki zabezpieczeniowej linii elektroenergetycznych

Do realizacji funkcji zabezpieczeniowych, wymaganych dla linii elektroenergetycznych średnich i wyższych napięć, można z powodzeniem zastosować szereg obecnie oferowanych w kraju cyfrowych zespołów automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej. Zespoły te są wyposażone w rozbudowane systemy rejestracji zda-

zeń i zakłóceń. Systemy nadzoru i sterowania tych zespołów pozwalają na wprowadzanie nastaw, przeprowadzanie testów oraz dokonywanie analiz zaistniałych zdarzeń i zakłóceń.

Do ważniejszych producentów krajowych cyfrowych zespołów automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej linii elektroenergetycznych należą: ZEG-ENERGETYKA w Tychach – obecnie Kopex Electric Systems SA (np. zespoły CZAZ-L, CZAZ-U, CZAZ-RL), RELPOL Zakład POLON w Zielonej Górze (np. CZIP-1L, CZIP-1E ; obecnie CZIP-PRO) i ELKOMTECH w Łodzi (np. Ex-BEL\_Z2U). Poniżej przedstawiono cztery przykładowe cyfrowe zespoły automatyki zabezpieczeniowej linii elektroenergetycznych: średniego napięcia CZAZ-U, CZIP-1L i Ex-BEL\_Z2U oraz wyższego napięcia CZAZ-RL.

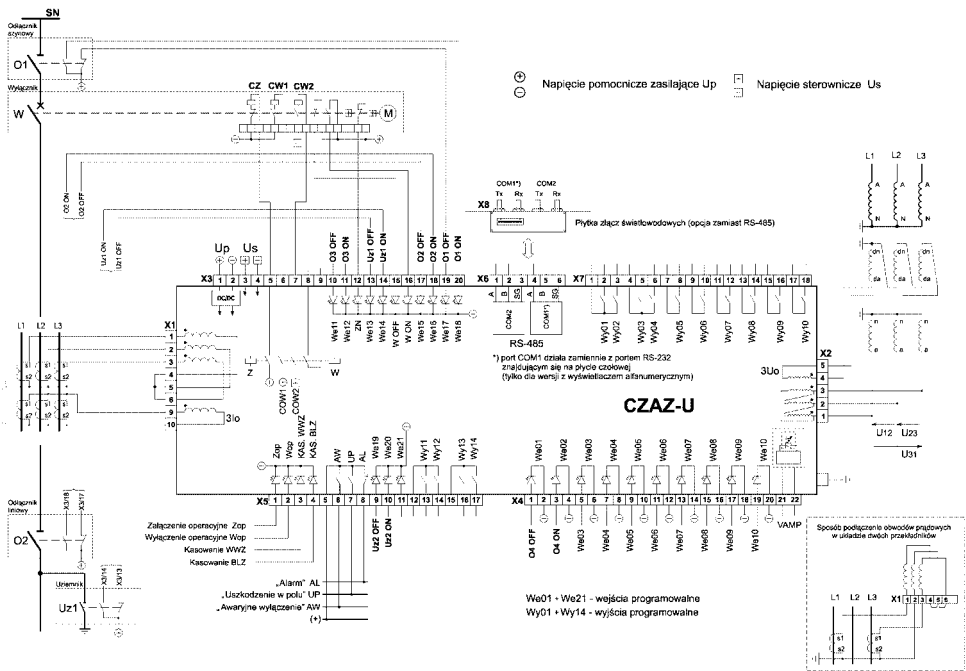
#### Cyfrowy zespół automatyki zabezpieczeniowej CZAZ-U

Zespół CZAZ-U jest uniwersalnym, kompleksowym urządzeniem zabezpieczeniowym przeznaczonym dla pól w elektroenergetycznej sieci rozdzielczej średniego napięcia [28]. Widok zespołu przedstawiono na rys.4.29. Zastosowany sprzęt i oprogramowanie zespołu zapewniają elastyczną i niezawodną realizację funkcji zabezpieczeniowych, sterowniczych, pomiarowych i kontrolnych. Integralnym wyposażeniem zespołu są dwa sterowniki. Sterownik specjalizowany, realizujący zdefiniowane funkcje współpracy z polem, oraz sterownik programowalny.



Rys. 4.29. Widok zespołu automatyki zabezpieczeniowej CZAZ-U [28]

Zespół CZAZ-U ma uniwersalne zastosowanie, ponieważ jest przeznaczony do zabezpieczenia pola zasilającego, pola łącznika szyn i pomiaru napięcia, linii napowietrznej lub kablowej, transformatora SN/nn, baterii kondensatorów i transformatora uziemiającego, w sieciach z bezpośrednio uziemionym lub izolowanym punktem neutralnym oraz w sieciach kompensowanych. Bogata biblioteka układów synoptyki pola pozwala na dostosowanie parametry zespołu do konfiguracji zabezpieczanego obiektu. Schemat podłączeń zewnętrznych zespołu automatyki zabezpieczeniowej CZAZ-U przedstawiono na rys. 4.30.



Rys. 4.30. Schemat połączeń zewnętrznych zespołu automatyki zabezpieczeniowej CZAZ-U, wg [28]

Do najważniejszych właściwości zespołu CZAZ-U zalicza się [28]:

- duży zestaw zabezpieczeń, cztery nadprądowe (zwłoczne i bezzwłoczne), ziemnozwarciowe (dwa zerowoprądowe, kierunkowe, admitancyjne i nadnapięciowe zerowe), nad i podnapięciowe oraz podczęstotliwościowe z możliwością dowolnej ich konfiguracji;
- posiadanie funkcji specjalizowanego sterownika polowego ze standardową logiką, zapewniającą bezpieczną obsługę pola przy sterowaniu lokalnym i zdalnym, w zależności od stanu położenia łączników, zewnętrznych blokad i blokad od zabezpieczeń, jak również realizację automatyki poawaryjnej oraz współpracę z układami sygnalizacji akustycznej stacji;
- funkcje programowalnego sterownika polowego z możliwością swobodnego konfigurowania rozwiązań niestandardowych;
- możliwość dostosowania współpracy z łącznikami do wymagań układów rozdzielnic oraz wymagań pól rozdzielczych;
- wyposażenie w układ współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych ZS i lokalną rezerwą wyłącznikową LRW;
- posiadanie zabezpieczenia łukochronnego, współpracującego z czujnikiem błysku systemu VAMP;

- możliwość blokady zabezpieczeń nadprądowych od udaru prądów magnesowania, występujących przy załączaniu transformatorów;
- możliwość bezpośredniego sterowania łącznikami z kontrolą ciągłości obwodów wyłączających;
- wyposażenie w układy pomiarowe wielkości elektrycznych oraz rejestrator zdarzeń i przebiegów zakłóceń oraz parametrów wyłączających z ostatniego zakłócenia;
- sygnalizacja lokalna najważniejszych stanów pracy zespołu i chronionego pola;
- samokontrola poprawnego działania zespołu;
- pełną obsługę z wykorzystaniem lokalnego panelu operatora;
- układy do zdalnej komunikacji, szeregowej z komputerem PC lub z systemem nadrzędnym.

### Cyfrowy zespół automatyki zabezpieczeniowej CZIP-1L

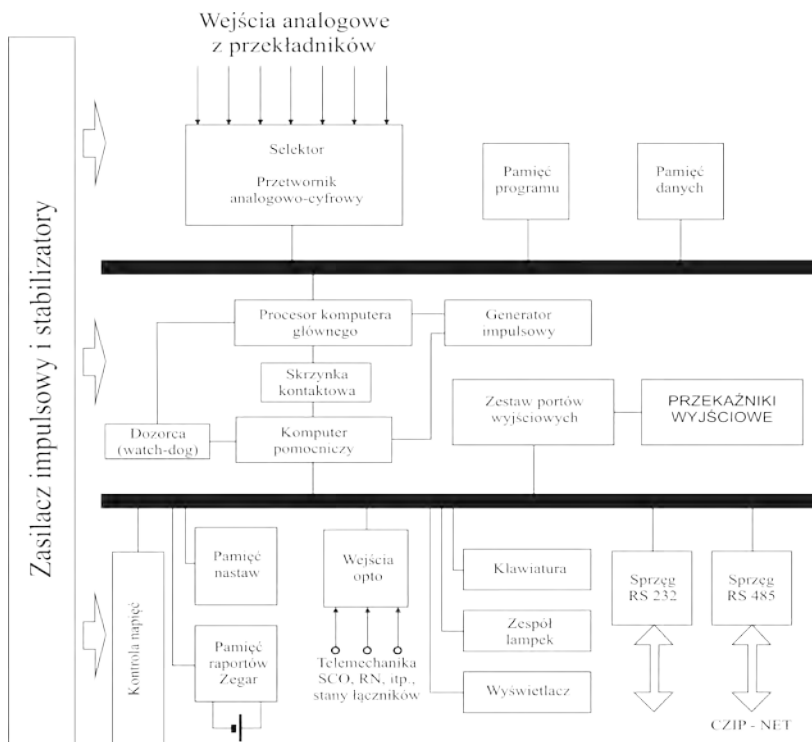
Zespół CZIP-1L jest urządzeniem zabezpieczeniowym przeznaczonym dla pól w sieci rozdzielczej (napowietrznej lub kablowej) średniego napięcia [30]. Realizuje on funkcje w zakresie zabezpieczeń, pomiarów, sterowania, komunikacji, rejestracji i współpracy z automatykami stacyjnymi. Zabezpieczana linia może pracować w sieci o punkcie neutralnym izolowanym, uziemionym przez dławik lub rezystor. Cechą podstawową zespołu jest możliwość programowego dostosowania do pracy w większości rodzajów pól rozdzielni ŚN, z pojedynczym i podwójnym systemem szyn zbiorczych.

Strukturę wewnętrzną zespołów automatyki zabezpieczeniowej typu CZIP przedstawiono na rys. 4.31. Natomiast widok zespołu CZIP-1L oraz jego schemat podłączenia na rys. 4.32 i 4.33.

W zespole CZIP-1L realizowane są następujące funkcje:

- zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od skutków zwarć międzyfazowych, z możliwością kształtowania charakterystyk (jedno- i dwustopniowa lub łamana);
- zmiany nastaw prądowych i czasowych zabezpieczeń od skutków zwarć międzyfazowych na nastawiony czas aktywności po podaniu operacyjnego sygnału na zamknięcie wyłącznika, którą stosuje się wtedy, gdy występują trudności z załączeniem linii pod obciążenie (zjawisko tzw. odbijania wyłącznika);
- blokady kierunkowej zabezpieczeń nadprądowych oraz członu do współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych;
- zabezpieczenia mocy zwrotnej, która pozwala uniknąć zbędnych przepływów mocy i niedopuszczalnego łączenia różnych sekcji szyn zbiorczych;

- blokady zabezpieczenia szyn uruchamianej po przekroczeniu przez wartość prądu zwarciovego określonej nastawy prądu rozruchowego;
- zabezpieczenia ziemnozwarciowego, zerowoprądowego (do wyboru charakterystyka niezależna i zależna) i admitancyjnych, współpracujących z AWS CZ;
- automatyki SPZ, maksymalnie 3-krotna z wyborem czasu wyłączenia i przerw w poszczególnych cyklach, z możliwością jej odstawienia i blokowania.



Rys. 4.31. Struktura wewnętrzna zespołów automatyki zabezpieczeniowej typu CZIP [30]

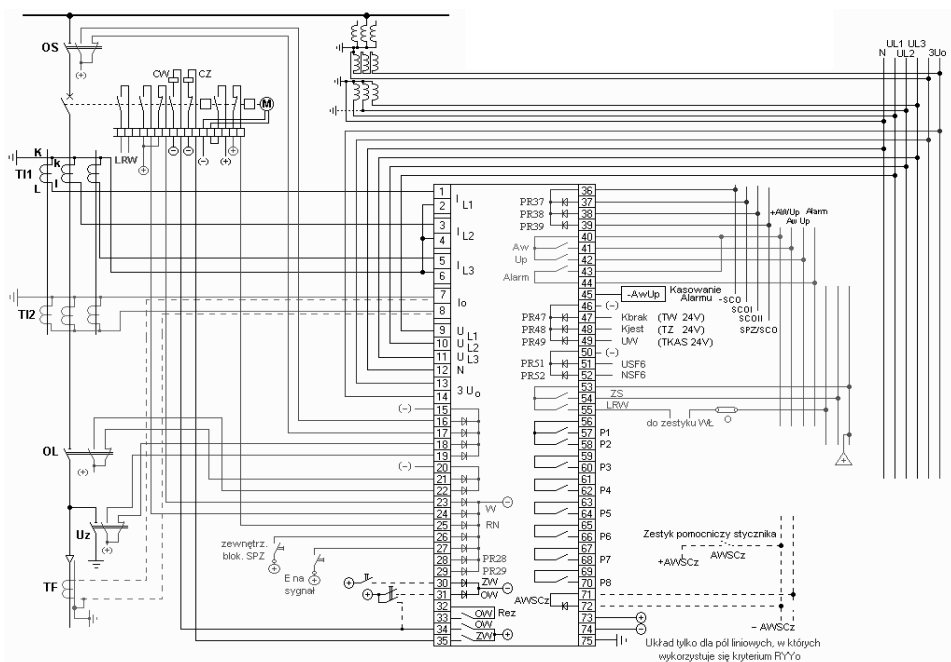
Zespół może współpracować z automatyką SCO (dwa stopnie) oraz SPZ/SCO oraz lokalną rezerwą wyłącznikową (LRW). Obsługuje konfiguracje odłączników szynowych w pojedynczym i podwójnym systemie szyn zbiorczych.

Zespół może współpracować z przekładnikami prądowymi o wtórnym prądzie znamionowym 1A lub 5 A. Wyposażony jest we wspólne wejście dla filtrów typu Ferrantiego i Holmgreena. Posiada samokontrolę pracy poszczególnych elementów zespołu. Realizuje następujące pomiary: napięć, prądów, współczynnika mocy tg oraz mocy czynnych, biernych i wybranych energii łącznie z podziałem na strefy

czasowe oraz pomiary admittance, konduktancji i susceptancji fazy doziemionej na podstawie obliczonych wartości skutecznych (true RMS).



Rys.4.32. Widok zespołu automatyki automatyki zabezpieczeniowej CZIP-1L [30]



Rys. 4.33. Schemat połączeń zewnętrznych zespołu automatyki zabezpieczeniowej CZIP-1L, wg [30]

Współpraca z systemem nadrzędnym odbywa się za pomocą łącza komunikacyjnego. Do wyboru są sprzężki RS485 i RS232 (pracujące równolegle). Zasady wymiany informacji określa protokół transmisyjny. Istnieje możliwość zastosowania światłowodów.

Komunikacja z komputerowym systemem nadzoru pracującym w oparciu o protokół DNP 3.0 (np. Ex, SYNDIS, PRINS) odbywa się poprzez własny koncentrator.

Cyfrowy zespół automatyki zabezpieczeniowej Ex-BEL\_Z2U

Zespół Ex-BEL\_Z2U jest uniwersalnym urządzeniem zabezpieczeniowym następujących pól rozdzielni średniego napięcia [31]. Widok tego zespołu przedstawiono na rys. 4.34 natomiast na rys. 4.35 schemat połączeń zewnętrznych.



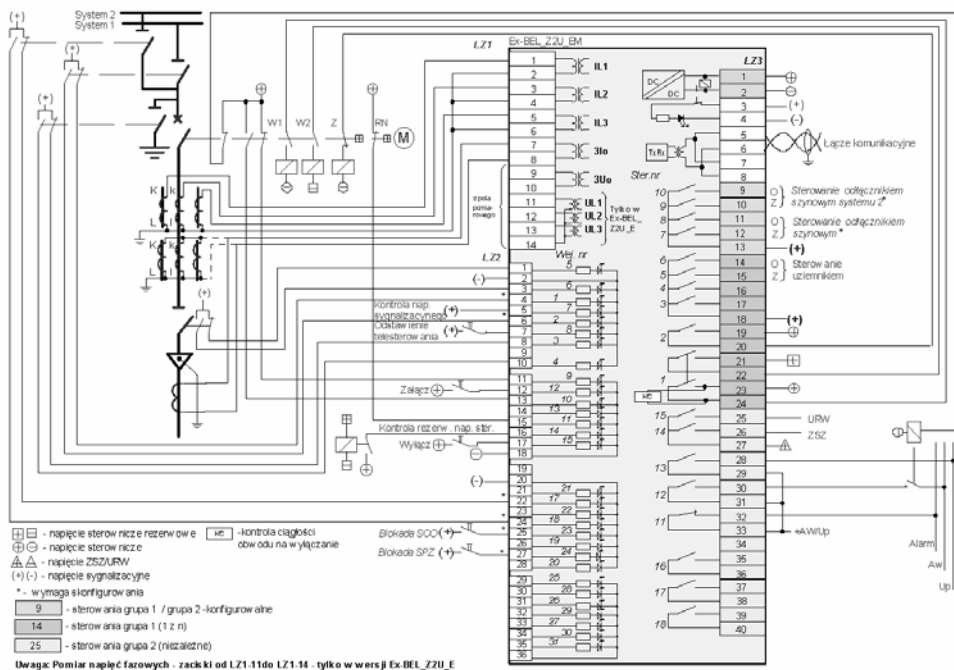
Rys.4.34. Widok zespołu automatyki zabezpieczeniowej Ex-BEL\_Z2U [31]

Programowo można go skonfigurować do pracy w polach: odpływowym, zasilającym, w polu transformatora potrzeb własnych, pomiarowym, baterii kondensatorów, silnika asynchronicznego i jako zabezpieczenie rezerwowe transformatora 110kV.

Zespół Ex-BEL\_Z2U spełnia rolę terminala pola średniego napięcia, który integruje funkcje zabezpieczeń, telemechaniki i mierników. Unikalną cechą tego urządzenia jest możliwość rejestracji zakłóceń, analizy jakości dostarczanej energii oraz realizacji automatyki wg algorytmu użytkownika.

Zespół Ex-BEL\_Z2U jest sterownikiem mikroprocesorowym, który realizuje wszystkie swoje funkcje na drodze programowej. Funkcje zabezpieczenia są konfigurowane (uaktywniane lub blokowane) przez użytkownika w zależności od potrzeb. Użytkownik może zmienić przyporządkowanie zacisków wejściowych oraz przekaźników wyjściowych do danych funkcji, usuwać z konfiguracji niewykorzystane sygnały, wprowadzać dodatkowe funkcje wejściowe lub wyjściowe np. stykową sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń lub grupy zabezpieczeń. Lista dostępnych funkcji jest zależna od wybranego typu pola.





Rys. 4.35. Schemat podłączeń zewnętrznych zespołu automatyki zabezpieczeniowej Ex-EL\_Z2U, wg [31]

Podstawowe funkcje realizowane przez ten zespół są następujące:

- czterostopniowe trójfazowe zabezpieczenie nadprądowo-czasowe,
- zabezpieczenie szyn zbiorczych z możliwością stykowej blokady przez pola odpyłowe,
- zabezpieczenie nadprądowe zależne,
- zabezpieczenie kierunkowe fazowe,
- dwustopniowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe nadprądowo-czasowe,
- zabezpieczenie kierunkowe ziemnozwarciowe,
- zabezpieczenie ziemnozwarciowe admitancyjne, konduktancyjne i susceptancyjne,
- zabezpieczenie ziemnozwarciowe nadnapięciowe,
- zabezpieczenie nadnapięciowe i podnapięciowe,
- zabezpieczenie przed wydłużonym rozruchem,
- zabezpieczenie przed wielokrotnym rozruchem,
- zabezpieczenie przed asymetrią obciążenia,
- model ciepły,

- automatyki: SPZ – do trzech załączeń, SCO (we współpracy z koncentratorem lub stykowo), SPZ po SCO, ABK
- realizacja rezerwy wyłącznikowej (w konfiguracji dla pól zasilającego i sprzęgła),
- pomiary: trzech prądów fazowych, napięć fazowych, międzyfazowych, mocy biernej i czynnej sumarycznej oraz każdej fazy,
- zliczanie energii (liczniki czterokwadrantowe).
- wykonywanie telesterowań łącznikami oraz zbieranie do 30 sygnalizacji z poziomu 220V – lub 110V – lub 24V – (w zależności od wykonania)
- możliwość lokalnego zablokowania poleceń z telemechaniki (odstawienie telesterowań),
- blokada sterowania łącznikami w zależności od położenia wyłącznika (indywidualna dla każdego łącznika),
- blokada zabezpieczenia nadprądowego od drugiej harmonicznej,
- współpraca z zabezpieczeniami zewnętrznymi,
- cztery banki nastaw.

#### Cyfrowy zespół automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej CZAZ-RL

Zespół CZAZ-RL przeznaczony jest do zabezpieczania linii elektroenergetycznych wysokich napięć, pracujących w sieci z bezpośrednio uziemionym punktem zerowym, wyłączanych trójfazowo przy wszystkich rodzajach zwarć [29]. Widok zespołu CZAZ-RL przedstawiono na rys. 4.36 natomiast schemat podłączeń zewnętrznych na rys. 4.37.

Zespół CZAZ-RL charakteryzuje się następującymi cechami:

- posiada wielofunkcyjny zestaw zabezpieczeń, zapewniający szybkie i pewne eliminowanie stanów zwarciovych i awaryjnych;
- zastosowanie zaawansowanej cyfrowej techniki przetwarzania informacji, zapewnia wysoką stabilność charakterystyk i parametrów zabezpieczeń;
- uzyskano wysoką niezawodność działania, dzięki zastosowaniu struktury wieloprocessorowej z uwzględnieniem pracy równoległej procesorów;
- posiada rozbudowany system autokontroli, sygnalizacji awarii wewnętrznych oraz rezerwowania zabezpieczeń;
- wyposażony jest w autonomiczny rejestrator zakłóceń i zdarzeń oraz lokalizator miejsca zwarcia;
- panel komunikacji, pełni funkcje konsoli operatora dla lokalnej obsługi zespołu oraz funkcje wyświetlania dla wielkości rejestrowanych lub mierzonych;
- współpracuje z komputerem PC, rozszerzającym funkcje panelu komunikacji;

- posiada układy współpracy z nadrzędnymi systemami monitoringu i sterowania;
- możliwa jest szybka zmiana nastaw przez wybór jednego spośród wcześniej przygotowanych zestawów.



Rys.4.36. Widok zespołów automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej CZAZ-RL [29]

W skład zespołu wchodzi zabezpieczenia: odległościowe, ziemnozwarciowe kierunkowe, i nadprądowe oraz automatyka SPZ, układ kontroli synchronizmu, układ współpracy z łączem w.cz. i układy funkcjonalne:

Zabezpieczenie odległościowe PX posiada:

- pięciostrefowy przekaźnik impedancyjny z progiem prądowym;
- człon kierunkowy z pamięcią napięciową;
- układ blokady zabezpieczenia odległościowego przy uszkodzeniach w obwodach wtórnych napięciowych;
- stopnie opóźnienia czasowego (niezależne dla każdej ze stref).

Zabezpieczenie ziemnozwarciowe kierunkowe PloK posiada:

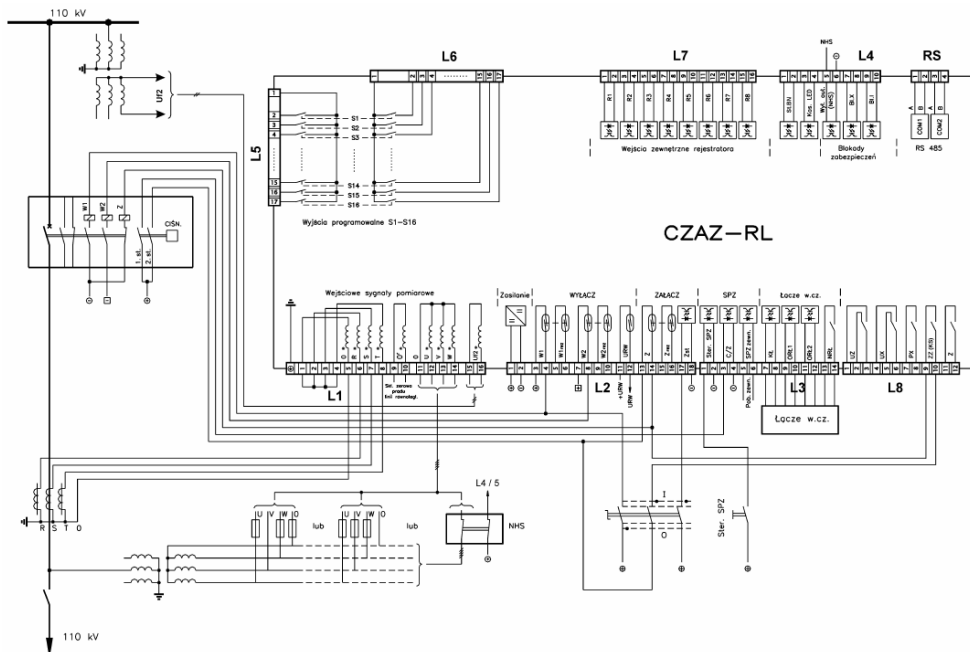
- charakterystykę czasowo-prądową, niezależną i liniowo-zależną o nastawialnych parametrach;
- blokadę kierunkową;
- próg napięciowy;
- tryby działania: aktywny / odstawiony.

Zabezpieczenie nadprądowe PI posiada:

- charakterystykę czasowo-prądową, niezależną i liniowo-zależną o nastawialnych parametrach;
- tryb działania, aktywny / aktywny tylko przy niesprawnym zabezpieczeniu odległościowym / odstawiony.

Automatyka SPZ jest jednokrotna, trójfazowa, z kontrolą synchronizmu. Start SPZ może być wewnętrzny (od zabezpieczeń, odległościowego i ziemnozwarciowego) lub zewnętrzny (od zabezpieczeń rezerwowych, sygnał z łącza w.cz.).

Układ kontroli synchronizmu KS może blokować załączenia w cyklu SPZ lub zezwolić na załączenie, na podstawie kontroli obecności napięcia po obydwu stronach wyłącznika.



Rys.4.37. Schemat podłączeń zewnętrznych zespołu automatyki zabezpieczeniowej CZAZ-RL, wg [29]

Układ współpracy CZAZ-RL z łączem w.cz. może:

- współpracować warunkowo – działanie, po odebraniu rozkazu łączem, zależne od pobudzenia zabezpieczenia odległościowego;
- współpracować bezwarunkowo – działanie po odebraniu rozkazu łączem, niezależnie od pobudzenia zabezpieczenia odległościowego.

Zespół CZAZ-RL wyposażony jest także w: zabezpieczenie od załączania na zwarcie, układ współpracy z wyłącznikiem, układ programowalnych wyjść dwustanowych, układ współpracy z centralną sygnalizacją stacji, panel komunikacji operatora, układ autokontroli i testów, rejestrator zakłóceń, rejestrator zdarzeń, lokalizator miejsca zwarcia, układ współpracy z nadrzędnymi systemami komunikacji, układ do pomiaru bieżących wielkości elektrycznych, przekaźniki asymetrii

prądów i napięć, przekaźniki podnapięciowe fazowe oraz w układ do zdalnej komunikacji szeregowej z komputerem PC lub systemami nadrzędnymi.

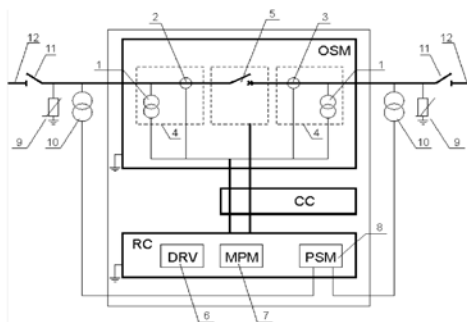
Od 2000 roku zespoły CZAZ-RL zostały zainstalowane, w różnych wersjach wykonania, m.in. w Zakładach Energetycznych (Białystok, Jelenia Góra i Tarnów) w Elektrowniach (Siersza, Szczecin i Halemba) oraz w Elektrociepłowniach (Łódź IV, Siedlce i Żerań). Z informacji zebranych od użytkowników wynika, że w trakcie całej eksploatacji nie było ani jednego zbędnego czy brakującego ich działania.

## 4.6. Reklozery

Reklozery (łączniki do wielokrotnego SPZ) są już stosowane w sieciach elektroenergetycznych rozdzielczych od wielu lat, zwłaszcza za granicą [39, 55].

W większości rozwiązań konstrukcyjnych reklozerów firm światowych wyłączniki posiadają: izolację główną łącznika SF<sub>6</sub>, 3-biegunowe komory próżniowe do gaszenia łuku elektrycznego umieszczone są w stalowej kadzi, izolatory przepustowe wykonane z tworzywa sztucznego wyposażone są w przekładniki, a jako napęd wyłącznika stosowany jest układ elektrodynamiczny zasilany z baterii litowej lub kondensatorowej. Do sterowania i kontroli pracy wyłącznika stosuje się układ mikroprocesorowy.

Na rys.4.38 przedstawiono widok zainstalowanego na słupie reklozera KTR firmy Tavrída Electric oraz schemat ideowy podłączenia do sieci reklozera typu KTR produkowanego przez Tavrída Electric. Reklozer ten przeznaczony jest do stosowania w sieciach napowietrznych o napięciu znamionowym do 27kV. Posiada on zespół łączeniowy OSM, przewód sterowniczy CC oraz zespół sterowniczy RC. W skład zespołu łączeniowego OSM, wchodzi przekładnik prądowy (1) i napięciowy (2), przekładnik prądowy składowej zerowej (3), układ pomiarowy prądowo-napięciowy (4) oraz wyłącznik próżniowy (5).



Rys.4.38. Widok z zainstalowanym na słupie reklozerelem typu KTR produkcji Tavrída Electric oraz schemat ideowy jego podłączenia do sieci [55]. Oznaczenia w tekście

Zespół sterowniczy RC reklozera KTR posiada: moduły sterowania DRV (6) i przetwarzania MPM (7), zasilacz bezprzerwowo PSM (8), ogranicznik przepięć (9) i transformator zasilający reklozer SN/nn (10) podłączony do sieci (11). Przewód sterowniczy CC służy do połączenia zespołu łączeniowego OSM z zespołem sterowniczym RC.

Z kolei zespół sterowniczy RC reklozera KTR spełnia następujące funkcje: sterowania zespołem łączeniowym OSM, automatyki zabezpieczeniowej linii elektroenergetycznej (nadprądowe kierunkowe od zwarć międzyfazowych i doziemnych, podnapięciowe, SCO, SPZ, SZR), pomiarowe (prądy i napięcia, także dla składowych zgodnych i zerowych, kąty przesunięcia pomiędzy prądami i napięciami, moc, energię pozorną i bierną, współczynnik mocy, częstotliwość, kierunek przepływu mocy) oraz diagnostyki a także rejestracji zdarzeń i przebiegu zakłóceń.

Zastosowanie reklozerów zapewnia: skrócenie czasu trwania wyłączeń linii elektroenergetycznych, ograniczenie awaryjnych wyłączeń oraz podwyższenie jakości eksploatacji sieci. W celu dalszego skrócenia czasu przerw awaryjnych i poprawy warunków ruchowych wprowadza się zdalne sterowanie reklozeraми za pomocą fal radiowych [43].

W elektroenergetycznej sieci rozdzielczej SN reklozer może pełnić następujące funkcje:

- łącznika wykorzystywanego do lokalnej i zdalnej rekonfiguracji sieci;
- wyłącznika samoczynnie wyłączającego uszkodzony odcinek linii;
- łącznika samoczynnie wydzielającego uszkodzony wycinek sieci;
- układu automatyki realizującego cykl samoczynnego ponownego załączania;
- układu automatyki samoczynnie przywracającego zasilanie na nieuszkodzonych odcinkach sieci;
- układu samoczynnej rejestracji zdarzeń i przebiegów zakłóceń w sieci.

Istotny wpływ na spełnianie przez reklozery funkcje ma miejsce ich usytuowania w sieci SN oraz jej wyposażenie w urządzenia rozdzielcze i automatykę zabezpieczeniową. Charakterystyczne warianty wyposażenia sieci średniego napięcia w reklozery przedstawiono na rys. 4.39.

W wariantcie przedstawionym na rys. 4.39a wyposażenie sieci jest następujące:

- w GPZ: wyłącznik W, komplet zabezpieczeń, 2-krotny SPZ;
- w punktach sekcjonowania A i B: reklozery z automatyką zabezpieczeniową;
- zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne, ziemnozwarciowe, 2-krotny SPZ, sterowanie i sygnalizacja zdalne;
- w odgałęzieniach: odłączniki (rozłączniki) bez automatyki zabezpieczeniowej, z ewentualnym sterowaniem drogą radiową.

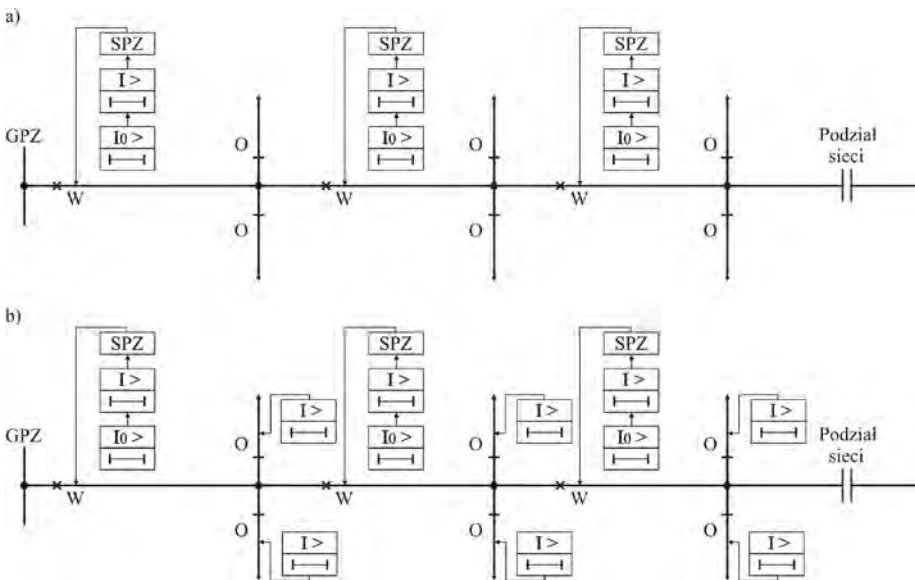
W tym wariantcie wyposażenia w reklozery istnieje możliwość identyfikacji sekcji, w której obrębie wystąpiło zwarcie i jej automatyczne odłączenie od źródła zasilania oraz trwałe zasilanie sekcji magistrali nieuszkodzonych.

W wariancie przedstawionym na rys. 4.39b wyposażenie sieci jest następujące:

- w GPZ: wyłącznik W, komplet zabezpieczeń, 2(3)-krotny SPZ;
- w punktach sekcjonowania A i B: reklozery z automatyką zabezpieczeniową;
- zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne, ziemnozwarciowe, 2(3)-krotny SPZ, sterowanie i sygnalizacja zdalna, np. drogą radiową;
- w odgałęzieniach: odłączniki z automatyką zabezpieczeniową, automatyka otwierania odłącznika następuje w czasie drugiej (rys. 4.40) lub trzeciej przerwy bezprądowej, z ewentualnym sterowaniem drogą radiową.

Stosuje się też droższy wariant wyposażenia, w którym w każdym odgałęzieniu instaluje się reklozery z taką samą automatyką zabezpieczeniową jak w punktach sekcjonowania.

W tym wariancie wyposażenia w reklozery lokalizacja miejsca zwarcia we wszystkich odgałęzieniach jest automatyczna. Zwarcia w poszczególnych sekcjach magistrali będą wyłączane selektywnie. Możliwe jest trwałe zasilanie nieuszkodzonych sekcji magistrali oraz odgałęzień.

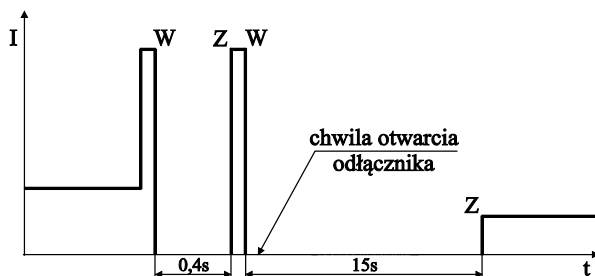


Rys. 4.39. Warianty wyposażenia sieci rozdzielczej średniego napięcia w reklozery

Innym rozwiązaniem, które realizuje automatyczną lokalizację zwarc w sieci SN jest mikroprocesorowe urządzenie MiROD [40, 41, 42, 43], które jest wykorzystywane do automatyzacji punktów rozłącznikowych w głębi sieci SN. MiROD może być stosowany w każdym punkcie sieci SN, w którym zastosowano rozłącz-

nik z napędem elektrycznym lub pneumatycznym. MiROD służy do automatycznego odłączenia uszkodzonego odcinka sieci poprzez otwarcie rozłącznika w wybranej przerwie cyklu SPZ.

Urządzenie MiROD współpracuje z przekładnikami prądowymi, zawiera komplet zabezpieczeń prądowych od zwarcień międzyfazowych i prądowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe zasilane z układu Holmgreena. Informacja o wykrytym zwarceniu i nie wygaszeniu go w pierwszy cykl SPZ zostaje zapamiętana i decyzję MiROD-a uszkodzony odcinek sieci zostaje odłączony podczas drugiej przerwy w cyklu SPZ.



Rys. 4.40. Eliminacja zwarcia w odgałęzieniu przez automatykę otwierania odłącznika w czasie drugiej przerwy bezprądowej dwukrotnego SPZ

Łączność radiowa wykorzystywana do operacyjnego sterowania rozłącznikiem służy dodatkowo do przekazywania komunikatów o wartościach prądów, działaniu poszczególnych zabezpieczeń czy zmianie nastaw banków.

Proces eliminacji uszkodzonego odcinka sieci nie angażuje łączności radiowej. W wybranych zastosowaniach MiROD może pełnić funkcję sygnalizatora przepływu prądu zwarciovego. Urządzenie jest przystosowane do współpracy ze sterownikami firm Mikronika, ELKOMTECH i Radius.

Korzyści wynikające z zastosowania urządzenia MiROD:

- automatyczna eliminacja uszkodzonego odcinka sieci wpływa na skrócenie czasu trwania zwarcia i skrócenie czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej,
- dane z rejestratorów umożliwiają analizę powstałego zwarcia,
- operatorzy sieci dystrybucyjnej otrzymują bieżącą informację o prądach fazowych linii,
- dostarczona informacja z punktu rozłącznikowego może być wykorzystana do rejestracji czasu nie dostarczonej energii elektrycznej odbiorcom.



## 4.7. Bibliografia

- [1] Adamek S., Kacejko P.: Wybrane zagadnienia doboru nastawień automatyki zabezpieczeniowej w układach generacji rozproszonej. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2005, nr 2.
- [2] Andruszkiewicz J., Lorenc J., Trzeciak A.: System decyzyjny „Zwarcia wersja v-95/4. Obliczanie zwarć oraz dobór nastaw zabezpieczeń w GPZ”. Politechnika Poznańska. Poznań, 1995.
- [3] ANSI/IEEE C37.60 – 1981.: IEEE Standard Requirements for Overhead, Pad Mounted, Dry Vault and Submersible Automatic Circuit Reclosers and Fault Interrupters for AC Systems.
- [4] Babiński J., Duży M., Woliński K., Wyrzykowski W.: Analiza działania zabezpieczeń linii 110 kV typu CZAZ – RL. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2007, nr 1.
- [5] Babiński J., Wnorowski C., Woliński K.: Ocena działania zabezpieczeń i automatyki sieci średniego napięcia w latach 1991 – 2001 w ZE Białystok S.A. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2002, nr 4.
- [6] Babś A., Samotyjak T.: Wyznaczanie dynamicznego obciążenia linii na podstawie modelu cieplnego linii uwzględniającego pomiary stanu linii. *Wiadomości Elektrotechniczne*. 2011, nr 11.
- [7] Borkiewicz K.: *Automatyka zabezpieczeniowa, regulacyjna i łączeniowa w systemie elektroenergetycznym*. Wydanie trzecie. „ZIAD” Bielsko – Biała, 1998.
- [8] Bożentowicz B., Talach J.: Ograniczenia przerw w dostawie energii elektrycznej poprzez sterowanie łącznikami napowietrznej sieci SN. *Wiadomości Elektrotechniczne*, 2007, nr 6.
- [9] Chroboczek K., Kwapisz A., Lorenc J.: Poziom wielkości ziemnozwarciowych i sygnałów decyzyjnych EAZ w trudnych przypadkach zwarć doziemnych sieci średniego napięcia. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2002, nr 3.
- [10] Dąbrowski G., Soroka Z., Woliński K.: Monitoring pracy linii 110 kV na przykładzie PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok. VII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2012.
- [11] Dąbrowski G., Woliński K.: Ocena pracy sieci 15 kV uziemionej przez rezystor w wybranej spółce w okresie 1997-2007. V Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna. Materiały i technologie w elektrotechnice. Gorzów Wlkp., kwiecień, 2008.
- [12] El Hadji Aw, Kośnikowski G.: Obliczanie zwarć w sieciach elektroenergetycznych metodą admitancji węzłowej z wykorzystaniem dystrybucyjnego programu komputerowego Facil ++ oraz programu Matlab. *Przegląd Elektrotechniczny* 2010, nr 8.

- [13] Frąckowiak R., Piechocki P.: Rzeczywisty czas działania zabezpieczeń w sieci elektroenergetycznej 110, 220 i 400kV. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2009, nr 2.
- [14] Duży M., Woliński K.: Ocena działania zabezpieczenia linii 110kV typu CZAZ-RL. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2010 nr 2.
- [15] Halinka A., Niedopytalski M., Sowa P., Szewczyk M.: Działanie zabezpieczeń odległościowych w liniach wysokich i najwyższych napięć o sezonowej zmianie obciążenia dopuszczalnego. XIII Ogólnopolska Konferencja 2011 Zabezpieczenia Przekładnikowe w Energetyce. Chorzów 13-15 października 2010r. Instytut Energetyki Warszawa 2010.
- [16] Halinka A., Rzepka P., Szablicki M., Szewczyk M.: Wpływ poprawności pracy automatyki elektroenergetycznej na bezpieczeństwo SEE w aspekcie nowych rozwiązań technicznych i ekonomicznych realizowanych i planowanych do realizacji w KSE. *Przegląd Elektrotechniczny* 2011, nr 2.
- [17] Halinka A., Sowa P., Szewczyk M., Rzepka P., Szablicki M.: Wybrane aspekty parametryzacji zabezpieczeń odległościowych linii wysokiego napięcia z odczepowo przyłączaną farmą wiatrową. XIII Ogólnopolska Konferencja 2011 Zabezpieczenia Przekładnikowe w Energetyce. Chorzów 13-15 października 2010r. Instytut Energetyki Warszawa 2010.
- [18] Handtke J., Lorenc J.: Ocena stopnia zestrojenia cewki Petersena w oparciu o pomiar częstotliwości własnej obwodu. *Przegląd Elektrotechniczny* 2010, nr 8.
- [19] Hoppel W., Liszyński Z., Lorenc J., Sekulski R.: Zespołom CZIP wyrosła nowa generacja. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2000, nr 3.
- [20] Hoppel W., Lorenc J.: Dobór nastaw zabezpieczeń w polach linii średniego napięcia. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2003, nr 2.
- [21] Hoppel W., Lorenc J.: Podstawy doboru nastaw zabezpieczeń w polach rozdzielni ŚN. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2003, nr 1.
- [22] Hoppel W., Lorenc J.: Poziom zagrożenia porażeniowego i skuteczność zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polskich sieciach SN. *Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki nr 90, Konferencje nr 33, Wrocław, 1998.*
- [23] Hoppel W., Lorenc J.: Wpływ impedancji transformatora uziemiającego na wielkości ziemnozwarciowe w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2008 nr 7.
- [24] Jerzykowski K.: Pomiary składowej zerowej prądów ziemnozwarciowych (wybrane zagadnienia). *Energetyka*, 2002, nr 5.
- [25] Kacejko P., Machowski J.: Zwarcia w sieciach elektroenergetycznych. *Podstawy obliczeń. WNT, Warszawa, 1993.*
- [26] Kacejko P., Machowski J.: Zwarcia w systemach elektroenergetycznych. *Warszawa, WNT, 2002.*
- [27] Kacejko P., Pijarski P.: Obciążalność cieplna linii napowietrznych – pytania, perspektywy, zagrożenia. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2007, nr 2.

- [28] Karta katalogowa.: Cyfrowy Zespół Automatyki Zabezpieczeniowej i Sterowniczej CZAZ – U. ZEG-ENERGETYKA Sp. z o.o.
- [29] Karta katalogowa.: Cyfrowy Zespół Automatyki Zabezpieczeniowej linii WN 110 kV CZAZ – RL. ZEG-ENERGETYKA Sp. z o.o.
- [30] Karta katalogowa.: CZIP – 1L zespół dla pola linii średniego napięcia. RELPOL S.A. Zakład POLON.
- [31] Karta katalogowa.: Ex-BEL\_Z2U mikroprocesorowe zabezpieczenie SN. ELKOMTECH S.A.
- [32] Kopiel J., Wójcik K.: Przykłady zastosowania zabezpieczeń cyfrowych do wykrywania skomplikowanych zakłóceń. Wiadomości Elektrotechniczne 2008 nr 10.
- [33] Korejwo E., Rojewski W., Synal B.: Nowa koncepcja zabezpieczenia różnicowego linii średniego napięcia. Automatyka Elektroenergetyczna, 2004, nr 2.
- [34] Korniluk W., Ostaszewicz J.: Analiza wpływu zjawisk atmosferycznych na intensywność występowania zakłóceń w elektroenergetycznych liniach napowietrznych średniego napięcia. Wiadomości Elektrotechniczne, T.76, nr1 (2008).
- [35] Kostyła P., Łobos T., Jaroszewski M.: Wykrywanie zwarć łukowych w przesyłowych liniach elektroenergetycznych. Przegląd Elektrotechniczny 2008, nr 10.
- [36] Kozuchowski J.: Uziemienie punktu zerowego sieci ŚN poprzez układ równoległy dławika i rezystora. Automatyka Elektroenergetyczna, 2002, nr 1.
- [37] Kujaszczyk S. i inni.: Elektroenergetyczne układy przesyłowe. Warszawa, WNT, 1997.
- [38] Kujaszczyk S. (red.): Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze. PWN, Warszawa, t.I, t.II, 1994.
- [39] Kulas S.: Koncepcja zakresu wyposażenia sieci rozdzielczych SN w reklozery. Problemy analizy, badania oraz eksploatacji urządzeń rozdzielczych. Sympozjum Krajowe Elektryczna Aparatura Rozdzielcza. EAR'2004. Poznań, 2004.
- [40] Kuran Z., Skrodzki S., Sulik R., Tomczak E., Woliński K.: Prace Instytutu Energetyki w dziedzinie urządzeń do automatycznego eliminowania uszkodzonych odcinków SN. VIII Konferencja Automatyzacja Sieci Średnich Napięć, Krasnobród, czerwiec, 2008.
- [41] Kuran Z., Skrodzki S., Tomczak E.: Analiza metod zwiększania szybkości eliminowania uszkodzonych odcinków sieci SN. Wiadomości Elektrotechniczne, 2007, nr 9.
- [42] Kuran Z., Tomczak E., Skrodzki S., Sulik R.: Doświadczenia z uruchomienia i eksploatacji systemu zdalnego sterowania rozłącznikami w RDR Myszków. Wiadomości Elektrotechniczne, 2007, nr 3.
- [43] Kwidziński L.: System NetMan – kompleksowe sterowanie rozłącznikami w sieciach energetycznych średniego napięcia. Wiadomości Elektrotechniczne, 2006, nr 4.

- [44] Lorek K.: Automatycznie strojona cewka Petersena firmy EGE z regulatorem A.Eberle. Wiadomości Elektrotechniczne 2008 nr 9.
- [45] Lorenc J.: Admitancyjne zabezpieczenia ziemnozwarciowe. Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej. Poznań, 2007.
- [46] Lorenc J.: Admitancyjne zabezpieczenia ziemnozwarciowe dla sieci SN. Automatyka Elektroenergetyczna, 1994, nr 2.
- [47] Lorenc J.: Admitancyjne zabezpieczenia ziemnozwarciowe kompensowanych sieci średnich napięć. Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Rozprawy, nr 272, Poznań, 1992.
- [48] Lorenc J., Hoppel W.: Techniczne środki wspomagające działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach SN. Przegląd Elektrotechniczny 2009, nr 9.
- [49] Marciniak L.: Analiza przepięć ziemnozwarciowych w sieciach średnich napięć. Przegląd Elektrotechniczny 2010, nr 8.
- [50] Marciniak L.: Modelowanie zwarć doziemnych łukowych w sieciach średniego napięcia. Przegląd Elektrotechniczny 2009, nr 3.
- [51] Marciniak L., Pawłowski-Marciniak I.: Wyniki badań symulacyjnych zabezpieczeń ziemnozwarciowych zamodelowanych w programie PSCAD. Automatyka Elektroenergetyczna, nr 1, 2004.
- [52] Marzecki J.: Przemysłowe sieci elektroenergetyczne. Wydawnictwo Instytutu Technologii Eksploatacji. Warszawa, 2006.
- [53] Marzecki J.: Terenowe sieci elektroenergetyczne. Wydawnictwo Instytutu Technologii Eksploatacji, Warszawa, 2007
- [54] Nabiałczyk M.: Nowa generacja urządzeń telezabezpieczeń i telesterowania sieci elektroenergetycznych. Automatyka Elektroenergetyczna, 2007, nr 3.
- [55] Napowietrzny wyłącznik próżniowy zintegrowany z automatyką zabezpieczeniową Reklozer KTR. Opis techniczny 0708. Tavrida Electric.
- [56] Niżnik S.: Z wewnętrznej na napowietrzną, czyli automatyzacja pracy sieci 20 kV Kotła. Automatyka Elektroenergetyczna, 2006, nr 1.
- [57] Niżnik S., Tomczak E.: Automatyzacja pracy rozdzielni sieciowej 20 kV. Wiadomości Elektrotechniczne, 2006, nr 5.
- [58] Olszowiec P.: Doskonalenie ochrony ziemnozwarciowej w sieciach kompensowanych SN. Wiadomości Elektrotechniczne, 2008, nr 7.
- [59] Opis techniczny.: Samoczynny napowietrzny wyłącznik próżniowy REKLOZER KTR. Tavrida Electric.
- [60] Pawłowski A., Trybus A., Zabezpieczenia ziemnozwarciowe. Ośrodek Wdrażania Postępu Technicznego w Energetyce, Bielsko – Biała, 1983.
- [61] Przepisy budowy urządzeń elektroenergetycznych (PBUE). Wydanie VI. Instytut Energetyki, Warszawa, 1997.
- [62] Rebizant W., Solak K.: Genetyczna optymalizacja nastawień zabezpieczeń nadprądowych zwłoczných. Automatyka Elektroenergetyczna, 2007, nr 3.

- [63] Rodoń F., Żyła J.: Nowe podejście do zagadnienia selektywnego wyłączania doziemień w sieciach średniego napięcia z izolowanym punktem zerowym. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 1994, nr 4.
- [64] Smolarczyk A.: Nastawianie impedancyjnych blokad przeciwkołysaniowych typu Z(t). *Automatyka Elektroenergetyczna* 2010 nr 3.
- [65] Smolarczyk A.: Blokady przeciwkołysaniowe stosowane w zabezpieczeniach odległościowych. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2010 nr 10.
- [66] Sowa P.: Schematy zastępcze układów z dużą liczbą linii przesyłowych. *Przeгляд Elektrotechniczny* 2011, nr 9a.
- [67] Stefankiewicz Z., Skrodzki S., Woliński K.: Stałoprądowe zabezpieczenia ziemnozwarciowe w sieci ŚN już pracują. Wyniki prób i doświadczeń eksploatacyjnych. *Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki nr 89, Konferencje nr 32, Wrocław, 1997.*
- [68] Synal B.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Podstawy.* Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej. Wrocław, 2000.
- [69] Synal B.: Zjawiska ziemnozwarciowe w sieciach z małym prądem zwarcia doziemnego – problematyka zabezpieczeniowa. *Prace Naukowe Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Wrocławskiej.* 1975, nr 31. Seria: Monografie. Nr 4.
- [70] Synal B., Rojewski W., Dzierżanowski W.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Podstawy.* Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej. Wrocław, 2003.
- [71] Szaniawski W.: System zabezpieczeń cyfrowych, automatyki i telemechaniki rozproszonej Ex\_BEL dla stacji energetycznej. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 1996, nr 2 – 3.
- [72] Tarczyński W.: Kompensacja prądu pojemnościowego w sieci SN o zmieniającej się konfiguracji przy pomocy dławików kompensujących nadążnych. II Konferencja Naukowo-Techniczna „Stacje Elektroenergetyczne WN/SN i SN/nN. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. Gdynia, 22-23 czerwca 2004r.
- [73] Tarczyński W., Żurek A.: Automatyczna kompensacja prądów pojemnościowych oraz lokalizacja zwarć doziemnych w sieciach ŚN. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2003, nr 4.
- [74] Tworowski B.: Automatyzacja stacji elektroenergetycznych z wykorzystaniem sterowników Ex-mBEL. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2007, nr 3.
- [75] Wajnsztein R. i inni: Zaszczity od zamykanij na Ziemi. *Nowosti Elektrotechniki* . 2007, nr 6 (*Wiadomości Elektrotechniczne* 2008, nr 7, „Doskonalenie ochrony ziemnozwarciowej w sieciach kompensowanych SN” informacja opracowana przez Piotra Olszowca).
- [76] Widziszewska E.: Kompleksowe zabezpieczenie pól sieci rozdzielczej średnich napięć. Uniwersalny cyfrowy zespół automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej CZAZ – U. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2005, nr 3.

- [77] Witek B.: Projektowanie elektroenergetycznych układów przesyłowych. Wybrane zagadnienia teoretyczne. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011.
- [78] Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych. Warszawa, WNT, 1999, 2004.
- [79] Woliński K.: Doświadczenia z eksploatacji stałoprądowych zabezpieczeń ziemnozwarciowych zainstalowanych w stacji 15 kV Gródek. Automatyka Elektroenergetyczna, 1998, nr 1.
- [80] Woliński K., Systemy cyfrowych zabezpieczeń, automatyki, pomiarów i sterowania pól rozdzielni średniego napięcia typu CZIP. Wiadomości Elektrotechniczne, 1998, nr 3.
- [81] Woliński K.: Cyfrowy zespół automatyki zabezpieczeniowej linii 110 kV CZAZ –RL. Wiadomości Elektrotechniczne, 1999, nr 8.
- [82] Woliński K.: Cyfrowe zabezpieczenia średnich napięć produkcji ZEG – ENERGETYKA Sp. z o.o. Wiadomości Elektrotechniczne, 1999, nr 9.
- [83] Woliński K.: Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa linii średniego napięcia. Elektroinfo, 2003, nr 7.
- [84] Woliński K., Wyrzykowski W.: Ocena działania zabezpieczeń i automatyki SPZ sieci średniego napięcia uziemionej przez rezystor w Zakładzie Energetycznym Białystok S.A. Automatyka Elektroenergetyczna, nr 2, 2002.
- [85] Wróblewski J.: Selektywne stałoprądowe zabezpieczenia ziemnozwarciowe skompensowanych sieci średnich napięć. Automatyka Elektroenergetyczna, 1996, nr 4.
- [86] Zębik B.: Automatyczna kompensacja prądów ziemnozwarciowych w sieciach SN. Wiadomości Elektrotechniczne, 2012, nr 5
- [87] Żydanowicz J.: Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. T. 1-3. Warszawa, WNT 1979, 1985, 1987.
- [88] Prace badawczo-rozwojowe. Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia. Praca zbiorowa. Konsultacja prof. J. Machowski. Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. Warszawa 2010.

## 5. Automatyka zabezpieczeniowa transformatorów

### 5.1. Awaryjność i zakłócenia w pracy transformatorów

Awaryjność transformatorów jest niska i uważa się je za jeden z najbardziej niezawodnych elementów systemu elektroenergetycznego (średnio od 1 do 2 awarii na 100 transformatorów w ciągu roku). Wzrasta ona wraz z poziomem górnego napięcia znamionowego transformatora, co potwierdzają statystyki międzynarodowe. Na ten wzrost wpływa to, że transformatory najwyższych napięć zawierają elementy ruchome (wentylatory, pompy, przełączniki zaczeów).

Według statystyki IEEE uszkodzeniom w transformatorach podlegają [38]: uzwojenia 51%, przełączniki zaczeów 19%, izolatory przepustowe 9%, przewody wyjściowe 6%, rdzenie 2% i inne elementy (kadź, obieg oleju itp.) 13% ogólnej liczby awarii. Według tych statystyk około 42% uszkodzeń powstaje z przyczyn mechanicznych, około 35% elektrycznych i około 23% cieplnych. Zwarcia w transformatorach stanowią około 2% wszystkich zwać w systemie elektroenergetycznym [38].

Uszkodzenia transformatorów następują zwykle z powodu wystąpienia następujących zakłóceń: zwać, wzrostu napięcia ponad wartość znamionową (i/lub spadek częstotliwości), wzrostu napięcia między nieuziemionym punktem gwiazdowym transformatora a ziemią, przeciążenia cieplnego (ruchowego, wskutek uszkodzenia układu chłodzenia).

Zwarcia są najbardziej niebezpiecznym zakłóceniem w pracy transformatora. Można je podzielić na: zwać wewnątrz kadzi (zwojowe, doziemne, międzyfazowe), zwać na wyprowadzeniach na zewnątrz kadzi oraz zwać zewnętrzne.

Zwarcia zwojowe są najczęściej występującymi zwaćmi wewnętrznymi. Utrata wytrzymałości dielektrycznej izolacji zwojowej lub pomiędzy cewkami, która powoduje jej przebicie, następuje pod wpływem przeciążeń cieplnych i niszcącego działania kwasów organicznych powstających w oleju.

W większości przypadków prąd w zwartym zwoju (czy zwojach) ma wartość znaczenie większą od wartości znamionowej dla uzwojenia, natomiast wartość prądu na zaciskach transformatora wzrasta nieznacznie. Z tego powodu zwać zwojowe są trudne do wykrycia. Skutki wywołane przez zwać zwojowe są bardzo groźne. Bardzo duża wartość prądu płynącego w zwartym zwoju uzwojenia

wywołuje efekty dynamiczne mogące doprowadzić do rozerwania uzwojenia. Zwarcia zwojowe na ogół przekształcają się w zwarcia łukowe, którym towarzyszy wysoka temperatura powodująca niszczenie izolacji uzwojenia i termiczny rozkład oleju. Wywołany energią cieplną łuku i wydzielającymi się z oleju gazami wzrost ciśnienia w kadzi grozi wybuchem i pożarem.

Zwarcia doziemne (pomiędzy uzwojeniem a kadzią) występują rzadziej. Przeważnie są one spowodowane rozwijającymi się zwarciami zwojowymi lub przepięciami ziemnozwarciowymi. Towarzyszy im prąd, którego wartość zależy od liczby zwartych zwojów oraz od tego, czy punkt gwiazdowy transformatora jest uziemiony.

Zwarcia międzyfazowe w uzwojeniach powodowane są tymi samymi przyczynami co i zwarcia doziemne. Zwarcia międzyfazowe zdarzają się stosunkowo rzadko.

Zwarcia na wyprowadzeniach na zewnątrz kadzi mają miejsce głównie na izolatorach przepustowych. Ich przyczyną mogą być niewykryte pęknięcia będące wadami wyrobu lub niewidocznymi uszkodzeniami powstałymi w czasie naprawy lub montażu. Przez te pęknięcia do wnętrza izolatorów wnika wilgoć, co powoduje osłabienie izolacji i w następstwie wyładowanie. Przyczyną zwarć na wyprowadzeniach mogą być również zanieczyszczenia izolatorów (np. pyłem węglowym), ptaki i drobne ssaki (szczury, koty). Wartości prądów takich zwarć mogą być bardzo duże (10-20 krotnie większe od prądów znamionowych). Wywoływane nimi siły dynamiczne mogą spowodować trwałe odkształcenie i zniszczenie uzwojeń, a czasami rdzenia.

Zwarcia zewnętrzne charakteryzują się także bardzo dużymi wartościami prądów przetężeniowych przepływających przez uzwojenia transformatora. Zwarcia zewnętrzne może transformator wytrzymać cieplnie tylko przez kilka sekund. W przeciwnym razie oddziaływanie cieplne i dynamiczne tych prądów doprowadzi do zwarć wewnątrz kadzi.

W transformatorach występuje zjawisko nagłego wzrostu prądu magnesującego rdzeń na skutek podskoku napięcia na zaciskach (załączanie jednostki na napięcie, wyłączenie bliskiego zwarcia). W warunkach normalnych prąd magnesujący ma wartość, która zależy od konstrukcji transformatora; zawiera się ona w zakresie  $(0,1 \div 4\%)I_n$ . Przy załączaniu transformatora wartość udarowa prądu magnesującego może osiągnąć 10-krotną wartość prądu znamionowego transformatora. Prąd udarowy magnesujący zawiera składową nieokresową (40-60%) oraz wyższe harmoniczne (30-70% drugiej i 10-30% trzeciej). Składowa nieokresowa tego prądu zanika dopiero po czasie 0,3-2s. Udar prądu magnesującego nie powinien powodować zadziałań zabezpieczeń.

Nadmierny strumień magnetyczny w rdzeniu transformatora wystąpi wtedy, gdy transformator będzie pracował przy podwyższonej wartości napięcia zasilającego i/lub obniżonej częstotliwości tego napięcia. Wtedy indukcja w rdzeniu transformatora ulegnie zwiększeniu i może wystąpić zjawisko nasycania się rdzenia



(zwłaszcza w częściach, gdzie występują zwięzania przekroju). Zwiększenie indukcji rdzenia o 20% skutkuje znacznym wzrostem prądu magnesowania transformatora (10 krotnym) oraz wzrostem zawartości wyższych harmonicznych nieparzystych (w szczególności piątej) w przebiegu prądu magnesowania [38]. Zwiększony strumień w rdzeniu transformatora, w szczególności zamykający się przez powietrze, indukuje prądy wirowe i wzrost temperatury w otoczeniu stalowych litych śrub mocujących. Może to doprowadzić do zniszczenia podkładek izolujących konstrukcję od rdzenia, wskutek czego nawet po zmniejszeniu indukcji strumień będzie nadal przechodził przez te elementy, wywołując w nich prądy wirowe i nagrzewając je. Taki długotrwały stan podwyższa temperaturę w sąsiedztwie izolacji przewodów, prowadząc do jej stopniowego osłabiania, a niekiedy nawet do zwarć wewnętrznych. Z tego względu dopuszczanie długotrwałego wzrostu indukcji w rdzeniu powyżej granicy znamionowej indukcji jest dla transformatora groźne.

Wzrost napięcia między nieuziemiałym punktem gwiazdowym transformatora a ziemią w sieci o napięciu 110kV i wyższym występuje podczas zwarć doziemnych. W sieciach tych nie uziemia się punktów gwiazdowych niektórych transformatorów w celu ograniczenia wartości prądów doziemnych (poniżej prądów zwarcia trójfazowych). Transformatory przeznaczone do pracy w sieciach o napięciu 110kV i wyższym mają izolację cewki podłączonej do punktu gwiazdowego wymiarowaną na napięcie około 30kV. Jeżeli w takich sieciach powstanie doziemienie, to izolacja tej cewki jest narażona na wzrosty napięcia.

Przeciążenia cieplne uzwojeń transformatora są zwykle spowodowane wzrostem prądu obciążenia transformatora ponad wartość znamionową. Przeciążenia te mogą również występować przy przepływie prądów mniejszych od znamionowych w przypadku zakłóceń w obiegu czynników chłodzących (olej, woda, powietrze). Wskutek tych przeciążeń rośnie temperatura uzwojeń i następuje przyśpieszony proces starzenia się izolacji tych uzwojeń. Izolacja staje się coraz bardziej krucha i podatna na uszkodzenia wskutek dynamicznych działań prądu oraz przepięć.

Dopuszczalne wartości obciążenia i przeciążenia transformatora zależą między innymi od temperatury otoczenia i czasu trwania przeciążenia. Przyjmuje się, że w celu zachowania znamionowej trwałości izolacji obciążenie transformatora nie może przekraczać 1,5-krotnej wartości prądu znamionowego, niezależnie od temperatury otoczenia i innych czynników. Z kolei przeciążenie równe 2-krotnej wartości prądu znamionowego transformatora co najwyżej może spowodować jednoprocetowe zmniejszenie trwałości izolacji.

W czasie znamionowego obciążenia transformatora temperatura górnej warstwy oleju w kadzi przekracza zwykle o  $50\pm 60^\circ$  temperaturę otoczenia, a temperatura uzwojenia jest wtedy wyższa o  $10\pm 20^\circ\text{C}$  od temperatury oleju. Jeśli wskutek przeciążenia temperatura oleju przekroczy  $105^\circ\text{C}$ , to temperatura najgorętszego punktu uzwojenia osiągnie około  $140^\circ\text{C}$  i wartość tę uznaje się za granicznie dopuszczalną.

Uszkodzenia przełączników zaczepowych polegają zwykle na wypaleniu styków podczas przechodzenia przez te styki znacznych wartości prądów zwarciovych.

Nieszczelność kadzi może występować w miejscach spoin, radiatorów z kładzią lub ścianek kadzi z dnem. Nieszczelność ta może być spowodowana na etapie produkcji, transportu i eksploatacji transformatora.

W procesie budowy i eksploatacji transformatorów energetycznych należy mieć na uwadze potrzebę: minimalizacji straty mocy, zapewnienie odpowiedniej ochrony gruntów, spełnienia wymagań dotyczących ochrony przeciwporażeniowej i przeciwpożarowej (ludzi i zwierząt) oraz wyeliminowania niedopuszczalnego hałasu i wibracji.

## 5.2. Wymagania i stosowane zabezpieczenia

Zabezpieczenia transformatorów powinny spełniać następujące wymagania [38]:

- wyłączać zwarcia międzyfazowe i doziemne wewnątrz kadzi z odpowiednio krótkim czasem, aby nie dopuścić do wybuchu kadzi;
- wyłączać zwarcia zwojowe z krótkim czasem aby ograniczyć zakres uszkodzeń uzwojeń;
- wyłączać zwarcia na wyprowadzeniach i zewnętrzne z takim czasem, aby nie było przekroczenia granic wytrzymałości cieplnej uzwojeń;
- nie dopuszczać do przedwczesnego wyłączania transformatora przy znacznym obciążeniu i zwarciach zewnętrznych;
- zapewniać rezerwę w przypadku braku działania zabezpieczenia podstawowego lub wyłącznika transformatora;
- nie dopuszczać do wzrostu temperatury stalowych śrub mocujących od długotrwałego nadmiernego wzrostu strumienia w rdzeniu;
- nie dopuszczać do długotrwałego nadmiernego wzrostu temperatury uzwojeń od przeciążeń cieplnych;
- sygnalizować stany zagrożeniowe, powodujące przegrzewanie uzwojeń i osłabienie izolacji.

Stosowane zabezpieczenia transformatorów i autotransformatorów o mocy od 0,315 do 160 MVA podano w tablicy 5.1.

Instytut Energetyki w Warszawie opracował wytyczne dotyczące wyposażenia w zabezpieczenia elektroenergetyczne transformatorów sieciowych, blokowych, potrzeb własnych blokowych, rezerwowych i potrzeb własnych ogólnych [45]. W wytycznych tych podano zalecenia dotyczące rodzaju zabezpieczeń, podstawowych i rezerwowych, w które należy wyposażać transformatory i autotransformatory. Według tych wytycznych w skład fabrycznego wyposażenia transformatorów powinny wchodzić: przekładniki gazowo-przepływowe (od uszkodzeń w kadzi

i w przełączniku zaczepeków) i zabezpieczenie od skutków przeciążenia (termometryczne, model cieplny).

Zabezpieczenia transformatorów można podzielić na następujące grupy: od zwarć zewnętrznych (międzyfazowych i doziemnych), zwarć i uszkodzeń wewnętrznych, przeciążeń oraz od nadmiernego wzrostu strumienia w rdzeniu.

Tablica 5.1. Stosowane zabezpieczenia transformatorów i autotransformatorów

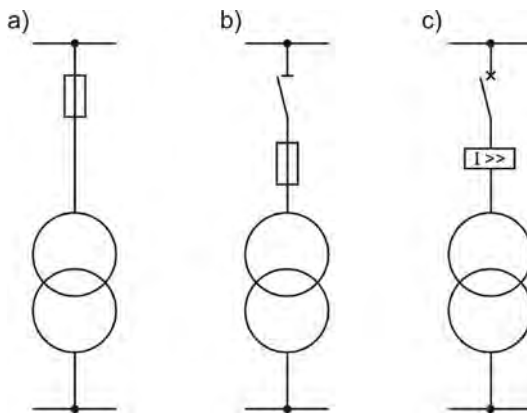
Rodzaj zakłócenia	Rodzaj zabezpieczeń dla transformatorów o mocy w MVA							
	0,315	1,0	5,0	7,5	10	16	80	< 100
Zwarcie zewnętrzne		lub				lub		
Zwarcie wewnętrzne								
Zwarcie doziemne						lub		lub
Przeciążenia ruchowe								
Obniżenie poziomu oleju i uszkodzenie wewnątrz kadzi								

### 5.3. Zabezpieczenia od zwarć zewnętrznych

Transformatory średnich napięć o niewielkich mocach mogą być zabezpieczone od skutków zwarć zewnętrznych (jak i wewnętrznych) za pomocą bezpieczników wysokiego napięcia lub wyzwalaczy pierwotnych (rys. 5.1). Często przyjmują one rolę wyłączników średniego napięcia w przypadku niewielkich transformatorów przeznaczonych np. do zasilania zakładów przemysłowych lub sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia.

W transformatorach większych, w zależności od mocy znamionowej, zabezpieczenie od skutków przetężeń wywołanych zwarćmi zewnętrznymi stosuje się zabezpieczenia przekąźnikowe: nadprądowe zwłoczne, nadprądowe zwłoczne z blokadą napięciową i odległościowe.

Zabezpieczenia przekąźnikowe powinny być podłączane do przekładników prądowych zainstalowanych od strony źródła zasilającego, gdyż dzięki temu stanowią one jednocześnie rezerwę lokalną dla zabezpieczenia transformatora od zwarć wewnętrznych. W przypadku dwustronnego zasilania transformatora zabezpieczenia te powinny być podłączane do przekładników prądowych zainstalowanych od strony zasilania charakteryzującego się większą mocą zwarciovą.



Rys. 5.1. Schematy ideowe zabezpieczeń transformatorów średnich napięć o niewielkich mocach za pomocą bezpieczników (a,b) i wbudowanych w wyłącznik wyzwalaczy prądowych (c)

Dla transformatorów pracujących w sieci ze skutecznie uziemionym punktem zerowym stosuje się dodatkowo zabezpieczenia ziemnozwarciowe od zewnętrznych zwarcí doziemnych.

#### Zabezpieczenie bezpiecznikami topikowymi

Transformatory można zabezpieczać bezpiecznikami topikowym od skutków zwarcí zewnętrznych, jeżeli spełnione są następujące warunki:

- moc zwarciova bezpośrednio za bezpiecznikami, w chwili  $t = 0$ , jest mniejsza od moc wyłączałnej bezpieczników;
- łącznik po stronie zasilania umożliwia odłączenie wyłączenie transformatora w stanie biegu jałowego (jeżeli nie, to należy zastosować odłącznik mocy);
- możliwe jest uzyskanie wybiórczego działania bezpieczników przy zachowanym warunku na wartość prądu znamionowego (5.1).

Prąd znamionowy bezpieczników  $I_b$  dobiera się większy od prądu znamionowego transformatora

$$I_b \geq k I_{nt}, \tag{5.1}$$

gdzie:  $I_b$  – prąd znamionowy wkładki bezpiecznikowej,  $I_{nt}$  – prąd znamionowy transformatora,  $k$  – współczynnik (równy 1,5÷3).

Tak dobrane bezpieczniki topikowe zabezpieczają transformatory także od skutków zwarcí wewnętrznych.

## Zabezpieczenie wyzwalaczami pierwotnymi

Zabezpieczenie transformatorów wyzwalaczami pierwotnymi należy stosować wtedy, gdy nie są spełnione warunki umożliwiające zastosowanie, jako zabezpieczenia od zwarć zewnętrznych, bezpieczników topikowych.

Transformatory można zabezpieczać wyzwalaczami pierwotnymi, jeżeli spełnione są następujące warunki:

- wytrzymałość zwarciowa wyzwalacza i wyłącznika jest większa od mocy zwarciowej bezpośrednio za wyłącznikiem,
- możliwe jest uzyskanie wybiórczego działania wyzwalaczy w stosunku do bezpieczników zainstalowanych po stronie odbiorczej,
- możliwe jest uzyskanie wymaganej czułości działania wyzwalaczy.

Wartość prądu rozruchowego członu termicznego wyzwalacza winna spełniać następujące warunki:

$$I_{rt} \geq \frac{k_b \cdot I_{rmax}}{k_p}, \quad (5.2)$$

$$k_c = \frac{I_{pmin}}{I_{rt}} \geq 1,5, \quad (5.3)$$

gdzie:  $I_{rmax}$  – prąd roboczy maksymalny (równy prądowi znamionowemu transformatora  $I_{nt}$ , jeżeli nie występuje samorozruch silników),  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa (równy 1÷1,1),  $k_p$  – współczynnik powrotu wyzwalacza,  $I_{pmin}$  – najmniejsza wartość składowej okresowej początkowej prądu zwarciowego płynącego po stronie zasilania transformatora przy zwarciu po stronie odbioru i  $k_c$  – współczynnik czułości.

Wartość prądu rozruchowego członu zwarciowego wyzwalacza winna spełniać następujące warunki:

$$I_{rw} \geq \frac{5 I_{nt}}{k_n}, \quad (5.4)$$

$$k_c = \frac{I_{pmin}}{I_{rw}} \geq 2, \quad (5.5)$$

gdzie:  $k_n$  – współczynnik uwzględniający nastawienie wyzwalacza wyłącznika nn (równy 1,15), pozostałe oznaczenia jak dla wzorów (5.2) i (5.3).

Zabezpieczenie przekątnikowe transformatora od skutków zwarć zewnętrznych stosuje się wtedy, gdy niemożliwe jest spełnienie kryteriów pozwalających na zastosowanie bezpieczników lub wyzwalaczy pierwotnych. Zabezpieczenie to stanowi rezerwę zabezpieczeń podstawowych transformatora, szyn zbiorczych i odcisków liniowych.

Jako zabezpieczenia przekątnikowe od zwarć zewnętrznych stosuje się zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne (mogą być z blokadą napięciową i kierunkową) lub odległościowe.

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od zwarć zewnętrznych

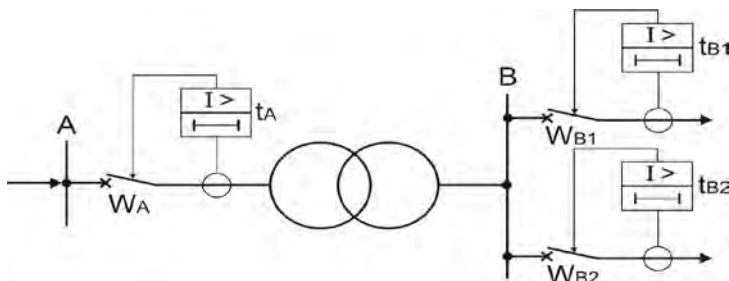
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne jest najpowszechniej stosowanym zabezpieczeniem transformatorów od zwarć zewnętrznych.

Zabezpieczenie to nie powinno działać pod wpływem prądów obciążeniowych i uderów prądowych występujących podczas samorozruchu silników. Wartość prądu rozruchowego tego zabezpieczenia winna spełniać poniższy warunek

$$I_r \geq \frac{k_b \cdot k_r \cdot k_s \cdot I_{max}}{k_p \cdot n_i}, \quad (5.6)$$

gdzie:  $I_r$  – prąd rozruchowy,  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa (1,2),  $k_r$  – współczynnik krotności rozruchu silników (2÷6),  $k_s$  – współczynnik schematowy uzależniony od sposobu połączenia przekładników prądowych (1 lub  $\sqrt{3}$ ),  $k_p$  – współczynnik powrotu przekątnika (0,85),  $I_{max}$  – maksymalna dopuszczalna wartość prądu obciążenia,  $n_i$  – przekładnia przekładników prądowych.

Zwłokę czasową  $t_A$  zabezpieczenia ustawia się możliwie najkrótszą, taką jednak, aby zapewniona była wybiórczość działania zabezpieczeń ( $t_A \geq \max t_{Bi} + \Delta t$ ) (rys. 5.2). Czas wyłączenia nie może przekraczać dopuszczalnego czasu przepływu prądów zwarcia określonego dla transformatora przez producenta.



Rys. 5.2. Schemat układu współpracy zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego od zwarć zewnętrznych z zabezpieczeniami nadprądowymi zwłocznymi na odejściach z szyn zbiorczych

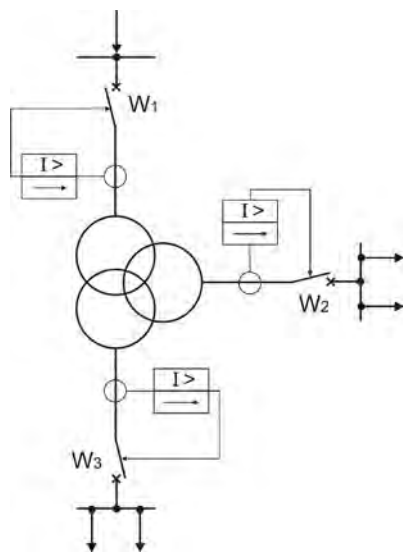
Wymagana czułość zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego sprawdza się na podstawie poniższego wzoru

$$k_c \geq \frac{k_s \cdot I_{zmin}}{n_i \cdot I_r}, \quad (5.7)$$

gdzie:  $k_s$  – współczynnik schematowy,  $I_{zmin}$  – najmniejsza wartość prądu zwarcia metalicznego na końcu odcinka sieciowego o największej impedancji,  $n_i$  – przekładnia przekładników prądowych,  $I_r$  – nastawiony prąd rozruchowy zabezpieczenia,  $k_c$  – współczynnik czułości (w granicach 1,5-2).

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne realizuje się w zasadzie jako trójfazowe i zasila z trzech przekładników prądowych w układzie pełnej gwiazdy. Dopuszcza się jednak dla transformatorów o mocy poniżej 5 MV·A wykonanie tego zabezpieczenia w układzie dwufazowym (zasilanie z przekładników prądowych w układzie niepełnej gwiazdy), o ile zapewni on właściwą czułość zabezpieczenia przy wszelkich rodzajach zwarć zewnętrznych.

Transformatory dwuuzwojeniowe wyposaża się najczęściej w jedno zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne, natomiast transformatory trójuzwojeniowe – w trzy niezależne zabezpieczenia, po stronie każdego z trzech uzwojeń (rys. 5.3). Zabezpieczenia te powinny wyłączać to odejście z transformatora, na którym wystąpiło zwarcie zewnętrzne.



Rys. 5.3. Schemat układu zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego od zwarć zewnętrznych transformatora trójuzwojeniowego

W przypadku gdy transformator trójuzwojeniowy jest zasilany dwustronnie, konieczne jest uzupełnienie jednego lub dwóch zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych blokadą kierunkową współpracującą z dodatkowym członem czasowym. Dzięki temu wyłącza się to odejście, na którym wystąpiło zwarcie zewnętrzne.

Coraz częściej jako dodatkowe zabezpieczenie transformatorów od zwarć wewnętrznych jest stosowane zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne z autonomicznymi

nym zasilaniem. Przekąźniki nadprądowe zwłoczne z autonomicznym zasilaniem są wyposażone w zasobniki kondensatorowe, które ładują się podczas przepływu prądu zwarciovego. Takie przekąźniki reagują na wystąpienie zwarcia i wysyłają odpowiedniej mocy sygnał na wyłączenie także przy braku napięcia pomocniczego na jego zaciskach. Czas działania tego zabezpieczenia powinien być o 1 s większy od czasu działania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznoego strony wyższego napięcia transformatora.

Najczęściej stosowanymi zabezpieczeniami autonomicznymi są przekąźniki typu ODR-2W (ZEG – ENERGETYKA Sp. z o.o. w Tychach – obecnie Kopex Electric Systems SA ) i RAZT (RELPOŁ S.A. Zakład POŁON w Zielonej Górze).

**Przykład 5.1.** Dokonać doboru nastaw zabezpieczenia od zwarc zewnętrznyc transformatora 110/16kV (rys.5.2).

Dane do obliczeń:

- moc znamionowa transformatora  $S_n = 12,5 MVA$  ;
- grupa połączeń transformatora  $Yd11$  ;
- przekładnia napięciowa transformatora 110 / 16,0 kV ;
- napięcie zwarcia transformatora  $u_z = 9,72\%$  ;
- przekładnia przekładnikóv prądowych strony 110 kV- 100 / 5A ( $n_{110} = 20$ ) ;
- moc zwarcia na szynach 110kV,  $S_{zw} = 700 MVA$ ; 110 kV,
- parametry najdłuższej linii odpływowej zasilanej z szyn B rozdzielni SN,  $l = 7$  km,  $R = 0,6 \Omega/km$ ,  $X = 0,35 \Omega/km$ ;
- najdłuższy czas działania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznoego w liniach odpływowych z szyn B,  $\max(t_B) = 0,8s$ ;
- stopniowanie czasóv zabezpieczeń zwłocznych  $\Delta t = 0,4s$  .

1. Wyznaczenie wartości prądu znamionowego transformatora po stronie 110kV

$$I_{n110} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{12500}{\sqrt{3} \times 110} = 65,7A.$$

2. Wyznaczenie wartości prądu po stronie 110 kV podczas zwarcia dwufazowego na końcu najdłuższej linii odpływowej zasilanej z szyn B rozdzielni SN

- wartość reaktancji zastępczej systemu obliczana dla strony SN

$$X_S = \frac{1,1 \times U_{SN}^2}{S_{ZW}} = \frac{1,1 \times 16^2}{700} = 0,402 \Omega,$$

- wartość reaktancji transformatora obliczana dla strony SN

$$X_T = \frac{u_z \times U_n^2}{100 \times S_n} = \frac{9,72 \times 16^2}{100 \times 12,5} = 1,99 \Omega,$$

- wartości reaktancji i rezystancji najdłuższej linii odpływowej zasilanej z szyn B rozdzielni SN

$$X_1 = l \times X = 7 \times 0,35 = 2,45 \Omega,$$

$$R_1 = l \times R = 7 \times 0,6 = 4,2 \Omega,$$



- wartość impedancji zwarciowej, po stronie SN, dla zwarcia na końcu najdłuższej linii odpyływowej zasilanej z szyn B rozdzielni SN

$$Z = \sqrt{R_l^2 + j(X_T + X_l + X_s)^2} = \sqrt{4,2^2 + 4,842^2} = 6,78\Omega,$$

- wartość prądu po stronie SN podczas zwarcia dwufazowego na końcu najdłuższej linii odpyływowej zasilanej z szyn B rozdzielni SN

$$I_{SNzw}^{2f} = \frac{1,1 \times U_{SNn}}{2 \times Z} = \frac{1,1 \times 16000}{2 \times 6,78} = 1298A,$$

- wartość prądu po stronie 110kV podczas zwarcia dwufazowego na końcu najdłuższej linii odpyływowej zasilanej z szyn B rozdzielni SN

$$I_{110zw}^{2f} = I_{SNzw}^{2f} \times \frac{U_{SNn}}{U_{110}} = 1298 \times \frac{16}{110} = 188,8A.$$

### 3. Wyznaczenie wartości prądu rozruchowego zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od zwarć zewnętrznych transformatora

- wartość prądu rozruchowego zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego wyznaczamy ze wzoru (5.6) dla przyjętych wartości współczynników  $k_b = 1,2$ ,  $k_s = 1,0$  (ze względu na brak silników zasilanych z szyn stacji B),  $k_p = 0,85$  i  $I_{obcmax} = 1,1 \times I_{n110}$

$$I_{r110} \geq \frac{k_b \cdot k_r \cdot k_s \cdot I_{obcmax}}{k_p \cdot n_{i110}} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 1,0 \cdot 1,1 \cdot 65,7}{0,85 \cdot 20} = 5,1 \rightarrow 5,1A,$$

- sprawdzenie czułości działania zabezpieczenia przy wystąpieniu zwarcia dwufazowego na końcu najdłuższej linii zasilanej z rozdzielni SN. Wymagany współczynnik czułości winien zawierać się w granicach  $k_c = 1,5 - 2,0$

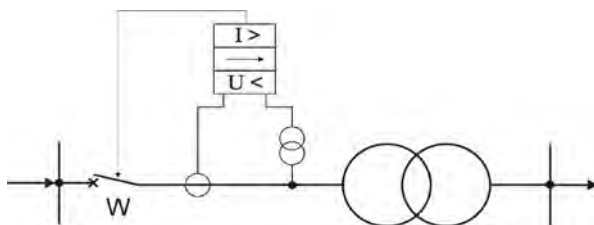
$$k_c = \frac{k_s \times I_{zw110}^{2f}}{n_{i110} \times I_{r110}} = \frac{1 \times 188,8}{20 \times 5,1} = 1,85 \text{ warunek jest spełniony.}$$

### 4. Czas działania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od zwarć zewnętrznych zainstalowanego po stronie 110 kV wynosi

$$t_{110} = \max(t_B) + \Delta t = 0,8 + 0,4 = 1,2s.$$

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne z blokadą napięciową od zwarć zewnętrznych

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne z blokadą napięciową stosuje się w przypadku, gdy dwa warunki (wzory 5.6 i 5.7) dotyczące wartości prądu rozruchowego zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego nie są spełnione. Wtedy zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne uzupełnia się układem blokady napięciowej (rys. 5.4).



Rys. 5.4. Schemat ideowy zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego z blokadą napięciową od zwarć zewnętrznych

Zabezpieczenie to działa tylko przy zakłóceniach zwarciovych, ponieważ one charakteryzują się jednoczesnym wzrostem prądu i obniżeniem napięcia.

Wartość prądu rozruchowego przekąźników nadprądowych tego zabezpieczenia winna spełniać następujący warunek

$$I_r \geq \frac{k_s \cdot k_b}{k_p \cdot n_i} I_{nt}, \quad (5.8)$$

gdzie:  $I_r$  – nastawiona w przekąźniku wartość prądu rozruchowego,  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa (1,1),  $k_s$  – współczynnik schematowy,  $k_p$  – współczynnik powrotu przekąźnika nadprądowego (0,85),  $n_i$  – przekładnia przekładników prądowych,  $I_{nt}$  – prąd znamionowy transformatora.

Wartość napięcia rozruchowego przekąźników podnapięciowych tego zabezpieczenia winna spełniać następujący warunek

$$\frac{k_c \cdot U_p}{n_u} \leq U_r \leq \frac{U_{min}}{k_p \cdot k_b \cdot n_u}, \quad (5.9)$$

gdzie:  $U_r$  – nastawiana w przekąźniku wartość napięcia rozruchowego,  $k_c$  – współczynnik czułości (1,3 ÷ 1,4),  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa (1,1),  $k_p$  – współczynnik powrotu przekąźnika podnapięciowego (1,2),  $n_u$  – przekładnia przekładników napięciowych,  $U_{min}$  – minimalne dopuszczalne napięcie (0,9 ÷ 0,95 $U_n$ ),  $U_p$  – wartość napięcia w miejscu zainstalowania zabezpieczenia podczas zwarcia na końcu odcinka o największej impedancji.

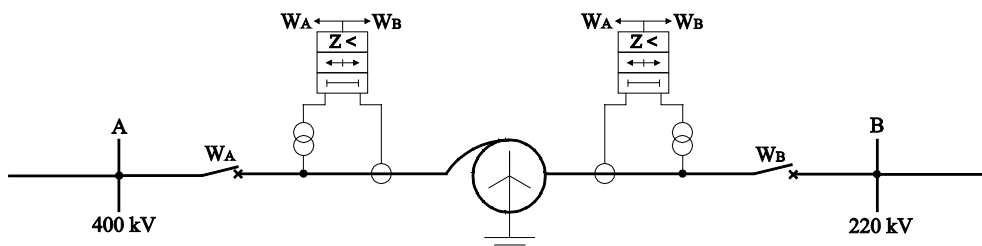
Zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne z blokadą napięciową w porównaniu z zabezpieczeniem nadprądowym zwłocznym bez tej blokady mają zwiększoną czułość, zasięg i selektywność działania oraz ograniczoną liczbę zbędnych działań podczas chwilowych przeciążeń transformatora.

Przepisy budowy urządzeń elektroenergetycznych (PBUE) wymagały stosowania blokady napięciowej do zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego transformatorów podwyższających napięcie o mocy 5 MVA i większej.

## Zabezpieczenie odległościowe od zwarć zewnętrznych

Zabezpieczenia odległościowe od zwarć zewnętrznych jest stosuje się w transformatorach i autotransformatorach sprzęgłowych (o górnym napięciu 220 kV i powyżej) w jednostkach o dużej mocy (zazwyczaj ponad 100 MVA). Chroni ono od przetężeń wywołanych zwarciami zewnętrznymi i stanowi rezerwę zabezpieczeń od zwarć wewnętrznych.

Zabezpieczenia odległościowe instaluje się po obu stronach transformatorów (autotransformatorów) (rys. 5.5). Posiadają one dwie lub trzy strefy podstawowego działania „w przód” i czasami jedną „wstecz”.



Rys. 5.5. Zabezpieczenia odległościowe autotransformatora od zwarć zewnętrznych

Pierwsza strefa podstawowego działania każdego zabezpieczenia stanowi szybką ( $t_1 = 0,1s$ ) rezerwę zabezpieczeń od zwarć wewnętrznych i obejmuje swym zasięgiem 85% impedancji zabezpieczanego transformatora.

Druga strefa podstawowego działania zabezpieczenia chroni transformator, szyny zbiorcze oraz niewielki fragment długości linii przyłączonych do szyn zbiorczych zasilanych przez ten transformator ( $Z_{II} = 1,25Z_{Tr}$ ). Trzecia strefa stanowi rezerwę zwłoczną zabezpieczeń zainstalowanych w polach odpływowych. Czasy zadziałania w drugiej i trzeciej strefie powinny być dłuższe od największych zwłok czasowych odpowiednio od pierwszej lub drugiej strefy działania zabezpieczeń odległościowych linii przyłączonych do szyn zbiorczych.

Zabezpieczenie powoduje wyłączenie wyłączników po obu stronach transformatora, jeżeli zwarcie wystąpiło w strefach zorientowanych „w przód”. Jeżeli zwarcie wystąpi w strefie zorientowanej „wstecz” otwierany jest wyłącznik po stronie przekąźnika.

Zaletą zabezpieczeń odległościowych transformatorów jest to, że oprócz ochrony transformatora przed przetężeniami pochodzącymi od zwarć zewnętrznych i rezerwowaniem zabezpieczeń od zwarć wewnętrznych, stanowią one także rezerwę zabezpieczeń odległościowych części długości linii odpływowych i zasilających oraz zabezpieczeń szyn zbiorczych.

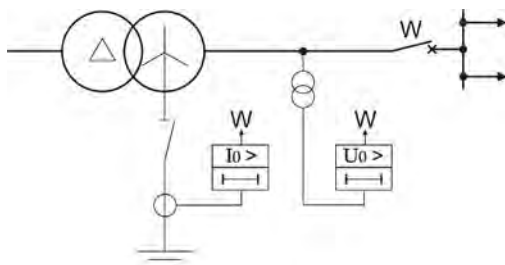
## Zabezpieczenie od zwarć doziemnych zewnętrznych

Zabezpieczenie transformatorów od zwarć doziemnych zewnętrznych może być realizowane jako:

- nadnapięciowe zwłoczne, uruchamiane składową zerową napięcia (zabezpieczenie zerowo-napięciowe);
- nadprądowe zwłoczne, uruchamiane składową zerową prądu (zabezpieczenie zerowo-prądowe);
- nadprądowe zwłoczne kierunkowe, reagujące na wartość i kierunek przepływu składowej zerowej prądu (zabezpieczenie zerowo-mocowe).

W zabezpieczenie chroniące od zewnętrznych zwarć doziemnych wyposaża się zwykle transformatory podwyższające napięcie zasilające sieć z uziemionym skutecznie punktem zerowym.

Transformatory pracujące trwale z uziemionym punktem zerowym wyposaża się w zabezpieczenie zerowo-prądowe zwłoczne. Z kolei te transformatory, które mogą pracować z uziemionym lub izolowanym punktem wyposaża się w zwłoczne zabezpieczenia zerowo-prądowe i zerowo napięciowe (rys. 5.6).



Rys. 5.6. Zabezpieczenie transformatora od zewnętrznych zwarć doziemnych, zerowo-prądowe i zerowo-napięciowe

Wartość prądu rozruchowego przekładnika nadprądowego winna spełniać następujący warunek

$$I_{rp} \geq (0,3 \div 0,7) \frac{I_{nt}}{n_i}, \quad (5.10)$$

gdzie:  $I_{nt}$  – prąd znamionowy transformatora,  $n_i$  – przekładnia przekładnika prądowego.

Zabezpieczenie zerowo-prądowe działa zwłocznie, najczęściej z opóźnieniem o jeden stopień wyższym od opóźnienia drugiej strefy zabezpieczeń odległościowych instalowanych w sieci. Zabezpieczenie to może być dwustopniowe. W takim przypadku jeden stopień (o większej wartości prądu rozruchowego) reaguje na zwarcia doziemne bliskie, natomiast drugi na zwarcia oddalone. Każdy z tych

stopni musi mieć odpowiednią zwłokę działania, aby nie działał wcześniej od zabezpieczeń sieciowych.

Zabezpieczenie zerowo-prądowe jest zabezpieczeniem rezerwowym zarówno dla zabezpieczeń sieciowych jak i dla zabezpieczeń od zwarć doziemnych wewnętrznych po stronie uzwojenia połączonego w gwiazdę.

Zabezpieczenie zerowo-napięciowe (rys. 5.6) zasilane z filtru składowej zerowej napięcia stosuje się do ochrony transformatorów o mocy co najmniej 10 MVA z nieziemionym punktem zerowym oraz uzwojeń wyrównawczych autotransformatorów o mocy co najmniej 160 MVA połączonych w trójkąt lub gwiazdę z nieziemionym punktem gwiazdowym.

Zabezpieczenie zerowo-napięciowe transformatora ma działać przy zwarciach doziemnych zewnętrznych (i niewyłączanych wewnętrznych), gdy odłącznik w przewodzie uziemiającym punkt zerowy transformatora jest otwarty. Pracy transformatora w układzie z izolowanym od ziemi punktem zerowym towarzyszą przepięcia ustalone i nieustalone dlatego wartość rozruchowa członu napięciowego winna spełniać następujący warunek

$$U_{or} = k_b \cdot U_o, \quad (5.11)$$

$$\text{przy czym } U_o = U_f \frac{k_o}{2 + k_o}, \quad k_o = \frac{Z_o}{Z_1},$$

gdzie:  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa (1,1÷1,2),  $U_o$  – wartość napięcia kolejności zerowej na szynach stacji w pierwszej chwili zwarcia,  $Z_o$  i  $Z_1$  – impedancje dla kolejności zerowej i zgodnej systemu widziane z miejsca zwarcia,  $k_o$  – współczynnik odwzorowujący skuteczność uziemienia punktów zerowych transformatorów (w pierwszej chwili zwarcia  $k_o \leq 3$ , wyłączanie źródeł prądu ziemnozwarciowego powoduje jego wzrost, dla sieci z izolowanym punktem zerowym transformatora  $k_o = \infty$ ).

Zwłokę czasową tego zabezpieczenia dobiera się dłuższą od zwłok czasowych zabezpieczeń na odcinkach liniowych od szyn zbiorczych górnego napięcia (ze względu na odstrojenie się od stanów przejściowych nie krótszą niż około 0,5s).

Zabezpieczenie zerowo-mocowe stosuje się do ochrony transformatorów i autotransformatorów o mocy 160 MVA i wyższej. Instaluje się je po stronie górnego napięcia zasilając z przekładników prądowych połączonych w układ Holmgreen'a oraz z drugiego uzwojenia przekładników napięciowych połączonych w układ otwartego trójkąta. Zabezpieczenie to działa na wyłączenie wyłącznika po stronie górnego napięcia, przy przepływie składowej zerowej prądu od transformatora w kierunku sieci zasilającej.

## 5.4. Zabezpieczenia od zwarć i uszkodzeń wewnętrznych

Zwarcia wewnętrzne i uszkodzenia wewnętrzne, a także na wyprowadzeniach są szczególnie niebezpiecznym zakłóceniem w pracy transformatorów (duże wartości prądów i siły dynamiczne, łuk elektryczny i burzliwe odgazowanie oleju). Występuje zagrożenie uszkodzenia uzwojeń i pęknięcia kadzi transformatora, co jest bardzo niebezpieczne dla ludzi i pobliskich urządzeń. Z tego powodu zabezpieczenia te muszą działać w praktycznie bezzwłocznie.

Transformatory średnich napięć o niewielkich mocach mogą być zabezpieczone od skutków zwarć wewnętrznych (jak i zewnętrznych) za pomocą bezpieczników wysokiego napięcia lub za pomocą wyzwalaczy pierwotnych (rys. 5.1).

Do wykrywania uszkodzeń, zwarć wewnętrznych oraz na wyprowadzeniach transformatorów o większej mocy ( $\geq 500$  kVA) stosowane są następujące zabezpieczenia przekąźnikowe: nadprądowe bezzwłoczne, różnicowe wzdłużne, ziemnozwarciowe oraz gazowo-przepływowe kadzi i przełącznika zacze-  
pów.

### Zabezpieczenia nadprądowe bezzwłoczne od zwarć wewnętrznych

Przekąźnikowe zabezpieczenia nadprądowe bezzwłoczne instaluje się po każdej stronie zasilania transformatora lub tylko po stronie o większej mocy. Wybiórcze działanie takiego zabezpieczenia jest możliwe ze względu na dużą różnicę między prądami zwarcia występującymi przed i za chronioną jednostką. Wartość prądu rozruchowego takiego zabezpieczenia wyznacza się ze wzoru

$$I_r \geq \frac{k_s \cdot k_b \cdot I_{zmax}}{n_i}, \quad (5.12)$$

gdzie:  $k_s$  – współczynnik schematowy wynikający z układu połączeń przekąźników prądowych (dla układu pełnej i niepełnej gwiazdy równy 1),  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa (1,3÷1,6),  $I_{zmax}$  – największa spodziewana wartość prądu zwarcia na szynach zbiorczych po dolnej stronie transformatora, przeliczona na stronę górnego napięcia,  $n_i$  – przekładnia przekładników prądowych.

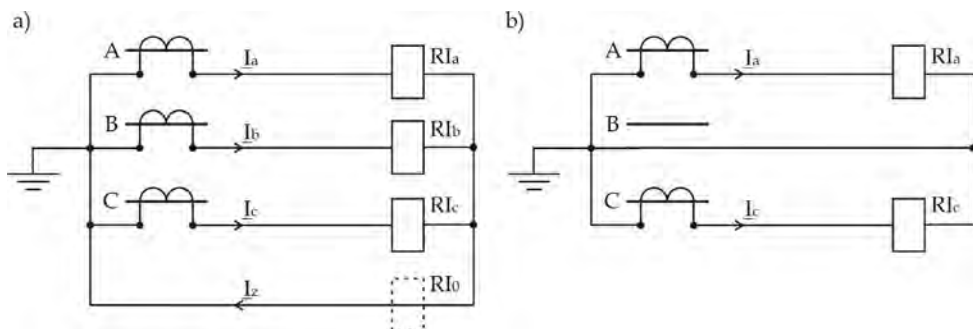
W celu odstrojenia zabezpieczenia od udarowych prądów magnesowania wartość prądu rozruchowego powinna spełniać poniższy warunek

$$I_r \geq \frac{k_b \cdot I_{nt}}{n_i}, \quad (5.13)$$

gdzie:  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa zależny od spodziewanej krotności udaru prądu magnesującego oraz od czasu własnego przekąźnika (2÷4),  $I_{nt}$  – prąd znamionowy zabezpieczanego transformatora,  $n_i$  – przekładnia przekładników prądowych.

Zaletą zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego jest bardzo szybkie jego działanie, natomiast wadą to, że strefa jego działania obejmuje około 70% uzwojenia transformatora. Jeśli transformator pracuje w bloku z silnikiem, to istnieje możliwość objęcia strefą działania bezzwłocznego całego uzwojenia transformatora oraz części uzwojenia silnika. W takich przypadkach prąd rozruchowy zabezpieczenia wybiera się z warunku odstrojenia od prądu rozruchu lub samorozruchu silnika.

Zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne działa na jednoczesne wyłączenie wszystkich wyłączników transformatora. Zasilane jest zazwyczaj z układu przekładników prądowych połączonych w pełną gwiazdę, a jedynie w sieciach o punkcie gwiazdowym nieuziemionym bezpośrednio lub izolowanym dopuszcza się zasilanie z układu niepełnej gwiazdy (rys. 5.7).



Rys. 5.7. Układy połączeń przekładników prądowych zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego od zwarcia wewnętrznych: a) pełna gwiazda, b) niepełna gwiazda

W zabezpieczeniu nadprądowym bezzwłocznym z układem połączeń przekładników w pełną gwiazdę (rys. 5.7a) nie występuje przełącznik  $RI_0$ , gdyż zabezpieczenie to nie powinno reagować na zwarcia doziemne.

**Przykład 5.2.** Dokonać doboru nastawy zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego od zwarcia wewnętrznych transformatora 110/16 kV zainstalowanego po stronie 110 kV (rys. 5.2).

Dane do obliczeń takie jak podane i wyznaczone w przykładzie 5.1.

1. Wyznaczenie maksymalnej wartości prądu zwarcia na szynach zbiorczych po stronie SN przeliczoną na stronę górną transformatora

- wartość reaktancji zastępczej przy zwarciu trójfazowym na szynach zbiorczych po stronie SN

$$Z_1 = X_T + X_S = 1,99 + 0,402 = 2,392\Omega,$$

- wartość prądu zwarcia trójfazowego na szynach zbiorczych po stronie SN

$$I_{zw}^{3f} = \frac{1,1 \times U_n}{\sqrt{3} \times Z_1} = \frac{1,1 \times 16000}{\sqrt{3} \times 2,392} = \frac{1,1 \times 16000}{\sqrt{3} \times 2,392} = 4253 A,$$

- wartość prądu zwarcia trójfazowego na szynach zbiorczych po stronie SN przeliczona na stronę górną transformatora

$$I_{zw110}^{3f} = I_{zwSN}^{3f} \times \frac{U_{nSN}}{U_{110}} = 4253 \times \frac{16}{110} = 618,6 A.$$

2. Wyznaczenie wartości prądu rozruchowego zabezpieczenia bezzwłocznego,

- ze wzoru (5.12), uwzględniającego warunek wybiórczości jego działania, dla przyjętych wartości współczynników  $k_s = 1,0$ ;  $k_b = 1,6$

$$I_{rb110} \geq \frac{k_s \cdot k_b \cdot I_{zw110}^{3f}}{n_{110}} = \frac{1 \cdot 1,6 \cdot 618,6}{20} = 49,49 \rightarrow 49,5 A,$$

- ze wzoru (5.13), uwzględniającego warunek odstrojenia się od udarów prądów magnetycznych, przyjętego współczynnika  $k_b = 4,0$

$$I_{rb110} \geq \frac{k_b \times I_{n110}}{n_{110}} = \frac{4 \times 65,7}{20} = 13,14 A.$$

Mając na uwadze potrzebę spełnienia obu warunków wybrano  $I_{rb110} = 49,5 A$ .

3. Czas działania zabezpieczenia – nie wprowadza się dodatkowej zwłoki czasowej tego zabezpieczenia. Zabezpieczenie to w ograniczonym zakresie pełni rolę zabezpieczenia rezerwowego w stosunku do zabezpieczenia różnicowego, podstawowego dla transformatora o mocy 12,5 MVA zabezpieczenia od zwarc wewnątrznych.

## Zabezpieczenie różnicowe wzdłużne od zwarc wewnątrznych

Zabezpieczenie różnicowe wzdłużne stabilizowane jest podstawowym zabezpieczeniem od zwarc wewnątrznych transformatorów oraz autotransformatorów o mocy 5 MVA i wyższej.

Zabezpieczenie to chroni wszystkie urządzenia i łączące je przewody znajdujące się w obszarze ograniczonym miejscem zainstalowania przekładników prądowych po każdej stronie transformatora. W strefie jego działania znajdują się: uzwojenia transformatora, most szynowy lub kablowy, izolatory przepustowe i wsporcze, odgromniki i iskierniki, przekładniki napięciowe i odłączniki transformatora. Reaguje na wystąpienie w tej strefie zwarc międzyfazowych i doziemnych, a także zwojowych. Zadziałanie zabezpieczenia powoduje otwarcie wszystkich wyłączników łączących transformator z siecią odbiorczą i zasilającą.

Działanie zabezpieczenia różnicowego wzdłużnego polega na porównaniu prądów po obu stronach członów różnicowych znajdujących się w każdej fazie. W stanach normalnych pracy transformatora porównywane w członach różnicowych prądy powinny mieć identyczne wartości, wtedy  $I_d = 0$ .

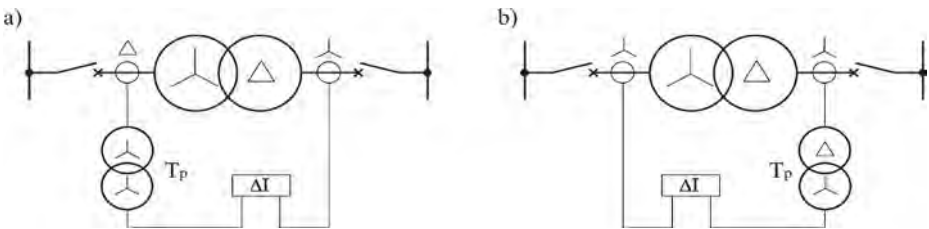
W rzeczywistych warunkach w gałęzi różnicowej tego zabezpieczenia mogą wystąpić prądy uchybowe z następujących powodów:

- wyrównanie przekładni prądowej transformatora i przesunięcia fazowego porównywanych prądów za pomocą przekładników prądowych pomocniczych wyrównawczych nie jest idealne,



- zmiana przekładni prądowej transformatora podczas zaczepowej regulacji napięcia,
- występowanie w gałęzi różnicowej prądów wyrównawczych przy zwarciach zewnętrznych poza strefą działania zabezpieczenia,
- wzrost wartości prądu magnesującego przy nadmiernym strumieniu w rdzeniu,
- występowanie udarów prądu magnesującego.

Wyrównanie przesunięcia fazowego porównywanych prądów transformatora uzyskuje się poprzez zastosowanie odpowiedniego układu połączeń uzwojeń przekładników prądowych głównych. Na przykład przekładniki prądowe łączy się w trójkąt po stronie uzwojeń transformatora połączonych w gwiazdę i w gwiazdę po stronie uzwojeń transformatora połączonych w trójkąt (rys. 5.8a). Takie połączenie przekładników także zapobiega zbędnemu zadziałaniu zabezpieczenia różnicowego w przypadku zwarć zewnętrznych doziemnych po stronie uzwojenia połączonego w gwiazdę. Z kolei wyrównanie modułów porównywanych prądów uzyskuje się poprzez zastosowanie przekładników wyrównawczych (stosuje się gdy przekracza 5%). Wyrównanie modułów i przesunięcia fazowego porównywanych prądów można także zrealizować za pomocą przekładników pośredniczących odwzorowujących grupę połączeń uzwojeń transformatora (rys. 5.8b). W przekładnikach różnicowych wzdłużnych cyfrowych wyrównanie modułów i przesunięcia fazowego porównywanych prądów jest realizowane programowo.



Rys.5.8.Zasady wyrównania modułów i przesunięcia fazowego prądów wyrównawczych w przekładniku różnicowym wzdłużnym transformatora: a) za pomocą układu połączeń przekładników prądowych i wyrównawczych, b) poprzez odwzorowanie grupy połączeń uzwojeń transformatora w połączeniach przekładników pośredniczących

W zabezpieczeniach różnicowych wzdłużnych transformatora stosowano różne sposoby zapobiegające zbędnemu działaniu pod wpływem występowania prądów uchybowych. Zwiększano odpowiednio wartość rozruchową i/lub zwłokę czasową (np.  $I_r = 0,8 I_{nt}$  i  $t = (0,3 \div 0,8)s$ ), tak aby odstroić się od udarów prądów magnesujących i prądów wyrównawczych. Pewną poprawę czułości uzyskiwano dzięki za-

stosowaniu przekładników prądowych pośredniczących nasyceniowych, które nie przepuszczały składowej nieokresowej do członu różnicowego (krajowy przełącznik RII-311, nastawienie  $I_r = (1 \div 3)I_{nt}$  i  $t < 0,1s$  i  $t \leq 0,1s$ ). Dalszą poprawę czułości ( $I_r < 0,6I_{nt}$  i  $t = (0,3 \div 0,8)s$ ) uzyskiwano po wprowadzeniu stabilizacji przełączników różnicowych oraz blokad działania przy udarach prądu magnesującego.

**Przykład 5.3.** Dokonać doboru nastawy zabezpieczenia różnicowego (elektronicznego analogowego) transformatora oraz przekładnię przekładników wyrównawczych zainstalowanych po stronie 110 kV (rys. 5.8a).

Dane do obliczeń:

- grupa połączeń transformatora  $Yd11$  ;
- moc znamionowa transformatora  $25MVA$  ;
- prądy znamionowe transformatora,  $I_{n110} = 131,2A$  i  $I_{nSN} = 874,7A$  ;
- przekładnia przekładników prądowych po stronie  $110kV - 200 / 5A$  ;
- przekładnia przekładników prądowych po stronie  $SN - 1200 / 5A$  ;
- wartość prądu zwarcia trójfazowego po stronie SN równa  $10 \times I_{nSN}$  .

1. Wartość prądu rozruchowego zabezpieczenia różnicowego, wyznaczona z uwzględnieniem potrzeby odstojenia się od udarów prądów magnesujących, wynosi

$$I_{rr} = 0,5 \times \frac{I_{nSN}}{n_{iSN}} = \frac{874,7}{240} = 3,644A .$$

2. Wartość prądu różnicowego przy znamionowym obciążeniu transformatora bez zastosowania przekładników wyrównawczych

- wartość prądu dopływającego do przełącznika różnicowego od przekładników prądowych połączonych w trójkąt zainstalowanych po stronie 110 kV transformatora

$$I_{r110} = \sqrt{3} \times \frac{I_{n110}}{n_{i110}} = \sqrt{3} \times \frac{131,2}{40} = 5,674A ,$$

- wartość prądu dopływającego do przełącznika różnicowego od przekładników prądowych połączonych w gwiazdę zainstalowanych po stronie SN transformatora

$$I_{rSN} = \frac{I_{nSN}}{n_{iSN}} = \frac{874,7}{240} = 3,644A ,$$

- wartość prądu różnicowego w przełączniku przy znamionowym obciążeniu transformatora

$$\Delta I = |I_{r110} - I_{rSN}| = |5,674 - 3,644| = 2,03A ,$$

- wartość prądu różnicowego w przełączniku przy zwarciu trójfazowym po stronie SN o wartości równej  $10 \times I_{nSN}$  .

$$\Delta I = 10 \times 2,03 = 20,3A .$$

**Wniosek.** Bez zastosowania przekładników prądowych wyrównawczych zabezpieczenie różnicowe zadziała (zbędnie) podczas obciążeniu znamionowego a także podczas zwarcia zewnętrznego po stronie SN, ponieważ w obu przypadkach wartość prądu różnicowego w przełączniku  $\Delta I$  jest większa od wartości prądu rozruchowego  $I_{rr}$  wyznaczonego w punkcie 1.

3. Dobór przekładni przekładników wyrównawczych
  - wyznaczenie przekładni przekładników wyrównawczych

$$n_{bw} = \frac{I_{r110}}{I_{rSN}} = \frac{5,674}{3,644} = 1,56$$

- wyznaczenie przekładni przekładników wyrównawczych i ich doboru z uwzględnieniem tego, że prąd wtórny przekładników prądowych 5A do których podłączone będą te przekładniki wyrównawcze

wariant 1

$$5 \cdot 1,56 = 7,8 \rightarrow 5 / 7,8 A, \text{ przekładnia podana w katalogu } 5 / 7,82 A,$$

wariant 2

$$\frac{5}{1,56} = 3,2 \rightarrow 3,2 / 5 A, \text{ przekładnia podana w katalogu } 3,21 / 5 A.$$

#### 4. Sprawdzenie prądu różnicowego po zainstalowaniu przekładników wyrównawczych po stronie 110 kV

- wartość prądu dopływającego do przekaźnika różnicowego od przekładników wyrównawczych dobranych

wariant 1

$$I_{r110w} = \sqrt{3} \times \frac{I_{n110}}{n_{i110} \times n_{bw}} = \sqrt{3} \times \frac{131,2}{40 \times \frac{7,82}{5}} = 3,628 A,$$

wariant 2

$$I_{r110w} = \sqrt{3} \times \frac{I_{n110}}{n_{i110} \times n_{bw}} = \sqrt{3} \times \frac{131,2}{40 \times \frac{5}{3,21}} = 3,643 A,$$

- wartość prądu różnicowego w przekaźniku przy znamionowym obciążeniu transformatora po zainstalowaniu przekładników wyrównawczych

wariant 1

$$\Delta I = |I_{r110w} - I_{rSN}| = |3,628 - 3,644| = 0,016 A,$$

wariant 2

$$\Delta I = |I_{r110w} - I_{rSN}| = |3,643 - 3,644| = 0,001 A,$$

- wartość prądu różnicowego w przekaźniku przy zwarciu trójfazowym po stronie SN o wartości równej  $10 \times I_{nSN}$  po zainstalowaniu przekładników wyrównawczych

wariant 1

$$\Delta I = 10 \times |3,628 - 3,644| = 0,16 A,$$

wariant 2

$$\Delta I = 10 \times |3,643 - 3,644| = 0,01 A,$$

**Wniosek:** Zastosowanie przekładników wyrównawczych (w wariantach 1 lub 2) w obwodach wtórnych przekładników prądowych podłączonych po stronie 110kV zapewnia prawidłowe działanie zabezpieczenia różnicowego dla wyznaczonej wartości rozruchowej członu prądowego.

W nowoczesnych mikroprocesorowych zabezpieczeniach różnicowych wzdłużnych stabilizowanych transformatora dąży się do tego, aby wartość rozruchowa była jak najmniejsza (około 10% wartości prądu znamionowego transfor-

matora), a czas działania był bardzo krótki (rzędu 0,02s). Wtedy takie zabezpieczenie reaguje już na zwarcie zwojowe pojedynczego zwoju i chroni transformator od znacznych uszkodzeń. Wysoką czułość działania uzyskuje się dzięki zastosowaniu odpowiednich algorytmów stabilizacji zabezpieczenia i blokowania działania zbędnego. Takim nowoczesnym mikroprocesorowym zabezpieczeniem różnicowym wzdłużnym stabilizowanych transformatora jest przekaźnik RRTC-1 [17,18,19, 31]. Przeznaczony jest on nie tylko do ochrony transformatorów, ale także generatorów, bloków generator-transformator i silników. Według twórców zabezpieczenia RRTC-1 umiejętnie zastosowanie drugiej harmonicznej do blokowania zabezpieczenia pozwala skutecznie eliminować zbędne działanie przy załączaniu transformatora jak również przy zwarciach zewnętrznych, a zarazem gwarantuje prawidłowe działanie zabezpieczenia przy małych, a także dużych wartościach prądów zwarciovych, bez względu na stopień nasycenia przekładników prądowych.

Mikroprocesorowe zabezpieczenie RRTC-1 jest w pełni cyfrowe, dzięki czemu wyeliminowano konieczność stosowania przekładników wyrównawczych. W zabezpieczeniu można nastawić osiem różnych grup połączeń transformatora: Yy0; Yy(d)0; Yy6; Yy(d)6; Yd1; Yd5; Yd7; Yd11.

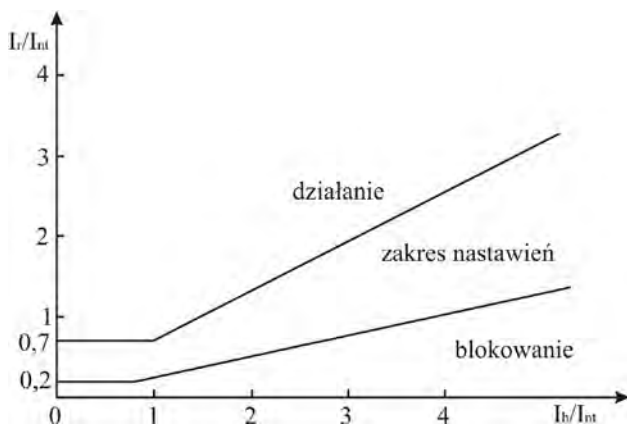
Zastosowanie w przekaźniku RRTC-1 stabilizacji w połączeniu z blokadą od prądu drugiej i piątej harmonicznej zapewnia poprawną pracę tego zabezpieczenia w każdych warunkach pracy transformatora. Stabilizowana charakterystyka zapewnia prawidłową pracę zabezpieczenia w czasie regulacji napięcia transformatora i nie dopuszcza do jego działania z powodu uchybu prądowego przekładników. Układ blokady wykorzystujący drugą i piątą harmoniczną zapobiega działaniu zabezpieczenia przy udarach prądu magnesującego, nadmiernym wzroście napięcia transformatora oraz przy obniżeniu się częstotliwości.

Wartości prądu różnicowego  $I_r$  i prądu hamującego  $I_h$  dla każdej z faz wyznaczane są w przekaźniku programowo z następujących zależności

$$I_r = \left| \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 \right|, I_h = I_{max} - 0,5I_r, I_{max} = \max \{ |I_1|, |I_2|, |I_3| \}, \quad (5.14)$$

gdzie:  $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{I}_3$  – prądy dopływające do transformatora (dwa dla transformatora dwuuzwojeniowego i trzy trójuzwojeniowego),  $I_{max}$  – maksymalny prąd dopływający do transformatora,  $I_r$  – prąd różnicowy i  $I_h$  – prąd hamujący.

Warunki do zadziałania tego zabezpieczenia powstają, gdy prąd rozruchowy  $I_r$  jest większy od sumy blokowania (rys. 5.9). Na sumę blokowania składa się prąd hamujący  $I_h$ , pomnożony przez nastawiony współczynnik hamowania  $k_h$  i powiększony o hamowanie od prądów o częstotliwości 100 Hz i od 250 Hz. Minimalna wartość sumy blokowania jest równa nastawionemu prądowi rozruchowemu  $I_{r0}$ . Nastawienia współczynników hamowania dla 100 Hz i od 250 Hz dostępne są tylko dla serwisu.



Rys. 5.9. Charakterystyki działania zabezpieczenia różnicowego RRTC-1. Oznaczenia:  $I_{nt}$  - prąd znamionowy transformatora,  $I_r$  - prąd rozruchowy zabezpieczenia,  $I_h$  - prąd hamujący zabezpieczenia

Przy dokonywaniu nastawień serwisowych wartości prądu rozruchowego i hamującego tego zabezpieczenia można uwzględniać warunki sieciowe, w których zainstalowano zabezpieczenie. Informacji na ten temat dostarcza tzw. rejestrator kryterialny przekładnika. Rejestrator ten uruchamia się przy udarach prądu magnesującego, zwarciach zewnętrznych i wewnętrznych. Rejestruje także amplitudy prądu hamującego i rozruchowego oraz prądów o częstotliwości 100Hz i 250Hz. Uzyskane oscylogramy są podstawą do weryfikowania nastawień. Można dzięki temu zapewnić, na pożądanym poziomie, współczynnik czułości zabezpieczenia w całym zakresie charakterystyki.

Zestaw nastawień serwisowych w połączeniu z informacjami z rejestratora kryterialnego umożliwia pracę tego zabezpieczenia przy nasycających się przekładnikach prądowych.

Dla prądów dużych, to znaczy większych niż wynikające z napięcia zwarcia transformatora, zabezpieczenie to działa tak jak zabezpieczenie nadprądowe, daje to gwarancję działania zabezpieczenia nawet przy głębokim nasyceniu przekładników prądowych.

Sposób nastawiania parametrów zabezpieczenia różnicowego RRTC-1 eliminuje potrzebę wykonywania jakichkolwiek obliczeń dotyczących przekładni transformatora i przekładników.

Parametry nastawiane w zabezpieczeniu różnicowym RRTC-1 można podzielić na cztery grupy:

- grupa pierwsza obejmuje parametry związane z chronionym obiektem (grupa połączeń transformatora, przekładnia transformatora, przekładnie przekładników prądowych),

- grupa druga obejmuje podstawowe parametry zabezpieczenia różnicowego (początkowy prąd rozruchowy  $I_{r0}$  i współczynnik stabilizacji  $k_h$ ),
- grupa trzecia obejmuje szczegółowe parametry zabezpieczenia związane z działaniem poszczególnych algorytmów (współczynnik blokowania drugą harmoniczną, limit blokowania drugą harmoniczną, współczynnik blokowania piątą harmoniczną, limit blokowania piątą harmoniczną, współczynnik modyfikacji i limit całkowity blokowania),
- grupa czwarta obejmuje nastawienia pomocnicze związane z eksploatacją zabezpieczenia (data/czas, hasło, oznaczenie przełącznika, sposób wyświetlania pomiarów w stanie czuwania).

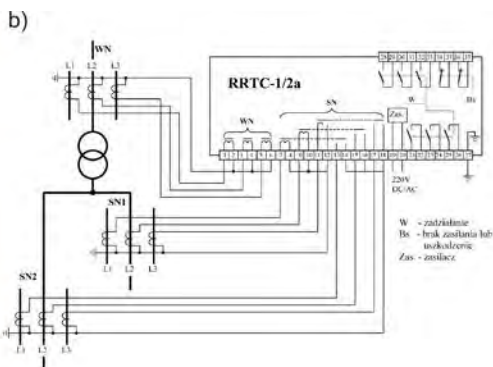
Parametry grupy trzeciej nazwane zostały „nastawieniami serwisowymi” i są dostępne do modyfikacji tylko z komputera zewnętrznego przy wykorzystaniu wersji serwisowej programu obsługi.

Nastawienie odpowiedniej wartości początkowego prądu różnicowego  $I_{r0}$  zapewnia selektywną pracę zabezpieczenia różnicowego przy braku stabilizacji (praca transformatora na biegu jałowym lub z minimalnym obciążeniem). Zapewnione jest wykrycie zwarcia pojedynczego zwoju. Istnieje możliwość odstrojenia się od: prądu biegu jałowego, prądów magnesujących spowodowanych nagłym wzrostem napięcia (blokada piątą harmoniczną prądu), prądów spowodowanych niedokładną transformacją prądów składowej symetrycznej zerowej (wprowadzono blokadę od  $I_o$ ).

Nastawienie odpowiedniej wartości współczynnika hamowania  $k_h$  zapewnia selektywną pracę zabezpieczenia różnicowego przy przepływie przez transformator prądu skrośnego. Wartość tego współczynnika powinna być tak dobrana, żeby zabezpieczenie reagowało na zwarcia pojedynczych zwojów w transformatorze i nie działało przy pojawianiu się prądów uchybowych spowodowanych niedokładnością odwzorowania i zmianą przekładni transformatora oraz niedokładnością przełącznika i błędami przekładników.

Największy wpływ na poziom współczynnika hamowania ma zakres zmian przekładni transformatora. Wpływ pozostałych czynników nie przekracza 10% prądu skrośnego, a wpływ najbardziej nieprzewidywalnego czynnika, nasycania się przekładników prądowych jest całkowicie stabilizowany przez algorytm filtru drugiej harmoniczej.

Na rys. 5.10 przedstawiono widok zespołu automatyki zabezpieczeniowej transformatora RRTC-1 (a) oraz schemat jego podłączenia w wersji RRTC-1/2a dla transformatora dwuuzwojeniowego z uzwojeniami dzielonymi (b).



Rys. 5.10. Widok zespołu automatyki zabezpieczeniowej transformatora RRTC-1 (a) oraz schemat jego podłączenia w wersji RRTC-1/2a dla transformatora dwuuzwojeniowego z uzwojeniami dzielonymi (b), wg [17]

Zainstalowana w przekaźniku RRTC-1 funkcja „oscyloskop” umożliwia łatwe wyszukiwanie błędów w obwodach prądowych.

Zabezpieczenie różnicowe RRTC-1 wykonywane jest w następujących wersjach: RRTC-1/2 dla transformatorów 2-uzwojeniowych i RRTC-1/2a z uzwojeniami dzielonymi oraz RRTC-1/3 dla transformatorów 3-uzwojeniowych. Schemat podłączenia zabezpieczenia RRTC-1/2a do transformatora 2-uzwojeniowego z dzielonymi uzwojeniami przedstawiono na rys. 5.10.

Zabezpieczenie gazowo-przepływowe kadzi transformatora

Zabezpieczenie gazowo-przepływowe (przełącznik Buchholza) instaluje się w przewodzie rurowym łączącym każdą transformatora z konserwatorem.

Według krajowych przepisów zabezpieczenie to należy stosować we wszystkich jednostkach o mocy powyżej 1 MVA.

Przełączniki gazowo-przepływowe mają człon sygnalizacyjny (pierwszy stopień) i wyłączeniowy (drugi stopień), które działają w następujących przypadkach:

- I stopień podczas wydzielania się gazów na skutek rozkładu termicznego izolacji stałej, przy obniżeniu się poziomu oleju na skutek wycieków z kadzi;
- II stopień przy wszystkich zwarciach wewnątrz kadzi.

Przyczynami błędnego zadziałania pierwszego stopnia przełącznika mogą być:

- uszkodzenie styku rtęciowego lub pływaka,
- nagłe ochłodzenie transformatora (zmiana temperatury od 75°C do 25°C może spowodować wydzielenie się powietrza zawartego w oleju w ilości odpowiadającej 1,2% jego objętości).

Aby zweryfikować przyczynę zadziałania I stopnia, trzeba sprawdzić, czy zgromadzony gaz zapala się w atmosferze powietrza; jeżeli nie, to rozkład izolacji jako

przyczyna zadziałania jest mało prawdopodobny. Jeśli gaz ten jest palny, to prawdopodobnie rozwija się zwarcie wewnętrzne i transformator należy bezzwłocznie wyłączyć. Lepszą oceną stanu zagrożenia jest analiza chromatograficzna gazu rozpuszczonego w oleju. Obecność takich składników jak wodór, tlenek węgla, węglowodory: nasycone i nienasycone świadczy nie tylko rozkładzie izolacji, lecz może także wskazywać na rodzaj izolacji i na to, w którym miejscu podlega ona uszkodzeniu. Jeśli łączna ilość tych palnych gazów przekracza 5%, transformator należy wyłączyć.

Drugi stopień przekąźnika Buchholza działa przy zwarcu, gdy przez rurę prowadzącą do konserwatora następuje przepływ oleju lub gazu (lub mieszanki olejowo-gazowej) z prędkością około 50cm/s. Powinien on działać ze zwłoką możliwie niewielką, wynoszącą według krajowych przepisów nie więcej niż 0,3 s przy przepływie oleju dwukrotnie większym niż dolna granica zadziałania. Wadą przekąźnika gazowo-przepływowego jest stosunkowo częste błędne działanie, zwłaszcza drugiego stopnia. Jest on jednak powszechnie stosowany, gdyż szybko i bezbłędnie reaguje na obniżenie się poziomu oleju w kadzi i sygnalizuje zwarcia wewnętrzne.

Transformatory bez konserwatora z poduszką azotową wyposażone są w przekąźniki manometryczne (ciśnieniowe) dwustopniowe, które działają na sygnał i wyłączenie.

#### Zabezpieczenie gazowo-podmuchowe komory przełącznika zaczepów

Wewnątrz kadzi transformatora dostosowanego do regulacji napięcia pod obciążeniem znajduje się wydzielona komora dla przełącznika zaczepów (jedna dla trójfazowego przełącznika lub trzy osobne dla jednofazowego).

Przekąźnik gazowo-podmuchowy ma chronić podobciążeniowy przełącznik zaczepów i transformator w razie uszkodzenia urządzeń przełączających lub przełączania zbyt dużych wartości prądów, którym towarzyszy łuk elektryczny.

W przewod łączący konserwator z komorą (komorami) przełącznika zaczepów wmontowany jest jeden lub trzy przekąźniki gazowo-podmuchowe. Układem pomiarowym tego typu przekąźników jest płytką podmuchowa. Zadziałanie przekąźnika następuje w momencie przepływu w kierunku konserwatora oleju lub mieszaniny gazów z olejem z prędkością większą od nastawionej prędkości rozruchowej i powoduje wyłączenie wyłączników ze wszystkich stron transformatora. Przekąźniki tego rodzaju pracują w układzie samopodtrzymania, tzn. że po zadziałaniu płytką podmuchowa pozostaje w pozycji powodującej trwale zamknięcie zestyku wyłączającego transformator. Przekąźnik ten posiada jeden stopień działania, który powoduje wyłączenie transformatora spod napięcia. Przekąźnik ten nie jest przystosowany do pobierania próbek gazu.



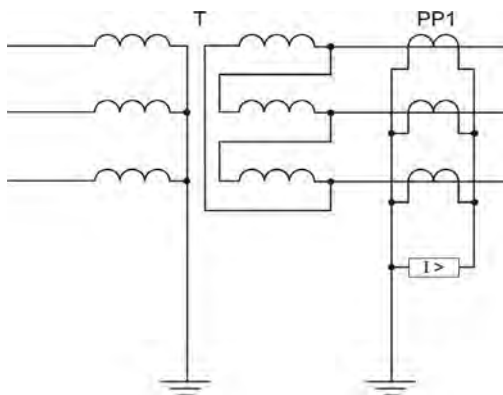
## Zawory bezpieczeństwa

Każdy transformator powinna być wyposażona w jeden zawór lub więcej zaworów bezpieczeństwa. Zawory bezpieczeństwa mają za zadanie rozładować nadciśnienie, występujące np. podczas zwarć wewnętrznych, zanim wzrośnie ono do wartości zagrażających uszkodzeniem konstrukcji kadzi i wystąpieniem pożaru. Zawory bezpieczeństwa powinny być instalowane w pobliżu miejsca spodziewanej awarii. Ciśnienie zadziałania musi być znacznie niższe od najwyższego dopuszczalnego i wyższe od spodziewanego w procesie eksploatacji.

## Zabezpieczenia od zwarć doziemnych wewnętrznych

Zwarcia doziemne wewnątrz transformatora są zwykle eliminowane przez takie zabezpieczenia podstawowe od zwarć wewnętrznych, jak np. różnicowo-prądowe. W niektórych przypadkach zabezpieczenia te nie spełniają swojej roli (np. małe wartości prądów doziemnych w dołączonej sieci). Wtedy należy zastosować zabezpieczenia ziemnozwarciowe: nadprądowe ziemnozwarciowe lub tzw. kadziowe.

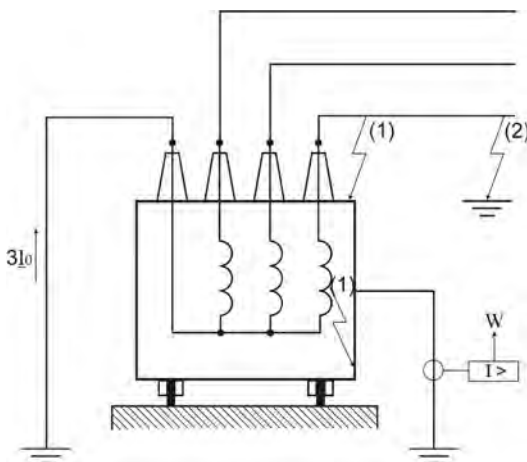
Zabezpieczenie nadprądowe ziemnozwarciowe instalowane jest po stronie uzwojenia połączonego w trójkąt (rys. 5.11). Jest ono zasilane z filtru prądu zerowego (przekładniki prądowe połączone w układzie Holmgreena) i zabezpiecza to uzwojenie wraz z wyprowadzeniami. Nastawienie wartości prądu rozruchowego powinno być takie, aby zabezpieczenie działało przy wystąpieniu zwarcia doziemnego uzwojenia połączonego w trójkąt, natomiast nie pobudzało się przy zwarciach doziemnych zewnętrznych. O wartościach tych prądów doziemnych decydują pojemności względem ziemi połączonego w trójkąt uzwojenia transformatora i wyprowadzeń oraz całej dołączonej do tego uzwojenia sieci. Czas zwłoki takiego zabezpieczenia wynosi około 1s.



Rys. 5.11. Zabezpieczenie nadprądowe ziemnozwarciowe transformatora

W zabezpieczeniu kadziowym (rys. 5.12) przekaźnik nadprądowy zasilany jest z przekładnika prądowego zainstalowanego na przewodzie uziemiającym kadź transformatora.

Kadź transformatora powinna być odizolowana od ziemi. Wówczas podczas zwarcia prawie cały prąd płynie do kadzi (1 na rys. 5.12) przez przekładnik prądowy PP. Zabezpieczenie kadziowe reaguje więc na wszystkie zwarcia do kadzi, obu wyprowadzeń i uzwojeń. Przy zwarciu doziemnym zewnętrznym (2 na rys. 5.12) przez zabezpieczenie płynie prąd doziemny  $3I_0$  o bardzo małej wartości nie powodując zadziałania przekaźnika nadprądowego. Zabezpieczenie to może działać bezwłocznie bądź z niewielkim opóźnieniem rzędu 0,1s.



Rys. 5.12. Schemat ideowy zabezpieczenia nadprądowego od zwarcia z kadzią transformatora

## 5.5. Zabezpieczenia przeciążeniowe

Zabezpieczenie przeciążeniowe powinno chronić transformator od szkodliwych dla jego izolacji przegrzań, a jednocześnie powinno pozwolić na wykorzystanie w możliwie dużym stopniu przeciążalności jednostki. Istnieją następujące rodzaje zabezpieczeń przeciążeniowych transformatorów:

- zabezpieczenie nadprądowe niezależne zwłoczne,
- zabezpieczenie nadprądowe zależne zwłoczne,
- zabezpieczenie termometryczne,
- wskaźnik maksymalnej temperatury typu "Bewag",
- zabezpieczenie oparte na modelu cieplnym.

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne niezależne od przeciążeń

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne niezależne przeciążeniowe transformatorów wykonane jest jako jednofazowy przekaźnik nadprądowy (jednofazowy ze względu na symetryczny charakter przeciążeń) pobudzający człon zwłoczny. Przełącznik ten zazwyczaj zasila się z tych samych obwodów prądowych.

Prąd rozruchowy tego zabezpieczenia winien spełniać poniższy warunek

$$I_r \geq \frac{k_b \cdot I_{nt}}{k_p \cdot n_i}, \quad (5.15)$$

gdzie:  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa,  $I_{nt}$  – prąd znamionowy transformatora,  $k_p$  – współczynnik powrotu,  $n_i$  – przekładnia przekładników.

W celu uzyskania dużej czułości zabezpieczenia wybiera się współczynnik bezpieczeństwa  $k_b$  możliwie mały (około 1,05) oraz stosuje się przekaźniki o możliwie dużym współczynniku powrotu  $k_p$  (około 0,9).

Czas zadziałania wybiera się o stopień lub dwa dłuższy od czasu zadziałania zabezpieczeń na odejściach od szyn zbiorczych (dobiera się zwłokę czasową od 6s do 12s, a czasem do 20s).

W transformatorach dwuuzwojeniowych zabezpieczenie instaluje się po stronie niższego napięcia, a w trójuzwojeniowych – po każdej stronie. W polskim systemie elektroenergetycznym zabezpieczenie takie stosuje się w jednostkach o mocach większych niż 5 MVA. Zabezpieczenie to działa jedynie na sygnalizację ze względu na to, że reaguje ono jedynie na zmiany wartości prądu obciążenia transformatora i nie uwzględnia rzeczywistych zmian temperatury uzwojeń i oleju transformatora.

**Przykład 5.4.** Dokonać doboru nastawy zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego od przeciążeń ruchowych transformatora 110/16 kV (rys. 5.2).

Dane do obliczeń takie jak podane i wyznaczone w przykładzie 5.1.

1. Wyznaczenie wartości prądu rozruchowego zabezpieczenia, ze wzoru (5.15) dla przyjętych wartości współczynników  $k_b = 1,05$  i  $k_p = 0,9$

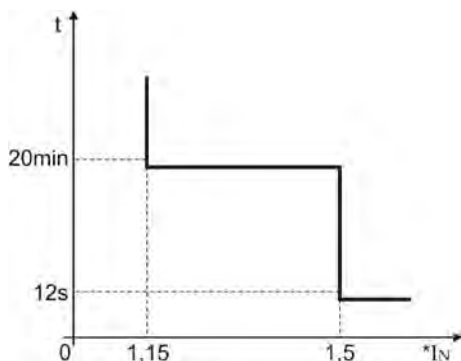
$$I_{r110} \geq \frac{k_b \cdot I_{n110}}{k_p \cdot n_{i110}} = \frac{1,05 \cdot 65,7}{0,9 \cdot 20} = 3,83 A \rightarrow 4,00 A.$$

2. Czas działania zabezpieczenia dobrano 20s. Zabezpieczenie to działa na sygnalizację.

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne zależne od przeciążeń

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne zależne umożliwia sygnalizowanie przeciążenia transformatora z uwzględnieniem jego przeciążalności. Charakterystykę czasowo-prądową zabezpieczenia, przykładowo taką jak na rys. 5.13, uzyskuje się stosując dwa przekaźniki nadprądowe zwłoczne o różnych nastawieniach prądu rozruchowego i zwłokach czasowych (rys. 5.13). Przełącznik z niższym na-

stawieniem prądu rozruchowego (około 115% prądu znamionowego  $I_N$  transformatora) ma długą zwłokę czasową (np. 20 minut), a przekaźnik z wyższym nastawieniem prądu rozruchowego (około 150%  $I_n$ ) krótką zwłokę (np. 12 sekund).



Rys. 5.13. Charakterystyka czasowo-prądowa dwustopniowego zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od przeciążeń

### Zabezpieczenie termometryczne

Transformatory wyposażone są w różnego rodzaju termometry wskazujące i ewentualnie sygnalizujące na odległość temperaturę maksymalną uzwojenia lub oleju. Instalowane są w gniazdach termometrycznych w pokrywie jednostki, a ich liczba i rodzaj zależy od mocy transformatora. Stosuje się termometry rtęciowe maksymalne, a przy większych mocach – termometry rtęciowe lub oporowe oraz termometry dwustopniowe dwustykowe, z nastawialną wartością temperatury powodującą zamknięcie obwodu zestyku.

Zabezpieczenia termometryczne powinny działać na sygnalizację, a w stacjach odbiorczych bez stałej obsługi powinny powodować wyłączenie transformatora w przypadku niedopuszczalnego wzrostu temperatury. W Polsce, zabezpieczenie termometryczne dla transformatorów o mocy większej niż 16 MVA nastawia się na następujące wartości:

55°C – uruchomienie pierwszej grupy wentylatorów,

65°C – sygnalizacja zadziałania pierwszego stopnia,

75°C – uruchomienie drugiej grupy wentylatorów,

85°C – sygnalizacja i/lub wyłączenie przez drugi stopień zabezpieczenia.

Szczególnym rodzajem zabezpieczenia termometrycznego jest wskaźnik maksymalnej temperatury typu „Bewag”, mocowany w częściowo napełnionej olejem kieszeni znajdującej się na pokrywie kadzi transformatora. Głównym elementem tego wskaźnika jest wyzwalacz termobimetalowy o zakresie nastawczym od 60°C

do 140°C. Wyzwalacz ten działa, gdy temperatura w górnej warstwie oleju w kadzi osiągnie wartość nastawioną (zazwyczaj od 95°C do 105°C).

Zabezpieczenie przeciążeniowe oparte na modelu cieplnym

Model cieplny uzwojenia w postaci elementu grzejnego jest umieszczony w oleju wypełniającym kadź. Stała czasowa modelu cieplnego jest równa stałej czasowej uzwojenia transformatora (6÷10min.). Element grzejny jest zasilany prądem proporcjonalnym do prądu płynącego przez uzwojenie transformatora. Rezystancja elementu grzejnego jest dobrana w taki sposób, aby przy znamionowym obciążeniu transformatora temperatura elementu (mierzona termometrem oporowym) była wyższa o 10÷20°C od temperatury otaczającego oleju. Taki model bardzo dokładnie odwzorowuje zmiany temperatury uzwojenia transformatora przy dowolnych zmianach obciążenia.

Termometr oporowy steruje przełącznikiem pomocniczym umieszczonym na zewnątrz kadzi, który to przełącznik podaje impuls na sygnalizację (pierwszy stopień termometru, który przeważnie nastawiony jest na 105°C) lub na sygnalizację i załączenie urządzeń chłodzących (drugi stopień termometru, nastawiony na około 110°C). Zamiast termometru oporowego stosuje się element termobimetalowy.

Zabezpieczenia od przeciążeń oparte na modelu cieplnym stosuje się do transformatorów wielkiej mocy, o dużym znaczeniu w systemie elektroenergetycznym. Zaletą takiego zabezpieczenia jest stosunkowo prosta konstrukcja oraz jego wrażliwość na przeciążenia spowodowane nadmiernym wzrostem prądu w uzwojeniach transformatora oraz powstałe w wyniku zakłóceń w obiegu czynników chłodzących lub wzrostu strat w rdzeniu transformatora. Zabezpieczenie przeciążeniowe transformatora oparte na modelu cieplnym uważa się za najbardziej doskonałe pod względem technicznym.

## **5.6. Zabezpieczenie od nadmiernego strumienia w rdzeniu**

Zabezpieczenie od nadmiernego strumienia w rdzeniu transformatora realizuje się jako zabezpieczenie napięciowe zależne od częstotliwości, zwane niekiedy zabezpieczeniem V/Hz. Jeśli wartość ilorazu napięcia i częstotliwości, do którego proporcjonalny jest strumień w rdzeniu transformatora, w czasie dłuższym niż kilkadziesiąt sekund będzie większy o 20÷30% ponad wartość znamionową, to zabezpieczenie uruchamia sygnalizację.

Innym rozwiązaniem jest zabezpieczenie nadnapięciowe zwłoczne, które jednak chroni transformator tylko od nadmiernego wzrostu napięcia zasilającego ponad wartość znamionową.

## 5.7. Przykłady zespołów automatyki zabezpieczeniowej transformatorów

Do realizacji funkcji zabezpieczeniowych, wymaganych dla transformatorów średnich i wyższych napięć, można z powodzeniem zastosować wiele oferowanych obecnie w kraju cyfrowych zespołów automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej. Wyposażone są one w rozbudowane systemy rejestracji zdarzeń i zakłóceń. Systemy nadzoru i sterowania tych zespołów pozwalają na wprowadzanie nastaw, przeprowadzanie testów oraz dokonywanie analiz zaistniałych zdarzeń i zakłóceń.

Do ważniejszych producentów krajowych cyfrowych zespołów automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej transformatorów należą: Instytut Energetyki w Warszawie (zabezpieczenie różnicowe RRTC-1), ZEG-ENERGETYKA w Tychach – obecnie Kopex Electric Systems SA (zespoły CZAZ-U i CZAZ-TH), RELPOL Zakład POLON w Zielonej Górze (CZIP-3H, CZIP-1T, obecnie CZIP-PRO) i ELKOMTECH w Łodzi (Ex-BEL\_Z2U\_TWNR, Ex-BEL\_Z2U\_TWNNZ, Ex-BEL\_Z2U). Poniżej przedstawiono trzy przykładowe cyfrowe zespoły automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej transformatorów CZIP-3H, CZAZ-TH i Ex-BEL\_Z2U\_TWNR.

Cyfrowy zespół automatyki zabezpieczeniowej transformatora CZAZ-TH

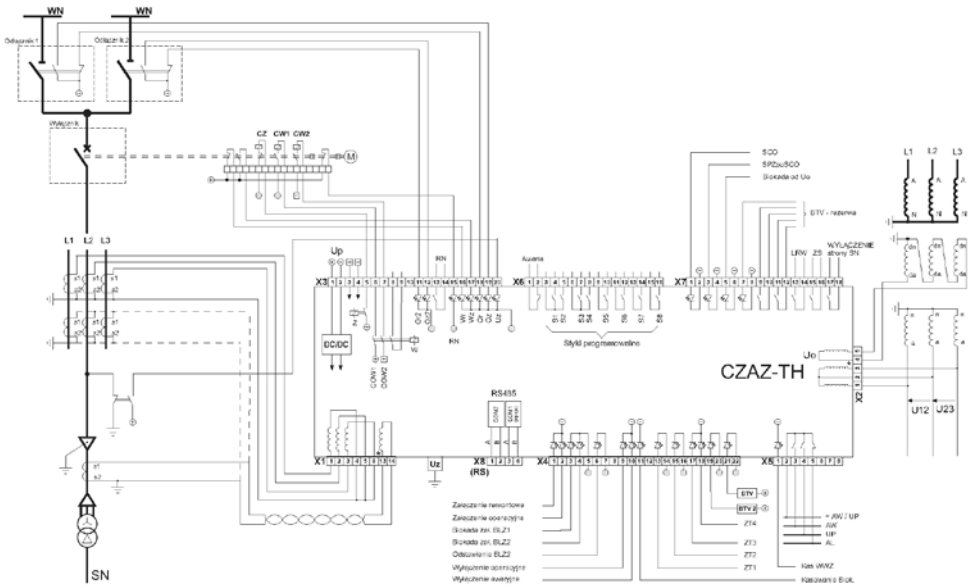
Cyfrowy zespół automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej CZAZ-TH przeznaczony jest do ochrony strony górnej transformatorów WN/SN [10]. Dla zapewnienia pełnej ochrony transformatora WN/SN wymagane jest uzupełniające zastosowanie zabezpieczenia różnicowego, np. RRTC-1 produkcji Instytutu Energetyki – Warszawa. Zespół CZAZ-TH przystosowany jest do współpracy z wyłącznikami mocy, wyposażonymi w jedną lub dwie cewki wyłączające, w układach z trzema lub dwoma przekładnikami prądowymi.

Zespół CZAZ-TH charakteryzuje się, między innymi, następującymi właściwościami [4]:

- cyfrowym przetwarzaniem i obróbką sygnałów, zapewniającą wysoką stabilność charakterystyk czasowo-prądowych oraz dokładność i niezawodność działania zabezpieczeń;
- posiada wielofunkcyjny zestaw zabezpieczeń i układów dodatkowych;
- wyposażony jest w rozbudowany system rejestracji zdarzeń i zakłóceń, pozwalający szczegółowo analizować historię pracy zespołu oraz pola transformatora;
- lokalny wyświetlacz LCD pozwala na edycję i zapis nastaw, odczyt pomiarów bieżących i zawartości rejestrów;

- możliwość pełnej obsługi zespołu bezpośrednio z płyty czołowej za pomocą sześcioprzyciskowej klawiatury;
- posiada zestaw diod sygnalizujących najważniejsze stany pracy zespołu oraz chronionego pola;
- posiada zestaw styków przeznaczonych dla sygnalizacji programowalnej;
- ma możliwość współpracy z czujnikiem powstania łuku VAIDA systemu VAMP (opcja);
- posiada port RS232 do współpracy z lokalnym komputerem PC;
- ma możliwość pracy zespołu w sieci nadzoru zabezpieczeń poprzez port RS485;
- ma dodatkowy port RS485 (opcja);
- posiada rozwinięty system samokontroli i autotestów, podnoszący niezawodność działania.

Schemat podłączenia zespołu CZAZ-TH przedstawiono na rys. 5.14.



Rys. 5.14. Schemat podłączenia zespołu automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej transformatora CZAZ-TH [10]

Zespół automatyki zabezpieczeniowej CZAZ-TH posiada następujący zestaw zabezpieczeń i możliwości nastawienia ich wartości rozruchowych:

- nadprądowe niezależne od zwarć wewnętrznych, prądu  $(2 \div 25)I_n$ ;
- nadprądowe niezależne od zwarć zewnętrznych, prądu  $(0,5 \div 0,8)I_n$  i zwłoki  $(0 \div 5000)ms$ ;

- nadprądowe zależne od zwarć zewnętrznych, prądu  $(0,5 \div 5)I_n$  i zwłoki  $(50 \div 3000)\text{ms}$ ;
- nadprądowe zależne od zwarć doziemnych, prądu  $(10 \div 12000)\text{mA}$  i zwłoki  $(10 \div 6000)\text{ms}$ ;
- nadprądowe niezależne od przeciążeń, prądu  $(0,2 \div 2)I_n$  i zwłoki  $(1000 \div 20000)\text{ms}$ ;
- technologiczne ZT.

Układy dodatkowe, w które jest wyposażony zespół CZAZ-TH, umożliwiają zaprogramowanie jego współpracy z automatyką samoczynnego częstotliwościowego odciażania (SCO) i samoczynnego ponownego załączenia po SCO (SPZ/SCO), z układami zabezpieczeń szyn (ZS), lokalną rezerwą wyłącznikową (LRW), I i II stopniem przekaźnika gazowo-przepływowego (BTV i BTV2) oraz wyłącznikami, odłącznikami i uziemnikami. Zapewniona jest kontrola ciągłości dwóch cewek wyłączających (COW1 i COW2) i gotowości elektrycznej pola (GP). Dokonywany jest pomiar skumulowanych wartości prądów wyłącznika (PKW).

#### Cyfrowy zespół automatyki zabezpieczeniowej transformatora CZIP-3H

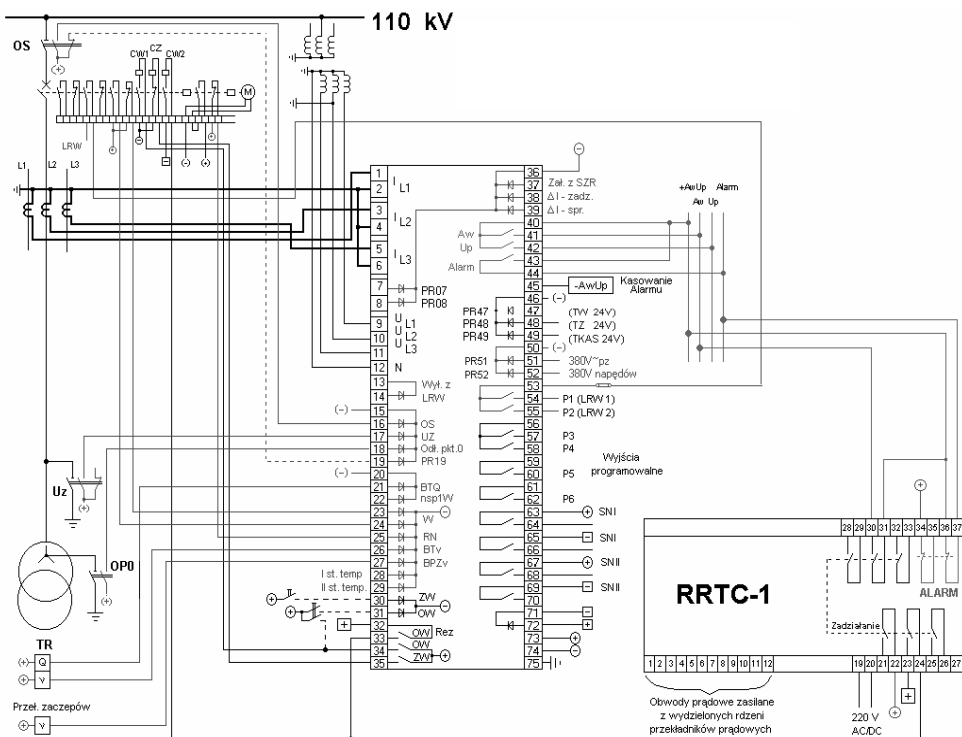
Zespół automatyki zabezpieczeniowej CZIP-3H jest przeznaczony do kompleksowej obsługi pola 110 kV transformatora 110kV/SN w zakresie zabezpieczeń, pomiarów, sterowania, komunikacji, rejestracji i współpracy z automatykami stacyjnymi [11]. Może współpracować z zabezpieczeniem różnicowym. Na rys. 5.15 przedstawiono widok zespołu CZIP-3H natomiast na rys. 5.16 schemat jego podłączenia.

Zespół CZIP-3H posiada następujący zestaw zabezpieczeń: nadprądowe zwłoczne od zwarć międzyfazowych zewnętrznych, zerowoprądowe oraz zerowonapięciowe od zwarć doziemnych w sieci zasilającej, nadprądowe zwarciowe od zwarć międzyfazowych wewnętrznych i nadprądowe zwłoczne od przeciążeń ruchowych.



Rys. 5.15. Widok zespołu automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej CZIP - 3H [11]





Rys. 5.16. Schemat podłączenia zespołu automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej CZIP-3H dla pola strony 110kV transformatora 110kV/SN, wg [11]

Zespół CZIP-3H może współpracować z następującymi zabezpieczeniami i automatyką:

- zabezpieczeniem różnicowym wzdłużnym, np. RRTC-1 produkcji Instytutu Energetyki Warszawy;
- zabezpieczeniem gazowo-przepływowym transformatora i przełącznika zaczepek;
- dwustopniowym zabezpieczeniem temperaturowym;
- SZR w zakresie odbierania sygnału o zamknięciu wyłącznika;
- LRW w zakresie jej pobudzenia i odbierania sygnału o otwieraniu wyłącznika własnego pola.

Zespół CZIP-3H posiada, między innymi:

- samokontrolę pracy poszczególnych elementów zespołu;
- sygnalizację optyczną do wizualizacji stanu wyłącznika oraz sygnalizację prawidłowej pracy urządzenia, do awaryjnego wyłączenia,  $U_p$  i aktywności sprzęgów komunikacyjnych;

- przekaźniki programowalne (6 przekaźników) pozwalające realizować dodatkowe funkcje;
- wejścia programowalne na różne napięcia, współpracujące z telemechaniką;
- wejścia do kontroli stanu odłącznika szynowego, uziemiacza oraz odłącznika w punkcie zerowym transformatora;
- sprzęgi RS485 i RS232 do współpracy z systemem nadrzędnym;
- blokadę przeciw tzw. „pompowaniu”, tj. wielokrotnemu zamykaniu wyłącznika na zwarcie;
- pomiar skumulowanych prądów wyłączanych przez wyłącznik;
- pomiar wartości napięć, prądów mocy oraz rejestrator zdarzeń i zakłóceń.

Komunikacja z użytkownikiem odbywa się za pomocą wyświetlacza LCD (2x16 znaków) lub komputerów dołączonych poprzez złącza RS 232 i RS 485.

Sterowanie wyłącznikiem pola z klawiatury zespołu CZIP-3H realizuje się za pomocą dwóch dodatkowych przycisków, przy zachowaniu możliwości współpracy z konwencjonalnym sterownikiem. Przy otwieraniu wyłączników po stronie dolnych napięć impulsy otwierające wyłączniki generowane są na napięciu podstawowym i rezerwowym.

Dla zapewnienia pełnej ochrony transformatora WN/SN wymagane jest uzupełniające zastosowanie zabezpieczenia różnicowego, np. RRTC-1 produkcji Instytutu Energetyki – Warszawa

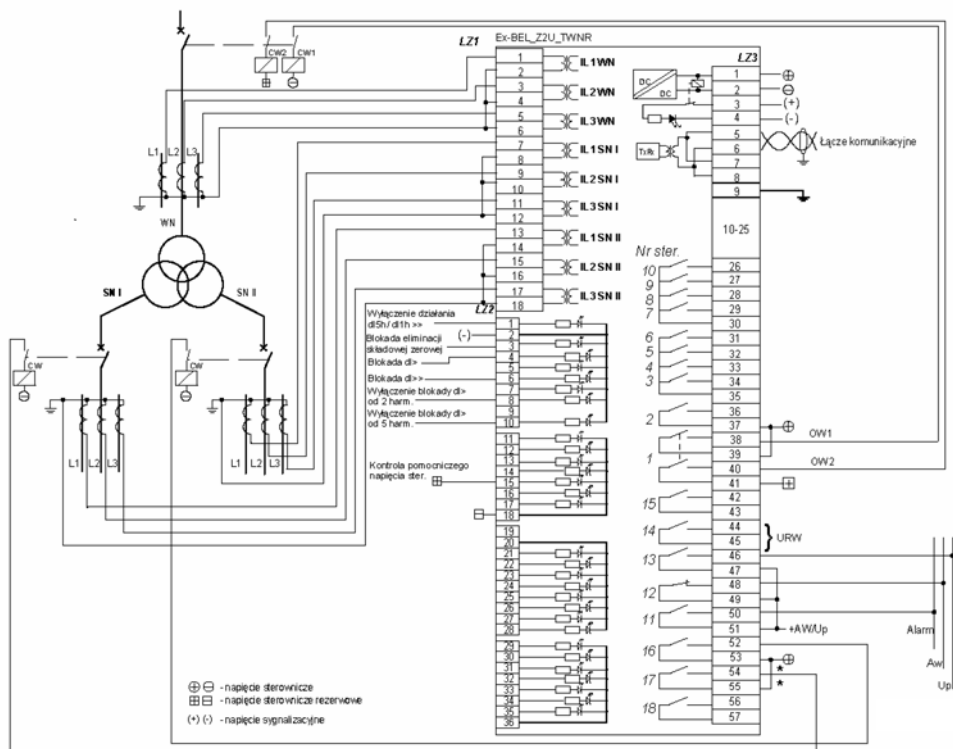
Cyfrowy zespół automatyki zabezpieczeniowej transformatora Ex-BEL\_Z2U\_TWNR

Cyfrowy zespół automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej Ex-BEL\_Z2U\_TWNR jest zabezpieczeniem różnicowym transformatora zasilającego w rozdzielniach SN [13]. Zabezpieczeniem rezerwowym dla Ex-BEL\_Z2U\_TWNR jest zabezpieczenie nadprądowe Ex-BEL\_Z2U\_TWNNZ. Oba zabezpieczenia mogą być zabudowane we wspólnej obudowie (rys. 5.17).



Rys.5.17. Widok zespołu automatyki zabezpieczeniowej Ex-BEL\_Z2U\_TWNR [13]

Przykładowy schemat przyłączeniowy zespołu automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej Ex-BEL\_Z2U\_TWNR przedstawiono na rys. 5.18.



Rys. 5.18. Przykładowy schemat przyłączeniowy zespołu automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej Ex-BEL\_Z2U\_TWNR, wg [13]

Zespół Ex-BEL\_Z2U\_TWNR można stosować zarówno do transformatorów dwu- jak i trójzwojennych o typowych grupach połączeń np. Yd5, Yd11, Yd5d5 Yd11d11, Yy0 itp. Zespół ten nie wymaga stosowania przekładników wyrównawczych – dopasowanie prądów strony górnej i dolnej odbywa się na drodze cyfrowej z uwzględnieniem przekładni napięciowej transformatora oraz przekładni przekładników prądowych. Różnica faz prądów poszczególnych uzwojeń jest również korygowana na drodze cyfrowej poprzez operacje na chwilowych wartościach prądów strony dolnej.

Zespół Ex-BEL\_Z2U\_TWNR posiada następujące podstawowe funkcje:

- zabezpieczenie różnicowe stabilizowane,
- zabezpieczenie różnicowe niestabilizowane,
- eliminację składowej zerowej strony WN oraz SN,
- blokadę zabezpieczenia stabilizowanego od drugiej harmonicznej prądu różnicowego,

- blokadę zabezpieczenia stabilizowanego od piątej harmonicznej prądu różnicowego,
- pomiar dziewięciu prądów fazowych wszystkich uzwojeń przeliczony na strony pierwotne,
- pomiar prądu różnicowego wszystkich faz,
- pomiar procentowej zawartości pierwszej, drugiej i piątej harmonicznej prądu różnicowego każdej fazy,
- selektywne blokowanie lub uaktywnianie każdej funkcji zabezpieczeniowej,
- możliwość zmiany konfiguracji wejść i wyjść,
- możliwość współpracy z zabezpieczeniami własnymi transformatora (funkcje standardowo skonfigurowane w zabezpieczeniu nadmiarowo-zwarciovym Ex BEL\_Z2U\_TWNNZ).

Zabezpieczenie jest wyposażone w zestaw funkcji związanych z sygnałami wejściowymi. Funkcjami takimi są np.: położenie wyłącznika, blokada eliminacji składowej zerowej, rozbrojenie napędu, blokada zabezpieczenia różnicowego niestabilizowanego, pobudzenie pomocniczego sterowania, itp.

Użytkownik może zmienić przypisanie sygnałów (funkcji wejściowych) do zacisków wejściowych. Może również usuwać nieużywane sygnały lub wprowadzać inne z listy sygnałów dostępnych w zabezpieczeniu. Urządzenie jest wyposażone w dwa moduły wejść sygnalizacji dwustanowej z izolacją transoptorową. Moduły umożliwiają w sumie podłączenie 30 sygnałów.

Zabezpieczenie jest wyposażone w moduł wyjściowy ST z 19 przekaźnikami, z których dwa („Otwórz wyłącznik WN” podstawowy i rezerwowy) są sprzętowo sterowane jednocześnie i są traktowane przez program jako jedno sterowanie. Oznacza to, że urządzenie ma do dyspozycji 18 sterowań.

## 5.8. Bibliografia

- [1] Andrzejewski M., Gil W.: Ocena stanu transformatora w systemie monitoringu z funkcjami eksperckimi. Przegląd Elektrotechniczny 2008, nr 10.
- [2] Arcab M., Bekasiak W. Szybkość wyłączenia zwarć w transformatorach jako podstawowe wymagania od jego zabezpieczeń. Automatyka Elektroenergetyczna. 1998, nr 3.
- [3] Banaszak S., Gawrylczyk K.M., Klistala T.: Wpływ zwarć międzyzwojowych na odpowiedź częstotliwościową uzwojenia transformatora. Przegląd Elektrotechniczny 2010, nr 11b.

- [4] Bejmert D., Rebizant W.: Nowe kryterium identyfikacji wewnętrznych zwarcé zwojowych w transformatorach energetycznych. Wiadomości Elektrotechniczne 2009 nr1.
- [5] Bejmert D., Rebizant W.: Wykorzystanie teorii zbiorów rozmytych do stabilizacji zabezpieczenia różnicowego transformatora. Przegląd Elektrotechniczny 2010, nr 8.
- [6] Borkiewicz K. Automatyka zabezpieczeniowa, regulacyjna i łączeniowa w systemie elektroenergetycznym. Wydanie III uzupełnione. ZIAD Bielsko – Biała, 1998.
- [7] Borowik L., Włodarz R.: Monitoring i diagnostyka układów chłodzenia transformatorów. Przegląd Elektrotechniczny 2011, nr 6.
- [8] Borucki S., Cichoń A., Subocz J., Kornatowski E.: Ocena stanu technicznego rdzenia oraz uzwojeń transformatora energetycznego w stanie pracy nieustalonej. Przegląd Elektrotechniczny 2010, nr 11b.
- [9] Chudorliński J., Hunek G.: Rezerwowe zabezpieczenie nadprądowe w urządzeniach EAZ. Automatyka Elektroenergetyczna, 2005, nr 3.
- [10] Karta katalogowa.: Cyfrowy Zespół Automatyki Zabezpieczeniowej strony górnej transformatora WN/SN CZAZ-TH. ZEG-ENERGETYKA Sp. z o.o.
- [11] Karta katalogowa.: CZIP-3H zespół dla pola strony 110 kV transformatora 1 10 kV/SN. RELPOL S.A. Zakład POLON.
- [12] Karta katalogowa.: Ex-BEL\_Z2U\_TWNNZ mikroprocesorowe zabezpieczenie nadmiarowo-zwarciove transformatora. ELKOMTECH S.A.
- [13] Karta katalogowa.: Ex-BEL\_Z2U\_TWNR mikroprocesorowe zabezpieczenie różnicowe transformatora. ELKOMTECH S.A.
- [14] Kisielewski P., Hamera J.: Obliczenia cieplne transformatora. Przegląd Elektrotechniczny 2011, nr 3.
- [15] Kujszczyk S. (red.): Elektroenergetyczne układy przesyłowe. WNT. Warszawa, 1997.
- [16] Kuran Z., Skrodzki S.: Ocena zabezpieczeń różnicowych transformatorów pracujących w krajowej energetyce. Automatyka Elektroenergetyczna, 2001, nr 4.
- [17] Kuran Z., Skrodzki S., Tomczak E., Woliński K.: Analiza działania zabezpieczeń różnicowych RRTC-1”. Wiadomości Elektrotechniczne. 2003, nr 9.
- [18] Kuran Z., Tomczak E.: Analiza prądów łączeniowych transformatora z punktu widzenia pracy zabezpieczeń różnicowych. Automatyka Elektroenergetyczna, 2000, nr 4.
- [19] Kuran Z., Tomczak E., Woliński K.: Próby łączeniowe transformatora z nowym zabezpieczeniem różnicowym RRTC-1. Automatyka Elektroenergetyczna, 1999, nr 3.

- [20] Kuran Z., Tomczak E., Wróblewska S.: Zabezpieczenie od skutków zwarcé zwojowych transformatora zaczepowego. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2000, nr 3.
- [21] Mosiński F.: Transformator jako newralgiczny element systemu elektroenergetycznego. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2010 nr 4.
- [22] Olszowiec P.: Problemy doskonalenia cyfrowych zabezpieczeń różnicowych. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2006, nr 2.
- [23] Olszowiec P.: Zapobieganie wybuchom i pożarom transformatorów. Informacja opracowana na podstawie materiałów firmy Transformer Protector Corp (USA). *Wiadomości Elektrotechniczne* 2009 nr 8.
- [24] Pawłowski A.: ODR – czyli „ostatnia deska ratunku” – i co dalej. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 1994, nr 2.
- [25] Piotrowski T.: Zastosowanie logiki rozmytej w diagnostyce transformatorów metodami DGA. *Przegląd Elektrotechniczny* 2010, nr 6.
- [26] Piotrowski T.: Zastosowanie SSN w diagnozowaniu transformatorów na podstawie analizy gazów rozpuszczonych w oleju. *Przegląd Elektrotechniczny* 2010, nr 11b.
- [27] Praca zbiorowa.: *Poradnik inżyniera elektryka. Tom 3. Wydanie III zmienione.* WNT. Warszawa, 2005.
- [28] *Przepisy budowy urządzeń elektrycznych (PBUE). Wydanie I.* Instytut Energetyki. Warszawa, 1980.
- [29] Redlarski G.: Metody kompensacji przyspieszenia kąowego w procesach łączenia obiektów elektroenergetycznych do pracy równoległej. *Przegląd Elektrotechniczny* 2011, nr 7.
- [30] Sikorski W., Morańda H., Bródka B., Naumann R.: Detekcja, identyfikacja i lokalizacja źródeł wylądowań niezupełnych w transformatorze energetycznym. *Przegląd Elektrotechniczny* 2010, nr 11a.
- [31] Skrodzki S., Woliński K., Wyrzykowski W.: Ocena działania zabezpieczeń różnicowych transformatorów 110/SN na terenie Zakładu Energetycznego Białystok S.A. w latach 2000-2005. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2006, nr 2.
- [32] Subocz J. (red.): *Eksploatacja transformatorów energetycznych. Tom 1.* Wydawnictwo Energo-Complex, Piekary Śląskie, 2007.
- [33] Subocz J. (red.): *Transformatory w eksploatacji.* Wydawnictwo Energo – Complex, Chorzów, 2007.
- [34] Synal B.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Podstawy.* Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej. Wrocław, 2000.
- [35] Synal B., Rojewski W., Dzierżanowski W.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Podstawy.* Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej. Wrocław, 2003.

- [36] Szrot M., Płowucha J., Borucki S., Cichoń A., Subocz J.: Ocena stanu technicznego transformatorów energetycznych metodą TrafoGrade. Przegląd Elektrotechniczny 2008, nr 10.
- [37] Widziszewska E.: ODR jest przeszłością, do której chętnie powracamy. Automatyka Elektroenergetyczna, 2005, nr 2.
- [38] Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa, 1999, 2004.
- [39] Witek B.: Projektowanie elektroenergetycznych układów przesyłowych. Wybrane zagadnienia teoretyczne. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011.
- [40] Woliński K.: Autonomiczny cyfrowy zespół zabezpieczeń ecoMUZ. Automatyka Elektroenergetyczna, 1999, nr2.
- [41] Woliński K.: Czy ODR to już przeżytek. Automatyka Elektroenergetyczna, 2005, nr 1.
- [42] Woliński K.: Różnicowy przekaźnik zabezpieczeniowy transformatorów, generatorów, silników i szyn zbiorczych SIPROTEC 7UT61. Automatyka Elektroenergetyczna, 2003, nr1.
- [43] Woliński K.: Zabezpieczenia transformatorów. Wiadomości Elektrotechniczne, 2006, nr 6.
- [44] Wyrzykowska S.: Pomiary i automatyka w elektroenergetycznych sieciach przemysłowych. Projektowanie. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1988.
- [45] Wytyczne obligatoryjnego wyposażenia urządzeń elektroenergetycznych w automatykę zabezpieczeniową”. Instytut Energetyki, DZE 3 Stat.04. Warszawa, 2004.
- [46] Żydanowicz J.: Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Automatyka eliminacyjna. Tom 2. WNT, Warszawa, 1985.
- [47] Żydanowicz J., Namotkiewicz M., Kowalewski B.: Zabezpieczenia i automatyka w energetyce. WNT, Warszawa, 1975.

## **6. Automatyka zabezpieczeniowa szyn zbiorczych**

### **6.1. Wprowadzenie**

Do szyn zbiorczych zalicza się, z punktu widzenia zabezpieczeń, nie tylko przewody szynowe, ale także wszystkie połączenia, wyłączniki i inne urządzenia znajdujące się między zasadniczymi szynami zbiorczymi i przekładnikami prądowymi.

Zwarcia na szynach zbiorczych występują dość rzadko (w kraju raz na około 20 lat), ale ich konsekwencje mogą być bardzo poważne dla systemu elektroenergetycznego. Dotyczy to zwłaszcza stacji w dużych elektrowniach i w systemach przesyłowych.

Zwarcie na szynach jest eliminowane, zwykle z opóźnieniem, przez zabezpieczenia elementów doprowadzających prąd zwarciowy do szyn. Czas działania tych zabezpieczeń może być jednak znaczny (np. w odległościowych z czasem drugiej strefy działania) i w związku z tym może dojść do poważnych uszkodzeń w miejscu zwarcia, w szczególności przy zwarciach łukowych. Do szyn zbiorczych przyłączane są elementy (generatory, transformatory, linie) często chronione przez zabezpieczenia odcinkowe (np. różnicowe wzdłużne) niereagujące na zwarcia na szynach zbiorczych.

Stosowanie oddzielnych zabezpieczeń szyn zbiorczych dla ważnych układów elektroenergetycznych jest niezbędne, jeżeli zwarcia występujące na tych szynach nie są eliminowane w odpowiednio krótkim czasie. Podstawowe wymagania techniczne dotyczące stosowania zabezpieczeń szyn zbiorczych sprecyzowano w załączniku nr1 do Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4.05.2007r w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U 2007 nr 93, poz. 623).

Jako odrębne zabezpieczenia szyn zbiorczych stosuje się rozwiązania uproszczone i pełnowartościowe szybkie. Uproszczone zabezpieczenie szyn zbiorczych stosowane jest w sieciach przesyłowo-rozdzielczych i rozdzielczych ŚN, natomiast pełnowartościowe szybkie w stacjach węzłowych sieci przesyłowych.

Zabezpieczenia szyn zbiorczych w sieciach średnich napięć wyposaża się tylko w przekaźniki reagujące przy zwarciach wielkoprądowych (międzyfazowych).

W celu złagodzenia skutków zawodności wyłączników i częściowo innych urządzeń szyn zbiorczych stosuje się układy rezerwujące, zwane lokalnym rezerwowaniem wyłączników (LRW lub URW).



## 6.2. Uproszczone zabezpieczenia szyn zbiorczych

Do uproszczonych zabezpieczeń szyn zbiorczych zalicza się [18]: zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne z dławikami na odejściach szyn, oraz zabezpieczenie oparte na logice dwustanowej i odległościowe.

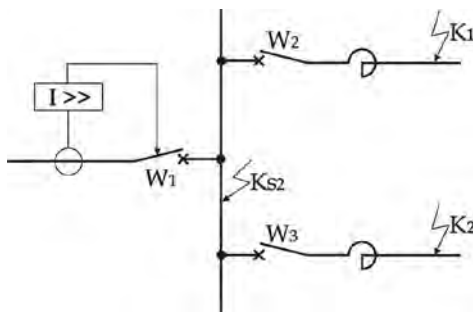
Zabezpieczenie nadprądowe szyn zbiorczych z dławikami na odejściach

Zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne z dławikami na odejściach (rys. 6.1) reaguje tylko na zwarcia na szynach i wewnątrz dławików. Wybiórczość takiego zabezpieczenia uzyskuje się dzięki temu, że wartość prądu rozruchowego jest nieznacznie większa od maksymalnych prądów zwarcia za dławikami. Powinna ona być oczywiście mniejsza od minimalnych wartości prądów zwarcia na szynach zbiorczych. Nastawienie takiej wartości prądu rozruchowego jest możliwe, ponieważ występuje duża różnica w poziomach wartości prądów przy zwarciach na szynach zbiorczych ( $K_{sz}$ ) i na odejściach za dławikami ( $K_1, K_2$ ), tzn.  $I_{zsz} \gg I_{z1}$  i  $I_{zsz} \gg I_{z2}$ .

Nastawienie prądu rozruchowego tego zabezpieczenia powinno spełniać następujące warunki

$$I_r \geq k_b \cdot \max(I_{zi}) \text{ i } I_r \leq \frac{I_{zsz\min}}{k_c}, \quad (6.1)$$

gdzie:  $I_{zi}$  – prądy zwarcia na odejściach za dławikiem.  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa (od 1,3 do 1,5),  $I_{zsz\min}$  – minimalny prąd zwarcia na szynach i  $k_c$  – współczynnik czułości (równy 2).

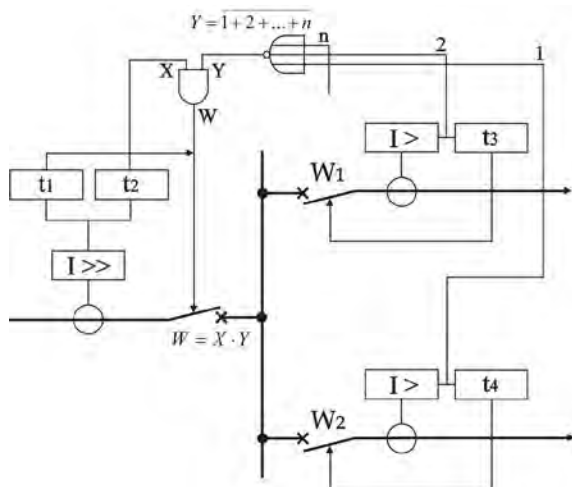


Rys. 6.1. Zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne szyn zbiorczych stacji SN z dławikami na odejściach

## Zabezpieczenie szyn zbiorczych oparte na logice dwustanowej

Schemat ideowy układu zabezpieczenia szyn zbiorczych opartego na bazie logiki dwustanowej przedstawiono na rys. 6.2. Zabezpieczenie nadprądowe w polu zasilającym szyny zbiorcze wyłączy zwarcie na szynach z krótkim czasem  $t_{sz}$ , jeżeli nie zostanie pobudzone żadne z zabezpieczeń nadprądowych na odejściach. W przypadku wystąpienia zwarcia w jakimkolwiek odejściu, człon nadprądowy zabezpieczenia tego odejścia wysyła bezzwłocznie sygnał do bramki negacji sumy logicznej (NOR) i blokuje wyłączenie szyn zbiorczych przez zabezpieczenie w polu zasilającym (zanika sygnał  $Y=0$ ). Zabezpieczenie nadprądowe w polu zasilającym stanowi rezerwę zdalną zabezpieczeń na odejściach, ponieważ może wyłączać z ominięciem blokady z czasem  $t_1 > t_2$  i  $t_1 > t_3$ .

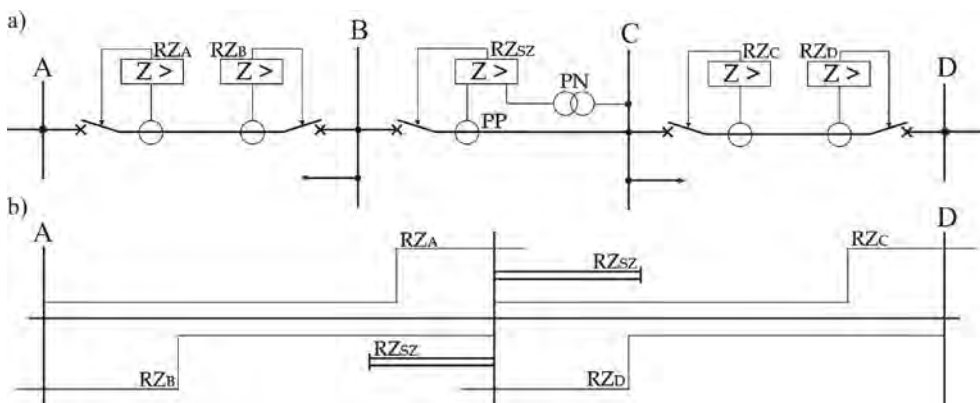
Zabezpieczenie szyn zbiorczych oparte na logice dwustanowej jest powszechnie stosowane w stacjach rozdzielczych sieci średnich napięć.



Rys. 6.2. Zabezpieczenie nadprądowe szyn zbiorczych oparte na zasadzie logiki dwustanowej, wg [18]

## Zabezpieczenie odległościowe szyn zbiorczych

Zabezpieczenie odległościowe szyn zbiorczych stosuje się w jednoszynowych sekcjonowanych stacjach w sieci przesyłowo-rozdzielczej (110kV), a także w stacjach pracujących w układzie H5, zasilających sieci rozdzielcze średnich napięć. Przykładowo (rys. 6.3) mogą to być zabezpieczenia odległościowe rozcinające  $RZ_{SZ}$ , działające na wyłączenie wyłącznika sprzęgłowego WS, w razie zwarcia w strefie szyn zbiorczych (B-C) jednej z sekcji (rys. 6.3).



Rys. 6.3. Zasada realizacji zabezpieczenia odległościowego rozcinającego: a) układ pierwotny i rozcinające zabezpieczenie odległościowe, b) nastawienie zabezpieczenia rozcinającego skoordynowane z nastawieniami zabezpieczeń linii. Na podstawie [18]

Zabezpieczenie to ma prostą jednostrefową charakterystykę rozruchową na płaszczyźnie impedancji  $\underline{Z}$  (kołową) i działa bezkierunkowo. Zasięg strefy działania zabezpieczenia  $RZ_{SZ}$  nastawia się poniżej (nie więcej niż 0,8) zasięgu strefy pierwszej zabezpieczenia odległościowego najkrótszej linii wychodzącej ze stacji, natomiast czasowo powyżej czasu działania pierwszych stref przekąźników linii i zabezpieczeń różnicowych transformatorów WN/SN w stacji. Czas ten, w zależności od czasów zabezpieczeń linii i transformatorów a także czasów własnych ich wyłączników, może wynosić od 0,3 do 0,5 s. Zabezpieczenie to przy wystąpieniu zwarcia w strefie jednej z sekcji szyn wyłącza wyłącznik sprzęgłowy zanim zdąży zadziałać zabezpieczenia odległościowe (z czasem ich drugiej strefy) linii w stacjach sąsiednich.

### 6.3. Pełnowartościowe zabezpieczenia szyn zbiorczych

W pełnowartościowych zabezpieczeniach szyn zbiorczych, skutecznie odróżniających zwarcia wewnętrzne (na szynach) od zwarć zewnętrznych (poza strefą szyn), mogą być stosowane następujące kryteria: kierunku przepływu mocy zwarciowej, kryterium różnicowe oraz kryterium porównawczo-fazowe.

Kryterium kierunku przepływu mocy zwarciowej pozwala wykryć zwarcie w szynach dzięki temu, że w takim przypadku kierunek przepływu we wszystkich polach jest do szyn. Kryterium to nie przyjęło się w praktyce i bardzo rzadko się je stosuje. Trudności z zastosowanie tego kryterium wynikają, między innymi, z następujących powodów:

- samo to kryterium nie wystarcza, potrzebne są jeszcze dodatkowe człony rozruchowe;
- w układzie logiczno-decyzyjnym zabezpieczenia zachodzi konieczność uwzględniania elementów pól wyłączonych z ruchu;
- występowanie strefy martwej członów kierunkowych podczas trójfazowych zwarć na szynach.

Obecnie pełnowartościowe zabezpieczenia szyn zbiorczych wykorzystują następujące kryteria działania: różnicowoprądowe oraz różnicowoprądowe wraz z porównawczofazowymi.

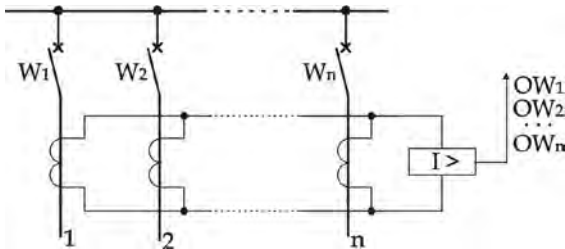
Najczęściej stosowane są zabezpieczenia różnicowoprądowe, zarówno w rozwiązaniach elektromechanicznych, jak i elektronicznych analogowych oraz najnowszych zabezpieczeniach cyfrowych.

Zabezpieczenia różnicowoprądowe są realizowane jako małopędancyjne i wielkoopędancyjne.

Zabezpieczenia szyn zbiorczych wymagają dokładnego pomiaru prądów. Dla zabezpieczeń tego rodzaju wymaga się odrębnych rdzeni przekładników, wydzielonych z przeznaczeniem wyłącznie dla zabezpieczenia szyn zbiorczych.

#### Zabezpieczenia szyn zbiorczych różnicowoprądowe małopędancyjne

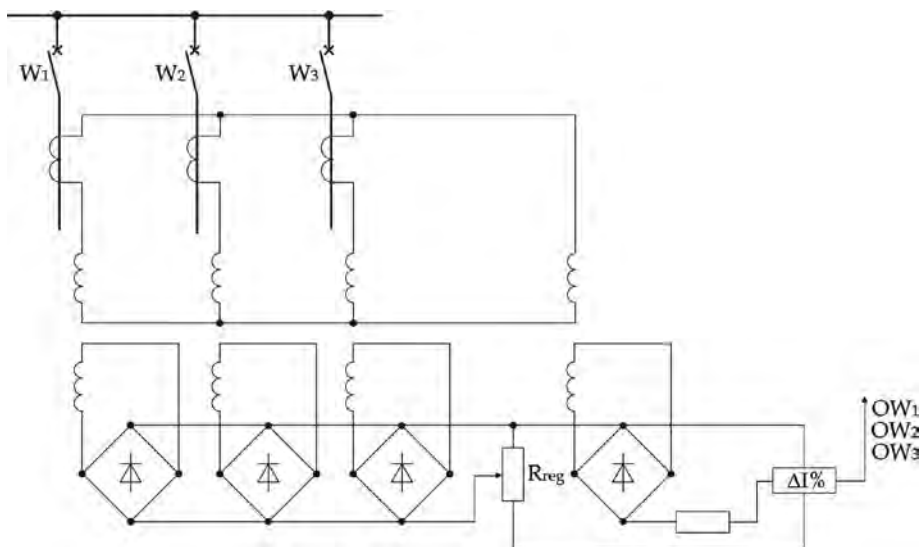
Zasada działania zabezpieczenia różnicowoprądowe małopędancyjne (niestabilizowanego) szyn zbiorczych oparta jest na pomiarze różnicy sum prądów dopływających i odpływających z tych szyn (rys.6.4). W celu uproszczenia układów obwodów pomiarowych zamiast porównywania sum prądów fazowych stosuje się sumowniki prądowe przekształcające prądy z trzech faz na jeden prąd.



Rys. 6.4. Układ zabezpieczenia różnicowego małopędancyjnego niestabilizowanego szyn zbiorczych

W przypadku bliskich zwarć zewnętrznych w obwodzie różnicowym zabezpieczenia różnicowego może pojawić się prąd wyrównawczy o znacznej wartości. Powodowane jest to głównie przejściem w stan nasycenia przekładników prądowych, w szczególności na odejściu, w którym wystąpiło zwarcie.

W związku z powyższym zabezpieczenia te wykonuje się zwykle jako zabezpieczenie stabilizowane. Do stabilizacji wykorzystuje się przeważnie sygnał proporcjonalny do sumy modułów prądów płynących w poszczególnych odpywach od szyn (rys. 6.5).



Rys. 6.5. Układ zabezpieczenia różnicowego małoimpedancyjnego stabilizowanego szyn zbiorczych, wg [29]

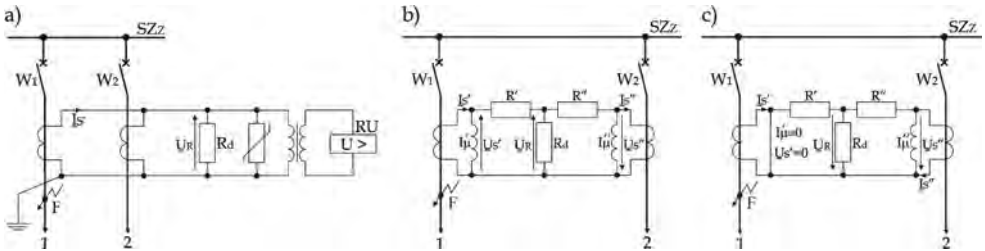
Zabezpieczenia różnicowe małoimpedancyjne stabilizowane łatwo można dopasować do dowolnej liczby systemów szyn zbiorczych. Wpływ nasycania się przekładników prądowych na czułość działania tego zabezpieczenia nie jest całkowicie wyeliminowany.

Zabezpieczenia szyn zbiorczych różnicowoprądowe wielkoimpedancyjne

Zwiększenie czułości zabezpieczenia różnicowego uzyskano przez kontrolę spadku napięcia  $U_R$  na włączonej do obwodu różnicowego odpowiednio dobranej wartości rezystancji  $R_d$  (rys. 6.6). Spadek napięcia  $U_R$  jest proporcjonalny do wartości prądu różnicowego  $I_d$ .

Podczas zwarcia zewnętrznego ( $F$ ) mogą wystąpić dwa przypadki: pierwszy – żaden z przekładników prądowych nie przechodzi w stan nasycenia (rys. 6.6b) oraz drugi – jeden z przekładników przechodzi w stan nasycenia (rys. 6.6c). W pierwszym przypadku wartość spadku napięcia  $U_R \cong 0$ , przy spełnieniu warunków dotyczących przekładników parametrów obwodów wtórnych prądowych

(indukcyjności magnesowania  $L'_\mu$  i  $L''_\mu$  oraz rezystancji uzwojeń wtórnych przekładników wraz z przewodami  $R'$  i  $R''$ ). W drugim przypadku indukcyjność nasyconego przekładnika  $L'_\mu = 0$ , a napięcie na jego zaciskach wtórnym  $U'_s = 0$ , natomiast wartość spadku napięcia  $U_R > 0$ , ale jest ona znacznie mniejsza od wartości spadku napięcia w przypadku zwarcia wewnątrz szyn zbiorczych.



Rys. 6.6. Wielkoimpedancyjne niestabilizowane zabezpieczenia różnicowoprądowe szyn zbiorczych: a) schemat ogólny oraz schematy zastępcze obwodów wtórnych prądowych z przekładnikami nienasyconymi (b) i nasyconymi (c). Na podstawie [24]

Warystor  $W$ , równolegle włączony z rezystorem  $R_d$ , ma za zadanie ograniczać zbyt wysokie wartości szczytowe napięcia (mocno odkształconego).

Wielkoimpedancyjne zabezpieczenia różnicowoprądowe szyn zbiorczych wykonuje się zwykle jako stabilizowane. Sygnał stabilizacyjny tak jak w zabezpieczeniach różnicowych małopiędancyjnych, jest proporcjonalny do sumy modułów prądów płynących w poszczególnych odpywach od szyn [24].

### Zabezpieczenie z członem różnicowoprądowym i porównawczo fazowym

W zabezpieczeniach szyn zbiorczych wykorzystuje się zwykle dwa kryteria działania, prąd różnicowy i fazy porównywanych prądów (płynących w poszczególnych liniach). Zabezpieczenie działa jeżeli są spełnione oba kryteria.

Pierwsze kryterium, polegające na pomiarze prądu różnicowego (lub napięcia proporcjonalnego do tego napięcia), zostało omówione powyżej.

Drugie kryterium polega na porównaniu znaku wartości chwilowych prądów płynących w poszczególnych odgałęzieniach do szyn zbiorczych ze znakiem wartości chwilowej prądu różnicowego. Porównanie faz prądów dokonuje się w komparatorach, mierząc czas występowania koincydencji i antykoincydencji znaków wartości chwilowych porównywanych prądów, dzięki czemu zmniejsza się wpływ na pomiar nasycenia przekładników prądów.

W przypadku zwarcia wewnętrznego na szynach zbiorczych znaki wartości chwilowych prądów płynących we wszystkich odgałęzieniach są takie same. Człon

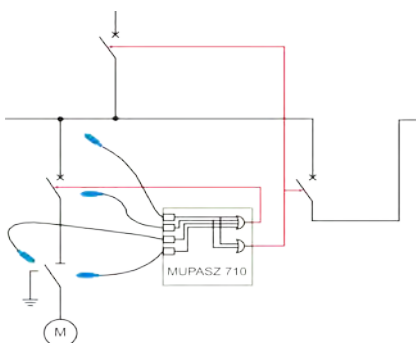
zabezpieczenia z porównywaniem faz działa i wysyła sygnał na wyłączenie szyn zbiorczych.

W przypadku zwarcia zewnętrznego na odejściach znaki wartości chwilowych prądów płynących w odgałęzieniach nie są takie same. W odejściu, na którym wystąpiło zwarcie zewnętrzne przesunięcie fazowe prądu zwarcia w stosunku do prądów w innych liniach będzie wynosić około  $180^{\circ}$ . Człon zabezpieczenia z porównywaniem faz nie działa, ponieważ znaki wartości chwilowych porównywanych prądów nie są takie same.

## 6.4. Zabezpieczenie łukochronne

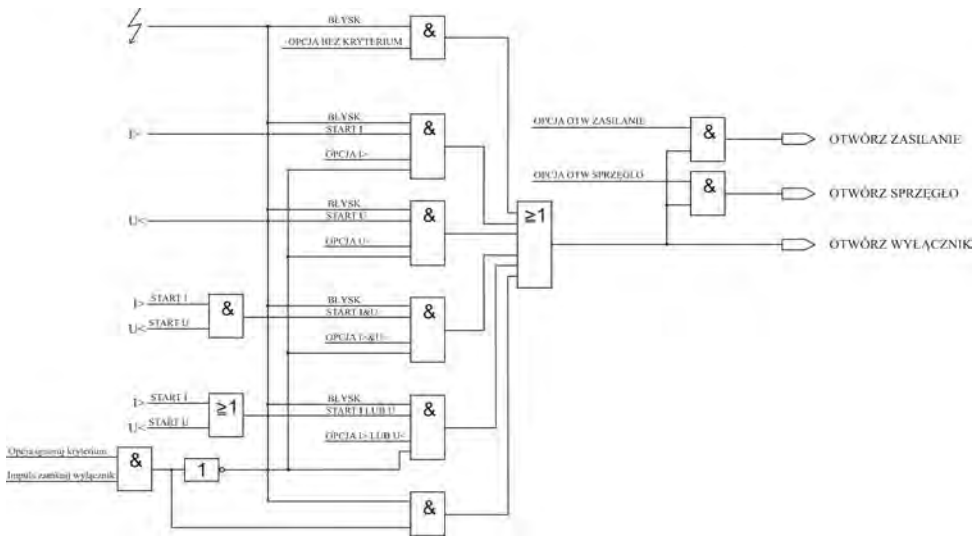
Zwarcia łukowe stwarzają duże zagrożenie dla zdrowia i życia człowieka oraz powodują znaczne uszkodzenia szyn zbiorczych oraz urządzeń elektroenergetycznych rozdzielnic. Stopień tych zagrożeń można znacznie zmniejszyć poprzez szybkie wyłączenie zwarć łukowych.

W zabezpieczeniach łukochronnych do szybkiej identyfikacji wystąpienia zwarcia łukowego stosowane jest kryterium światła emitowanego przez łuk. Światłowodowe czujniki łuku są instalowane (rys.6.7) w poszczególnych punktach pola rozdzielnic (szynach, wyłączniku i przyłączach kablowych). W przypadku wystąpienia zwarcia łukowego światłowodowe czujniki inicjują zadziałanie zabezpieczenia z czasem nie dłuższym niż 10ms.



Rys.6.7. Schemat połączeń światłowodowych czujników łuku w zabezpieczeniu łukochronnym MUPASZ710 [2]

Aby uniknąć zbędnych wyłączeń przy błyskach innych źródeł światła można uzależnić otwarcie wyłącznika(-ów) od wystąpienia wzrostu prądu i/lub spadku napięcia (rys. 6.8).



Rys.6.8. Algorytm działania zabezpieczenia łukochronnego MUPASZ 710 [2]

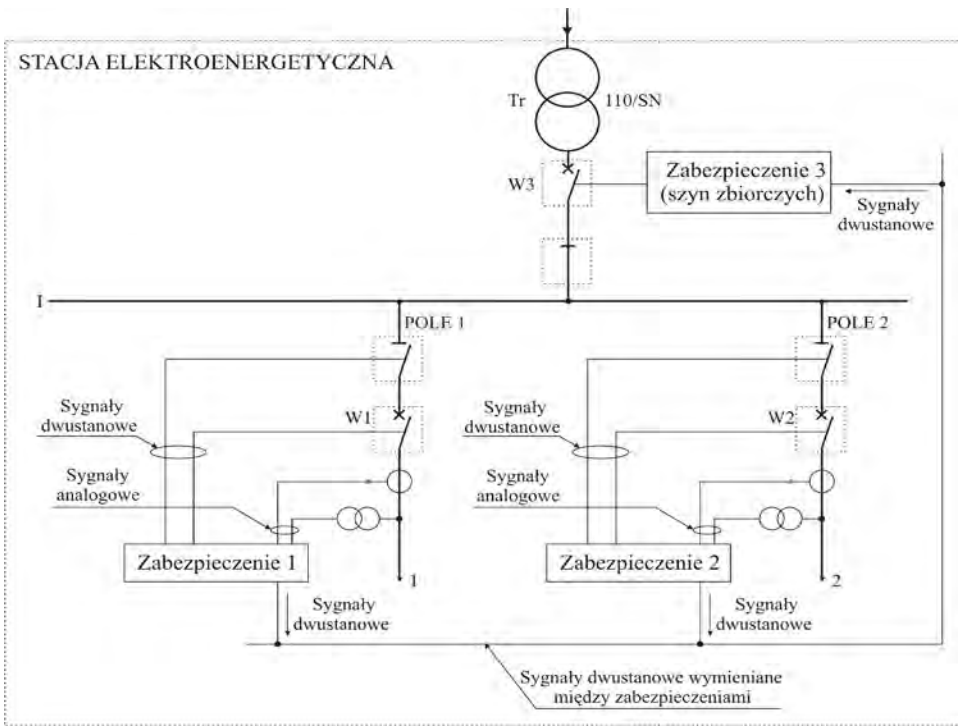
## 6.5. Lokalne rezerwowanie wyłączników

Do realizacji tzw. lokalnego rezerwowania wyłączników (LRW) stosuje się układy powiązań lub urządzenia zabezpieczeniowe zapewniające odpowiednią współpracę pomiędzy zabezpieczeniami poszczególnych pól szyn zbiorczych. Współpraca ta polega na wysyłaniu i odbieraniu sygnałów dwustanowych świadczących o działaniu funkcji zabezpieczeniowych w poszczególnych polach, wprowadzaniu dodatkowych zwłok czasowych i ewentualnym wysyłaniu sygnału na wyłączenie określonych pól. Przykłady typowych prostych układów LRW przedstawiono na rys. 6.9 i rys. 6.10.

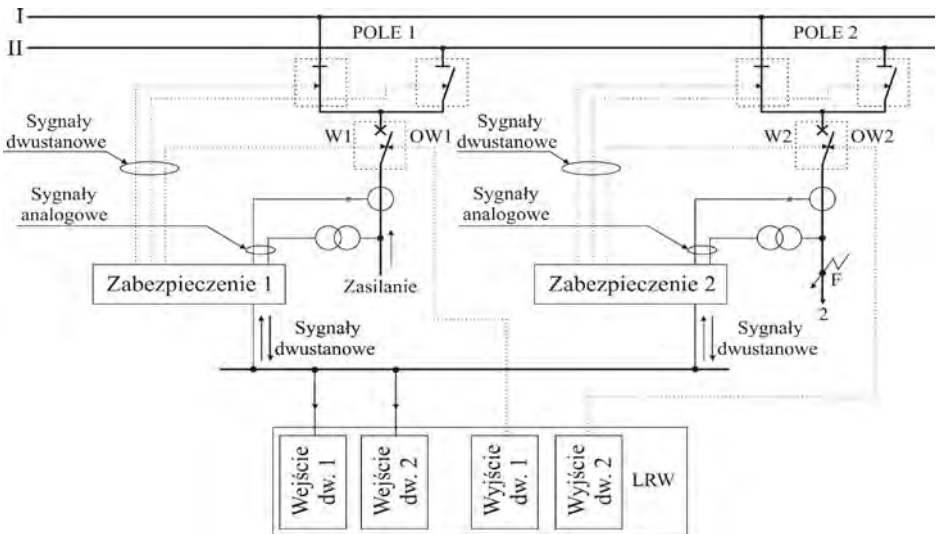
W układzie przedstawionym na rys. 6.9 współpraca zabezpieczeń w polach odejściowych 1 i 2 z zabezpieczeniem szyn zbiorczych 3 polega na tym, że każde niewyłączone w określonym czasie zakłócenie na liniach odchodzących z pól 1 i 2 jest wyłączone z dodatkową zwłoką czasową przez zabezpieczenie szyn zbiorczych 3.

W układzie przedstawionym na rys. 6.10 sygnały dwustanowe o działaniu zabezpieczeń 1 i 2 są przesyłane do urządzenia LRW. Jeżeli te zabezpieczenia nie wyłączą w określonym czasie zwarcia na liniach odchodzących z pól, to urządzenie LRW po dodatkowej zwłoce spowoduje podanie sygnału na otwarcie wyłącznika OW1 lub OW2.





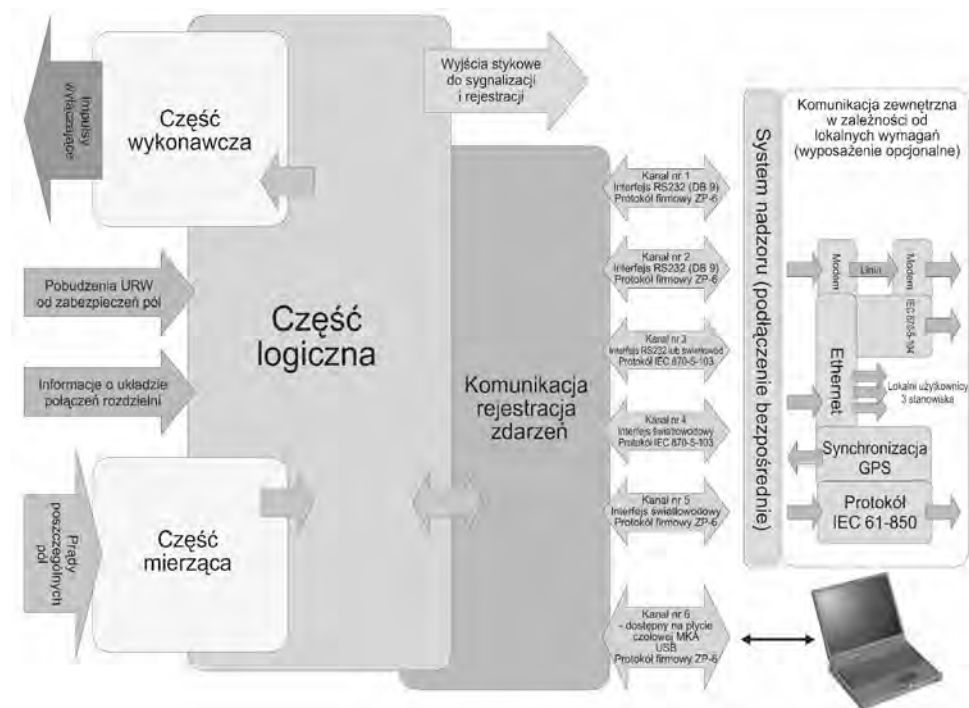
Rys. 6.9. Układ powiązań zabezpieczeń poszczególnych pól stacji 110/SN, wg [12]



Rys. 6.10. Układ powiązań lokalnej rezerwy wyłącznikowej z zabezpieczeniami pól w rozdzielni dwusystemowej 110/SN, wg [12]

## 6.6. Przykład zespołu automatyki zabezpieczeniowej szyn zbiorczych

Od wielu lat producentem zespołów automatyki zabezpieczeniowej szyn zbiorczych jest Zakład Produkcyjny Aparatury Elektrycznej Sp. z o.o. w Siemianowicach Śląskich [7,8,19,21,22]. Schemat strukturalny produkowanych w tym zakładzie zespołów zabezpieczeń TS-6 i TSL-6 przedstawiono na rys. 6.11.



Rys. 6.11. Schemat strukturalny zabezpieczenia szyn zbiorczych TS-6/TSL-6, wg [8]

Zespoły zabezpieczeń TS-6/TSL-6 posiadają następujące wejścia: analogowe prądowe od poszczególnych pól oraz dwustanowe o układzie połączeń rozdzielni i stanie pobudzenia lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

W części mierzącej zespołów następuje pomiar wartości kryterialnych w dwóch oddzielnych układach pomiarowych:

- w pierwszym, dokonuje się porównanie amplitud i faz prądów, oddzielnie dla pola danego systemu lub sekcji szyn zbiorczych;
- w drugim, porównuje się prąd różnicowy z prądem stabilizacyjnym.

Dzięki zastosowaniu takich dwóch układów pomiarowych uzyskano szybkie i wybiórcze działanie zabezpieczenia.

Wejściowe obwody odwzorowania odłączników, wyłącznika i pobudzenia lokalnej rezerwy wyłącznikowej doprowadzają informacje z pola rozdzielni do członów logicznych. Człon logiczny współpracuje z członem mierzącym.

Układ rezerwowania wyłączników (w przypadku zespołu TSL-6 zintegrowany z zabezpieczeniem szyn zbiorczych) przeznaczony jest do selektywnego wyłączenia wszystkich pól danego systemu lub sekcji, w przypadku nieotwarcia się wyłącznika w jednym z pól, pomimo zadziałania na wyłączenie zabezpieczeń tego pola.

Wyjściowe impulsy wyłączające są doprowadzone do szybkich przekaźników wyłączających wyłączniki.

Wyjściowe impulsy wyłączające są doprowadzone do szybkich przekaźników wyłączających. Wyjściowe obwody sygnalizacji i rejestracji służą do wyprowadzenia sygnałów zadziałania bądź uszkodzenia zabezpieczenia do obwodów ogólnych rozdzielni. Zabezpieczenie przystosowane jest do testowania ręcznego.

Zabezpieczenie wyposażone jest we wszystkie standardowe układy kontroli, rejestracji i sygnalizacji, komunikacji zewnętrznej z systemami nadzoru i sterowania oraz systemem synchronizacji czasu GPS.

Zespoły zabezpieczeń szyn zbiorczych TS-6/TSL-6 dostosowane są do wymagań rozdzielni najwyższych napięć (220 i 400kV) i dużych (dwu- i trój systemowych) rozdzielni 110kV. Mając na uwadze aktualnie obowiązujące szczegółowe wymagania dotyczące zabezpieczeń [20] firma ZPrAE wprowadziła do produkcji nowe zabezpieczenie typu TS-7 (w kilku wersjach) przeznaczone dla szyn zbiorczych rozdzielni 110kV, jednosystemowych 6-8 polowych sekcjonowanych lub pracujących w układach H. W związku z zapotrzebowaniem rynku energetyki zostało także opracowane zabezpieczenie, oznaczone symbolem TS-8, przeznaczone dla jedno- lub dwusystemowych rozdzielni średniego napięcia o dowolnej ilości sekcji z dławikami w polach odejść.

## 6.7. Bibliografia

- [1] Borkiewicz K.: Automatyka zabezpieczeniowa, regulacyjna i łączeniowa w systemie elektroenergetycznym. Wydanie III uzupełnione. ZIAD Bielsko – Biała, 1998.
- [2] Broda K., Dumała J.: Cyfrowe urządzenia EAZ MUPASZ 710 z zabezpieczeniem łukochronnym. Automatyka Elektroenergetyczna, 2009, nr 3.
- [3] Burek K.: Cyfrowe zabezpieczenie szyn zbiorczych oraz układ lokalnej rezerwy wyłącznikowej dla rozdzielni wysokich i najwyższych napięć. Automatyka Elektroenergetyczna, 2007, nr 1.

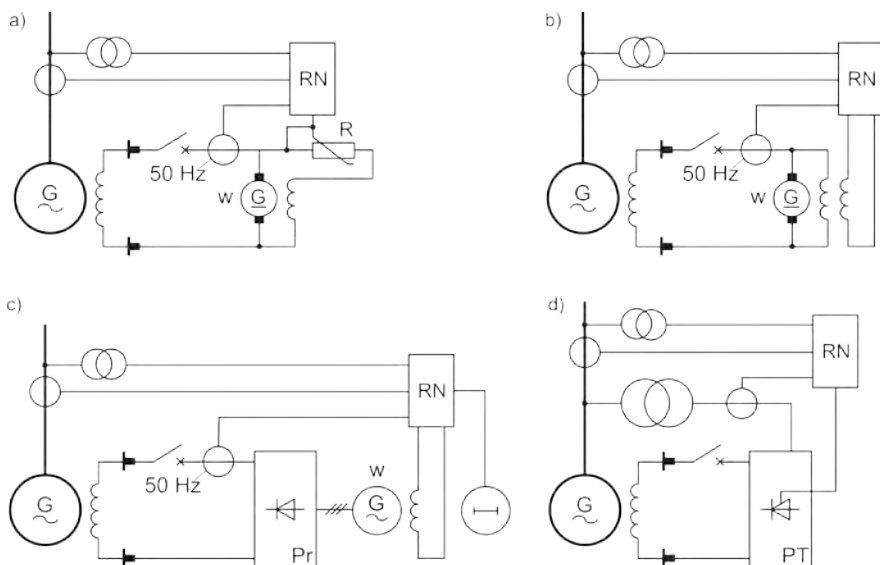
- [4] Byrczek J.: Czy w zabezpieczeniu zwarciovym szyn ŚN można nastawić czas poniżej 100 ms. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2004, nr 2.
- [5] Frąckowiak R., Piechocki P.: Symulacyjna ocena prądów zwarciovych w rozdzielniach 110, 220 i 400 kV. *Przegląd Elektrotechniczny* 2010, nr 4.
- [6] Głowocz B., Szafranek M., Żychowski M.: TSL-6-H3 nowe zabezpieczenie dla rozdzielni w układzie H3 bez przekładników w gałęzi poprzecznej. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2003, nr 4.
- [7] Karta katalogowa.: Przekąźnik automatyki lokalnego rezerwowania wyłączników TL-7.
- [8] Karta katalogowa.: Zabezpieczenie szyn TS-6 i TSL-6.
- [9] Komendera L.: TS-7 zabezpieczenie szyn zbiorczych dla jednosystemowych rozdzielni 110kV. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2008 nr 9.
- [10] Komendera L., Szafranek M.: Przekąźnik TL-7 automatyki lokalnej rezerwy wyłącznikowej dla rozdzielni 110 kV z jednym, sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2006, nr 3.
- [11] Komendera L., Trzcinka S.: Automatyka lokalnego rezerwowania wyłączników dla rozdzielni 110 kV w układzie H. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2007, nr 3.
- [12] Kowalik R., Januszewski M., Smolarczyk A.: *Cyfrowa elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa, 2006.
- [13] Kujaszczyk S. (red.): *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*. WNT. Warszawa, 1997.
- [14] *Network Protection & Automation Guide*. Alstom, may, 2011.
- [15] Niedźwiedzik M.: Układy rezerwowania wyłączników. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2003, nr 2.
- [16] Praca zbiorowa.: *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*. WNT. Warszawa, 1997.
- [17] Praca zbiorowa.: *Poradnik inżyniera elektryka*. Tom 3. Wydanie III zmienione. WNT. Warszawa, 2005.
- [18] Synal B., Rojewski W., Dzierżanowski W.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Podstawy*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej. Wrocław, 2003.
- [19] Szafranek M., (red): *Automatyka lokalnego rezerwowania wyłączników dla rozdzielni 400, 22 i 110 kV*. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2006, nr 4.
- [20] Szafranek M., Flasza G.: Zabezpieczenia szyn zbiorczych dla rozdzielni najwyższych napięć w układach niestandardowych. XIII Ogólnopolska Konferencja 2011 Zabezpieczenia Przekąźnikowe w Energetyce. Chorzów 13-15 października 2010r. Instytut Energetyki Warszawa 2010.
- [21] Szafranek M., Trzcinka S., Żychowski M.: Układ rezerwowania wyłączników typu TL-6r. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2002, nr 3.

- [22] Szafranek M.: TSL-6 zabezpieczenie szyn zbiorczych i układ rezerwy wyłącznikowej. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2000, nr 2.
- [23] Talaga A.: Automatyka zabezpieczeniowa szyn zbiorczych rozdzielni wysokich i najwyższych napięć. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2009, nr 1.
- [24] Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa, 1999, 2004.
- [25] Witek B.: Projektowanie elektroenergetycznych układów przesyłowych. Wybrane zagadnienia teoretyczne. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011.
- [26] Wyrzykowska S.: Pomiar i automatyka w elektroenergetycznych sieciach przemysłowych. Projektowanie. WNT. Warszawa, 1988.
- [27] Załącznik nr 1 do Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4.05.2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U 2007 nr 93, poz. 623).
- [28] Żydanowicz J.: Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Tom 2. Automatyka eliminacyjna. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1985.
- [29] Żydanowicz J., Namiotkiewicz M.: Automatyka zabezpieczeniowa w elektroenergetyce. WNT, Warszawa, 1983.

## 7. Automatyka zabezpieczeniowa generatorów synchronicznych

### 7.1. Wiadomości ogólne

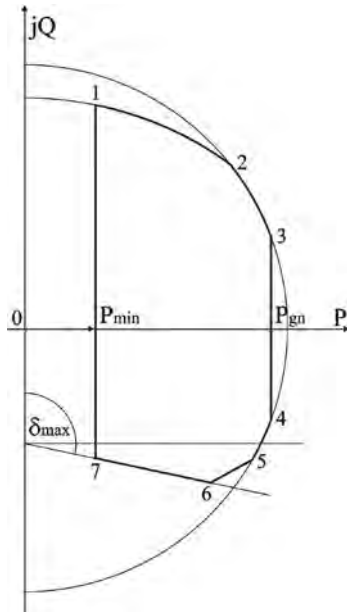
Generator synchroniczny wchodzi w skład bloku wytwórczego, obok kotła, turbiny, transformatora blokowego i potrzeb własnych. Generator synchroniczny wyposaża się w układ wzbudzenia i regulator napięcia. Układy wzbudzenia mogą być następującego rodzaju (rys. 7.1): ze wzbudnicą komutatorową prądu stałego (a i b), ze wzbudnicą prądu przemiennego i prostownikiem (c) i statyczną z prostownikiem tyrystorowym (d). Regulator napięcia RN wyposażony jest w ograniczniki, które zapobiegają długotrwałej pracy generatora w niedopuszczalnych obszarach. Stosowane są ograniczniki: prądu stojana, prądu wirnika, pracy pojemnościowej generatora w warunkach niedowzbudzenia, wzbudzenia (ilorazu napięcia i częstotliwości oraz forsowania wzbudzenia).



Rys. 7.1. Stosowane układy wzbudzenia i regulacji napięcia generatorów [26]

Dopuszczalna moc pozorna, oddawana przez generator synchroniczny do systemu elektroenergetycznego podczas normalnej długotrwałej pracy, podlega ograniczeniom (rys. 7.2). Ograniczenia te są powodowane przez prąd wzbudzenia (1-2), prąd stojana (2-3 i 4-5), moc turbiny (3-4), minimalne obciążenia technologiczne bloku energetycznego (1-7), niedopuszczalne nagrzewanie się mocowań bocznych pakietów blach magnetycznych (5-6) oraz równowagę statyczną (7-6).

Ograniczenia mocy pozornej generatora wynikają z poniższych przyczyn. Prąd stojana nie powinien przekraczać wartości znamionowej, której odpowiada względna moc pozorna generatora. Moc czynna turbiny nie może przekroczyć wartości znamionowej  $P_n$  przy znamionowym współczynniku mocy  $\cos\varphi$  turbo-generatora. Napięcie źródłowe fazowe generatora jest ograniczone największym dopuszczalnym trwale prądem wzbudzenia. Ograniczenia ze względu na równowagę statyczną wynikają z dopuszczalnej wartości kąta przesunięcia fazowego  $\delta_{max}$ , między napięciem źródłowym generatora i napięciem zastępczym, wymuszonym przez system elektroenergetyczny.



Rys. 7.2. Dopuszczalna długotrwałe moc pozorna generatora synchronicznego

Niedopuszczalna jest także praca silnikowa generatora synchronicznego, która występuje wtedy, gdy dopływ pary do turbiny z dowolnej przyczyny ulegnie przerwaniu.

Prąd stojana nie stanowi dostatecznego kryterium stwierdzenia nagrzewania uzwojenia stojana, które jest zależne również od warunków chłodzenia uzwojeń generatora.

Zakłócenia w pracy generatorów synchronicznych mogą być zewnętrzne oraz związane z wewnętrznymi uszkodzeniami.

Do zakłóceń zewnętrznych generatora zalicza się te, których źródła powstawania znajdują się w systemie elektroenergetycznym lub po stronie napędu generatora. Należą do nich: przeciążenia prądowe w uzwojeniu stojana, zwarcia wieloprądowe w systemie, asymetria prądowa, praca asynchroniczna, zmniejszenie częstotliwości i praca silnikowa.

Do zakłóceń wewnętrznych należą zwarcia powstałe w uzwojeniach stojana i wirnika, a także uszkodzenia obejmujące cały układ wzbudzenia. Zwarcia powstałe w obwodzie stojana dzieli się na: zwarcia międzyfazowe, doziemne i międzyzwojowe. Do zakłóceń powstających w wirniku i układzie wzbudzenia należą: przeciążenia prądowe w obwodzie wirnika, zwarcia doziemne, utrata wzbudzenia, i nadmierny wzrost napięcia.

Specyficznym rodzajem zakłócenia jest przypadkowe załączenie do sieci generatora będącego w stanie postoju.

Do najczęstszych przyczyn powstawania wszelkiego rodzaju zakłóceń należy zaliczyć starzenie się izolacji, mechaniczne uszkodzenia izolacji, wady konstrukcyjne, błędy łączeniowe.

Do zagrożeń w pracy generatorów zalicza się wzrost napięcia na zaciskach generatora, przeciążenia cieplne uzwojenia stojana i wirnika, zwarcia zewnętrzne, pojedyncze zwarcia w uzwojeniu wzbudzenia, asymetrię obciążenia, pracę silnikową, utratę wzbudzenia i zakłócenia mechaniczne. Zagrożenia mogą być tylko sygnalizowane lub generator może być odstawiany z pracy. Obsługa elektrowni ma swobodę w wyborze działania zabezpieczeń. Sygnały wyjściowe z zabezpieczeń są doprowadzane do tzw. dystrybutora impulsów, w którym obsługa definiuje sposób działania każdego zabezpieczenia.

Zaburzenia w pracy generatorów (zwarcia w uzwojeniu stojana, podwójne zwarcia w uzwojeniu wzbudzenia) powinny być zawsze likwidowane – ze względów bezpieczeństwa oraz w celu ograniczenia rozmiaru uszkodzeń – w możliwie jak najkrótszym czasie, np. przez odcięcie generatora od systemu elektroenergetycznego, zamknięcie dopływu czynnika napędowego do turbiny i odwzbudzenie generatora.

W tablicy 7.1 zestawiono stosowane zabezpieczenia generatorów synchronicznych.

Generatory należy wyposażać w co najmniej dwa niezależne zabezpieczenia od zwarć w uzwojeniu stojana, identycznej lub podobnej konstrukcji, które powinny reagować na ten sam rodzaj zwarcia elektrycznego. Aktualnie dla bloków dużej mocy stosuje się powszechnie podwajanie wszystkich funkcji zabezpieczeniowych,

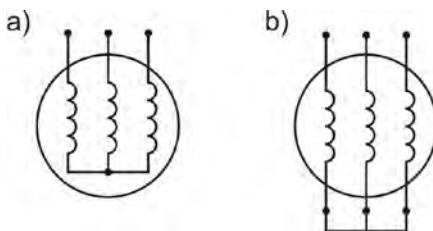


również tych, których jeszcze kilka lat temu nie podwajano np. zabezpieczenia różnicowego generatora, czy zabezpieczenia reagującego na poślizg biegunów wirnika generatora.

Tablica 7.1. Stosowane zabezpieczenia generatorów synchronicznych

Rodzaj zabezpieczenia	Moc znamionowa generatora w MVA			
	10÷25	25÷100	100÷200	> 250
Od zwarć międzyfazowych uzwojenia stojana	x	x	x	x
Od zwarć doziemnych w uzwojeniu stojana	x	x	x	x
Od zwarć zwojowych uzwojenia stojana	op	op	op	x
Od zwarć w wirniku i obwodzie wzbudzenia	x	x	x	x
Od wzrostu napięcia na zaciskach generatora	x	x	x	x
Od przeciążeń cieplnych uzwojenia stojana	x	x	x	x
Od przeciążeń cieplnych uzwojeń wzbudzenia	op	op	x	x
Od zwarć zewnętrznych	x	x	x	x
Od asymetrii prądowej	op	op	x	x
Od pracy silnikowej	x	x	x	x
Od utraty wzbudzenia	x	x	x	x
Od utraty synchronizmu	op	op	x	x
Od przewzbudzenia	op	op	x	x
Od spadku <sup>1)</sup> i wzrostu <sup>2)</sup> częstotliwości	x	x	x	x
Od przypadkowego załączenia na postoju	op	op	x	x
Od zakłóceń mechanicznych	op	op	x	x
Oznaczenia: x – wymagane, op – opcjonalnie, 1) – tylko dla turbozespołów, 2) – tylko dla hydrogeneratorów				

Punkt gwiazdowy uzwojeń stojana generatorów synchronicznych małej mocy (do około 1 MVA) nie jest zazwyczaj dostępny (rys. 7.3a). W generatorach większej mocy istnieje możliwość wykorzystania tego punktu (rys. 7.3b) do celów automatyki zabezpieczeniowej.



Rys. 7.3. Schematy uzwojeń generatora bez wyprowadzonego na zewnątrz punktu gwiazdowego (a) i z wyprowadzonym na zewnątrz punktem gwiazdowym (b)

W wielkich elektrowniach generatory synchroniczne pracują w bloku z transformatorami podwyższającymi napięcie, umożliwia to stosowanie wspólnych zabezpieczeń.

Metodyka wyznaczania wartości wielkości zakłóceńowych, stanowiących podstawę do doboru nastawień zabezpieczeń generatorów synchronicznych, została przedstawiona w pracy p.t., „Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia” wydanej przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A [26].

## **7.2. Zabezpieczenia od zwarć międzyfazowych w uzwojeniu stojana generatora**

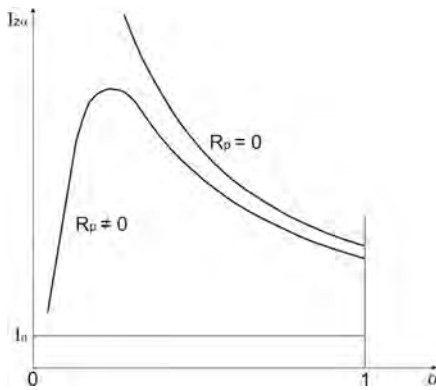
Zwarcia międzyfazowe w uzwojeniu stojana generatora występują wskutek uszkodzenia izolacji między przewodami różnych faz uzwojenia stojana. Zwarcia te występują rzadziej niż doziemne. Najbardziej prawdopodobnymi miejscami zwarć międzyfazowych są połączenia czołowe uzwojeń stojana.

Zwarcia międzyfazowe w uzwojeniu stojana, charakteryzujące się dużymi prądami (od kilkunastu do kilkudziesięciu tysięcy amperów), powodują poważne zniszczenia pod wpływem łuku zwarciovego. Po wystąpieniu takiego zwarcia należy jak najszybciej odłączać generator od szyn zbiorczych, a przy tym także odwzbudzać.

Prąd zwarciovowy składa się z prądu wytworzonego przez uszkodzony generator oraz z prądu doprowadzonego od strony szyn zbiorczych. Wartość tego prądu zależy od rodzaju zwarcia, od lokalizacji punktu zwarciovego wewnątrz uzwojenia stojana, od reaktancji generatora oraz od reaktancji zastępczej systemu elektroenergetycznego.

Prąd zwarcia trójfazowego oraz jego składowa, dopływająca do punktu zwarciovego od strony punktu gwiazdowego uzwojenia stojana, osiągają najmniejsze wartości w przypadku zwarcia na zaciskach wyjściowych tego uzwojenia. Wartości tych prądów zwiększają się w miarę zmniejszania się względnej liczby zwojów zwartych (rys. 7.4). Ich wartość zależy od rezystancji przejścia  $R_p$ .

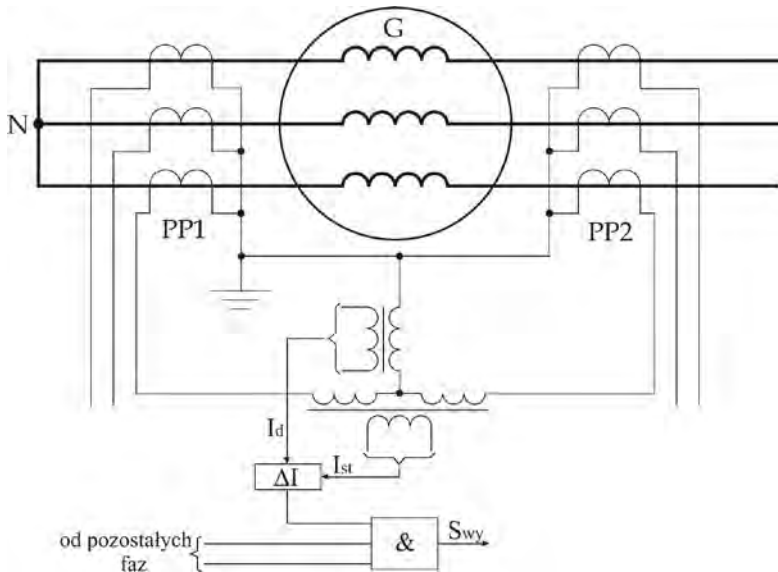
Wymaga się stosowania dwóch zabezpieczeń generatora od zwarć międzyfazowych w uzwojeniu stojana, podstawowego i rezerwowego.



Rys. 7.4. Zależność prądu zwarcia trójfazowego w uzwojeniu stojana generatora synchronicznego od względnej liczby zwartych zwojów, wg [44]

Zabezpieczenie podstawowe od zwarcí międzyfazowych w uzwojeniu stojana generatora

Jako podstawowe zabezpieczeniem od zwarcí międzyfazowych w uzwojeniu stojana generatora stosuje się zabezpieczenie różnicowoprądowe.



Rys. 7.5. Schemat ideowy zabezpieczenia różnicowego wzdłużnego stabilizowanego uzwojeń stojana generatora [36]

Schemat ideowy zabezpieczenia różnicowego wzdłużnego stabilizowanego uzwojeń stojana generatora przedstawiono na rys. 7.5. Prądy różnicowe  $I_d$  i stabilizacyjne  $I_{st}$  są porównywane w komparatorze  $\Delta I$  oddzielnie dla każdej fazy. W takim zabezpieczeniu wartości nastawcze są następujące: początkowy prąd rozruchu od 0,15 do 0,20 wartości prądu znamionowego generatora, natomiast współczynnik stabilizacji od 0,2 do 0,5.

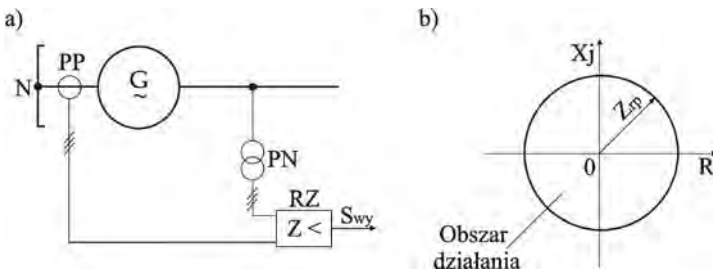
W niektórych krajach dla generatorów małej mocy stosuje jako zabezpieczenie od zwarć międzyfazowych uzwojenia stojana stosuje się zabezpieczenie różnicowe wzdłużne wielkoimpedancyjne niestabilizowane [36].

Zabezpieczenie rezerwowe od zwarć międzyfazowych uzwojenia stojana generatora

Jako zabezpieczenie rezerwowe stosuje się zabezpieczenia: nadprądowe zwłoczne z blokadą napięciową oraz podimpedancyjne.

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne z blokadą napięciową od zwarć międzyfazowych uzwojenia stojana stosowano jako rezerwowe dla generatorów małej mocy (do 100 MVA) do czasu wprowadzenia do eksploatacji mikroprocesorowych podimpedancyjnych zespołów automatyki zabezpieczeniowej. Obecnie rezygnuje się z instalowania zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych z blokadą napięciową ze względu na długi czas ich działania (rzędu kilku sekund).

Zabezpieczenie podimpedancyjne od zwarć międzyfazowych uzwojenia stojana generatora posiada pełnoimpedancyjną charakterystykę rozruchową (rys. 7.6). Impedancję rozruchową dobiera się z warunku  $Z_{rp} > 0,9U_{gn} / I_{gn}$ , a czas działania dłuższy od czasu działania zabezpieczenia podstawowego (różnicowego wzdłużnego).



Rys. 7.6. Schemat ideowy (a) i charakterystyka rozruchowa (b) zabezpieczenia podimpedancyjnego od zwarć międzyfazowych uzwojenia stojana generatora. Zaczerpnięto z [36]

### 7.3. Zabezpieczenie od zwarcí doziemnych w uzwojeniu stojana generatora

Zwarcia doziemne w uzwojeniu stojana należą do najczęściej występujących zakłóceń w pracy generatorów synchronicznych. Występują one stosunkowo dość często, statystycznie raz na 12 lat [36]. Przyczyną pośrednią ich występowania jest starzenie się izolacji, czego skutkiem jest zmniejszenie się jej wytrzymałości elektrycznej i mechanicznej. Bezpośrednią przyczyną tych zwarcí są przepięcia lub działania dynamiczne, występujące podczas zwarcí zewnętrznych.

Zwarciom doziemnym w uzwojeniu stojana towarzyszy przepływ prądu o wartości zależnej od wartości impedancji zerowych obwodu zasilanego z generatora synchronicznego. Ponieważ punkt gwiazdowy generatora jest nieuziemiaony, o wartości prądu zwarcia doziemnego w uzwojeniu stojana decyduje głównie pojemność zerowa sieci o napięciu generatorowym. W miejscu zwarcia występuje łuk elektryczny, który może doprowadzić do wytopienia się żelaza i trwałego uszkodzenia rdzenia magnetycznego stojana. Skutki takiego zwarcia są ograniczone, jeśli wartość prądu zwarcia doziemnego nie przekracza 20A, przy czasie trwania do 10s.

Prąd zwarcia doziemnego w uzwojeniu stojana wyraża się zależnością

$$I_z = 3\omega C_0 \alpha U_{gnf}, \quad (7.1)$$

gdzie:  $U_{gnf}$  – napięcie fazowe generatora synchronicznego,  $\omega$  – pulsacja napięcia,  $\alpha$  – względna liczba zwartych zwojów uzwojenia między punktem zwarcia doziemnego i punktem gwiazdowym,  $C_0$  – pojemność dla składowej zerowej generatora wraz z sieci o napięciu generatorowym.

Jeżeli wartość tego prądu przekracza 5A, to istnieje stosunkowo duże prawdopodobieństwo przekształcenia się zwarcia doziemnego w zwarcie międzyfazowe lub międzyzwojowe, powodujące zniszczenie uzwojeń stojana.

Zabezpieczenia od zwarcí doziemnych w uzwojeniu stojana wykonuje się inaczej w zależności od tego, czy generator pracuje bezpośrednio na szyny zbiorcze czy w układzie blokowym z transformatorem.

Zabezpieczenia od zwarcí doziemnych w uzwojeniu stojana generatora pracującego bezpośrednio na szyny zbiorcze

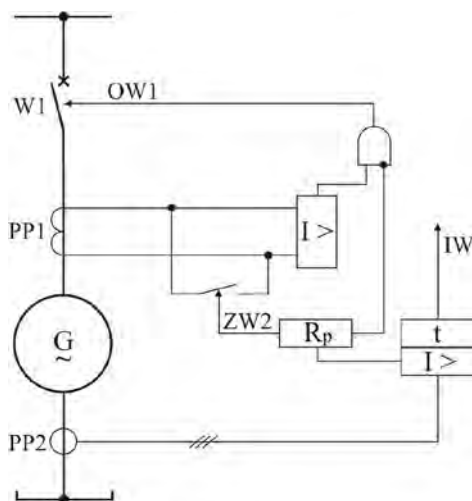
Do wykrywania zwarcí doziemnych w uzwojeniu stojana generatora pracującego bezpośrednio na szyny zbiorcze stosuje się przeważnie zabezpieczenie nadprądowe, reagujące na prąd zerowy. Wartość tego prądu jest stosunkowo nieznaczna w przypadku zwarcí doziemnych zewnętrznych, natomiast przyjmuje większe wartości w przypadku zwarcí doziemnych wewnątrz uzwojenia stojana.

Schemat ideowy zabezpieczenia od zwarć doziemnych w uzwojeniu stojana, z wykorzystaniem przekładnika prądu zerowego typu Ferranti, przedstawiono na rys. 7.7. Aby zapobiec zbędnemu działaniu zabezpieczenia pod wpływem prądów wyrównawczych, spowodowanych zwarciami zewnętrznymi, zastosowano blokadę zabezpieczenia od zwarć doziemnych za pomocą przekaźnika pomocniczego  $R_p$  pobudzanego zestykami zabezpieczenia nadprądowego od zwarć zewnętrznych.

Aby zabezpieczenie działało tylko w przypadku zwarć doziemnych w generatorze nastawienie prądu rozruchowego powinno spełnić dwa warunki

$$\frac{k_b I_{zg}}{n_i} \leq I_r \leq \frac{I_z}{k_c n_i}, \quad (7.2)$$

gdzie:  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa, który się wybiera równy  $4 \div 5$  w przypadku zabezpieczenia działającego bezzwłocznie lub równy  $1,5 \div 2$  w przypadku czasu zadziałania ok. 0,5 s;  $I_{zg}$  – prąd zwarcioowy, płynący do punktu zwarcia zewnętrznego od generatora (o jego wartości decyduje pojemność doziemna generatora);  $k_c$  – współczynnik czułości (równy 2),  $I_z$  – prąd zwarcioowy, płynący do punktu zwarcia w generatorze ( $\alpha \leq 0,3$ ) od sieci generatorowej (o jego wartości decyduje pojemność doziemna tej sieci);  $n_i$  – przekładnia przekładnika prądowego.



Rys. 7.7. Schemat ideowy zabezpieczenia od zwarć doziemnych w uzwojeniu stojana generatora synchronicznego [44]

Czułość zabezpieczenia nadprądowego zerowego zależy od relacji wartości prądów  $I_{zg}$  i  $I_z$ . Powinna ona być na tyle duża, aby zabezpieczenie to reagowało

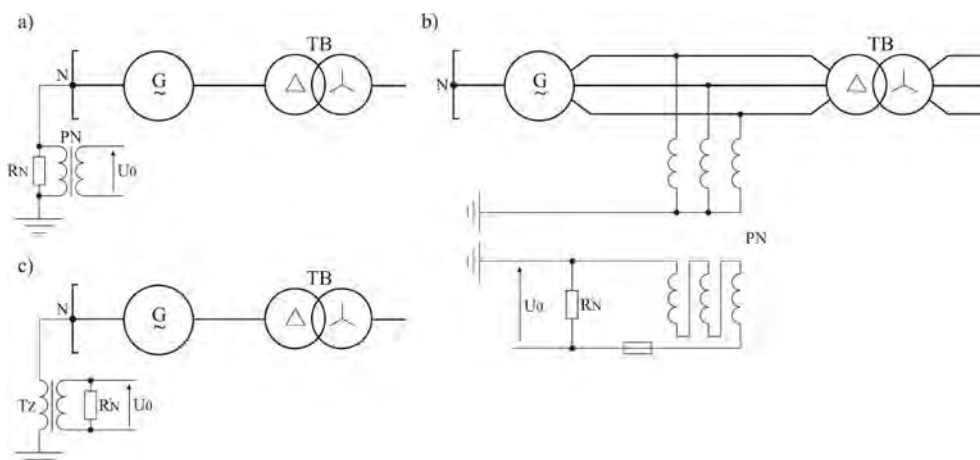
na prądy zwarcia doziemnego w generatorze o wartości przekraczającej 5A oraz aby obejmowało co najmniej 70% uzwojenia stojana generatora. Czas działania zabezpieczenia nastawia się od 0,5 do 1,0s.

Innym, bardziej skomplikowanym, zabezpieczeniem od zwarc doziemnych w uzwojeniu stojana jest zabezpieczenie czynno-kierunkowe [36]. Jego zasięg działania – około 90%.

Zabezpieczenia od zwarc doziemnych w uzwojeniu stojana działają na wyłączenie i odwzbudzenie generatora oraz wyłączenie z pracy urządzeń napędzających generator.

Zabezpieczenia od zwarc doziemnych w uzwojeniu stojana generatora pracującego w układzie blokowym

Do wykrywania zwarc doziemnych w uzwojeniu stojana generatora pracującego w bloku z transformatorem podwyższającym napięcie stosuje się przeważnie proste zabezpieczenie nadnapięciowe, reagujące na składową zerową napięcia. Stosowane układy do pomiaru składowej zerowej napięcia przedstawiono na rys. 7.8. W układach tych celowo zostały włączone rezystory, w obwód pierwotny  $R_N$  i wtórny  $R'_N$ . Ich zadaniem jest wyeliminowanie pojawiania się napięcia składowej zerowej na uzwojeniu stojana generatora podczas zwarc doziemnych po stronie górnego napięcia transformatora blokowego. Napięcie to pojawia się wskutek istnienia sprzężenia pojemnościowego pomiędzy uzwojeniami transformatora blokowego, dolnego i górnego napięcia.

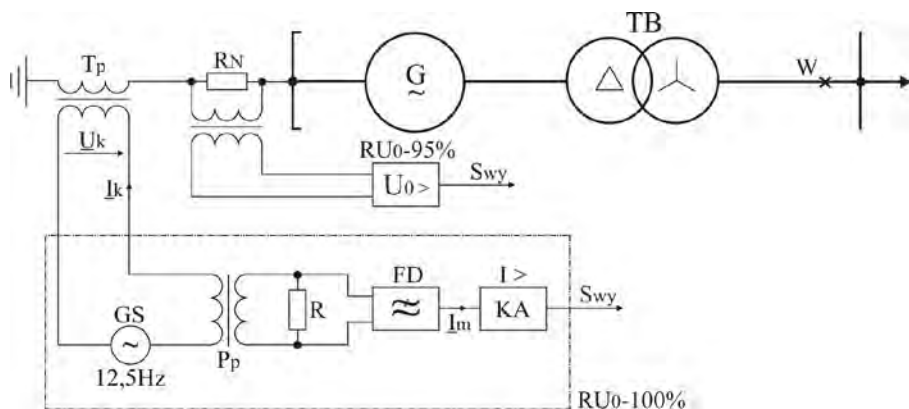


Rys. 7.8. Stosowane układy pomiaru składowej zerowej napięcia w zabezpieczeniach od zwarc doziemnych generatorów pracujących w bloku z transformatorem. Na podstawie [36]

Zabezpieczenie zerowo napięciowe nie wykrywa zwarcé doziemnych w uzwojeniu w pobliżu punktu neutralnego (do 10% całego uzwojenia). Dla generatorów o mocy powyżej 100 MVA stosuje zabezpieczenia obejmujące swym zasięgiem 100% uzwojenia. Wykorzystuje się w nich następujące kryteria działania [36]: pojawienie się trzeciej harmonicznej w napięciu zerowym generatora oraz kontroli sygnału pomiarowego o częstotliwości niższej od sieciowej celowo wprowadzony do uzwojenia stojana.

W zabezpieczeniu reagującym na trzecią harmoniczną w napięciu zerowym generatora wykorzystuje się zjawisko odkształcania się napięcia generatorowego wskutek istnienia nieliniowości obwodu magnesowania. Trzecia harmoniczna ma takie samo przesunięcie fazowe w każdym napięciu fazowym i dlatego zawsze występuje w napięciu zerowym. Wadą takiego zabezpieczenia jest to, że poziom trzeciej harmonicznej zależy od stopnia obciążenia generatora mocą bierną i czynną, a także od wartości rezystancji przejścia w miejscu zwarcia.

Schemat ideowy zabezpieczenia reagującego na sygnał pomiarowy o częstotliwości niższej od sieciowej przedstawiono na rys. 7.9. Sygnał prądowy  $I_m$  pojawia się, gdy wystąpi zwarcie doziemne w uzwojeniu stojana generatora lub w przyłączonym uzwojeniu transformatora. Dzięki zastosowanemu filtrowi pasmowemu  $F$  człon nadprądowy  $I >$  reaguje tylko na sygnał pomiarowy o częstotliwości 12,5Hz. W celu zwiększenia skuteczności wykrywania zwarcé doziemnych w uzwojeniu stojana generatora zabezpieczenie to uzupełnia się w człon zerowo napięciowy  $U_0 >$ .



Rys. 7.9. Schemat ideowy zabezpieczenia od zwarcé doziemnych uzwojenia stojana generatora z zewnętrznym sygnałem pomiarowym, wg [36]

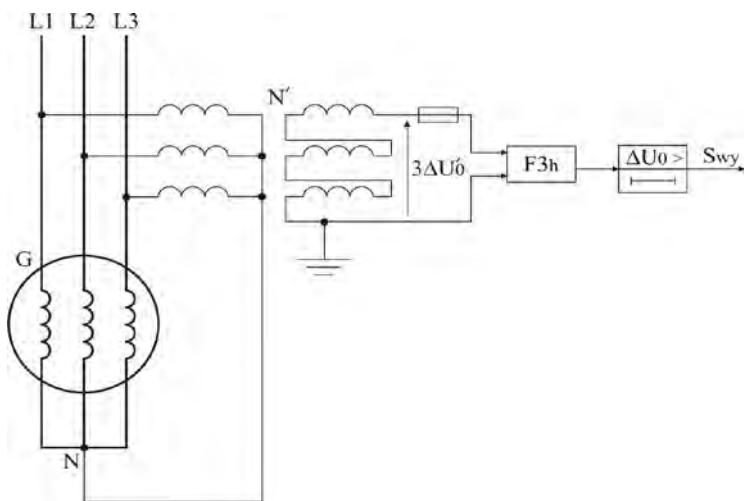


## 7.4. Zabezpieczenie od zwarc̄ zwojowych uzwojenia stojana generatora

Zwarcia zwojowe w uzwojeniu stojana występują tylko w generatorach, w których dwa zwoje są układane w jednym łożbku. Taka sytuacja występuje tylko w generatorach małej mocy (do kilkudziesięciu megawoltamperów).

Stosuje się różne układy zabezpieczeń od zwarc̄ zwojowych w uzwojeniu stojana, w zależności od tego, czy to uzwojenie dla każdej fazy jest pojedyncze (rys. 7.10), posiada dwie gałęzie równoległe (rys. 7.11a) albo czy mamy do czynienia z tzw. generatorami bliźniaczymi (7.11b).

Wykrywanie zwarc̄ zwojowych w pojedynczych uzwojeniach wzbudzenia polega na pomiarze napięcia składowej zerowej  $3\Delta U'_0$  na zaciskach uzwojenia stojana generatora względem punktu neutralnego  $N$ . Wartość tego napięcia jest proporcjonalna do liczby zwartych zwojów uzwojenia stojana. W celu usunięcia trzeciej harmonicznej z tego napięcia stosuje się filtr zaporowy dla częstotliwości tej harmonicznej. Czulość tego zabezpieczenia jest ograniczona.



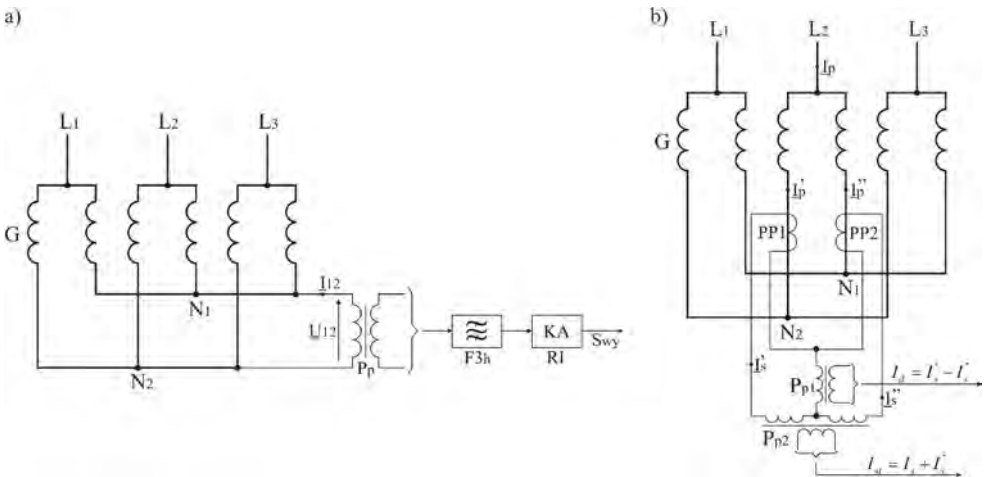
Rys. 7.10. Schemat ideowy zabezpieczenia nadnapięciowego zerowego do wykrywania zwarc̄ zwojowych w uzwojeniu stojana generatora, wg [36]

Wykrywanie zwarc̄ zwojowych w równoległych uzwojeniach wzbudzenia może polegać na pomiarze napięcia pomiędzy dwoma punktami neutralnymi obydwu gałęzi (rys. 7.11a) lub na pomiarze prądu różnicowego w układzie poprzecznym (rys. 7.11b).

W zabezpieczeniu (rys. 7.11a), opartym na pomiarze napięcia pomiędzy dwoma punktami neutralnymi obydwu gałęzi, w chwili powstania zwarcia zwojo-

wego w jednej gałęzi uzwojenia pojawi napięcie  $\underline{U}_{12}$ , które spowoduje wystąpienie napięcia wtórnego na pomocniczym przekładniku napięciowym  $P_p$ . W celu usunięcia trzeciej harmonicznej z tego napięcia stosuje się filtr zaporowy. Wartość rozruchową członu pomiarowego nastawia się w granicach 0,3 do 0,4 prądu znamionowego generatora, natomiast czas działania od 0,2 do 0,5s.

W zabezpieczeniu (rys. 7.11b), opartym na pomiarze różnicy prądów płynących w gałęziach równoległych uzwojenia, w chwili powstania zwarcia zwojowego w jednej gałęzi uzwojenia pojawi się prąd różnicowy  $\underline{I}_d = \underline{I}'_s + \underline{I}''_s$  i prąd stabilizacyjny  $\underline{I}_{st} = |\underline{I}'_s + \underline{I}''_s|$ . W warunkach normalnych, bez zwarcia zwojowego, prąd różnicowy  $\underline{I}_d = |\underline{I}'_s - \underline{I}''_s|$ , natomiast prąd stabilizacyjny  $\underline{I}_{st} = |\underline{I}'_s + \underline{I}''_s|$ . Ten fakt został wykorzystany w charakterystyce stabilizacyjnej tego zabezpieczenia różnicowego poprzecznego.



Rys. 7.11. Schemat ideowy zabezpieczeń od zwarcz zwojowych w równoległych uzwojeniach stojana generatora, reagujących na: a) napięcie pomiędzy dwoma punktami neutralnymi obydwu gałęzi i b) różnicę prądów płynących w gałęziach równoległych. Na podstawie [36]

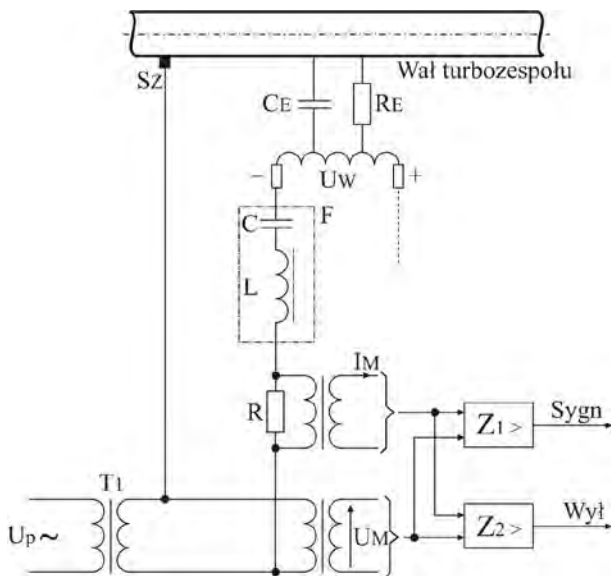
W zabezpieczeniach od zwarcz zwojowych w uzwojeniach stojanów dwóch bliźniaczych generatorów stosowany jest pomiar napięcia pomiędzy dwoma punktami neutralnymi tych uzwojeń [36].

## 7.5. Zabezpieczenia od zwarć w wirniku i obwodzie wzbudzenia

Zwarcia w wirniku i obwodzie wzbudzenia mogą być pojedyncze i podwójne. Przy zwarcu pojedynczym nie występują groźne uszkodzenia, w przeszłości dopuszczano możliwość pracy generatora z takim zwarcie. Zwarcie podwójne powoduje przepływ prądu przez konstrukcję wirnika i zniekształcenie wirującego pola magnetycznego. Występują wtedy drgania mechaniczne i wzrost temperatury wirnika.

Stosowane zabezpieczenia powinny reagować na pojedyncze i podwójne zwarcia w wirniku i w obwodzie wzbudzenia.

Kryteria działania nowoczesnych zabezpieczeń od zwarć w obwodzie wzbudzenia są oparte na pomiarze rezystancji pomiędzy uzwojeniem wzbudzenia i konstrukcją generatora. Schemat ideowy takiego zabezpieczenia rezystancyjnego przedstawiono na rys. 7.12. W obwód napięcia pomocniczego  $U_p$  o częstotliwości 50Hz włączony jest filtr zaporowy  $F$  dla wyższych harmonicznych występujących w prądzie wzbudzenia ze wzbudzeniem diodowym lub tyrystorowym.



Rys. 7.12. Schemat ideowy zabezpieczenia rezystancyjnego od zwarć w obwodzie wzbudzenia generatora, wg [36]

Pomiar rezystancji  $R_E$  dokonywany jest w przekaźnikach podimpedancyjnych  $Z_1 < i Z_2 <$ , które działają przy obniżeniu wartości tej rezystancji, pierwszy

poniżej  $5k\Omega$ , a drugi poniżej  $1k\Omega$ . Pierwszy sygnalizuje doziemienie, a drugi działa na wyłączenie generatora.

W zabezpieczeniach od zwarć w obwodzie wzbudzenia generatora stosuje się kryterium działania polegające na kontroli sygnału pomiarowego od zewnętrznego źródła napięcia, przemiennego albo w postaci prostokątnych impulsów [36].

## 7.6. Zabezpieczenia nadnapięciowe

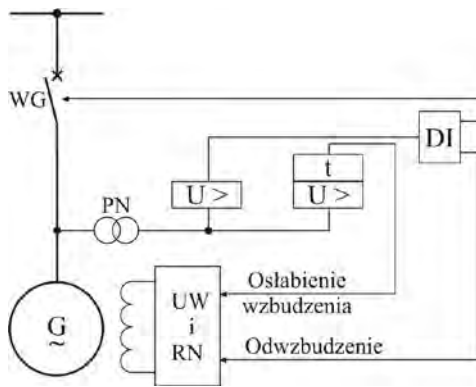
Wzrost napięcia na zaciskach generatora może być wywołany następującymi przyczynami:

- przepięciem atmosferycznym w sieci napowietrznej zasilanej bezpośrednio napięciem generatorowym,
- nagłym odciążeniem generatora od mocy czynnej, np. wskutek otwarcia wyłącznika głównego,
- nagłym odciążeniem generatora od mocy biernej indukcyjnej, któremu towarzyszy zmniejszenie strumienia magnetycznego reakcji twornika w stojanie,
- wzrostem napięcia wzbudzenia spowodowanym uszkodzeniem regulatora napięcia,
- błędną regulacją ręczną napięcia.

Wzrostowi napięcia, spowodowanego przepięciami pochodzenia atmosferycznego, zapobiega się stosując odgromniki przyłączone do zacisków generatora i ewentualnie między punkt gwiazdowy uzwojenia stojana i ziemię.

Zabezpieczenie od wzrostu napięcia z pozostałych przyczyn wykonuje się jako zabezpieczenie nadnapięciowe zwłoczne, zasilane jednym z napięć międzyprzewodowych, działające na wyłączenie oraz odwzbudzenie turbogeneratora.

Napięcie rozruchowe przekaźnika nadnapięciowego wybiera się w zakresie 1,2-1,4 wartości napięcia znamionowego generatora. Czas działania zabezpieczenia wybiera się w granicach 1,3-4 s. Czasami stosuje się zabezpieczenie nadnapięciowe dwustopniowe (rys. 7.13). Jeden stopień, nastawiony na ok. 110% napięcia znamionowego, działa z niewielką zwłoką na regulator napięcia  $RN$  w celu osłabienia wzbudzenia  $UW$ . Drugi stopień nastawiony mniej czule, działa bezzwłocznie na odstawienie generatora synchronicznego z pracy.



Rys. 7.13. Schemat blokowy zabezpieczenia nadnapięciowego dwustopniowego generatora, wg [44]

## 7.7. Zabezpieczenia od przeciążeń cieplnych uzwojenia stojana generatora

Przeciążenia cieplne uzwojenia stojana mogą być spowodowane:

- nadmiernym wzrostem mocy pozornej oddawanej przez generator;
- zakłóceniem w obwodach chłodzenia uzwojenia stojana;
- uszkodzeniem regulatora napięcia, powodującego zbędne forsowanie wzbudzenia;
- pracą turbogeneratorsa przy zmniejszonej częstotliwości, w czasie której pogarszają się warunki chłodzenia uzwojenia generatora.

W zabezpieczeniach od przeciążeń cieplnych uzwojenia stojana wykorzystuje się następujące kryteria:

- podwyższenie temperatury uzwojenia stojana,
- wzrost prądu w uzwojeniu stojana lub w obwodzie wyjściowym regulatora napięcia;
- zmniejszenie się impedancji ruchowej mierzonej na zaciskach wyjściowych generatora.

Do pomiaru temperatury uzwojenia stojana stosuje się termometry oporowe, termoelementy i termistory, umieszczone w pobliżu najgorętszych miejsc w stojanie. Powinny one sygnalizować osiągnięcie maksymalnej dopuszczalnej temperatury.

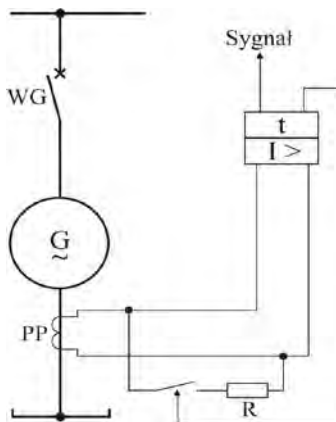
Do wykrywania wzrostu prądu w uzwojeniu stojana stosuje się jednofazowe zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne, działające jedynie na sygnał. Prąd rozruchowy takiego zabezpieczenia winien spełnić następujący warunek

$$I_r \geq \frac{k_b \cdot I_n}{k_c \cdot n_i}, \quad (7.3)$$

gdzie:  $I_n$  – prąd znamionowy generatora;  $n_i$  – przekładnia przekładnika prądowego;  $k_c$  – współczynnik czułości (0,98),  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa, który może być o małej wartości (1.05), ponieważ zabezpieczenie działa na sygnał.

Przełącznik nadprądowy, wchodzący w skład tego zabezpieczenia, powinien charakteryzować się możliwie dużym współczynnikiem powrotu (co najmniej 0,9). Schemat blokowy takiego zabezpieczenia nadprądowego ze zwiększonym współczynnikiem powrotu przedstawiono na (rys. 7.14). Zwiększenie tego współczynnika uzyskuje się dzięki zmniejszeniu prądu przepływającego przez przełącznik po zadziałaniu zabezpieczenia (włącza się rezystancję  $R$  o odpowiedniej wartości). Czas zadziałania tego zabezpieczenia wybiera się dłuższy od czasu zadziałania zabezpieczeń na odejściach od szyn zbiorczych co najmniej o czas stopniowania.

W takim zabezpieczeniu nadprądowym od przeciążeń cieplnych uzwojenia stojana stosuje także przełączniki mikroprocesorowe z charakterystyką czasowo-prądową zależną, uwzględniającą zależność dopuszczalnego czasu trwania przeciążenia od stopnia przeciążenia prądowego. Charakterystyki te powinny być dopasowane do stałej czasowej nagrzewania i stygnięcia uzwojenia stojana generatora. Ze względu na dużą precyzję wykrywania przeciążeń zabezpieczenia te działają na wyłączenie generatora.



Rys. 7.14. Schemat blokowy zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego generatora od przeciążeń cieplnych ze zwiększonym współczynnikiem powrotu, wg [44]

Zabezpieczenie nadprądowe uzwojenia od przeciążeń cieplnych może być traktowane jako rezerwowe, gdyż na te przeciążenia reaguje zabezpieczenie od przeciążeń uzwojeń wzbudzenia.

Stosowane są także zabezpieczenia od przeciążeń cieplnych uzwojenia stojana, reagujące na wzrost prądu w uzwojeniu w obwodzie wyjściowym regulatora napięcia lub na wzrost napięcia doprowadzonego do uzwojenia wzbudzenia.

Do wykrywania zakłóceń w obwodach chłodzenia uzwojenia stojana stosowane są urządzenia zabezpieczające, które w przypadku wypadnięcia z pracy pompy lub wentylatora obiegu chłodzącego działają na załączenie urządzenia rezerwowego.

## **7.8. Zabezpieczenia od przeciążeń cieplnych uzwojenia wirnika generatora**

Przeciążenie cieplne uzwojenia wirnika generatora synchronicznego może być spowodowane pogorszeniem się warunków jego chłodzenia lub zbędnym wzrostem prądu w uzwojeniu wzbudzenia, np. wskutek uszkodzenia regulatora napięcia. Pogorszenie warunków chłodzenia uzwojenia wirnika może być również spowodowane pracą turbogeneratora przy zmniejszonej częstotliwości.

W zabezpieczeniach od przeciążeń cieplnych uzwojenia wirnika wykorzystuje się następujące kryteria działania:

- wypadnięcie z pracy pompy lub wentylatora obiegu chłodzącego,
- podwyższenie temperatury uzwojenia,
- wzrost prądu wzbudzenia.

Urządzenia stwierdzające wypadnięcie z pracy pompy lub wentylatora obiegu chłodzącego powodują włączenie rezerwowej pompy lub rezerwowego wentylatora.

Urządzenia zabezpieczające reagujące na wzrost temperatury uzwojenia wirnika działają na sygnalizację ostrzegawczą.

Urządzenia reagujące na wzrost prądu uzwojenia wzbudzającego powinny powodować przełączenie automatycznego regulatora napięcia na tzw. regulację ręczną.

## **7.9. Zabezpieczenia generatora od zwarć zewnętrznych**

Zwarcia zewnętrzne, występujące poza generatorem, niewyeliminowane przez zabezpieczenia zwarciovowe stanowią poważne zagrożenie dla systemu elektroenergetycznego. Mogą one spowodować np. utratę synchronizmu generatora i w następstwie awarię systemową. Zwarcia te stanowią poważne zagrożenie cieplne dla uzwojeń generatora.

Zwarcia zewnętrzne należy eliminować w możliwie jak najkrótszym czasie z zachowaniem zasady stopniowania czasów zadziałania z zabezpieczeniami na odejściach od szyn zbiorczych. Zabezpieczenia od zwarć zewnętrznych działają na wyłączenie generatora i jego odwzbudzeniem.

Zabezpieczenie od zwarć zewnętrznych generatora o mocy nieprzekraczającej 2 MW wykonuje się jako nadprądowe zwłoczne (rys. 7.15). Przekładniki prądowe, wchodzące w skład tego zabezpieczenia, są umieszczone od strony punktu gwiazdowego generatora synchronicznego. Dzięki temu zabezpieczenie stanowi jednocześnie rezerwę zabezpieczenia od zwarć międzyfazowych w uzwojeniu stojana.

Prąd rozruchowy tego zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego powinien spełniać następujące warunki

$$I_r \geq \frac{k_b k_r I_m}{k_p n_i} \quad \text{i} \quad I_r \leq \frac{I_{z\min}}{k_c n_i}, \quad (7.4)$$

gdzie:  $I_m$  – prąd największego obciążenia generatora,  $n_i$  – przekładnia przekładników prądowych,  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa,  $k_r$  – współczynnik samorozruchu silników,  $k_p$  – współczynnik powrotu

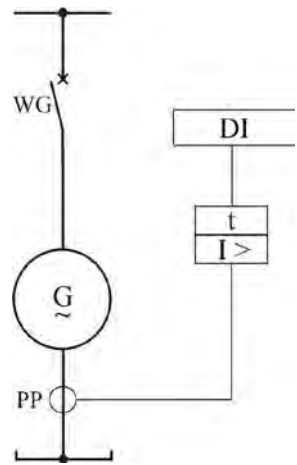
przełączników prądowych (równy 0,95),  $I_{z\min}$  – najmniejszy prąd zwarciovyy ustalony (zwarcie na końcu odcinka sieci o największej impedancji),  $k_c$  – współczynnik czułości zabezpieczenia (równy 1,3).

Jeżeli nie jest możliwe jednoczesne spełnienie obu warunków (7.4), to można skrócić zasięg zabezpieczenia, ale należy zawsze zapewnić warunek dotyczący czułości działania, czyli reagowania na zwarcie na końcu odcinka sieci o największej impedancji.

Czas zadziałania zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego wybiera się o dwa stopnie dłuższy od najdłuższego czasu zadziałania zabezpieczeń podstawowych na odejściach od szyn zbiorczych generatorowych. Zwiększenie zasięgu zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego może być uzyskane przez uzupełnienie go blokadą napięciową  $RU$  (rys. 7.16). Blokada ta umożliwia czulsze nastawienie prądowe, ponieważ można zrezygnować z pierwszego z warunków (7.4), dotyczącego odstrojenia się od prądów największego obciążenia generatora.

Napięcie rozruchowe przełączników blokady napięciowej powinno spełniać następujące warunki

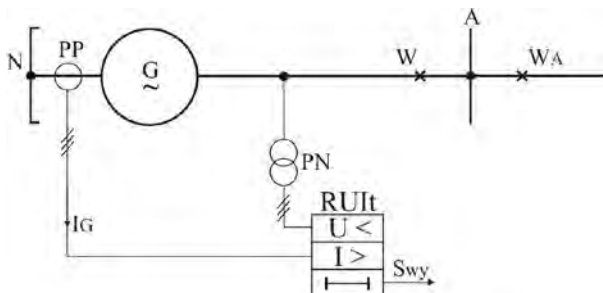
$$\frac{k_b U_{\min}}{k_p n_u} \leq U_r \leq \frac{U_{z\max}}{k_c \cdot n_u}, \quad (7.5)$$



Rys. 7.15. Schemat blokowy zabezpieczenia nadprądowego zwłoczego generatora od zwarć zewnętrznych



gdzie:  $U_{\min}$  – minimalne napięcie robocze generatora synchronicznego (równe 95 % napięcia znamionowego);  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa (równy około 0,9);  $k_p$  – współczynnik powrotu przekaźników napięciowych;  $n_u$  – przekładnia przekładników napięciowych,  $U_{z\max}$  – największa spodziewana wartość napięcia na pętli zwarciowej;  $k_c$  – współczynnik czułości (równy 1,3).



Rys. 7.16. Schemat zabezpieczenia nadprądowego z włączaniem z blokadą napięciową od zwarć zewnętrznych. Na podstawie [44]

Aby zapobiec zbędnemu zadziałaniu zabezpieczenia w przypadkach powstawania zakłóceń w obwodach blokady napięciowej dolna granica prądu rozruchowego powinna spełniać warunek

$$I_r \geq \frac{k_b I_n}{k_p n_i}, \quad (7.6)$$

gdzie:  $I_n$  – prąd znamionowy generatora,  $k_b$ ,  $n_i$  i  $k_p$  – jak we wzorze (7.4).

Jeszcze dalsze wydłużenie strefy zasięgu zabezpieczenia nadprądowego z włączaniem z blokadą napięciową od zwarć zewnętrznych generatora można uzyskać poprzez uzupełnienie jego członu nadprądowego w przekaźnik reagujący na składową symetryczną przeciwną. Zasięg będzie wydłużony tylko dla zwarć niesymetrycznych, stanowiących większość występujących rodzajów zwarć. Dodatkową korzyścią jest ochrona wirnika generatora od skutków asymetrii prądowej.

## 7.10. Zabezpieczenie generatora od asymetrii prądowej

Asymetria obciążenia generatora synchronicznego objawia się występowaniem w uzwojeniu stojana prądu składowej symetrycznej przeciwniej. Przyczyny pojawiania się tej składowej mogą być następujące:

- niesymetryczne zwarcie w pobliżu elektrowni,

- praca niepełnofazowa układu elektroenergetycznego,
- niesymetria obciążenia spowodowana obciążeniami jednofazowymi,
- niesymetria obciążenia wskutek niesymetrii indukcyjnej i pojemnościowej linii najwyższego napięcia.

Występowanie asymetrii obciążenia powoduje nagrzewanie się wirnika prądami o podwójnej częstotliwości, które się indukują w stalowym bloku wirnika oraz w uzwojeniach. Szczególnie narażone są uzwojenia tłumiące oraz elementy mocujące uzwojenia wirnika (kliny, kapy mocujące), gdyż przegrzanie wpływa na osłabienie ich wytrzymałości mechanicznej.

Stożenie asymetrii obciążenia mierzy się stosunkiem wartości, składowej przeciwnej prądu płynącego w uzwojeniu stojana do prądu znamionowego generatora. Mniej precyzyjną miarą tej asymetrii jest tzw. stopień nierównomierności obciążenia, zdefiniowany jako stosunek największej różnicy prądów fazowych (wartości skutecznych) do znamionowego prądu stojana generatora.

Dopuszczalny czas trwania asymetrii obciążenia jest zwykle podawany w dokumentacji fabrycznej generatora. Długotrwałe asymetryczne przeciążenia generatorów wynoszą od 2,5 do 5%.

W zabezpieczeniach wirników generatorów od asymetrii obciążenia stosuje się przekładniki wyposażone w model cieplny, zasilane prądem proporcjonalnym do składowej przeciwnej prądu stojana.

Prądy rozruchowe i czas zadziałania tych zabezpieczeń wybiera się tak, aby otrzymać charakterystykę zabezpieczenia, leżącą poniżej krzywej dopuszczalnego czasu podanego przez producenta generatora. Przy małym stopniu asymetrii prądowej (do 15%) zabezpieczenie działa na sygnał i ewentualnie na wyłączenie po czasie ok. 3 min. Przy większym stopniu asymetrii prądowej zabezpieczenie działa na wyłączenie po czasie ok. 30 s. Działanie zwłoczne zapobiega wyłączeniu generatora w przypadkach zwarć niesymetrycznych zewnętrznych, które powinny być eliminowane przez zabezpieczenia linii.

## **7.11. Zabezpieczenie generatora od pracy silnikowej**

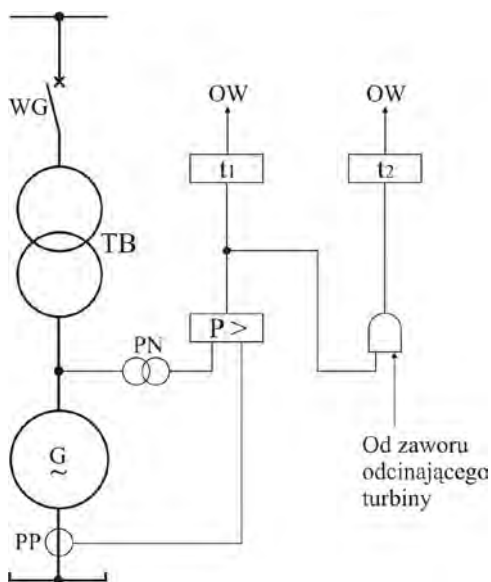
Z pracą silnikową generatora mamy do czynienia wtedy, kiedy zostaje on pozbawiony napędu (np. wskutek zamknięcia się zaworu regulacyjnego lub odcinającego zostanie przerwany dopływ pary do turbiny). Generator pozbawiony napędu pozostaje w pracy synchronicznej z innymi generatorami i jako silnik synchroniczny pobiera moc czynną z sieci. Ze względu na brak przepływu pary przez turbinę może wystąpić przegrzanie turbiny w części niskoprężnej, grożące uszkodzeniem jej łopatek.

W zabezpieczeniach od pracy silnikowej generatora synchronicznego stosuje się kryterium zwrotno-mocowe, reagujące na zmianę kierunku mocy czynnej.

Zabezpieczenie zwrotno-mocowe od pracy silnikowej generatora (rys. 7.17) działa na odstawienie generatora z pracy. Działa ono z czasem  $t_1$  (około 15÷180s), jeżeli nastąpiła tylko zmiana kierunku przepływu mocy czynnej. Jeżeli oprócz zmiany kierunku przepływu mocy czynnej zamknięty jest zawór odcinający (np. wskutek zadziałania zabezpieczeń technologicznych), to działanie zabezpieczenia zwrotno-mocowego powinno być szybsze, z czasem  $t_2$  (około 1÷5s).

Zabezpieczenie zwrotno-mocowe może współpracować z zabezpieczeniem od utraty synchronizmu. W tym przypadku należy je wyposażyć w licznik zadziałania (zliczający udary mocy przy poślizgach kątowych), który po wystąpieniu nastawionej liczby wysyła impuls na odcięcie generatora synchronicznego od sieci.

Moc czynna, pobierana z sieci przez generator w czasie pracy silnikowej, pokrywa straty mechaniczne turbiny i generatora (wynosi ona tylko od 1,5 do 4% mocy znamionowej turbogeneratora). Wymaga to stosowania przekaźników zwrotno-mocowych o dużej czułości i dużym współczynniku powrotu.



Rys. 7.17. Schemat ideowy zabezpieczenia zwrotno-mocowego od pracy silnikowej generatora synchronicznego, wg [44]

## 7.12. Zabezpieczenie generatora od utraty wzbudzenia

Utrata wzbudzenia przez generator synchroniczny może być spowodowana wystąpieniem:

- przerwy lub zwarcia w obwodzie wzbudzenia,
- zakłócenia w układzie regulacji napięcia generatora,
- przypadkowym otwarciem wyłącznika odwzbudzenia.

Utrata wzbudzenia przez generator powoduje zwykle jego przejście w stan pracy asynchronicznej (z poślizgiem około 2%), w czasie której pobiera z sieci moc indukcyjną potrzebną do wytworzenia pola magnetycznego wirującego. W przypadku generatora o biegunach wydatnych jest jeszcze w stanie pracować synchronicznie przy obciążeniu mocą czynną do ok. 15% mocy znamionowej, a powyżej tej mocy przechodzi w stan pracy asynchronicznej.

Stan pracy asynchronicznej generatora synchronicznego może spowodować jego przeciążenie prądowe. W czasie pracy asynchronicznej generatora synchronicznego występuje także dodatkowe nagrzewanie bloku stalowego wirnika i jego elementów mocujących uzwojenia prądem indukowanym o częstotliwości poślizgu.

Jeżeli utrata wzbudzenia wystąpiła w stanie zamknięcia obwodu wzbudzenia, to w obwodzie tym pojawia się prąd przemienny powodujący dodatkowe nagrzewanie wirnika.

Praca asynchroniczna generatora synchronicznego z otwartym obwodem wzbudzenia powoduje indukowanie się w uzwojeniu wirnika znacznych napięć, mogących doprowadzić do przebicia izolacji.

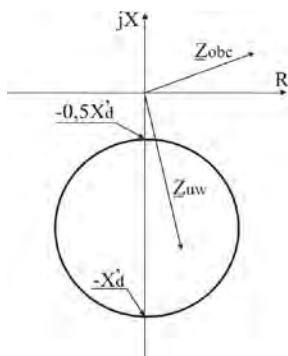
Praca asynchroniczna niektórych generatorów jest niedopuszczalna, inne mogą w tym stanie pracować w czasie kilku do kilkunastu minut – pod warunkiem ograniczenia mocy czynnej wydawanej przez generator.

W zabezpieczeniach od utraty wzbudzenia wykorzystuje się następujące kryteria działania: zanik prądu wzbudzenia i zmianę wektora impedancji ruchowej widzianej z zacisków generatora.

Zabezpieczenie reagujące na zanik prądu wzbudzenia, mimo swojej prostoty napotyka trudności w praktycznej realizacji. Spowodowane są one dużą zmiennością prądów wzbudzenia w czasie normalnej pracy generatora oraz obecnością prądów przemiennych indukowanych w zamkniętym uzwojeniu wzbudzającym w przypadku pracy asynchronicznej.

Do wykrywania utraty wzbudzenia stosuje się obecnie zabezpieczenia impedancyjne. Wektor impedancji ruchowej po utracie wzbudzenia zmienia położenie z pierwszej ćwiartki płaszczyzny zespolonej ( $\underline{Z}_{obc}$ ) i przemieszcza się do czwartej ćwiartki tej płaszczyzny  $\underline{Z}_{uw}$  (rys. 7.18). W chwili utraty wzbudzenia impedancja ruchowa jest równa reaktancji synchronicznej  $X_d$  z przeciwnym znakiem. W mia-

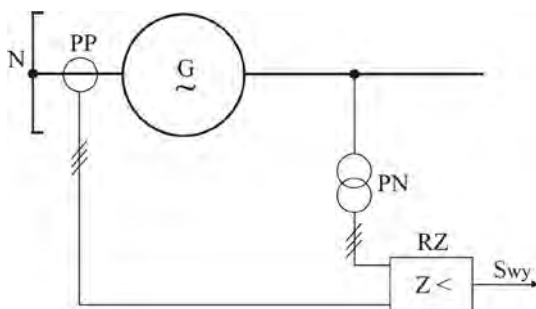
rę wzrostu poślizgu ujemnego maleje ona stopniowo do wartości równej reaktancji przejściowej głównej  $X'_d$ , wziętej z przeciwnym znakiem. W czasie pracy asynchronicznej generatora koniec wektora impedancji ruchowej znajduje się na stałe na zewnątrz tego okręgu.



Rys. 7.18. Charakterystyka rozruchowa impedancyjnego zabezpieczenia generatora od utraty wzbudzenia. Na podstawie [36]

Zabezpieczenie impedancyjne od utraty wzbudzenia działa ze zwłoką ok. 2 s. Taki czas zwłoki wystarczy do stwierdzenia, że koniec wektora impedancji ruchowej ustabilizował trwale swoje położenie wewnątrz charakterystyki rozruchowej przekaźnika impedancyjnego.

Ze względu na symetryczny charakter zmian impedancji ruchowej przy utracie wzbudzenia w zabezpieczeniu takim stosuje się tylko jeden przekaźnik impedancyjny, zasilany napięciem międzyprzewodowym między dowolnymi dwiema fazami oraz różnicą prądów w tych dwóch fazach (rys. 7.19).



Rys. 7.19. Schemat blokowy zabezpieczenia impedancyjnego generatora od utraty wzbudzenia, wg [44]

Zabezpieczenie od utraty wzbudzenia generatora powinno działać na sygnał lub jego wyłączenie z pracy, zależnie od jego konstrukcji i warunków pracy

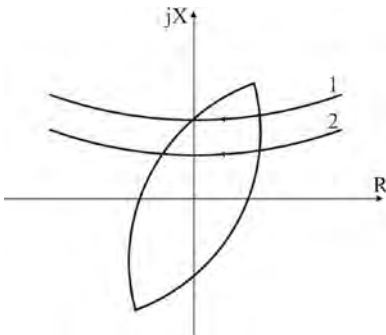
w układzie elektroenergetycznym oraz od czasu trwania utraty wzbudzenia. Należy mieć na uwadze, że zadziałanie zabezpieczenia na sygnał pozwala niejednokrotnie na szybkie przywrócenie wzbudzenia.

### 7.13. Zabezpieczenie generatora od utraty synchronizmu

Utrata synchronizmu przez generator może wystąpić wskutek: nagłego wzrostu (lub spadku a następnie pojawieniu się) jego obciążenia mocą czynną, skokowej zmiany impedancji układu przesyłowego albo innych takich zakłóceń w systemie elektroenergetycznym (np. bliskich trójfazowych zwarć), które wywołują długotrwałe kołysania mocy.

Podczas kołysań mocy występuje zmiana kąta fazowego  $\delta$  między wektorami napięć źródłowych, generatora i systemu elektroenergetycznego. Gdy zmiana tego kąta jest większa niż  $180^\circ$  występuje zjawisko zwane poślizgiem biegunów. Występowanie poślizgu powoduje indukowanie się napięcia przemiennego w uzwojeniu wirnika. Uzwojenie wzbudzenia jest więc narażone na przepięcia i przeciążenia prądowe.

Moment obrotowy wirnika podczas poślizgu zmienia się znacznie, co powoduje występowanie dużych oscylacji mocy czynnej oddawanej przez generator a także częstotliwości i napięcia na jego zaciskach. Oscylacje częstotliwości i napięcia wpływają na pracę urządzeń potrzeb własnych elektrowni.



Rys. 7.20. Charakterystyka rozruchowa zabezpieczenia generatora od

W zabezpieczeniach generatora od utraty synchronizmu do wykrycia poślizgów biegunów stosuje się kryterium przemieszczania się impedancji ruchowej generatora na płaszczyźnie  $\underline{Z}$  (rys. 7.20). W czasie poślizgu biegunów koniec wektora impedancji ruchowej przesuwa się po określonych trajektoriach (np. 1 i 2), wchodząc i wychodząc w obszar charakterystyki rozruchowej. Działanie zabezpieczenia następuje po określonej liczbie wejść i wyjść wektora impedancji w obszar charakterystyki rozruchowej.

## 7.14. Zabezpieczenie generatora i transformatora blokowego od przewzbudzenia

Przewzbudzenie, czyli nadmierny wzrost strumienia magnetycznego generatora i transformatora blokowego, może wystąpić przy obniżonej częstotliwości i/lub podwyższonym napięciu. Takie sytuacje mogą wystąpić podczas rozruchu generatora (małe częstotliwości) i uszkodzeniu regulatora napięcia.

Przy nadmiernym wzroście strumienia magnetycznego następuje nagrzewanie się rdzeni magnetycznych wywołane prądami wirowymi.

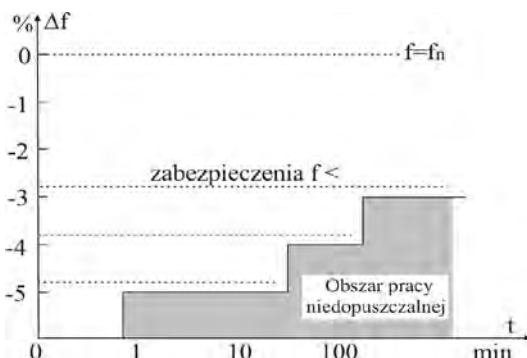
Kryterium działania tego zabezpieczenia jest poziom indukcji magnetycznej, który zależy od ilorazu napięcia i częstotliwości. Długotrwale dopuszczalna względna wartość ilorazu  $U/f$  wynosi: dla generatorów 1,05, natomiast dla transformatorów nieobciążonych 1,1.

Nowoczesne mikroprocesorowe zabezpieczenia od przewzbudzenia posiadają charakterystyki (zwłoczne i bezzwłoczne), która można dopasować do dopuszczalnego stopnia przemagnesowania obwodów magnetycznych generatora i transformatora blokowego.

## 7.15. Zabezpieczenia pod- i nadczęstotliwościowe generatora

Zmiany częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poniżej i powyżej znamionowej, oddziałują negatywnie na pracę bloków energetycznych.

Spadek częstotliwości w systemie elektroenergetycznym jest powodowany deficytem mocy czynnej. Z kolei wzrost częstotliwości może wystąpić przy nadmiarze mocy czynnej w systemie elektroenergetycznym. Stany te mogą przedłużać się przy nieprawidłowym działaniu układów regulacji mocy i częstotliwości.



Rys. 7.21. Przykładowe ograniczenia czasu pracy generatora przy obniżonej częstotliwości, wg [36]

Zmniejszenie się częstotliwości może spowodować uszkodzenie łopatek turbin parowych wskutek wystąpienia rezonansu mechanicznego. Przy niższej częstotliwości następuje spadek wydajności pomp, wentylatorów i młynów węglowych oraz nagrzewanie maszyn i transformatorów wskutek wzrostu prądów magnesowania.

Czas pracy turbozespołów przy zmniejszonej częstotliwości jest ograniczany przez producentów. Przykład takich ograniczeń przedstawiono na rys. 7.21.

W hydrogeneratorach stosuje się zabezpieczenia nadczęstotliwościowe, ponieważ w przypadku uszkodzenia regulatorów obrotów mogą one osiągać bardzo duże obroty grożące poważnymi konsekwencjami.

## **7.16. Zabezpieczenie od przypadkowego załączenia generatora**

Po przypadkowym załączeniu generatora pod napięcie następuje w uzwojeniach wirnika i stojana przepływ prądów o wartościach kilkakrotnie większych od znamionowych. Prądy te powodują nadmierne nagrzewanie się tych uzwojeń, w szczególności wirnika. Może także ulec mechanicznemu uszkodzeniu wał turbozespołu poddany znacznemu momentowi skręcającemu.

Niektóre z zabezpieczeń generatora, takie jak: od pracy silnikowej, od utraty wzbudzenia i podimpedancyjne od zwarć międzyfazowych uzwojenia stojana, zareagują na jego przypadkowe załączenie. Czas ich działania jest jednak zbyt długi.

W specjalnym zabezpieczeniu od przypadkowego załączenia generatora sygnał na jego wyłączenie jest podawany, jeżeli spełnione są dwa poniższe warunki:

- prąd płynący w uzwojeniu stojana przekroczy 5% (do 30%) wartości prądu występującego przy przypadkowym załączeniu generatora;
- napięcie na zaciskach generatora spadnie poniżej 20%-60% wartości napięcia znamionowego.

Opóźnienie w działaniu tych zabezpieczeń wynosi od kilku do kilkunastu milisekund.

## **7.17. Zabezpieczenia generatora od zakłóceń mechanicznych**

Podczas pracy generatorów synchronicznych mogą występować następujące rodzaje zakłóceń mechanicznych i ich skutków:

- zwiększenie siły odśrodkowej w czasie rozbiegu hydrogeneratora lub przy prędkości obrotowej turbogeneratora większej od znamionowej o ponad 20%, powodującej uszkodzenie uzwojeń wirnika;



- pulsacje momentu napędowego o podwójnej częstotliwości przy zwarciach niesymetrycznych, powodujących uszkodzenie połączeń czołowych uzwojenia stojana;
- udary sił dynamicznych na uzwojenie stojana przy zwarciach na zaciskach generatora przy pełnym wzbudzeniu, powodujących uszkodzenie połączeń czołowych uzwojenia stojana;
- udary oscylacyjne momentu mechanicznego działające na wał generatora, sprzęgło i wał turbiny w przypadkach bliskich zwarć zewnętrznych trójfazowych, powodujące urwanie sprzęgła łączącego wał turbiny z wałem generatora;
- uszkodzenie i przegrzanie łożysk.

Aby nie dopuścić turbogenerator do rozbiegu, steruje się zamknięciem zaworu odcinającego dopływ czynnika napędowego do turbiny po stwierdzeniu nadmiernego wzrostu prędkości obrotowej.

Zapobieganie skutkom od pulsacji momentu napędowego uzyskuje się poprzez szybkie wyłączanie zwarć bliskich zewnętrznych.

Zjawisko występowania udarów oscylacyjnych momentu mechanicznego, działające na wał generatora, wyjaśnia się w sposób następujący [42]. Po wystąpieniu bliskiego zwarcia trójfazowego generator (obciążony mocą czynną) jest najpierw raptownie odciążany (obwód zwarciovowy ma charakter indukcyjny), powoduje to zwiększenie prędkości obrotowej wirników turbozespołu i wystąpienie mechanicznych drgań skrętnych wału turbina-generator. Po wyeliminowaniu zwarcia turbogenerator ponownie jest obciążony mocą czynną, co powoduje ponowne wystąpienie na wale momentu skręcającego. Oscylacje momentów skręcających są szczególnie niebezpieczne dla długich wałów nowoczesnych turbozespołów.

Zapobieganie udarom oscylacyjnym na wał generatora podczas bliskich zwarć trójfazowych polega na skutecznym wykrywaniu i szybkim wyłączeniu takich zwarć.

Do wykrywania bliskich zwarć trójfazowych stosuje się zabezpieczenia, których działanie opiera się na pomiarze skokowych zmian: mocy czynnej generatora, napięcia na zaciskach generatora oraz częstotliwości.

Przegrzanie łożyska turbogeneratora może być spowodowane uszkodzeniami mechanicznymi, zanieczyszczeniami w oleju do smarowania łożysk oraz usterkami w systemie cyrkulacji oleju i prądami w łożyskach.

Prądy w łożyskach mogą się pojawić, gdy jest zaindukowane napięcie na wale generatora i gdy następuje przebicie cienkiej warstewki oleju między łożyskami i uziemionymi podstawami łożysk. Na wale generatora może się indukować napięcie wskutek asymetrii w rozkładzie pola magnetycznego wirnika. Jeżeli podstawy obydwu łożysk generatora są uziemione, to po przebiciu cienkiej warstewki oleju w łożyskach popłyną prądy o znacznej wartości ze względu na znikomą rezystancję wału generatora. Zapobiega się temu poprzez odizolowanie od ziemi pod-

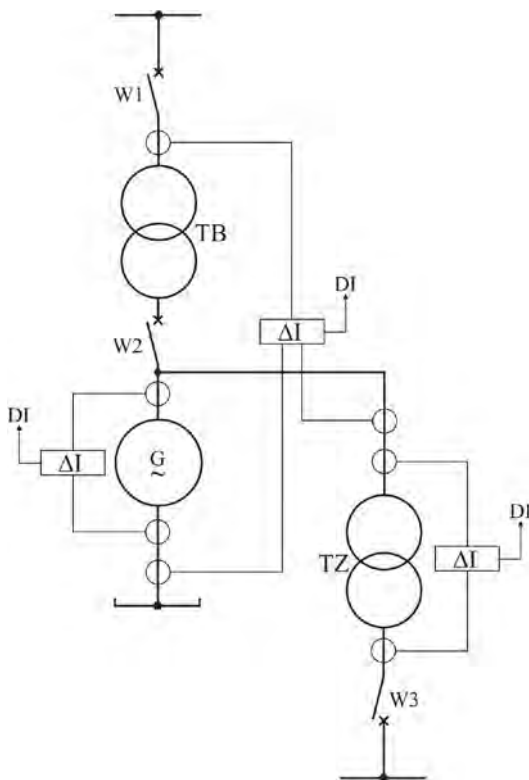
stawy łożysk oraz przez kontrolę stanu ich izolacji względem ziemi za pomocą odpowiedniego układu zabezpieczeniowego.

Przegrzanie łożyska może być wykryte za pomocą czujników temperaturowych, zainstalowanych w łożyskach w odpowiednio wybranych miejscach.

## 7.18. Dobór automatyki zabezpieczeniowej bloków generator-transformator

Pracujące w bloku, generator i transformator muszą być wyposażone we wszystkie te zabezpieczenia, które są wymagane w przypadku oddzielnej ich pracy.

Łącząc ich w blok można wykorzystać niektóre zabezpieczenia jako wspólne. Dotyczy to zwłaszcza zabezpieczeń od zwarć zewnętrznych, wzrostu napięcia, zmniejszenia się częstotliwości, od utraty synchronizmu, przewzbudzenia stojana generatora i transformatora blokowego, zwarć doziemnych po stronie napięcia generatorowego.



Rys. 7.22. Układ zabezpieczeń różnicowych bloku generator - transformator z transformatorem zaczepowym

Dobór automatyki zabezpieczeniowej bloku generator – transformator musi być dostosowany do układu pierwotnego połączeń bloku i jego wyposażenia w wyłączniki. Duży wpływ na dobór i funkcjonowanie zabezpieczeń ma obecność (lub brak) wyłącznika między generatorem a transformatorem blokowym. Przykładowo po zadziałaniu zabezpieczenia transformatora blokowego wyłącznik taki pozwala na odpowiednie przełączenia i pozostawienie w stanie pracy generatora z odczepem potrzeb własnych.

Dla wszystkich zabezpieczeń bloku, w szczególności od zwarć zewnętrznych, obowiązuje ogólna zasada: wyłączać tylko elementy niezbędne do likwidacji zakłócenia i, jeśli to możliwe, nie odzwubudzać generatora i nie wyłączać transformatora potrzeb własnych.

Zabezpieczenia różnicowe od zwarć wewnętrznych muszą pokrywać strefą działania cały układ blokowy, a przy tym wskazane jest, aby one się wzajemnie rezerwowały. Transformator odczepowy wyposaża się zawsze w oddzielne zabezpieczenie różnicowe. Przykład układu zabezpieczeń różnicowych bloku generator *G* – transformator blokowy *TB* – transformator zaczepowy *TZ*, spełniającego powyższe wymagania przedstawiono na rys. 7.22.

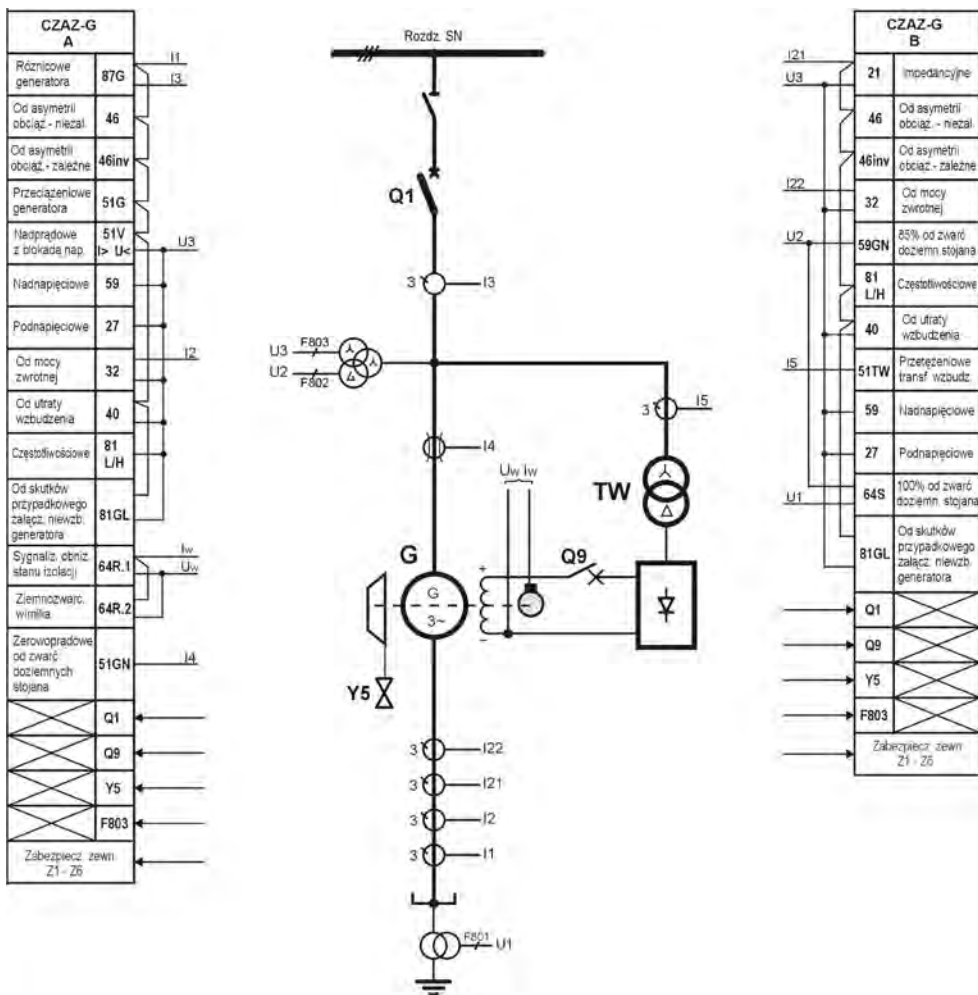
## **7.19. Przykład zespołu automatyki zabezpieczeniowej bloku generator – transformator**

Przedstawiony cyfrowy zespół automatyki zabezpieczeniowej CZAZ-G/GTM przeznaczony jest do ochrony bloku generator – transformator małej mocy (od kilku do kilkudziesięciu MVA). Zespół zabezpiecza wszystkie urządzenia elektroenergetyczne bloku i współpracuje z zewnętrznymi urządzeniami rejestracyjnymi i sygnalizacyjnymi [11]. Posiada on następujące podstawowe właściwości:

- bogaty zestaw zabezpieczeń konfigurowanych przez producenta zgodnie z wymaganiami zabezpieczanego obiektu;
- 4 przekaźniki sterowania awaryjnego (3 wyjścia z możliwością bezpośredniego sterowania awaryjnego łącznikami bloku/generatora);
- możliwość współpracy z układem zewnętrznej sygnalizacji (12 przekaźników sygnalizacyjnych);
- rozwinięty system autokontroli i sygnalizacji awarii wewnętrznych;
- pomiary wielkości elektrycznych;
- rejestrację zdarzeń i przebiegów zakłóceń;
- komunikację autonomiczną z wykorzystaniem lokalnej konsoli operatora;
- zdalną komunikację szeregową z komputerem PC lub systemem nadzycznym.

Zespół automatyki zabezpieczeniowej zapewnia prawidłowe reagowanie na wszystkie rodzaje zakłóceń i nienormalne stany pracy oraz spełnia wszystkie funkcje wymagane od automatyki zabezpieczeniowej bloku.

Schemat podłączeń zewnętrznych zespołu automatyki zabezpieczeniowej CZAZ-G/GTM przedstawiono na rys. 7.23. Zestawiono tam funkcje zabezpieczeniowe, które mogą być realizowane w wersji A lub B.



Rys. 7.23. Schemat podłączeń zewnętrznych zespołu automatyki zabezpieczeniowej CZAZ-G/GTM, wg [11]

Do zespołu doprowadzane są dwa rodzaje wielkości wejściowych: – analogowe (prądy i napięcia); – dwustanowe (informacje o położeniu łączników i o działaniu zabezpieczeń zewnętrznych).

Wielkości analogowe doprowadzone są do części cyfrowej zespołu za pośrednictwem transformatorów, natomiast wielkości dwustanowe za pośrednictwem układów transoptorowych. W modułach cyfrowych realizowane jest wstępne przetwarzanie analogowo-cyfrowe, algorytmy realizujące charakterystyki zabezpieczeń, pomiary, operacje logiczne i opóźnienia zadziałania. Zestaw zabezpieczeń oraz operacje logiczno-czasowe są konfigurowane przez producenta na podstawie założeń projektowych. Również impulsy wyjściowe do sterowania awaryjnego oraz sygnalizacji zewnętrznej są programowane na etapie konfigurowania zespołu. Programowalna struktura zapewnia dużą elastyczność w dostosowaniu zespołu do indywidualnych potrzeb urządzenia. Zabezpieczenia, wybierane z dostępnej biblioteki zabezpieczeniowej, wyszczególnione są w tablicy 7.1.

Dostępne są trzy przekaźniki wyjściowe do sterowania awaryjnego oraz dwaście przekaźników wyjściowych do sterowania przekaźnikami pomocniczymi. Układ przekaźników wyjściowych umożliwia dowolne grupowanie zadziałań funkcji jako grupy sterowania awaryjnego.

Programowalne impulsy do układów sygnalizacji zewnętrznej umożliwiają między innymi sygnalizację:

- pobudzenia i działania poszczególnych zabezpieczeń;
- działania grup sterowania awaryjnego zespołów;
- zaniku napięcia pomocniczego;
- nieprawidłowej pracy zespołu.

Pomiary wielkości kryterialnych umożliwiają podgląd wielkości, na których bazują algorytmy realizowanych w zespole zabezpieczeń, np. wartości skutecznej podstawowej harmonicznej prądu różnicowego w zabezpieczeniu różnicowym generatora lub wartości skutecznej trzeciej harmonicznej w zabezpieczeniu generatora od zwarć doziemnych w uzwojeniu stojana.

Zespół CZAZ-G/GTM realizuje pomiary sygnałów wejściowych oraz pomiary wielkości kryterialnych obliczanych na podstawie wzorów matematycznych. Funkcje pomiarowe wybierane są z biblioteki na etapie konfigurowania zespołu. Zestaw dostępnych funkcji umożliwia pomiary wartości skutecznej składowej podstawowej prądu lub napięcia, częstotliwości oraz przesunięcia fazowego względem dowolnie wybranego sygnału, mocy czynnej, biernej, rezystancji, impedancji i reaktancji oraz wskaźnika stanu zabezpieczenia (pomiar wartości w [s] lub [%]). Według wyboru użytkownika wszystkie wyniki pomiarów mogą być wyświetlane jako wielkości pierwotne, wtórne lub względne.

Czas repetycji pomiarów wynosi sekundę, a podgląd wyników pomiarów umożliwia lokalna konsola operatora lub oprogramowanie obsługi zespołu w komunikacji lokalnej lub zdalnej.

Zespół CZAZ-G/GTM zawiera dwa niezależne rejestratory cyfrowe – rejestrator zdarzeń oraz rejestrator sygnałów pomiarowych i dwustanowych.

Pojemność rejestratora zdarzeń wynosi minimum 5000 zdarzeń. Pojemność rośnie w przypadku jednoczesnego występowania, a więc zapisu do pamięci rejestratora, kilku zdarzeń. Rejestrator zdarzeń umożliwia rejestrowanie do 256 zdarzeń (rozdzielalnych poprzez tekstowe opisy), które będą zarejestrowane z oznaczeniem daty i czasu wystąpienia. W tym rejestratorze znajdują się informacje o pobudzeniu i działaniu zabezpieczeń, informacje o działaniu łączników bloku, sygnałów zewnętrznych oraz dowolnych funkcji logicznych z zestawu skonfigurowanych w module logiki. Niezależnie zespół rejestruje wszystkie zdarzenia tzw. systemowe, wynikające z działania samego urządzenia, a więc włączenie i wyłączenie napięcia zasilającego, zmianę nastaw, zmianę konfiguracji urządzenia oraz błędy w działaniu. Rejestracji zdarzeń systemowych nie można wyłączyć. Pojemność rejestratora zdarzeń systemowych wynosi ponad 1000 zdarzeń. Rozdzielczość czasowa zapisu zdarzeń wynosi 1ms. W przypadku zapelnienia rejestratorów zdarzeń następuje nadpisanie zdarzenia „najstarszego”. Jeżeli zespół jest na bieżąco obsługiwany przez oprogramowanie zewnętrzne, kolejne rejestrowane zdarzenia są co 10 sekund przenoszone do pliku w komputerze nadrzędnym.

Wszystkie moduły cyfrowe zespołu są wyposażone w mechanizmy kontroli ich pracy. Są to zabezpieczenia sprzętowe przed utratą sterowania przez program oraz zabezpieczenia programowe wbudowane w procedury, sprawdzające poprawność przebiegu sterowania oraz danych, a także kontrolujące wymianę danych pomiędzy wszystkimi modułami urządzenia.

Komunikacja z operatorem następuje przy pomocy komputera PC za pośrednictwem łącza RS 232. Umożliwia przede wszystkim efektywne tworzenie i edycję pliku nastaw, kontrolę stanu zespołu i jego testowanie, podgląd wartości mierzonych wielkości elektrycznych, wizualizację zarejestrowanych sygnałów pomiarowych oraz przeglądanie zawartości rejestratora zdarzeń.

Komunikacja zdalna z systemem nadzoru następuje za pośrednictwem łącza RS 485 z wykorzystaniem protokołu MODBUS. W zespole przewidziano dwa kanały RS 485 (jeden zamienny RS 232).

Zespół CZAZ-G/GTM może także współpracować ze stanowiskiem inżynierskim znajdującym się w sieci rozległej (Internet) – przy wykorzystaniu koncentratora zbudowanego na potrzeby całej rodziny cyfrowych zabezpieczeń CZAZ produkcji ZEG-ENERGETYKA – obecnie Kopex Electric Systems SA.

## 7.20. Bibliografia

- [1] Bekasiak W.: Nowe funkcje modernizacji zabezpieczeń bloków energetycznych. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2001, nr 3.
- [2] Berhausen S., Boboń A., Paszek S.: Estymacja parametrów elektromagnetycznych turbogeneratora na podstawie zweryfikowanych pomiarowo przebiegów obliczonych metodą elementów skończonych. *Przegląd Elektrotechniczny* 2010, nr 8.
- [3] Burek K.: Kompleksowe zabezpieczenie generatora dużej mocy typu MiCOM P345. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2009, nr 3.
- [4] Cierny J., Pospisil J.: Modernizacja systemu sterowania i zabezpieczeń małych elektrowni wodnych. Seminarium 2012 *Automatyka w Elektrowniach Wodnych*. Komitet Automatyki Elektroenergetycznej SEP. Międzyborze Żywieckie 23-25 maja 2012 r. Instytut Energetyki Ośrodek Informacji Technicznej Warszawa 2012.
- [5] Dytry H., Niedźwiedzik M., Wróblewska S.: Zabezpieczenia elektroenergetyczne bloku gazowo-parowego w elektrociepłowni. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2001, nr 4.
- [6] Dytry H., Wróblewska S.: Cyfrowy zespół elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej generatorów i bloków CZAZ – G/GT. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2004, nr 2.
- [7] Dytry H., Wróblewska S.: Specyfika automatyki zabezpieczeniowej bloku z dwoma wyprowadzeniami mocy do sieci 400 kV i 110 kV. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2005, nr 1.
- [8] Dytry H., Lizer M., Szwajcer W., Wróblewska S., Głaz S.: Elektroenergetyczne zabezpieczenia bloków w krajowych elektrowniach reagujące na zakłócenia w sieci przesyłowej. XIV Ogólnopolska Konferencja 2011 *Zabezpieczenia Przekaznikowe w Energetyce*. Warszawa – Józefów 19-21 października 2011r. Instytut Energetyki Warszawa 2011.
- [9] Fijałkowski Z.: Analiza zmian reaktancji poszczególnych części uzwojeń stojana turbogeneratora w przypadku wystąpienia zwarcia wewnętrznego. *Wiadomości Elektrotechniczne*, 2006, nr 1.
- [10] Janiczek R.S.: *Eksploatacja elektrowni parowych*. WNT, Warszawa, 1992.
- [11] Karta katalogowa.: *Cyfrowy Zespół Automatyki Zabezpieczeniowej generatora małej mocy / bloku generator – transformator CZAZ –G/GTM*. ZEG – Energetyka Sp. z o.o.
- [12] Lohmann M.: Ograniczenia wymaganej czułości zabezpieczenia ziemnozwarciowego obejmującego 100 procent uzwojenie stojana generatora. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2004, nr 1.
- [13] Lubośny Z., Wróblewska S.: Zabezpieczenia elektroenergetyczne bloku w początkowym okresie odbudowy systemu po blekawicy. Seminarium 2012

Automatyka w Elektrowniach Wodnych. Komitet Automatyki Elektroenergetycznej SEP. Międzyborze Żywieckie 23-25 maja 2012 r. Instytut Energetyki Ośrodek Informacji Technicznej Warszawa 2012.

- [14] Łosiński M.: Modernizacja układu elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w elektrowni szczytowo-pompowej Żarnowiec. Seminarium 2012 Automatyka w Elektrowniach Wodnych. Komitet Automatyki Elektroenergetycznej SEP. Międzyborze Żywieckie 23-25 maja 2012 r. Instytut Energetyki Ośrodek Informacji Technicznej Warszawa 2012.
- [15] Machowski J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa, 2007.
- [16] Machowski J., Kacejko P.: Udary prądowe przy zamykaniu układów pierścieniowych sieci przesyłowej. Przegląd Elektrotechniczny 2011, nr 8.
- [17] Mazur M.: Metody startu generatorów odwracalnych dużej mocy do pracy pompowej. Seminarium 2012 Automatyka w Elektrowniach Wodnych. Komitet Automatyki Elektroenergetycznej SEP. Międzyborze Żywieckie 23-25 maja 2012 r. Instytut Energetyki Ośrodek Informacji Technicznej Warszawa 2012.
- [18] Mydlikowski R., Zielichowski M.: Analiza wpływu elementów uziemiających punkt gwiazdowych generatora wielkiej mocy na warunki ochrony ziemnozwarciowej uzwojenia stojana. Automatyka Elektroenergetyczna, 2002, nr 2.
- [19] Mydlikowski R., Zielichowski M.: Warunki działania zabezpieczenia ziemnozwarciowego stojana generatora blokowego dwubiegunowego o dwóch gałęziach równoległych. Automatyka Elektroenergetyczna, 2001, nr 3.
- [20] Network Protection & Automation Guide. ALSTOM, edition july, 2002.
- [21] Network Protection & Automation Guide. Alstom Grid, edition may, 2011.
- [22] Olszowiec P.: Ochrona ziemnozwarciowa generatorów w świetle doświadczeń amerykańskich. Automatyka Elektroenergetyczna, 2004, nr 1.
- [23] Olszowiec P.: Rozwój zabezpieczeń ziemnozwarciowych obwodu wzbudzenia maszyn synchronicznych. Automatyka Elektroenergetyczna, 2006, nr 4.
- [24] Pilch Z., Winkler W.: Asymetria prądowa generatorów synchronicznych podczas niektórych zakłóceń. Automatyka Elektroenergetyczna, 2003, nr 4.
- [25] Poradnik inżyniera elektryka. Tom 3. Wydanie III zmienione. WNT. Warszawa, 2005.
- [26] Prace badawcze i rozwojowe pod kierunkiem Machowski J.: Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia. Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. Biblioteka Operatora Systemu Przesyłowego. Warszawa 2010.
- [27] Przybysz J.: Przyczyny i skutki uszkodzeń turbogeneratorów. Automatyka Elektroenergetyczna, 1999, nr 4.
- [28] Przybysz J.: Turbogeneratory. Zagadnienia eksploatacyjne. Instytut Energetyki, Warszawa, 2003, 2011.
- [29] Przybysz J.: Hydrogeneratory. Zagadnienia eksploatacyjne. Instytut Energetyki, Warszawa, 2011.



- [30] Redlarski G.: Metody kompensacji przyspieszenia kąowego w procesach łączenia obiektów elektroenergetycznych do pracy równoległej. Przegląd Elektrotechniczny 2011, nr 7.
- [31] Smolarczyk A.: Nowoczesne stanowisko dydaktyczne do badania urządzeń automatyki zabezpieczeniowej dużych bloków wytwórczych. Przegląd Elektrotechniczny 2008, nr 11.
- [32] Synal B., Rojewski W., Dzierżanowski W.: Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Podstawy. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej. Wrocław, 2003.
- [33] Szelak T., Zielichowski M.: Wpływ metody pomiaru napięcia 3.harmonicznej na warunki ochrony ziemnozwarciowej generatora blokowego. Automatyka Elektroenergetyczna, 2004, nr 3.
- [34] Szweicer W.: Wybrane zagadnienia związane z zabezpieczeniami ziemnozwarciowymi obwodów dolnego napięcia bloku generator – transformator. Automatyka Elektroenergetyczna, 2010, nr 2.
- [35] Talaga A.: Przykłady modernizacji układów EAZ w elektrowniach wodnych. Seminarium 2012 Automatyka w Elektrowniach Wodnych. Komitet Automatyki Elektroenergetycznej SEP. Międzyborze Żywieckie 23-25 maja 2012 r. Instytut Energetyki Ośrodek Informacji Technicznej Warszawa 2012.
- [36] Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych. Warszawa, WNT, 1999, 2004.
- [37] Witek B.: Projektowanie elektroenergetycznych układów przesyłowych. Wybrane zagadnienia teoretyczne. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011.
- [38] Woliński K.: Cyfrowy zespół automatyki zabezpieczeniowej bloku generator – transformator lub generatora małej mocy typu CZAZ – GTM. Wiadomości Elektrotechniczne, 2004, nr 11.
- [39] Wróblewska S.: Aktualne rozwiązania zabezpieczeń zapobiegające niestabilnej pracy turbogeneratora w warunkach niedowzbudzenia. Automatyka Elektroenergetyczna, 2001, nr 1.
- [40] Wróblewska S.: Mikroprocesorowy zespół automatyki zabezpieczeniowej generatora. Automatyka Elektroenergetyczna, 1995, nr 4.
- [41] Wróblewska S.: Zabezpieczenie reagujące na utratę synchronizmu wzbudzonego turbogeneratora. Automatyka Elektroenergetyczna, 2001, nr 3.
- [42] Wróblewska S.: Aktualne zagadnienia w dziedzinie elektroenergetycznych zabezpieczeń bloku. Wiadomości Elektrotechniczne 2012 nr 6.
- [43] Wróblewski S., Bytnar A.: Wybrane zagadnienia budowy systemu monitoringu i diagnostyki wibracyjnej turbogeneratorów. Przegląd Elektrotechniczny 2011, nr 9a.
- [44] Żydanowicz J.: Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. T. 1-3. Warszawa, WNT 1979, 1985, 1987.

## **8. Automatyka zabezpieczeniowa silników elektrycznych**

### **8.1. Awaryjność i zakłócenia w pracy silników elektrycznych**

Awaria silnika elektrycznego wysokiego napięcia zwykle przerywa lub znacznie zakłóca proces technologiczny zakładu przemysłowego albo elektrowni zawodowej. Występujące przy tym koszty strat technologicznych mogą wielokrotnie przekraczać koszty remontu silnika lub nawet koszty wymiany silnika [2].

Awaryjność silników elektrycznych wysokiego napięcia w latach 70. 80. ubiegłego wieku wynosiła w kraju od 20 do 30 awarii rocznie na 100 eksploatowanych silników [3, 4, 7]. W ciągu ostatnich kilkunastu lat wskaźnik ten zmniejszył się kilkanaście razy. Nastąpiło to głównie dzięki znaczącej poprawie jakości wykonania uzwojeń stojanów oraz dzięki zastosowaniu nowoczesnych metod monitoringu i diagnostyki silników.

W latach 1999-2002 średni okres bezawaryjnej pracy silników elektrycznych w elektrowniach wynosił do pierwszego remontu około 14 lat, a do drugiego remontu 10 lat [2, 4]. Przeprowadzona analiza przyczyn awarii tych silników wykazała, że uszkodzeniom podlegają głównie: uzwojenia stojanów (75% wszystkich uszkodzeń), uzwojenia wirników (do 6%) i oba uzwojenia jednocześnie (22%). Uszkodzeniom także ulegała łożyska toczne.

W uzwojeniach stojana zwykle ulega uszkodzeniom miejscowa izolacja główna w strefie czoł cewek i wyjścia cewek ze żłóbek rdzenia stojana. W około 30% występuje deformacja czoła cewek stojana. Drugą strefą częstych uszkodzeń uzwojenia stojana jest wyjście cewek ze żłóbek rdzenia stojana.

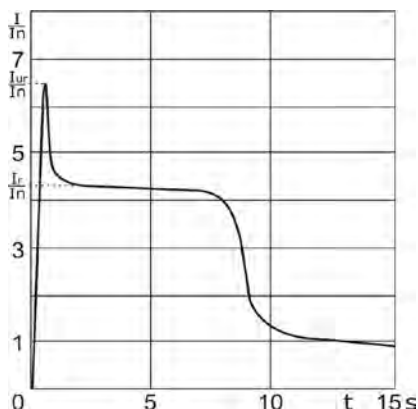
Najczęstszymi uszkodzeniami wirników silników elektrycznych w elektrowniach i elektrociepłowniach są uszkodzenia połączeń lutowanych prętów uzwojeń klatkowych z pierścieniami zwierającymi [2,3]. W silnikach dwuklatkowych uszkodzeniu ulega przed wszystkim klatki rozruchowe wirnika.

Zakłócenia w pracy silników elektrycznych można podzielić na zakłócenia wewnętrzne (uszkodzenia) silników oraz na nienormalne warunki pracy.

Do zakłóceń wewnętrznych (uszkodzeń) silników zalicza się: zwarcia międzyfazowe i międzyzwojowe, zwarcia doziemne i uszkodzenia mechaniczne.

Do nienormalnych warunków pracy silników zalicza się: nieprawidłowy rozruch, zbyt częste rozruchy lub utknięcie silnika, przeciążenia ruchowe, asymetrię zasilania i pracę niepełnofazową, obniżenia i zaniki napięcia oraz przeciążenia ruchowe. Wszystkie one powodują przeciążenia cieplne uzwojeń silników albo wręcz uniemożliwiają prawidłową pracę silnika.

Podczas rozruchu silnika w pierwszej chwili pojawia się udar prądu  $I_{ur}$ , związany z występowaniem składowej aperiodycznej, następnie występuje okresowy prąd rozruchu  $I_r$  przez czas od kilku do kilkudziesięciu sekund aż do zmniejszenia się poślizgu (rys. 8.1). Jeszcze większa wartość udaru prądu rozruchu wystąpi przy załączaniu silnika podczas wybiegu, gdy siła elektromotoryczna na jego uzwojeniach będzie jeszcze znaczna i znajdzie się w przeciwfazie do napięcia zasilającego.



Rys.8.1. Zmiana wartości skutecznej prądu rozruchowego silnika w czasie, wg [35]

Występujące w czasie rozruchu silnika duże wartości prądów, w uzwojeniach wirnika i stojana, powodują szybki wzrost temperatury tych uzwojeń. Zbyt częste dokonywanie rozruchów może więc spowodować przegrzanie uzwojeń silnika. Przegrzanie uzwojeń wystąpi także przy zbyt długim rozruchu lub utknięciu silnika. Nieprawidłowy rozruch silnika występuje przy obniżonym napięciu, nadmiernym obciążeniu mechanicznym lub jego załączeniu przy braku jednej fazy. Utknięcie silnika może spowodować lawinę napięciową i być groźne dla stabilności napięciowej układu elektroenergetycznego.

Obniżone napięcie podczas normalnej pracy silnika także powoduje wzrost poślizgu lub jego utknięcie. Występujące wtedy zwiększone wartości prądów w uzwojeniu wirnika i stojana powodują nadmierne ich nagrzewanie.

Przegrzanie uzwojeń silnika następuje także przy asymetrii napięć zasilających. Asymetria ta polega na występowaniu składowej symetrycznej przeciwnej napięcia na zaciskach silnika. Powoduje ona przepływ w uzwojeniu stojana skła-

dowej symetrycznej przeciwnej prądu o znacznej wartości, gdyż impedancja silnika dla tej składowej jest kilkakrotnie mniejsza od impedancji dla składowej zgodnej. W uzwojeniu wirnika indukują się bardzo duże wartości prądów o częstotliwości zbliżonej do podwójnej sieciowej. Zwiększają one także wypadkową wartość prądów w uzwojeniu stojana.

Przegrzanie uzwojeń silnika przy przeciążeniach ruchowych następuje wskutek wzrostu wartości prądów wirnika i stojana. Wzrost ten jest spowodowany zwiększonym poślizgiem, występującym przy nadmiernym momencie hamującym.

Ponadto dla silników synchronicznych mogą wystąpić następujące zakłócenia: wypadnięcie z synchronizmu i utrata wzbudzenia.

Wypadnięcie z synchronizmu silnika synchronicznego jest zwykle powodowane: obniżeniem się napięcia zasilającego, przeciążeniem mechanicznym silnika lub utratą wzbudzenia. Po wypadnięciu z synchronizmu silnik może utknąć lub pozostać w stanie pracy asynchronicznej albo samorzutnie powrócić do pracy synchronicznej (po ustaniu zakłócenia).

Zwarcia w uzwojeniu stojana powodowane są przebiciem elektrycznym izolacji, osłabionej wskutek zatarzenia, zapylenia, zawilgocenia lub przegrzania, albo mechanicznym uszkodzeniem izolacji.

Zwarcia międzyfazowe są najczęstszą przyczyną awarii silników wysokiego napięcia i powinny być szybko wyłączane przez odpowiednie zabezpieczenia.

Zwarcia zwojowe w uzwojeniu stojana występują bardzo rzadko i zwykle towarzyszą zwarciom międzyfazowym i doziemnym. Z tego względu nie wymaga się stosowania odrębnych zabezpieczeń silników od tych zwarć.

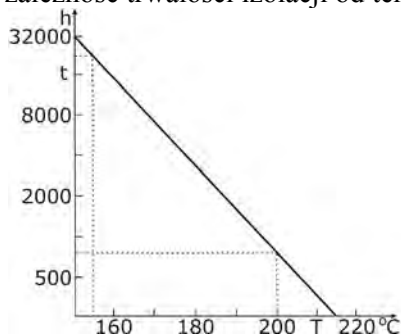
Zwarcie doziemne w uzwojeniu stojana powoduje przepływ prądu doziemnego o wartości równej sumie składowych symetrycznych zerowych prądu w przewodach zasilających silnik. Wartość prądu doziemnego zależy od sposobu pracy punktu neutralnego transformatora sieci, z której zasilany jest silnik. Jeżeli punkt neutralny jest bezpośrednio uziemiony, to wartości tego prądu są zbliżone do wartości prądów zwarć międzyfazowych. W przypadku gdy punkt neutralny transformatora jest izolowany lub uziemiony przez dławik albo rezystor, wartości prądu doziemnego są znacznie mniejsze od wartości prądów zwarć międzyfazowych. O wartości prądu doziemnego w stojanie silnika zasilanego z sieci z izolowanym punktem neutralnym transformatora decyduje pojemność całej sieci względem ziemi odniesienia. Natomiast jeżeli punkt neutralny transformatora sieciowego jest uziemiony przez dławik lub rezystor, to wartości prądu doziemnego zależą nie tylko od pojemności sieci względem ziemi odniesienia, ale także od reaktancji dławika i rezystancji rezystora. Zwarciom doziemnym w uzwojeniu stojana towarzyszy występowanie w układzie zasilającym silnik składowej symetrycznej zerowej napięcia i przepływ mocy tej składowej symetrycznej.

Uszkodzeniom mechanicznym w silniku elektrycznym podlegają następujące elementy: izolacja połączeń czołowych i cewek uzwojenia stojana, rdzeń stojana

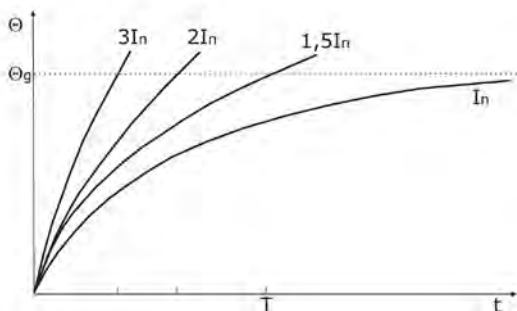
(zatarcie), wał (pęknięcie, urwanie), łożyska (zatarcie, uszkodzenie koronki, elektrokorozyja oraz prążki i wżery od tzw. prądów łożyskowych), rdzeń wirnika (rozluźnienie blach), wentylator (uszkodzenie łopat), skrzynka zaciskowa i szczotki. Uszkodzeniom mechanicznym w silniku podlegają najczęściej łożyska. Zużycie łożysk następuje stopniowo aż do stanu ich zatarcia. Wielkością dobrze charakteryzującą stan łożysk jest ich temperatura podczas pracy.

Przeciążenia cieplne uzwojeń silnika mogą być spowodowane następującymi przyczynami: nadmiernym momentem oporowym napędzanej maszyny roboczej, pogorszeniem warunków chłodzenia silnika, podwyższeniem temperatury otoczenia, obniżeniem wartości napięcia zasilającego, nieprawidłowym zbyt długim rozruchem lub brakiem rozruchu, zbyt częstymi rozruchami, asymetrią prądową zasilania oraz w przypadku silnika synchronicznego wypadnięciem z synchronizmu i utratą wzbudzenia.

Wskutek przeciążenia cieplnego silnika wzrasta temperatura izolacji uzwojeń ponad wartość długotrwale dopuszczalną. W takiej sytuacji następuje przyspieszone starzenie się izolacji, a tym samym zmniejszenie jej trwałości. Przykładową zależność trwałości izolacji od temperatury przedstawiono na rys. 8.2.



Rys. 8.2. Zależność trwałości izolacji klasy F od temperatury, wg [35]





Rys. 8.3. Nagrzewanie się uzwojeń silnika przy różnych prądach jego obciążenia

Silnik elektryczny nie jest ciałem jednorodnym pod względem cieplnym. Przy przeciążeniach ciepło wydziela się nie tylko w uzwojeniach stojana i wirnika, ale także w innych częściach silnika. Izolacja elektryczna uzwojeń utrudnia wymianę ciepła. Różne części silnika nagrzewają się z innymi stałymi czasowymi. W zależności od stopnia przeciążenia nagrzewanie się uzwojeń, a więc osiąganie temperatury granicznej dopuszczalnej  $\Theta_g$  (rys. 8.3), może następować z różnymi stałymi czasowymi cieplnymi [35]. Z kolei w czasie postoju silnika przebiegi cieplne ulegają zmianie ze względu na inne warunki chłodzenia. Z powyższych względów tworzenie dokładnych modeli cieplnych silników na potrzeby zabezpieczeń przeciążeniowych jest utrudnione.

## 8.2. Wymagania i stosowane rodzaje zabezpieczeń

Rodzaj stosowanych zwykle zabezpieczeń silników elektrycznych, asynchronicznych i synchronicznych, o napięciu znamionowym wyższym od 1 kV, podano w tablicy 8.1.

Tablica 8.1. Stosowane zabezpieczenia silników asynchronicznych i synchronicznych średniego napięcia

Rodzaj zakłócenia	Moc znamionowa silnika		
	Do 1MW	Powyżej 1MW do 2MW	Powyżej 2MW z liczbą końców uzwojeń
			trzech
Zwarcie międzyfazowe zewnętrzne	$I >>$ lub $I >$		
Zwarcie międzyfazowe wewnętrzne	 lub  lub $I >>$ lub $I >$	$\Delta I$	
Zwarcie doziemne	Nie obowiązkowo	$I >$	lub $I_0 >$ $U_0 >$ $Q >$
Przebieżenie ruchowe	$I >$ lub $\Theta >$		
Nadmierny wzrost temperatury uzwojenia stojana	$I >$ lub $I <$		
Obniżenie lub zanik napięcia	$U <$ lub $U <$		
Nieprawidłowy rozruch	$I >$		
Nadmierna liczba kolejnych rozruchów	$kI >$		
Asymetria prądowa	$L >$		
Praca asynchroniczna <sup>1)</sup>	—	$I \dot{z}$	lub $\Delta \phi$
Praca prądnicowa <sup>1)</sup>	—	$P \leftarrow$ $f <$	
Utrata wzbudzenia <sup>1)</sup>	—	$Q \leftarrow$	
Trwałe zwarcie zewnętrzne <sup>1)</sup>	—	$P \leftarrow$	
Uszkodzenie mechaniczne łożysk	$I >$		

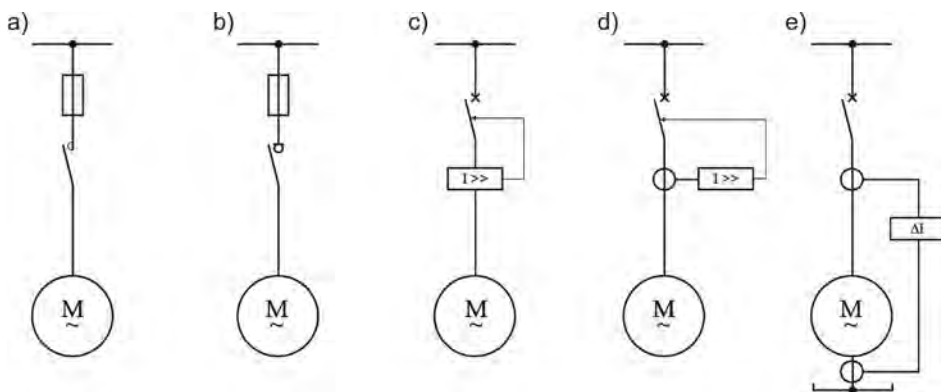
<sup>1)</sup> dotyczy tylko silników synchronicznych

Zabezpieczenia silników elektrycznych wysokiego napięcia muszą sprostać wymaganiom dużej niezawodności działania. Powinny one zawsze szybko wyłączać silnik przy zakłóceniach o potencjalnie poważnych skutkach. Z kolei nie powinny wyłączać silników w przypadkach nienormalnych stanów pracy niepowodujących poważnego zagrożenia. Dzięki temu unika się niepotrzebnych przerw w procesie technologicznym.

Specjalnie wysokie wymagania muszą spełniać silniki potrzeb własnych elektrowni, gdyż zbędne wyłączenie z pracy tych silników może spowodować poważne zakłócenia w pracy systemu elektroenergetycznego.

### 8.3. Zabezpieczenia od zwarć międzyfazowych

Zabezpieczenie silnika elektrycznego wysokiego napięcia od zwarć międzyfazowych wewnętrznych powinno działać bezzwłocznie na wyłączenie silnika. Może ono być zrealizowane (rys. 8.4) za pomocą: bezpieczników topikowych (współpracujących ze stycznikiem (a) lub z odłącznikiem mocy (b)), wyzwalaczy pierwotnych (c), przekaźników nadprądowych bezzwłocznych (d) lub przekaźnika różnicowoprądowego wzdłużnego (e).



Rys.8.4. Sposoby realizacji zabezpieczenia silników od zwarć międzyfazowych

Bezpieczniki topikowe lub wyzwalacze

Bezpieczniki topikowe użyte jako zabezpieczenie od zwarć międzyfazowych powinny posiadać moc wyłączalną większą od mocy zwarciowej w miejscu zainstalowania. Współpraca z odłącznikiem mocy polega na tym, że stopienie się wkładki chociażby jednego z bezpieczników powoduje wyłączenie silnika przez tenże odłącznik mocy. Unika się dzięki temu pracy niepełnofazowej silnika.

Prąd znamionowy wkładki topikowej bezpiecznika  $I_b$  winien spełniać następujące warunki

$$I_b \geq 1,2I_{ns} \quad \text{i} \quad I_b \leq \frac{I_{rs}}{\alpha}, \quad (8.1)$$

gdzie:  $I_{ns}$  – prąd znamionowy silnika;  $I_{rs}$  – największa wartość skuteczna składowej okresowej prądu rozruchowego silnika;  $\alpha$  – współczynnik o wartości  $1,5 \div 3$ , zależnej od rodzaju wkładki bezpiecznikowej, częstości i rodzaju rozruchów silnika.

Bezpieczniki stosuje się poza tym wtedy, gdy wyłącznik samoczynny silnika posiada moc wyłączalną mniejszą od mocy zwarciowej w punkcie zainstalowania.

Silniki można zabezpieczać od skutków zwarć międzyfazowych wyzwalaczami pierwotnymi współpracującymi z wyłącznikami, jeśli niewymagane jest stosowanie zabezpieczenia silnika od przeciążeń.

Prąd rozruchowy wyzwalacza winien spełniać warunki

$$I_r \geq 1,5I_{ns} \quad \text{i} \quad k_c = \frac{I_{pmin.k}}{I_r}, \quad (8.2)$$

gdzie:  $I_{pmin.k}$  – najmniejsza wartość składowej okresowej początkowej prądu zwarciowego na zaciskach silnika i  $k_c$  – współczynnik czułości (równy 1,5).

#### Zabezpieczenia nadprądowe bezzwłoczne

Zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne od zwarć międzyfazowych może być zrealizowane za pomocą przekładników nadprądowych wtórnych, zasilanych z przekładników prądowych. Przekładniki te instaluje się tak, aby zabezpieczenie chroniło również linię zasilającą silnik.

Prąd rozruchowy zabezpieczenia nadprądowego bezzwłoczego powinien spełniać następujące warunki,

$$I_r \geq k_b \cdot k_s \cdot I_{rs} \quad \text{i} \quad I_r \leq \frac{I_{zmin}}{k_c}, \quad (8.3)$$

gdzie:  $I_{rs}$  – składowa okresowa prądu rozruchowego silnika,  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa ze względu na składową nieokresową prądu rozruchu (w granicach  $1,4 \div 2$ ),  $k_s$  – współczynnik schematowy,  $I_{zmin}$  – najmniejszy prąd zwarcioowy przy zwarciu dwufazowym na zaciskach silnika;  $k_c$  – współczynnik czułości (równy 2).

Spełnienie warunków (8.3) jest niekiedy niemożliwe. Wtedy można zastosować zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne, reagujące na prąd składowej symetrycznej przeciwnej, występujący przy zwarciu dwufazowym.

W omawianych zabezpieczeniach (rys. 8.4d) stosowane są następujące układy połączeń przekładniki prądowe – przekładniki: pełna gwiazda (trzy przekładniki,  $k_s = 1$ ), niepełna gwiazda (dwa przekładniki,  $k_s = 1$ ) i układ krzyżowy (jeden przekładnik,  $k_s = \sqrt{3}$ ).



**Przykład 8.1.** Dokonać doboru nastawy wartości prądu rozruchowego zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego od zwarć międzyfazowych, wewnętrznych i zewnętrznych, silnika asynchronicznego, uwzględniając możliwość zastosowania połączeń przekładników prądowych w układach, krzyżowym i gwiazdy.

Dane do obliczeń:

- moc znamionowa silnika  $P_n = 3,1MW$ ,
- znamionowe, napięcie  $U_n = 6\text{ kV}$  i prąd  $I_n = 360A$ ,
- wartość składowej okresowej prądu rozruchu silnika  $I_{rs} = 5 \times I_n$ ,
- wartość minimalnego prądu zwarcia 2 fazowego na zaciskach silnika  $I_{zw\min}^{2f} = 6100A$ .

1. Największa wartość składowej okresowej prądu rozruchu silnika wynosi

$$I_{rs} = 5 \times I_n = 5 \times 360 = 1800A.$$

2. Dobrana do prądu znamionowego przekładnia przekładników prądowych  $400/5A$ .

3. Prąd zwarcia 2 fazowego na zaciskach silnika wynosi  $6100A$ .

4. Wartość prądu rozruchu zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego przy połączeniu obwodów wtórnych przekładników prądowych w układzie krzyżowym  $k_s = \sqrt{3}$  i  $k_b = 1,6$  wynosi

$$I_r = \frac{k_b \cdot k_s \cdot I_{rs}}{n_i} = \frac{1,6 \cdot \sqrt{3} \cdot 1800}{80} = 62,28A \rightarrow 62,5A.$$

5. Sprawdzenie czułości działania zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego ( $k_c > 2$ ) przy połączeniu obwodów wtórnych przekładników prądowych w układzie krzyżowym

$$k_c = \frac{I_{zw\min}^{2f}}{n_i \times I_r} = \frac{6100}{80 \times 62,5} = 1,22 < 2 \text{ warunek nie jest spełniony.}$$

Wniosek: Należy zmienić połączenie obwodów wtórnych przekładników prądowych z układu krzyżowego na gwiazdę dla której przy wyznaczaniu wartości prądu rozruchu przyjmuje się  $k_s = 1$ .

6. Wartość prądu rozruchu zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego przy połączeniu obwodów wtórnych przekładników prądowych w układzie gwiazdy  $k_s = 1$  i  $k_b = 1,6$  wynosi

$$I_r = \frac{k_b \times k_{sk} \times I_{rs}}{n_i} = \frac{1,6 \times 1 \times 1800}{80} = 36A.$$

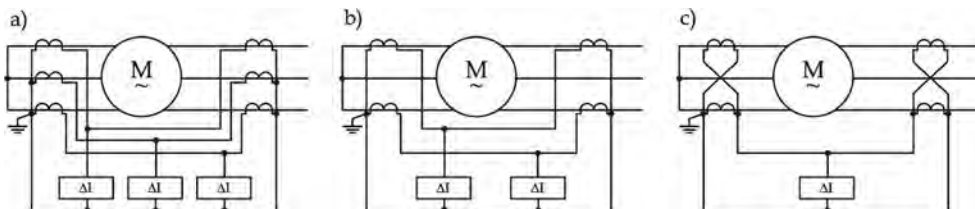
7. Sprawdzenie czułości działania zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego ( $k_c > 2$ ) przy połączeniu obwodów wtórnych przekładników prądowych w układzie gwiazdy

$$k_c = \frac{I_{zw\min}^{2f}}{n_i \times I_r} = \frac{6100}{80 \times 36} = 2,12 > 2 \text{ warunek jest spełniony.}$$

Wniosek : Nastawa wartości prądu rozruchowego  $I_r = 36A$  zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego od zwarć międzyfazowych, wewnętrznych i zewnętrznych, silnika asynchronicznego, spełnia wymagania czułości działania tego zabezpieczenia dla połączeń przekładników prądowych w układzie gwiazdy.

## Zabezpieczenia różnicowoprądowe wzdłużne

Zabezpieczenia różnicowoprądowe wzdłużne stosuje się w przypadku silników asynchronicznych i synchronicznych wysokiego napięcia o mocy powyżej 2 MW, posiadających sześć wyprowadzonych końcówek uzwojeń stojana (rys. 8.5). Zabezpieczenia te wykonuje się z układami połączeń przekładników prądowych: pełna gwiazda, niepełna gwiazda i układ krzyżowy.



Rys.8.5. Układy połączeń przekładników prądowych w zabezpieczeniu różnicowym silnika: a) pełnej gwiazdy, b) niepełnej gwiazdy i c) układ krzyżowy. Zaczerpnięto z [30]

Do zabezpieczania silników od zwarcí międzyfazowych stosowane są przekaźniki różnicowe niestabilizowane – wtedy prąd rozruchowy  $I_r = (0,8 - 1,2)I_{ns}$  i stabilizowane – wtedy  $I_r = (0,3 - 0,5)I_{ns}$ , współczynnik hamowania  $k_h = 0,2 - 0,4$ .

Zabezpieczenia różnicowoprądowe wzdłużne, w szczególności niestabilizowane, mogą zbędnie działać przy zwarcích zewnętrznych, poza silnikiem. W takiej bowiem sytuacji składowa nieokresowa w prądzie dopływającym z silnika do miejsca zwarcia (rys. 8.5) powoduje nasycenie się rdzeni przekładników prądowych, wskutek czego pojawiają się duże prądy wyrównawcze w gałęzi różnicowej przekaźnika. Aby uniknąć takiego zbędnego działania, można wprowadzić niewielką zwłokę czasową.

Silniki wyposaża się także w dodatkowe zabezpieczenia od zwarcí międzyfazowych zewnętrznych. Mogą to być zabezpieczenia nadprądowe bezzwłoczne lub zwłoczne. Są to zabezpieczenia rezerwowe w stosunku do zabezpieczeń zwarciowych sieciowych.

## 8.4. Zabezpieczenia od zwarcí doziemnych

Zabezpieczenia od zwarcí doziemnych silników średniego napięcia, pracujących w sieci z izolowanym lub nieuziemiałym bezpośrednio punktem neutralnym, realizuje się jako prądowo zerowe. Przekaźnik nadprądowy jest zasilany z przekładnika Ferrantiego (rys. 8.6). Zabezpieczenie działa na wyłączenie z opóźnieniem  $(0,2 \div 0,5 \text{ s})$  lub na sygnalizację.

Prąd rozruchowy zabezpieczenia nadprądowego zero-  
wego powinien spełniać następujące warunki

$$I_r \leq \frac{I_z}{k_c}, \quad I_r > k'_b \cdot \Delta I \quad \text{i} \quad I_r > k''_b \cdot I_{zs}, \quad (8.4)$$

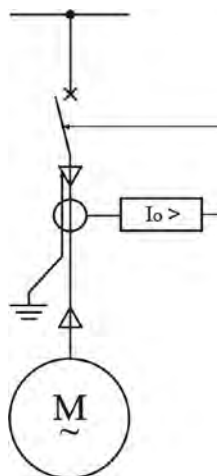
gdzie:  $I_z$  – prąd zwarcia doziemnego w sieci zasilającej silnik,  $k_c$  – współczynnik czułości (równy 2),  $\Delta I$  – prąd uchybowy przekładnika Ferrantiego przy maksymalnej amplitudzie prądu rozruchu silnika,  $I_{zs}$  – prąd składowej zerowej symetrycznej na zaciskach silnika podczas zwarcia doziemnego w sieci zasilającej,  $k'_b$  i  $k''_b$  – współczynniki bezpieczeństwa (pierwszy z zakresu 1,2÷1,5, drugi równy 2).

Współczynnik czułości  $k_c$  uwzględnia zmniejszanie się wartości prądu zwarcia doziemnego przy występowaniu rezystancji przejścia w punkcie doziemieniowym. Współczynniki bezpieczeństwa  $k'_b$  i  $k''_b$  uwzględniają występowanie przetężeń w stanach przejściowych.

Zabezpieczenie zero prądowe działa na wyłączenie z opóźnieniem (0,2÷0,5 s) lub na sygnalizację.

W kopalniach i innych obiektach, w których zbierają się łatwopalne gazy, wymagane jest stosowanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych bardzo czułych i działających praktycznie bezzwłocznie. W takich przypadkach, a także gdy niespełnione są warunki (8.4), zabezpieczenie silników od zwarcć doziemnych realizuje się za pomocą przekaźników kierunkowych mocy składowej zerowej. Przekaźnik taki jest zasilany składowymi symetrycznymi zerowymi, napięcia i prądu.

Do sygnalizacji wystąpienia zwarcia doziemnego w sieci zasilającej silniki i w silnikach stosuje przekaźnik nadnapięciowy zasilany składową zerową napięcia, mierzoną na sznycach rozdzielni.



Rys. 8.6. Układ zabezpieczenia silnika trójfazowego od zwarcć doziemnych za pomocą przekaźnika nadprądowego, zasilanego z przekładnika

## 8.5. Zabezpieczenie silników od przeciążeń cieplnych

Zabezpieczenia silników od przeciążeń cieplnych winny reagować na wszystkie nienormalne warunki jego pracy powodujące przegrzanie uzwojeń. W tym celu stosuje się następujące oddzielne zabezpieczenia: od nieprawidłowego rozruchu lub braku rozruchu, od nadmiernej liczby rozruchów, cieplne, temperaturowe, od asymetrii prądowej i podnapięciowe.

Zabezpieczenia silników od nieprawidłowego rozruchu lub braku rozruchu

Zabezpieczenia silników od nieprawidłowo przebiegającego rozruchu są wykonywane jako nadprądowe zwłoczne o charakterystyce czasowo-prądowej niezależnej. Prąd rozruchowy takiego zabezpieczenia powinien spełniać następujący warunek

$$I_r \geq \frac{I_{rs}}{n_i \cdot k_c}, \quad (8.5)$$

gdzie:  $I_{rs}$  – największa wartość składowej okresowej prądu rozruchu silnika (rys,8.1);  $k_c$  – współczynnik czułości (równy 2) i  $n_i$  – przekładnia przekładników prądowych.

Czas zadziałania zabezpieczenia  $t_z$  wyznacza się ze wzoru

$$t_z = k_b \cdot t_{rs}, \quad (8.6)$$

gdzie:  $t_{rs}$  – czas trwania prawidłowo przebiegającego rozruchu silnika;  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa (przyjmuje się od 1,5 do 2).

Zabezpieczenie od nadmiernej liczby rozruchów

Zabezpieczenie to powoduje wyłączenie silnika przy zbyt długo trwającym jego rozruchu oraz blokowanie załączenia silnika po nadmiernej liczbie, odbytych w krótkim czasie, rozruchów.

Wyłączenie silnika przy zbyt długim rozruchu następuje wtedy, gdy w dopuszczalnym (nastawianym) czasie rozruchu prąd nie obniży się poniżej określonej wartości (około 1,2 prądu znamionowego silnika).

Blokowanie załączenia silnika następuje w dwóch przypadkach:

- po każdym prawidłowym rozruchu przez nastawiony czas (około 2 min.),
- wtedy, gdy mierzona suma czasu kolejnych rozruchów (automatycznie zmniejszana z biegiem czasu) przekracza nastawianą wartość dopuszczalną czasu.

Automatycznie zmniejszanie mierzonych sum czasów rozruchów uwzględnia malejący wpływ wcześniejszych (odległych czasowo) rozruchów na temperaturę uzwojeń wirnika. W warunkach normalnej pracy silnika zmierzone czasy rozruchów maleją do zera po około dwóch stałych czasowych cieplnych stygnięcia silnika.

Zabezpieczenie cieplne

Zabezpieczenie cieplne silnika chroni uzwojenie silnika, zarówno wirnika jak i stojana, od przegrzania wskutek przeciążeń długotrwałych. Przekaznik cieplny

ma zadziałać po osiągnięciu, przez najgorętszy punkt uzwojeń, dopuszczalnej długotrwałe temperatury izolacji.

Charakterystyki czasowo-prądowe działania przekąźnika cieplnego (rys. 8.7), uzyskane z równań nagrzewania się ciała jednorodnego, wyrażane są następującymi zależnościami:

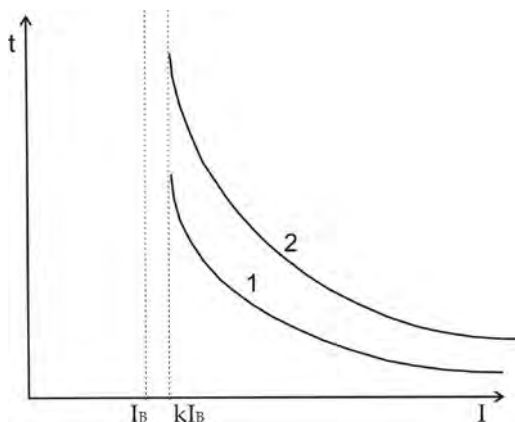
- dla stanu zimnego silnika

$$t = T \cdot \ln \frac{I^2}{I^2 - (kI_B)^2}, \quad (8.7a)$$

- dla stanu nagrzanego silnika

$$t = T \cdot \ln \frac{I^2 - I_p^2}{I^2 - (kI_B)^2}, \quad (8.7b)$$

gdzie:  $T$  – stała czasowa cieplna silnika;  $I$  – prąd obciążenia silnika;  $I_p$  – prąd obciążenia wstępnego silnika;  $kI_B$  – prąd długotrwałego obciążenia granicznego, przy którym ustalona temperatura będzie równa granicznej.



**Rys. 8.7.** Przykładowe charakterystyki czasowo-prądowe przekąźnika cieplnego dla nagrzanego (1) i zimnego (2) stanu silnika

Prąd  $kI_B$  można traktować jako prąd rozruchowy przekąźnika. Wartość prądu  $I_B$  dobiera się z przedziału  $(0,8 \div 1,1)I_{ns}$ , natomiast współczynnik  $k = 1,0 \div 1,2$ . Dla stanu nagrzanego silnika wartość prądu początkowego  $I_p$  dobiera się odpowiednio  $(1,0; 0,9; 0,8; 0,7; 0,6)I_B$ .

Nowoczesne mikroprocesorowe przekąźniki cieplne posiadają czasowo-prądowe charakterystyki działania oparte na dwuwykładniczym równaniu nagrzewania się uzwojeń silnika. Pozwalają one na większe wykorzystanie charaktery-

styki przeciążeniowej silnika, a zarazem skutecznie zabezpieczają silnik przed skutkami przeciążeń długotrwałych.

### Zabezpieczenie temperaturowe

Zabezpieczenie temperaturowe uzwojenia stojana silników realizuje się za pomocą czujników temperatury, zwykle termistorowych typu PTC. Czujniki te umieszcza się w żłobkach w każdej fazie uzwojenia, w miejscach, gdzie temperatura osiąga najwyższe wartości.

Z trzema czujnikami termistorowymi, połączonymi szeregowo, współpracuje specjalny przełącznik prądowy. Po osiągnięciu określonej temperatury następuje gwałtowny wzrost rezystancji czujników. Powoduje to znaczne zmniejszenie się prądu pomiarowego i zadziałanie przełącznika podprądowego (lub odpad nadprądowego). Do zadziałania przełącznika prądowego wystarczy wzrost rezystancji tylko jednego czujnika.

Czujniki dobiera się tak, aby efekt przełącznikowy występował w temperaturze o około  $5^{\circ}\text{C}$  wyższej od temperatury granicznej klasy izolacji uzwojenia stojana silnika.

Zabezpieczenie temperaturowe można także zastosować do ochrony silnika przed skutkami zatarcia łożysk; czujniki temperatury umieszcza się wtedy w łożyskach.

### Zabezpieczenia od asymetrii prądowej

Zabezpieczenie od skutków asymetrii prądowej jest realizowane na zasadzie kontroli wartości składowej symetrycznej przeciwnej prądu zasilającego silnik.

Do wyodrębnienia składowej symetrycznej przeciwnej prądu stosowane są filtry tych składowych. Zamiast filtrów stosuje się również pomiar różnicy prądów fazowych, która jest proporcjonalna do prądu składowej symetrycznej przeciwnej.

Do kontroli wartości składowej symetrycznej przeciwnej stosuje się przełącznik nadprądowy. W celu uniknięcia działania zabezpieczenia przy krótkotrwałych asymetriach (np. podczas zwarć w sieci zasilającej) wprowadza się zwłokę czasową (od 1 do 10s).

W warunkach normalnych wartość składowej symetrycznej przeciwnej prądu zasilającego silnik zwykle nie przekracza  $5\pm 15\%$ . Powodowana jest ona asymetrią napięcia zasilającego i konstrukcyjną asymetrią obwodów elektrycznych silnika. Chwilowo może wystąpić większa wartość tej składowej podczas rozruchu silnika i zwarć zewnętrznych, w linii zasilającej.

Prąd rozruchowy przełącznika nadprądowego, kontrolującego wartość składowej symetrycznej przeciwnej prądu, nastawia się od 0,1 do 0,5 prądu znamionowego silnika. Przy takim nastawieniu prądu rozruchowego zabezpieczenie to chroni silnik przed pracą niepełnofazową. Reaguje także na te zwarcia zwojowe, które

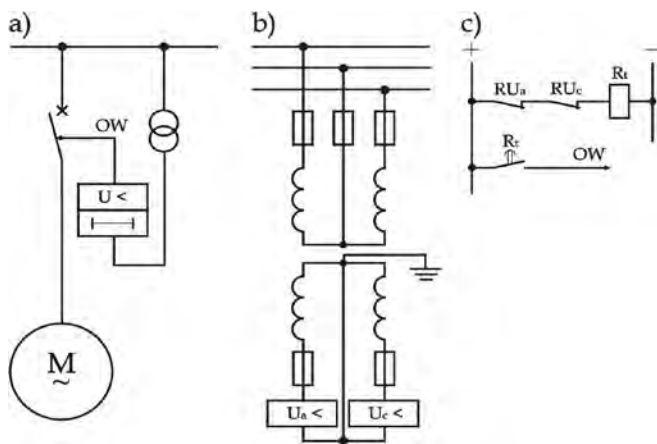
wywołują przepływ odpowiednio dużej wartości składowej symetrycznej przeciwnej prądu zasilającego silnik.

Zabezpieczenie od asymetrii prądowej jest dodatkowym zabezpieczeniem silnika od zwarć dwufazowych, i to znacznie czulszym od zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego.

### Zabezpieczenie podnapięciowe

Zabezpieczenia podnapięciowe chronią silnik od skutków obniżenia i zaników napięcia. Przy obniżonym napięciu zabezpieczenia te blokują załączenie silnika albo wyłączają pracujący silnik.

W przypadku zaników napięcia zabezpieczenia te uniemożliwiają samorozruch silnika, jeżeli jest on niedopuszczalny ze względu na: bezpieczeństwo ludzi, wymagania procesu technologicznego, nieprzystosowanie silnika do samorozruchu, występujące warunki napięciowe albo ograniczoną liczbę silników dopuszczanych do samorozruchu. Zwykle stosuje się jedno zabezpieczenie podnapięciowe, służące do wyłączania grupy silników niedopuszczonych do samorozruchu.



Rys. 8.8. Schematy zabezpieczenia podnapięciowego silnika: a) idealny, b) obwodów wtórnych, c) obwodów sterowniczych prądu stałego. Zaczepnięto z [35]

Schematy zabezpieczenia podnapięciowego silnika przedstawiono na rys. 8.8. Zastosowanie warunku zadziałania zabezpieczenia, polegającego na wystąpieniu obniżki wartości obydwu napięć międzyprzewodowych, zapobiega zbędnemu jego działaniu przy przepaleniu się jednego z bezpieczników w obwodach przekładników napięciowych. Jeżeli wartość każdego z mierzonych napięć międzyprzewodowych jest mniejsza od wartości rozruchowej (od 0,55 do 0,7 napięcia znamionowego).

## 8.6. Zabezpieczenia silników synchronicznych

Silniki synchroniczne wyposaża się w takie same zabezpieczenia jak silniki asynchroniczne oraz dodatkowo w zabezpieczenie od pracy asynchronicznej oraz utraty wzbudzenia i pracy prądnicowej.

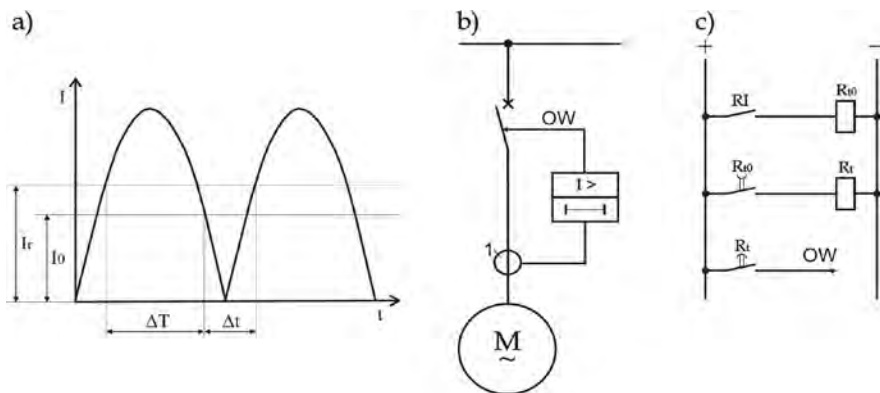
Zabezpieczenia od zwarcí międzyfazowych wewnętrznych (nadprądowe bezzwłoczne lub różnicowoprądowe) powinny mieć takie nastawienia prądów rozruchowych, aby nie było ich zbędnego działania przy zwarciach zewnętrznych i w czasie rozruchu silnika synchronicznego.

Zabezpieczenie podnapięciowe powinno działać bezzwłocznie, jeżeli silnik synchroniczny nie jest przystosowany do samorozruchu, a w sieci zastosowano automatykę SPZ lub SZR. Dzięki temu zapobiega się załączeniu silnika przy opozycji fazowej napięć w sieci i na zaciskach silnika. Takie załączenie grozi bowiem uszkodzeniem silnika synchronicznego i wywołuje krótkotrwałe, ale głębokie obniżenie napięcia.

W zabezpieczeniach silników synchronicznych od pracy asynchronicznej stosuje się, między innymi, następujące kryteria identyfikacji wypadnięcia z synchronizmu:

- wystąpienie tętnienia prądów w uzwojeniu stojana,
- powtarzająca się zmiana kąta fazowego między prądem i napięciem uzwojenia stojana,
- pojawienie się prądu przemiennego w uzwojeniu wirnika.

Najczęściej stosowane jest zabezpieczenie reagujące na tętnienie prądów w uzwojeniu stojana (rys. 8.9a). Wykonywane jest ono jako nadprądowe jednofazowe z opóźnionym odpadem (rys. 8.9b,c), lub zliczające kolejne zadziałania przekąznika nadprądowego.



Rys. 8.9. Zabezpieczenie silnika synchronicznego od pracy asynchronicznej: a) zmiana wartości prądu stojana po wypadnięciu z synchronizmu, b) schemat ideowy zabezpieczenia i c) schemat obwodów sterowniczych. Zaczepnięto z [35]



Przełącznik nadprądowy  $I >$  będzie pobudzony, gdy wartość skuteczna prądu stojana przekroczy wartość prądu rozruchowego  $I_r = (1,3 \div 1,4) I_{ns}$ . Odwzbudzenie tego przełącznika nastąpiłoby po upływie czasu  $\Delta T$  przy prądzie odpadu  $I_o$ . Wprowadzenie opóźnionego odpadu ( $t_o$  od 1,2 do 1,5  $\Delta t$ ) przełącznika nadprądowego  $I >$  powoduje, że pozostaje on w stanie pobudzonym przez cały okres tętnienia prądu w uzwojeniu stojana. Czas zwłoki działania zabezpieczenia  $t$  winien być dłuższy od czasu rozruchu silnika albo należy zabezpieczenie to blokować podczas rozruchu.

Zabezpieczenie nadprądowe, zliczające kolejne zadziałania przełącznika nadprądowego w przedziale czasowym  $\Delta T$ , działa bezzwłocznie po zliczeniu nastawionej liczbie zadziałań (trzech – czterech).

Zabezpieczenie od pracy asynchronicznej w silnikach synchronicznych powinno zawsze powodować jego odwzbudzenie. Silniki niedopuszczone do samorozruchu podlegają wyłączeniu.

Wypadnięcie z synchronizmu może być spowodowane utratą wzbudzenia. W takiej sytuacji silnik pobiera moc bierną z sieci. Zabezpieczenia przed skutkami utraty wzbudzenia reaguje na kierunek przepływu mocy biernej indukcyjnej. Z kolei praca prądnicowa silnika może być wykryta przez pomiar kierunku przepływu mocy czynnej i spadek częstotliwości

## **8.7. Zabezpieczenia silników od uszkodzeń mechanicznych**

Do najczęściej zdarzających się uszkodzeń mechanicznych silników należą uszkodzenia łożysk. Stan łożyska dobrze charakteryzuje jego temperatura.

Zabezpieczenie od uszkodzenia łożysk jest realizowane za pomocą czujników temperaturowych instalowanych w obudowie łożyska. W zależności od temperatury łożyska zabezpieczenie to działa na sygnalizację lub wyłączenie silnika.

W silnikach występuje także uszkodzenie mechaniczne polegające na zatarciu wirnika o stojan. Powodowane jest zwykle uszkodzeniem łożyska lub wypadnięciem uzwojeń wirnika. Uszkodzeniu temu towarzyszy hamowanie silnika i znaczne zwiększenie wartości prądu silnika. W takiej sytuacji powinno zadziałać zabezpieczenie od nieprawidłowego rozruchu.

## **8.8. Przykłady cyfrowych zespołów automatyki zabezpieczeniowej silników**

Do realizacji funkcji zabezpieczeniowych, wymaganych dla silników średnich napięć, można z powodzeniem zastosować szereg obecnie oferowanych w kraju cyfrowych zespołów automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej. Zwykle wypo-

sążone są one w rozbudowane algorytmy identyfikacji zakłóceń, dużą liczbę funkcji zabezpieczeniowych, systemy pomiaru prądu, napięcia, mocy i energii, rejestracji zdarzeń i zakłóceń oraz czasu pracy silnika, czasu rozruchu, liczby i czasów rozruchów, udanych i nieudanych, ostatnich wyłączeń, odstawień i przeciążeń. Systemy nadzoru i sterowania tych zespołów pozwalają na wprowadzanie nastaw, przeprowadzanie testów oraz dokonywanie analiz zaistniałych zdarzeń i zakłóceń. Niektóre zabezpieczenia można wykorzystać do obserwacji zmian i oceny prawidłowości pracy silnika w trakcie jego eksploatacji.

Wymienione funkcje mikroprocesorowych zabezpieczeń silników nie wyczerpują wszystkich możliwości wykorzystania techniki cyfrowej w zabezpieczeniach silników [8]. Na przykład możliwe jest wprowadzenie do tych zabezpieczeń funkcji diagnostycznych silnika oraz funkcji do wyznaczania zużytego i pozostałego do wykorzystania zasobu trwałości izolacji uzwojeń tego silnika.

Wadą zabezpieczeń o tak dużych możliwościach jest to, że wszystkie zawarte w zabezpieczeniu funkcje wymagają starannego nastawienia [8, 9]. Niezbędne jest więc opracowanie funkcji wspomagających wstępne nastawianie, a następnie korygowanie tych nastawień w czasie pracy silnika.

Do ważniejszych producentów krajowych cyfrowych zespołów automatyki zabezpieczeniowej silników elektrycznych średniego napięcia należą: ZEG-ENERGETYKA w Tychach – obecnie Kopex Electric Systems SA (serie CZAZ-UM oraz CZAZ-M1, M1+, M2, MS1, M<sub>SE</sub>, MS<sub>SE</sub>), RELPOL Zakład POLON w Zielonej Górze (CZIP-1M obecnie CZIP-PRO) i ELKOMTECH w Łodzi (Ex-BEL\_Z2U\_SL).

Charakterystyczne cechy serii zespołów automatyki zabezpieczeniowej silników, asynchronicznych i synchronicznych, typu CZAZ-M produkowanych w ZEG-ENERGETYKA (obecnie Kopex Electric Systems SA) są następujące [1]:

- duża niezawodność działania zespołu dzięki rozwiniętemu systemowi autokontroli;
- pomiary i wyznaczanie bieżących wartości wielu wielkości (prądy i ich składowe, napięcia i ich składowe, moc czynna i bierna, energia czynna, temperatura modelu cieplnego i zewnętrznego czujnika, wykorzystany czas podczas rozruchu, czas regeneracji cieplnej po rozruchu);
- dokonywana rejestracja zdarzeń i zakłóceń (ok.80 zdarzeń i 7 przebiegów analogowych oraz 16 dwustanowych, rejestrator maksymalnych wartości prądów oraz czasu trwania ostatniego zakłócenia, licznik zadziałań zabezpieczeń oraz prądów kumulowanych wyłącznika);
- możliwość zaprogramowania współpracy zespołu z automatyką SCO i SPZ po SCO, systemem zabezpieczenia szyn zbiorczych ZS, układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej LRW oraz z układem sygnalizacji stacji AW/UP/AL;
- możliwość kontroli położenia i zazbrojenia wyłącznika, napięcia sterowniczego i ciągłości obwodów wyłączających, położenia odłącznika szy-

nowego i uziemnika, położenia odłącznika szynowego i uziemnika oraz sterowanie operacyjne na otwarciu i zamknięciu wyłącznika;

- wyposażenie w wyjścia 8 przekaźników programowalnych, 5 wejść dwustanowych do zabezpieczeń zewnętrznych oraz 2 przekaźniki wyjściowe do sterowania wyłącznikiem;
- optyczna sygnalizacja wewnętrzna i konsola operatora do obsługi zespołu;
- zdalna komunikacja z komputerem PC i z nadrzędnym systemem sterowania i nadzoru;
- zastosowanie łącza RS232 lub RS232 i RS485 wyposażonych w separację optyczną zapewniającą wysoką odporność na zakłócenia;
- profesjonalny i przyjazny w obsłudze program użytkownika.

Zespoły CZAZ-M mogą być wyposażane w zabezpieczenia łukochronne oraz w sygnalizator uszkodzenia klatki wirnika silnika asynchronicznego.

Poniżej zostaną przedstawione dwa spośród produkowanych zespołów typu CZAZ-M do zabezpieczania silników asynchronicznych i CZAZ-MS – synchronicznych.

#### Zespół automatyki zabezpieczeniowej silników asynchronicznych CZAZ-M3

Zespół CZAZ-M3 jest przeznaczony do zabezpieczenia silników asynchronicznych średniego napięcia, zasilanych z sieci z izolowanym lub uziemionym przez dławik punktem neutralnym. Poniżej przedstawiono zestaw zabezpieczeń zespołu CZAZ-M3 i ich możliwości nastawcze.

Zabezpieczenie różnicowoprądowe stabilizowane od zwarć międzyfazowych wewnętrznych pma następujące zakresy nastawcze charakterystyki: prąd rozruchowy  $I_{ro}$  od 0,2 do 1,0  $I_{ns}$ , współczynnik hamowania  $k_h$  od 0,2 do 0,6 i czas zadziałania do 100ms. Dla prądu hamowania  $I_h < (I_{ro}/k_h)$  wartość prądu rozruchowego  $I_r = I_{ro}$ .

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od zwarć międzyfazowych (wewnętrznych i zewnętrznych) posiada charakterystykę czasową zależną. Czas zwłoki czasowej jest proporcjonalny do stosunku wartości prądu rozruchu  $I_r$  do wartości prądu zwarcia  $I$ . Zakres nastawczy wartości prądu rozruchowego  $I_r = (0,5 \div 25,0) I_{ns}$ . Czas zadziałania, nastawiany dla prądu zwarcia  $I = 2I_r$ , od 0,05 do 3s.

Zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne, niezależne, od zwarć międzyfazowych zewnętrznych ma możliwość nastawienia wartości prądu rozruchu od 0,5 do 25  $I_{ns}$ .

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne, niezależne, od przeciążeń ruchowych ma następujące zakresy nastawcze: prądu rozruchowego  $(0,9 \div 2) I_b$ , czasu działania od 1 do 300 s.

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne, niezależne, przed skutkami utknięcia silnika ma zakresy nastawcze: prądu rozruchowego  $(0,5 \div 4) I_{ns}$ , czasu opóźnienia zadziałania od 1 do 20 s.

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od zwarć doziemnych posiada charakterystykę czasową zależną. Czas zwłoki czasowej jest proporcjonalny do stosunku wartości prądu rozruchu  $I_{ro}$  do wartości składowej symetrycznej zerowej prądu zwarcia  $I_o$ . Zakres nastawczy wartości prądu rozruchowego  $I_{ro}$  od 5 do 1000 mA. Czas zadziałania, nastawiany dla prądu zwarcia  $I_o = 2I_{ro}$ , od 0,1 do 10 s.

Zabezpieczenie ziemnozwarciowe kierunkowe zwłoczne jest stosowane w sieciach z izolowanym punktem neutralnym lub w sieciach z kompensacją prądów doziemnych, gdy pomiar składowej symetrycznej zerowej prądu nie jest wystarczającym kryterium do identyfikacji zwarcia. Dodatkowe kryteria działania tego zabezpieczenia polegają na sprawdzeniu kierunku przepływu prądu składowej zerowej oraz wprowadzeniu blokady działania przy małych wartościach składowej przeciwnej napięcia. Zakres nastawczy prądu rozruchowego  $I_{or} = (10 \div 500)$  mA, napięcia minimalnego  $U_{omin} = (5 \div 20)$  V, kąta maksymalnej czułości  $\varphi_m$  od 0 do 90° (pojemnościowe, zwłoki czasowej od 0 do 3 s.

Zabezpieczenie podprądowe zwłoczne od skutków pracy jałowej ma zakresy nastawcze: prądu rozruchowego  $(0,3 \div 0,6)I_b$ , czasu opóźnienia działania od 1 do 60 minut.

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od asymetrii prądowej posiada charakterystykę czasową zależną. Wielkością pomiarową asymetrii prądowej  $\Delta I$  jest maksymalna różnica wartości skutecznych prądów fazowych. Czas zwłoki czasowej jest proporcjonalny do stosunku wartości prądu rozruchowego  $\Delta I_r$  do mierzonej asymetrii prądowej  $\Delta I$ . Zakres nastawczy wartości prądu rozruchowego  $\Delta I_r = (0,1 \div 1,0)I_{ns}$ . Czas zadziałania, nastawiany dla  $\Delta I = 2\Delta I_r$ , od 5 do 50 s.

Zabezpieczenie energetyczne chroniące silnik przed skutkami przeciążeń spowodowanych nadmiernie wydłużonym czasem rozruchu, przekroczeniem dopuszczalnej liczby kolejnych rozruchów oraz załączeniem na zablokowany wirnik jest nastawiane tak, aby wartość energii cieplnej wydzielonej w tych stanach nie przekroczyła dopuszczalnej. Dopuszczalny czas trwania rozruchu można nastawić w granicach od 2 do 100s, czas regeneracji cieplnej po rozruchu od 5 do 120 min, dopuszczalny czas rozruchu w warunkach przeciążenia od 2 do 100 s natomiast liczbę dozwolonych rozruchów, ze stanu zimnego od 1 do 5 i ze stanu gorącego od 1 do 4.

Zabezpieczenie cieplne od przeciążeń kontroluje stan nagrzania silnika, działając w oparciu o cyfrowy model nastawiany na podstawie danych producenta silnika. Zastosowano dwa oddzielne dwuwykładnicze modele nagrzewania się i stygnięcia silnika. Stany te charakteryzują się różnymi stałymi czasowymi. Wyróżnia się stygnięcie prądowe i bezprądowe (silnik wyłączony). Do zabezpieczania doprowadza się z odpowiedniego czujnika informację o temperaturze otoczenia. Przy nastawianiu zabezpieczenia podaje się, między innymi, prąd znamionowy silnika, temperaturę silnika przy obciążeniu znamionowym, dwie stałe czasowe cieplne silnika, współczynniki udziału poszczególnych składowych w dwuwykładniczym

modelu cieplnym oraz temperatury rozruchowe sygnalizacji (60-150C°), wyłączenia (80-160C°) i blokady załączenia (30-150C°).

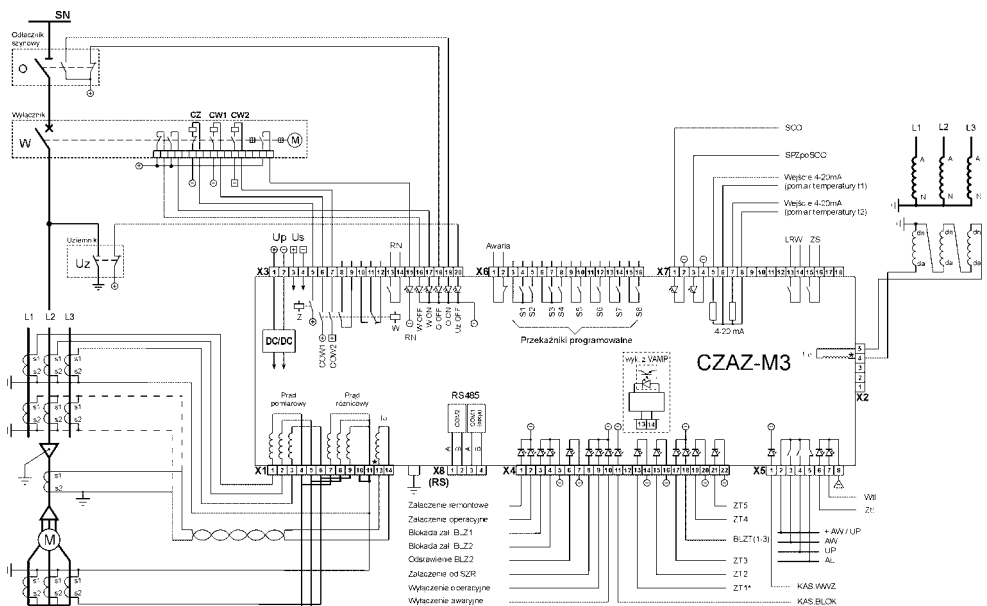
Zabezpieczenie temperaturowe posiada dwa czujniki – jednostopniowy i dwustopniowy. Można je wykorzystać do współpracy z zabezpieczeniem cieplnym do pomiaru temperatury otoczenia, do kontroli temperatury łożysk lub podłączyć czujnik termistorowy umieszczony wewnątrz uzwojenia stojana. Zakres nastawczy każdej temperatury rozruchowej sygnalizacji, wyłączenia i blokady załączenia silnika mieści się granicach od 30 do 200C°.

Zabezpieczenie podnapięciowe zwłoczne, niezależne, przed skutkami pracy silnika w warunkach obniżonego napięcia lub jego załączeniem przy takim napięciu ma zakresy nastawcze, napięcia rozruchowego od 0,5 do 0,95U<sub>n</sub>, a czasu opóźnienia od 0 do 100 s.

Zabezpieczenia zewnętrzne przeznaczone są do współpracy z automatyką zabezpieczeniową zrealizowaną poza zespołem CZAZ-M3. Nastawialny jest czas ich zadziałania od 0 do 60 s.

Zabezpieczenie łukochronne (opcja) przed skutkami powstania łuku elektrycznego, współpracujące z czujnikiem błysku VAIDA systemu łukochronnego VAMP, wykorzystuje wejście dwustanowe zabezpieczenia zewnętrznego.

Schemat podłączeń zewnętrznych zespołu automatyki zabezpieczeniowej CZAZ-M3 przedstawiono na rys. 8.10.



Rys. 8.10. Schemat podłączeń zewnętrznych zespołu automatyki zabezpieczeniowej CZAZ-M3, wg [1]

Zespół CZAZ-MS1 jest wyposażony we wszystkie funkcje zabezpieczeniowe jak zespół CZAZ-M3 oraz dodatkowo w zabezpieczenie od pracy asynchronicznej.

Zabezpieczenie od pracy asynchronicznej, wykonane jako nadprądowe zwłoczne, reaguje na pulsacje prądu stojana pojawiające się po utracie synchronizmu silnika synchronicznego. Pobudzenie przekaźnika nadprądowego następuje po przekroczeniu prądu stojana powyżej wartości rozruchowej  $I_r$  (nastawianej w zakresie od 0,2 do  $7,0I_{ns}$ ). Warunkiem podtrzymania pobudzenia jest pojawienie się kolejnej pulsacji w czasie krótszym od 6s. Jeżeli przerwa w pobudzeniu będzie dłuższa niż 6s, to nastąpi odzwbudzenie zabezpieczenia. Zadziałanie zabezpieczenia następuje po nastawialnym czasie od 6 do 60s.

## 8.9. Bibliografia

- [1] Byrczek J., Wysocki Z.: Cyfrowy Zespół Automatyki Zabezpieczeniowej dla silników asynchronicznych CZAZ-M. Automatyka Elektroenergetyczna, 1995, nr 3.
- [2] Bernatt M.: Ekspertyzy i oceny uszkodzeń silników elektrycznych dużej mocy. Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne nr 65/2003. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, 2003.
- [3] Berant M.: Analiza awaryjności silników klatkowych wysokiego napięcia. Wiadomości Elektrotechniczne, 2004, nr 10.
- [4] Drak B.: Statystyka uszkodzeń silników elektrycznych wysokiego napięcia w elektrowniach zawodowych. Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne 65/2003. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, 2003.
- [5] Drak B., Zientek P.: Uszkodzenia łożysk tocznych silników indukcyjnych dużej mocy. Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne nr 64/2002. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, 2002.
- [6] Drak B., Zientek P., Niestrój R., Kwak J.: Uszkodzenia łożysk silników indukcyjnych dużej mocy. Wiadomości Elektrotechniczne, 2008, nr 5.
- [7] Gawuć W., Korniluk W., Ochrymiuk A., Ochrymiuk W., Romaniuk S.: Badania eksploatacyjne trwałości silników indukcyjnych niskiego napięcia pracujących w przemyśle cementowym. Przegląd Elektrotechniczny, R.64, 1988, nr 4.
- [8] Juszczak A., Woliński K.: Cyfrowe zespoły zabezpieczeń silników wysokiego napięcia. Automatyka Elektroenergetyczna, 2004, nr 1.
- [9] Juszczak A., Woliński K.: Nowa generacja cyfrowych zespołów zabezpieczeń silników wysokiego napięcia typu MiCOM. Automatyka Elektroenergetyczna, 2003, nr 3.

- [10] Katalog i instrukcja CZAZ-M3 i CZAZ-MS.
- [11] Korniluk W., Ochrymiuk W., Romaniuk S.: Badania nad nagrzewaniem się trójfazowego silnika indukcyjnego przy odchyleniach i niesymetrii napięcia zasilającego. *Zeszyty Naukowe Politechniki Białostockiej, Nauki Techniczne* Nr 84, Elektryka z.12.
- [12] Korniluk W., Ochrymiuk W., Romaniuk S.: Analityczna metoda obliczania dopuszczalnych wartości składowych symetrycznych przeciwnych prądu pobieranego i napięcia zasilającego trójfazowy silnik indukcyjny. *Zeszyty Naukowe Politechniki Białostockiej, Nauki Techniczne* Nr 84, Elektryka z.12.
- [13] Korniluk W., Ochrymiuk W., Romaniuk S.: Uproszczone modele matematyczne przebiegów cieplnych w uzwojeniach stojana silników indukcyjnych z uwzględnieniem niesymetrycznego przeciążenia prądowego. *Materiały III Sympozjum „Metody Matematyczne w Elektroenergetyce”*. Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Zakopane, listopad 1993.
- [14] Korniluk W., Ochrymiuk W., Romaniuk S.: Wartości rozruchowe zabezpieczeń trójfazowych silników indukcyjnych przed skutkami pracy przy niesymetrii prądowej. Konferencja nt. „Jakość energii elektrycznej w warunkach krajowego systemu elektroenergetycznego”. Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, Łódź maj 1987, tom II.
- [15] Korniluk W., Ochrymiuk W., Romaniuk S.: Dopuszczalne czasy trwania niesymetrycznego przeciążenia prądowego 3-fazowego silnika indukcyjnego. *Materiały XXIX Ogólnopolskiego Sympozjum Maszyn Elektrycznych „Niesymetrie w maszynach elektrycznych i transformatorach”*. Instytut Układów Elektromaszynowych Politechniki Wrocławskiej. Szklarska Poręba 14-16 czerwca 1993.
- [16] Kowalski J., Wanczer M.: Zabezpieczenia silników elektrycznych wysokiego napięcia przed skutkami zwarć z ziemią. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 1999, nr 1.
- [17] Kowalski C.T., Wierzbicki R., Wolkiewicz M.: Modelowanie zwarć zwojowych silnika indukcyjnego zasilanego z przemiennika częstotliwości. *Przeгляд Elektrotechniczny* 2010, nr 4.
- [18] Kowalski C.T., Wolkiewicz M., Ewert P.: Analiza zwarć zwojowych stojana silnika indukcyjnego zasilanego z sieci i przemiennika częstotliwości. *Przeгляд Elektrotechniczny* 2008, nr 12.
- [19] Kuran Z.: Wpływ techniki mikroprocesorowej na rozwój zabezpieczeń silników. *Wiadomości Elektrotechniczne*, 1996, nr 12.
- [20] Kuran Z., Tomczak E.: Czy można obniżyć cenę zabezpieczeń silników, czyli kto wpływa na kierunki rozwoju techniki zabezpieczeniowej? *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2002, nr 2.
- [21] Kuran Z., Tomczak E., Sulik R.: Zabezpieczenie różnicowe silników zasilanych z przetworników częstotliwości. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2009 nr 9.

- [22] Księcio M.: Kompleksowy zespół zabezpieczeń pola silnika WN – CZAZ-UM. Wiadomości Elektrotechniczne, 2007, nr 9.
- [23] Mróz J.: Rozkład gęstości prądu w uzwojeniu dwuklatkowym dla potrzeb obliczeń cieplnych. Przegląd Elektrotechniczny 2011, nr 6.
- [24] Pawlak M., Kowalski C.T.: Komputerowy system diagnostyczny silnika indukcyjnego. Przegląd Elektrotechniczny 2008, nr 12.
- [25] Praca zbiorowa pod redakcją J. Machowskiego: Laboratorium cyfrowej elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2003.
- [26] Przybylski M., Wysocki Z.: Wielkości kryterialne cyfrowych zabezpieczeń silnika asynchronicznego 6 kV. XXXII International Symposium on Electrical Machines Cracow (Poland), June 26-29 1996.
- [27] Synal B., Rojewski W., Dzierżanowski W.: Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Podstawy. Wyd. II. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 2003.
- [28] Szymaniec S.: Diagnostyka eksploatacyjna łożysk tocznych w silnikach elektrycznych. Wiadomości Elektrotechniczne 2007, nr 8.
- [29] Szymaniec S.: Eksploatacja i diagnostyka maszyn w przemysłowych napędach elektrycznych. Wiadomości Elektrotechniczne 2009, nr 10.
- [30] Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych. Wydawnictwo Naukowo Techniczne, Warszawa, 1999, 2004.
- [31] Woliński K.: Zespół dla pola silnika asynchronicznego wysokiego napięcia typu CZIP-1M. Wiadomości Elektrotechniczne, 2003, nr 5.
- [32] Woliński K.: Rodzina cyfrowych zespołów automatyki zabezpieczeniowej silników asynchronicznych i synchronicznych wysokiego napięcia typu CZAZ. Wiadomości Elektrotechniczne, 2003, nr 9.
- [33] Woliński K.: Zabezpieczenia silników asynchronicznych dużej mocy typu Ex-BEL\_Z2U\_SL. Wiadomości Elektrotechniczne. 2004, nr 1-2.
- [34] Zientek P.: Prądy łożyskowe w silnikach indukcyjnych zasilanych z falowników PWM. Wiadomości Elektrotechniczne. 2008, nr 5.
- [35] Żydanowicz J.: Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Tom 2. Warszawa, WNT, 1985.



## 9. Automatyka zabezpieczeniowa baterii kondensatorów stacyjnych

### 9.1. Wprowadzenie

Baterie kondensatorów stacyjnych są przeznaczone do kompensacji mocy bierniej. Baterie te są zbudowane z jednofazowych zespołów kondensatorów połączonych zwykle, w zależności od mocy baterii, w pojedyncze lub podwójne gwiazdy i trójkąty albo w układ H. Zalecane zastosowanie oraz zalety i wady układów połączeń baterii kondensatorów w układ przytoczono w tab. 9.1.

Tab.9.1.Zalecane zastosowanie oraz zalety i wady poszczególnych układów połączeń baterii kondensatorów, wg [10]

Układ połączeń baterii kondensatorów	Trójkąt	Gwiazda z izolowanym punktem gwiazdowym	Gwiazda z uziemionym punktem gwiazdowym
Zalecane zastosowanie	W sieci z izolowanym punktem neutralnym lub z kompensacją prądów ziemnozwarciowych	W sieci z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym	
Prąd w zwartej fazie	Równy wartości prądu zwarcia między przewodowego	Równy trzykrotnej wartości prądu znamionowego	Równy wartości prądu jednofazowego zwarcia doziemnego
Stosowanie zabezpieczeń od uszkodzeń wewnętrznych	Niedogodne	Dogodne	
Wymagana moc wyłączalna wyłączników przy równoległym łączeniu jednostek w fazie	Duża	Mała	Duża
Wartość napięcia na fazach baterii podczas uszkodzeń jednostek	Nie zmienia się	Zmienia się	Nie zmienia się
Wyższe harmoniczne rzędów nieparzystych, krotności trzech	Brak możliwości przepływu	Brak możliwości przepływu	Jest możliwość przepływu
Działania łagodzące przepięcia atmosferyczne w sieci	Brak	Brak	Skutecznie łagodzi

W układach H, tak jak układach połączonych w podwójną gwiazdę, ułatwiona jest identyfikacja zwarć i uszkodzeń wewnętrznych.

Jednofazowe zespoły kondensatory tworzy się z szeregowych jednostek kondensatorowych, których liczba zależy od napięcia znamionowego. Jednostka kondensatorowa jest zestawem zwijek kondensatorowych zamkniętych w jednej obudowie. Zwijki kondensatorowe zwykle posiadają bezpieczniki wewnętrzne. Ze względu na dużą liczbę zwijek przepalenie części bezpieczników, wskutek uszkodzenia zwijek, nie pociąga potrzeby odłączenia kondensatora.

Długotrwała praca kondensatorów stacyjnych jest dopuszczalna przy napięciu nieprzekraczającym 110% napięcia znamionowego, prądzie nie większym niż 130% prądu znamionowego oraz mocy nie większej niż 130÷150% mocy znamionowej.

Baterie kondensatorowe są narażone na następujące rodzaje zakłóceń:

- przeciążenia prądowe, spowodowane wzrostem napięcia i występowaniem wyższych harmoniczných w tym napięciu;
- zwarciami międzyfazowymi na zewnątrz baterii i na jej zaciskach;
- zwarciami doziemnymi wewnątrz baterii;
- uszkodzeniami wewnętrznymi (zwarciami i przerwami) w elementach kondensatorowych.

Kondensator jest bardzo czuły na nadmierny wzrost napięcia, ponieważ jego moc jest proporcjonalna do kwadratu napięcia. Powinien on być odłączany od sieci, jeśli napięcie wzrośnie o 10% ponad wartość znamionową napięcia kondensatora (które jest o 5% wyższe od znamionowego sieciowego).

Przy zasilaniu kondensatorów napięciem odkształconym płynie przez nie prąd zawierający wyższe harmoniczne. Prądy wyższych harmoniczných mogą osiągać duże wartości, ponieważ reakcja kondensatora maleje wraz ze wzrostem rzędu harmoniczných napięcia. W celu ograniczenia wartości prądów wyższych harmoniczných płynących w kondensatorach stosuje się dławiki włączane na zaciskach wejściowych baterii.

Zwarcie pomiędzy punktem gwiazdowym kondensatora i zaciskiem jednej z faz powoduje, że napięcie na kondensatorach dwóch pozostałych faz wzrasta  $\sqrt{3}$  razy, czemu współtowarzyszy 3-krotne podwyższenie prądu w fazie zasilającej uszkodzenie.

W instalacjach kondensatorów równoległych mogą wystąpić zwarcia zewnętrzne na połączeniach i przyrządach między wyłącznikiem a zaciskami baterii.

Uszkodzeniom izolacji między okładzinami kondensatora towarzyszy występowanie łuku elektrycznego w uszkodzonej zwijce. W wysokiej temperaturze łuku elektrycznego następuje rozkład syciwa, wytwarzają się wtedy duże ilości gazów, podnoszące ciśnienie wewnątrz obudowy. Produkty rozkładu dielektryka zanieczyszczają chemicznie syciwo, które znajduje się w zwijkach zdrowych i w taki sposób skraca ich trwałość. Wskutek zwarcia następuje zmiana rozkładu napięcia na szeregowo połączonych elementach wewnątrz jednostki. Wymienione wyżej

czynniki prowadzą często do dalszych zwarć w następnych zwijkach, aż do pełnego zniszczenia jednostki, a nawet do wybuchu baterii kondensatorowej.

Zwarcia i przerwy w kondensatorach mogą być wywołane błędnym ich montażem i oddziaływaniem przetężeń i przepięć oraz warunków ich eksploatacji.

Kondensatory są również narażone na przepięcia podczas załączania i wyłączenia oraz zwarć zewnętrznych. Do ochrony kondensatorów od przepięć wykorzystuje się iskierniki ochronne, na których następuje przeskok w chwili, kiedy napięcie na kondensatorze przekracza wartości dopuszczalne. Do ochrony kondensatorów od przetężeń prądowych stosuje się blokadę czasową zapobiegającą ponownemu załączaniu przed całkowitym rozładowaniem. Blokada czasowa jest uruchamiana po zaniku prądu i wyłączeniu kondensatora.

W układach elektroenergetycznych z kondensatorami może wystąpić ferorezonans, podczas którego kondensatory są narażone na przetężenia i przepięcia. Ochroną przed występowaniem ferorezonansu jest wyłączenie i zwieranie baterii kondensatorów w czasie bardzo małych obciążeń sieci oraz podłączanie do ich zacisków rezystorów.

Baterie kondensatorów są wyposażane w zabezpieczenia od: zwarć międzyfazowych, uszkodzeń wewnątrz jednostek, zwarć doziemnych, przeciążeń prądowych i wzrostu napięcia. Baterii kondensatorowych o mniejszych mocach nie wyposaża się w niektóre zabezpieczenia (poniżej 1000 kvar od uszkodzeń wewnątrz jednostek a poniżej 500kVar również od zwarć doziemnych i przeciążeń).

## 9.2. Zabezpieczenie od skutków zwarć międzyfazowych

Zabezpieczenie od skutków zwarć międzyfazowych (występują zwykle na zewnątrz baterii lub na jej zaciskach) może być wykonane dla kondensatorów o mocy do 1000 kvar za pomocą bezpieczników lub wyzwalaczy pierwotnych, natomiast dla większych mocy przez przełączniki nadprądowe.

Prąd znamionowy wkładki topikowej bezpiecznika powinien być większy od dwukrotnej wartości prądu znamionowego kondensatora.

Prąd rozruchowy wyzwalacza pierwotnego powinien spełniać warunek

$$I_r \geq 1,5I_z \quad \text{przy czym} \quad I_z = 0,8I_n \sqrt{\frac{S_{zw}}{Q_b}}, \quad (9.1)$$

gdzie:  $I_z$  – prąd załączania baterii kondensatorów,  $I_n$  – prąd znamionowy baterii kondensatorów,  $S_{zw}$  – moc zwarciowa w miejscu podłączenia baterii kondensatorów,  $Q_b$  – moc baterii kondensatorów.

Człon zwłoczny wyzwalacza należy nastawiać na największą zwłokę czasową.

Jeżeli warunki zwarciove lub wartość prądu załączania nie pozwalają na zastosowanie bezpieczników lub wyzwalaczy prądowych, to należy zastosować zabezpieczenie przekąźnikowe.

Zabezpieczenie przekąźnikowe baterii kondensatorów od zwarć międzyfazowych wykonuje się w układzie dwufazowym dwóch przekąźników nadprądowych zwłoczných. Zwłoka czasowa powinna wynosić  $0,3 \pm 0,5$  s.

Prąd rozruchowy tego zabezpieczenia powinien spełniać następujące warunki

$$I_r \geq \frac{k_b \cdot k_s \cdot I_n}{k_p \cdot n_i} \quad \text{i} \quad k_c = \frac{I_{z\min}}{I_r} \geq 2, \quad (9.2)$$

gdzie:  $I_n$  – prąd znamionowy baterii kondensatorów,  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa (od 1,2 do 1,3),  $k_s$  – współczynnik schematowy, którego wartość zależy od zastosowanego układu połączeń przekładników prądowych,  $k_p$  – współczynnik powrotu (od 0,85 do 0,95),  $n_i$  – przekładnia przekładnika prądowego,  $k_c$  – współczynnik czułości,  $I_{z\min}$  – minimalny prąd zwarcia dwufazowego na zaciskach baterii kondensatorów.

**Przykład 9.1.** Dokonać doboru nastaw zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od skutków zwarć zewnętrznych baterii kondensatorów o mocy znamionowej  $Q_b = 2400$  kvar, napięciu znamionowym ogniwa baterii kondensatorów  $U_{nb} = 10,1$  kV i mocy znamionowej ogniwa  $Q_{1b} = 100$  kvar.

Przekładniki prądowe główne połączone są w pełną gwiazdę, przekładnia prądowa przekładników 150/5 A –  $n_i$   $n_i = 30$ . Napięcie robocze na szynach rozdzielni wynosi  $U_n = 15,8$  kV. Przekładnia napięciowa przekładników  $n_u = 15000$  V/100 V = 150. Moc zwarcia na szynach rozdzielni SN wynosi  $S_{zw} = 216$  MVA.

Wartość prądu znamionowego baterii kondensatorowej wynosi

$$I_n = \frac{Q_b}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{2400}{\sqrt{3} \times 15,8} = 87,8 \text{ A}.$$

Wartość prądu rozruchowego zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego dla przyjętych wartości współczynników (bezpieczeństwa  $k_b = (1,2, 1,3) @ 1,3$ , schematowego  $k_s = 1$ , powrotu  $k_p = (0,85, 0,95) @ 0,85$ ) wynosi

$$I_r = \frac{k_b \cdot k_s \cdot I_n}{k_p \cdot n_i} = \frac{1,3 \cdot 1,0 \cdot 87,8}{0,85 \cdot 30} = 4,48 \text{ A} \rightarrow 4,5 \text{ A}.$$

Wartość minimalnego prądu zwarcia dwufazowego na zaciskach baterii kondensatorów wynosi

$$I_{z\min} = \frac{S_{zw}}{2 \times U_n} = \frac{216}{2 \times 15,8} = 6,8 \text{ kA}.$$

Wartość współczynnika czułości zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego wynosi

$$k_c = \frac{I_{z\min}}{I_r \times n_i} = \frac{6800}{4,5 \times 30} = 50,4 > 1,5 \text{ warunek spełniony.}$$

Wyznaczoną wartość prądu rozruchowego ( $I_r = 4,5A$ ) można przyjąć jako nastawę zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego ponieważ spełnia ona wymagany warunek czułości ( $k_c \geq 1,5$ ) tego zabezpieczenia.

Nastawa czasu działania zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego wynosi 0,5 s.

### 9.3. Zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych

Zabezpieczenie ziemnozwarciowe baterii kondensatorów realizuje się tak jak zabezpieczenia od zwarć doziemnych sieci elektroenergetycznej do której podłączona jest bateria. O wyborze jakiego rodzaju zastosować zabezpieczenie ziemnozwarciowe baterii kondensatorowej decyduje głównie sposób pracy punktu neutralnego transformatora zasilającego sieć z podłączoną baterią.

Przykładowo zabezpieczenie ziemnozwarciowe baterii kondensatorów podłączonej do sieci z izolowanym punktem może być realizowane jako nadprądowe zerowe, reagujące na wartość ustaloną składowej zerowej prądu. Wartość prądu składowej zerowej, który popłynie podczas zwarcia doziemnego w baterii kondensatorów, zależy od dwóch czynników: pojemności całej sieci względem ziemi oraz miejsca zwarcia w kondensatorze. Zabezpieczenie to nie wykrywa zwarć doziemnych w pobliżu punktów gwiazdowych kondensatora.

Wartość prądu rozruchowego tego zabezpieczenia powinna spełniać następujący warunek czułości

$$k_c = \frac{I_{zc}}{I_r} \geq 2, \quad (9.3)$$

gdzie:  $I_{zc} = 3I_o$  – wartość prądu zwarcia doziemnego w sieci, w której pracuje bateria kondensatorów.

Zabezpieczenie to powinno działać ze zwłoką czasową wynoszącą  $0,25 \div 0,5$  s.

### 9.4. Zabezpieczenie od przeciążeń ruchowych

Do baterii kondensatorów o niezbyt dużych mocach (do około 1,8 Mvar) jako zabezpieczenie od przeciążeń można stosować wyzwalacze pierwotne zwłoczne.

Zabezpieczenie przekaźnikowe wykonuje się w układzie trójfazowym przekaźników nadprądowych zwłocznych o charakterystyce czasowo-prądowej niezależnej lub zależnej.

Prąd rozruchowy dla zabezpieczeń z charakterystyką czasowo-prądową niezależną powinien być odstrojony od dopuszczalnych prądów obciążeniowych, a więc  $I_r \leq (1,3 \div 1,5)I_n$ . Zwłokę czasową ustawia się w granicach do 1 sekundy.

Obecnie coraz częściej w mikroprocesorowych zabezpieczenia przeciążeniowe baterii kondensatorów, nadprądowych i nadnapięciowych, pomiar wartości skutecznych prądów i napięć dokonuje się cyfrowo z uwzględnieniem wyższych harmonicznych. W takich zabezpieczeniach przeciążeniowych baterii kondensatorów stosuje się charakterystyki czasowe zależne. Czas działania tych zabezpieczeń zależy od stopnia przeciążenia baterii.

**Przykład 9.2.** Dokonać doboru nastaw zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego (o charakterystyce czasowej niezależnej) od przeciążeń ruchowych dla baterii kondensatorów o danych znamionowych podanych i obliczonych w przykładzie 9.1.

Nastawa wartości prądu rozruchowego, wyznaczona dla przyjętego współczynnika odstrojenia od dopuszczalnych prądów obciążeniowych (1,3), wynosi

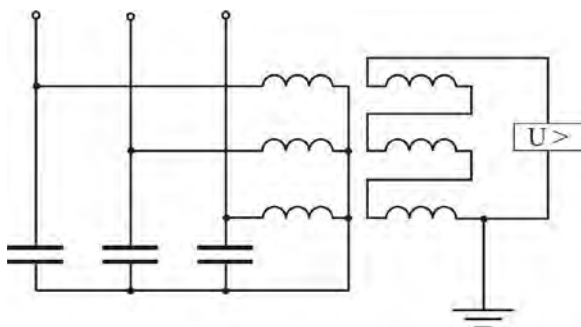
$$I_r = 1,3 \times \frac{I_n}{n_i} = 1,3 \times \frac{87,8}{30} = 3,8 A .$$

Nastawa czasu działania powinna wynosić poniżej 1 sekundy.

## 9.5. Zabezpieczenie od uszkodzeń wewnętrznych

Sposób realizacji zabezpieczenia baterii kondensatorów od uszkodzeń wewnętrznych (zwarć i przerw) zależy od układu połączeń baterii.

Zabezpieczenie od uszkodzeń wewnętrznych baterii kondensatorów z układem pojedynczej gwiazdy oparte jest na pomiarze składowej zerowej napięcia występującego na kondensatorach połączonych w gwiazdę. Zrealizowane jest ono za pomocą przekaźnika napięciowego i przekładników napięciowych, które są przyłączone równolegle do kondensatorów każdej fazy, a ich uzwojenia wtórne tworzą otwarty trójkąt zasilający przekaźnik nadnapięciowy (rys. 9.1).



Rys. 9.1. Zabezpieczenie od uszkodzeń wewnętrznych baterii kondensatorów w układzie pojedynczej gwiazdy

Wartość napięcia rozruchowego tego zabezpieczenia musi spełniać warunek

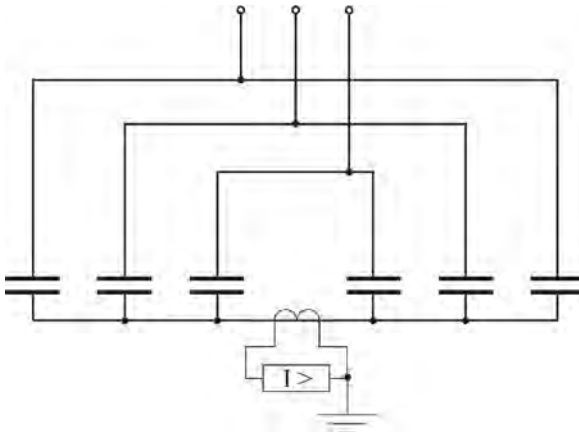
$$\frac{U_{ou\%}}{100} \cdot \frac{\sqrt{3}U_n}{n_u} k_b \leq U_r \leq \frac{U_{odop\%}}{100} \cdot \frac{\sqrt{3}U_n}{k_c n_u} \quad (9.4)$$

gdzie:  $U_{ou\%}$  – napięcie uchybowe punktu zerowego baterii, spowodowane naturalną asymetrią pojemnościową w %,  $U_n$  – napięcie znamionowe baterii,  $n_u$  – przekładnia przekładników napięciowych,  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa,  $k_c$  – współczynnik czułości,  $U_{odop\%}$  – dopuszczalny wzrost napięcia dla punktu zerowego kondensatorów (10%)

Zabezpieczenie takie nie jest stosowane przy szeregowym łączeniu jednostek, albowiem wtedy  $U_{odop\%}$  jest małe, nawet poniżej 1%.

Zabezpieczenie od uszkodzeń wewnętrznych w bateriach z kondensatorami połączonymi w podwójną gwiazdę jest zrealizowane za pomocą przekaźnika nadprądowego zasilanego z przekładnika prądowego włączonego pomiędzy punkty gwiazdowe (rys. 9.2).

Wartość prądu rozruchowego takiego zabezpieczenia powinna być większa o 30 do 60% od wartości maksymalnego prądu uchybowego, płynącego przez zabezpieczenie podczas normalnej pracy baterii. Wartość prądu uchybowego można wyznaczyć pomiarowo. Wartość prądu rozruchowego nie powinna zarazem przekraczać 1% prądu znamionowego baterii. Zabezpieczenie powinno działać ze zwłoką czasową ok. 0,3 s.



Rys. 9.2. Zabezpieczenie od uszkodzeń wewnętrznych baterii kondensatorów połączonych w podwójną gwiazdę

Wartość prądu rozruchowego zabezpieczenia przedstawionego na rys.9.2 wyznacza się uwzględniając [13]:

– odstrojenie od prądu uchybowego  $I_{0u}$ , ze wzoru

$$I_r \geq \frac{k_b \cdot I_{0u}}{n_i} \quad \text{przy czym} \quad I_{0u} = 2,9 \cdot \frac{Q_b}{U_n} \quad (\text{dla układu Y-Y}), \quad (9.5)$$

– zakres uszkodzenia jednostki kondensatorowej

$$I_r \leq \frac{I_{0z} - I_{0u}}{n_i \cdot k_c} \quad \text{przy czym} \quad I_{0z} = I_{nk} \cdot \frac{3 \cdot M}{6 \cdot M \cdot N \cdot \frac{n-b}{b} + 6 \cdot N - 5}, \quad (9.6)$$

gdzie:  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa odstrojenia ( $k_b \geq 1,5$ ),  $n_i$  – przekładnia przekładnika prądowego,  $Q_b$  – znamionowa moc bierna baterii w [Mvar],  $U_n$  – napięcie znamionowe baterii w [kV],  $k_c$  – współczynnik czułości ( $k_c \geq 1 \div 2,0$ ),  $M$  – liczba jednostek kondensatorowych w grupie,  $N$  – liczba grup jednostek łączonych szeregowo w baterii,  $n$  – liczba zwijek połączonych szeregowo w jednostce,  $b$  – liczba zwijek zwartych w jednostce przy której następuje działanie zabezpieczenia.

**Przykład 9.3.** Dokonać doboru nastaw zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od uszkodzeń wewnętrznych baterii kondensatorów (rys.9.2), z przekaźnikiem prądowym zasilanym z przekładnika prądowego włączonego pomiędzy punkty gwiazdowe tej baterii. Dane dotyczące baterii kondensatorowej, znamionowe i obliczone, jak w przykładzie 9.1. W przewodzie łączącym dwie gwiazdy zainstalowany jest przekładnik prądowy o przekładni 5/5 A czyli  $n_i = 1$ .

Wartość prądu rozruchu przekaźnika nadprądowego tego zabezpieczenia, wyznaczono uwzględniając warunek odstrojenia się od prądu uchybowego (wzór 9.5) i sprawdzając czułość działania (wzór 9.6) dla przyjętych  $k_b = 2$ ,  $k_c = 2,0$ ,  $M = 12$ ,  $N = 2$ ,  $n = 4$ ,  $b = n/2 = 4$ .

Wartość prądu uchybowego, wynikająca z 1% asymetrii prądowej dla rozpatrywanego dla układu Y-Y, wyznaczona ze wzoru 9.5 wynosi

$$I_{0u} = 2,9 \times \frac{Q_b}{U_n} = 2,9 \times \frac{2,4}{15,8} = 0,44 A.$$

Wartość prądu rozruchu przekaźnika nadprądowego tego zabezpieczenia, wynikająca z warunku odstrojenia się od prądów uchybowych (wzór 9.5)

$$I_r \geq \frac{k_b \cdot I_{0u}}{n_i} = \frac{2 \cdot 0,44}{1} = 0,88 A \rightarrow 0,9 A.$$

Wartość prądu przepływającego w przekaźniku przy wystąpieniu uszkodzenia zadeklarowaną liczbą zwartych zwijek ( $b = n/2 = 4$ ) w jednostce z parametrami ze wzoru 9.6 ( $M = 12$   $N = 2$  i  $n = 4$ ) wynosi (wzór 9.6)

$$I_{0z} = I_n \times \frac{3 \times M}{6 \times M \times N \times \frac{n-b}{b} + 6 \times N - 5} = 20,93 A.$$



Warunek dotyczący wartości prądu rozruchu przekaźnika nadprądowego tego zabezpieczenia, ze względu czułość działania

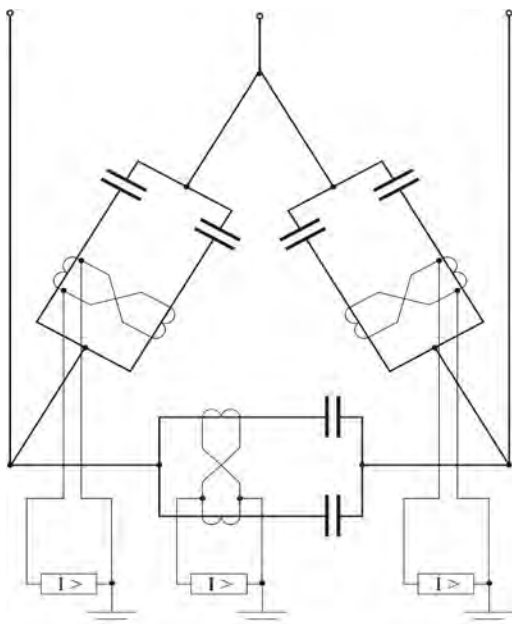
$$k_c = \frac{I_{0z} - I_{0u}}{I_r} = \frac{20,93 - 0,44}{0,9} = 22,8 > 2,0.$$

Dobrana nastawa wartości prądu rozruchowego wynosi 0,9A ponieważ spełnia dwa warunki, odstrojenia się od prądów uchybowych i czułości działania przy wystąpieniu zadeklarowanych uszkodzeń (z uwzględnieniem możliwości wystąpienia przeciwnych kierunków prądów  $I_{0z}$  i  $I_{0u}$ ).

Dobrana nastawa czasu działania zabezpieczenia różnicowego wynosi 0,3 s.

Zabezpieczenie od uszkodzeń wewnętrznych w bateriach z kondensatorami połączonymi w trójkąt jest wykonywane jako różnicowoprądowe poprzeczne (rys. 9.3). Zabezpieczenie takie jest selektywne i bezzwłoczne. Należy jednak pamiętać, że przekaźniki muszą być bardzo czułe, ponieważ prąd asymetrii podczas uszkodzenia połowy zwijek jest bardzo mały i tego samego rzędu co prąd wywołany przez asymetrię wstępną, wynikającą z tolerancji wykonania jednostek.

Prąd rozruchowy przekaźnika dobiera się po każdorazowym sprawdzeniu obliczeniowym wartości prądu różnicowego.



Rys. 9.3. Zabezpieczenie od uszkodzeń wewnętrznych baterii kondensatorów połączonych w trójkąt

Obecnie ogniwa baterii kondensatorów wyposażane są także w zawór ciśnieniowy, którego zadziałanie powoduje natychmiastowe wyłączenie wyłącznika

w polu baterii kondensatorów. Zawór ciśnieniowy współpracuje z układem zabezpieczeń w danym polu baterii kondensatorów lub poprzez układ przekaźników pośredniczących z wyłącznikiem w danym polu baterii kondensatorów.

## 9.6. Zabezpieczenie baterii kondensatorów od wzrostu napięcia

Zabezpieczenie baterii kondensatorów od wzrostu napięcia realizuje się przy użyciu dwóch przekaźników nadnapięciowych. Przełączniki te są zasilane napięciami międzyprzewodowymi. Czas działania takich zabezpieczeń może być niezależna i zależna od wartości kontrolowanego napięcia.

Wartość napięcia rozruchowego zabezpieczenia powinna spełniać warunek

$$U_r \geq \frac{k_b U_n}{k_p n_u}, \quad (9.7)$$

gdzie:  $U_n$  – napięcie znamionowe sieci zasilającej kondensatory,  $k_b$  – współczynnik bezpieczeństwa (od 1,05 do 1,1),  $k_p$  – współczynnik powrotu (od 0,85 do 0,95),  $n_u$  – przekładnia przekładników napięciowych.

Zwłoka czasowa zabezpieczenia z charakterystyką niezależną przyjmowana jest od 1 do 3 sekund.

Obecnie coraz częściej w mikroprocesorowych zabezpieczeniach baterii kondensatorów od wzrostu napięcia pomiar wartości napięcia dokonuje się cyfrowo z uwzględnieniem wyższych harmonicznych. W takich zabezpieczeniach stosuje się charakterystyki czasowe zależne, spełniające wymagania normy IEC 60871 dotyczące dopuszczalnych przeciążeń prądowych z uwzględnieniem wyższych harmonicznych.

**Przykład 9.4.** Dokonać doboru nastaw zabezpieczenia od wzrostu napięcia baterii kondensatorów (rys. 9.2) z niezależną charakterystyką czasową. Dane dotyczące baterii kondensatorowej, znamionowe i obliczone, jak w przykładzie 9.1.

Wartość napięcia rozruchowego zabezpieczenia nadnapięciowego od wzrostu napięcia wyznaczona ze wzoru (9.7), po przyjęciu wartości współczynników  $k_b = 1,05$  i  $k_p = 0,95$ , wynosi

$$U_r = k_b \cdot \frac{U_n}{k_p \cdot n_u} = 1,05 \cdot \frac{15800}{0,95 \cdot 150} = 116,42 \rightarrow 116V.$$

Wartość  $U_r$  odpowiada wartości napięcia przewodowemu równemu 17,46 kV.

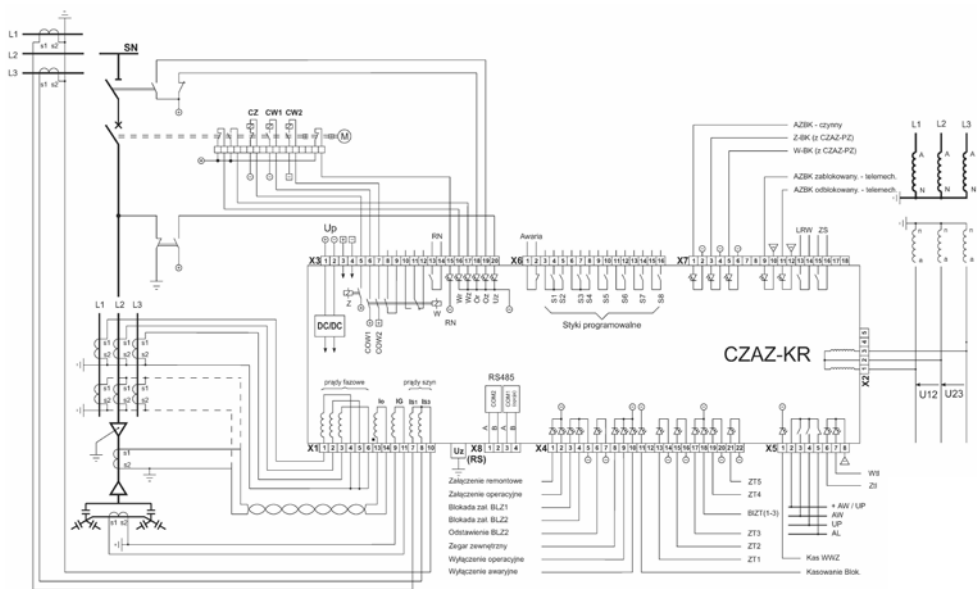
Praca kondensatora jest dopuszczalna przez jedną minutę przy napięciu o wartości  $1,3 \times U_n$ , co odpowiada napięciu przewodowemu o wartości równej 22,7 kV.

Mając powyższe na uwadze czas działania zabezpieczenia nadnapięciowego przyjęto 3,0 s i działanie zabezpieczenia na sygnał.

## 9.7. Przykład zespołu automatyki zabezpieczeniowej kondensatorów

Obecnie oferowanych jest szereg zespołów automatyki zabezpieczeniowej baterii kondensatorów instalowanych w rozdzielni średniego napięcia, np.: CZAZ-KR, CZAZ-U, CZIP-1C (obecnie CZIP-PRO) i Ex-BEL\_2ZU. Tytułem przykładu przedstawiono zespół CZAZ-KR [4].

Zespół automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej CZAZ-KR przystosowany jest do współpracy z wyłącznikami mocy, wyposażonymi w jedną lub dwie cewki wyłączające, w układach z trzema lub dwoma przekładnikami prądowymi. Zespół ten jest przeznaczony do stosowania w rozdzielniach jednosystemowych. Schemat podłączenia zewnętrznego zespołu przedstawiono na rys. 9.4.



Rys. 9.4. Schemat podłączenia zewnętrznych zespołu zabezpieczenia baterii kondensatorów CZAZ-KR, wg [4]

Zespół CZAZ-KR posiada następujące zabezpieczenia:

- nadprądowe niezależne od zwarć międzyfazowych, z nastawieniami  $I_r = (2 \div 25)I_n$ ,  $t = (0 \div 1000)ms$ ;
- nadprądowe od zwarć międzyfazowych, w jednym z wariantów: nadprądowe niezależne z nastawieniami  $I_r = (0,5 \div 8)I_n$ ,  $t = (0 \div 60000)ms$

- oraz nadprądowe zależne z nastawieniami  $I_r = (0,2 \div 5)I_n$ ,  
 $t = (50 \div 3000)ms$ ;
- nadprądowe niezależne od zwarć wewnętrznych, z nastawieniami  $I_r = (0,1 \div 8)I_n$ ,  $t = (0 \div 1000)ms$ ;
  - nadnapięciowe od zwwyżki napięcia, z nastawieniami  $U_r = (0,5 \div 1,2)U_n$ ,  
 $t = (0 \div 60000)ms$ ;
  - nadprądowe zależne od zwarć doziemnych, z nastawieniami  $I_r = (200 \div 5000)mA$ ,  $t = (0 \div 6000)ms$ ;
  - zestaw zabezpieczeń technologicznych z nastawieniem czasu zwłoki  $t = (0 \div 60000)ms$ .

Możliwa jest współpraca zespołu z czujnikiem powstania łuku VAIDA systemu VAMP.

Zespół CZAZ-KR posiada układ automatyki sterowania baterią z możliwością programowego wybrania jednego z wariantów: wewnętrznej kontroli wartości mocy biernej, sterowanie pracą zaprogramowanym zegarem, 5 cykli załącz/wyłącz, zewnętrzne sterowanie pracą, sterowanie sygnałami na wyłączenie W-BK albo załączenie Z-BK pochodzącymi z pola zasilającego.

Zespół CZAZ-KR może współpracować z następującymi układami: zabezpieczeniem szyn zbiorczych ZS, lokalną rezerwą wyłącznikową LRW, z wyłącznikiem (kontrola położenia styków, niezgodności styków i zablożenia napędu oraz kontrola ciągłości obwodów cewek wyłączających COW1 i COW2), odłącznikiem (kontrola położenia styków i niezgodności styków) oraz z uziemnikiem (kontrola położenia styków).

Zespół CZAZ-KR posiada miernik prądów kumulowanych wyłącznika PKW i układ kontroli gotowości elektrycznej pola GP.

Rejestrator zdarzeń, zakłóceń i zdarzeń zespołu CZAZ-KR przeznaczony jest do realizacji następujących funkcji:

- rejestracji 500 zdarzeń, oznaczonych czasowo z dokładnością do 1ms, umożliwiającej analizę pracy pola baterii kondensatorów;
- rejestracji wielkości elektrycznych z ostatnio zaistniałego zakłócenia oraz załączenia lub wyłączenia baterii;
- zliczanie liczby zdarzeń poszczególnych zabezpieczeń i układów dodatkowych.

Rejestrator sygnałów analogowych zespołu CZAZ-KR umożliwia zarejestrowanie 7 przebiegów w czasie analogowych wartości wielkości elektrycznych (prądy fazowe, napięcia międzyfazowe, prąd doziemny, napięcie doziemne) oraz sygnałów dwustanowych, zachodzących podczas operacji otwierania lub zamykania wyłącznika. Możliwe jest ustawienia przedbiegu w zakresie 1÷99%. Sygnały próbkowane są z częstotliwością 1000 Hz, natomiast czas rejestracji wynosi 1s.

Pełna obsługa zespołu CZAZ-KR może odbywać się bezpośrednio z płyty czołowej za pomocą sześcioprzyciskowej klawiatury. Łącze szeregowo RS232 służy do współpracy z lokalnym komputerem PC

Lokalny wyświetlacz LCD pozwala na edycję i zapis nastaw, odczyt pomiarów bieżących i zawartości rejestrów. Zestaw diod sygnalizuje najważniejsze stany pracy zespołu oraz chronionego pola.

Dzięki zastosowaniu rozwiniętego systemu samokontroli i autotestów zespół CZAZ-KR charakteryzuje się dużą niezawodnością działania.

## 9.8. Bibliografia

- [1] Borkiewicz K.: Automatyka zabezpieczeniowa regulacyjna i łączeniowa w systemie elektroenergetycznym. Zakład Informatyki Automatyki i Doskonalenia Zawodowego. Bielsko-Biała, 1991, 1998.
- [2] Grzybowski S., Kordus A., Królikowski C., Seidel S., Zeydler-Zborowski J.: Kondensatory w energoelektryce. WNT, Warszawa, 1969.
- [3] Iwanicki M.: Kompensacja mocy biernej w instalacjach przemysłowych i sieciach dystrybucyjnych SN. Wiadomości Elektrotechniczne, 2012, nr 5.
- [4] Karta katalogowa zespołu CZAZ-KR.
- [5] Kowalski Z.: Asymetria w układach elektroenergetycznych. PWN, Warszawa, 1987.
- [6] Królikowski C.: Inżynieria łączenia obwodów elektrycznych wielkiej mocy. Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, 1998.
- [7] Machowski J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa, 2007.
- [8] Markiewicz H.: Urządzenia elektroenergetyczne. WNT, Warszawa, 2001.
- [9] Matyjasek Ł.: Kondensatory energetyczne średnich napięć. Wiadomości Elektrotechniczne, 2008, nr 5.
- [10] Nartowski Z.: Baterie kondensatorów do kompensacji mocy biernej. WNT, Warszawa 1969.
- [11] Praca zbiorowa.: Laboratorium elektroenergetyczne. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 1997.
- [12] Praca zbiorowa.: Laboratorium podstaw elektroenergetyki. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2003.
- [13] Prace badawcze i rozwojowe pod kierunkiem J. Machowskiego: Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia. Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. Biblioteka Operatora Systemu Przesyłowego. Warszawa 2010.

- [14] Skliński R., Hołodyński G., Sulkowski M.A.: Zapotrzebowanie na energię bierną, zastosowanie urządzeń kompensujących oraz sposoby kompensacji w układach SN i nn. *Wiadomości Elektrotechniczne*, 2008, nr 5.
- [15] Winkler W., Wiszniewski A.: *Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych*. WNT, Warszawa, 1999, 2004.
- [16] Wyrzykowska S.: *Pomiary i automatyka w elektroenergetycznych sieciach przemysłowych. Projektowanie*. WNT, Warszawa, 1988.
- [17] Zalewski J. *Kondensatory energetyczne – Wyższa Szkoła Inżynierska w Opolu*, 1991.
- [18] Żydanowicz J.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. T. 2*. WNT, Warszawa, 1985.
- [19] Żydanowicz J., Namiotkiewicz M.: *Automatyka zabezpieczeniowa w elektroenergetyce*. WNT, Warszawa, 1983.
- [20] Żydanowicz J., Namiotkiewicz M., Kowalewski B.: *Zabezpieczenia i automatyka w energetyce*. WNT. Warszawa, 1975.

# 10. Automatyka zabezpieczeniowa restytucyjna i prewencyjna

## 10.1. Wstęp

Automatyka zabezpieczeniowa restytucyjna ( $EAZ_r$ ) doprowadza układ elektroenergetyczny do normalnej pracy poprzez dokonanie w nim odpowiednich czynności łączeniowych w stanie pozakłóceniowym po eliminacji zakłócenia (rys. 1.1). Do automatyki restytucyjnej zalicza się: samoczynne załączenie rezerwy (SZR) i samoczynne ponowne załączenie (SPZ).

Automatyka zabezpieczeniowa prewencyjna ( $EAZ_p$ ) samoczynnie zapobiega zakłóceniom stwarzającym w systemie elektroenergetycznym stan zagrożenia lub niektóre z nich likwiduje (rys. 1.1). Dotyczy to między innymi takich zakłóceń jak zmniejszenie się częstotliwości, wzrosty napięcia, kołysania mocy i przeciążenia cieplne.

Do automatyki prewencyjnej zalicza się samoczynne częstotliwościowe odciążanie (SCO) działającej przy spadku częstotliwości oraz tzw. automatyka systemowa: przeciwkołysaniowo-odciążającą (APKO) oraz podnapięciową odciążającą (skrót APO albo SNO).

W systemie elektroenergetycznym stosowana jest również automatyka systemowa regulacyjna. Do niej należą układy regulacji mocy i częstotliwości oraz napięcia i mocy biernej.

## 10.2. Automatyka samoczynnego załączania rezerwy

### 10.2.1. Wprowadzenie

Celem stosowania w systemie elektroenergetycznym automatyki SZR jest zapewnienie odpowiedniej niezawodności zasilania ważnych odbiorów. Działanie automatyki SZR polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania podstawowego na zasilanie rezerwowe w przypadku stwierdzenia nadmiernego obniżenia napięcia lub zaniku napięcia na odbiorach.

Zasilanie podstawowe (zwykle linia lub transformator) doprowadza energię elektryczną do odbiorców w normalnych warunkach eksploatacyjnych.

W razie utraty zasilania podstawowego funkcję doprowadzenia energii do odbiorców przejmuje zasilanie rezerwowe (np. druga linia, transformator, generator, bateria akumulatorów).

Napięcie źródła zasilania rezerwowego powinno być możliwie jak najmniej powiązane z napięciem źródła podstawowego, aby nie zależało (lub jak najmniej zależało) od zwarć w źródle podstawowym.

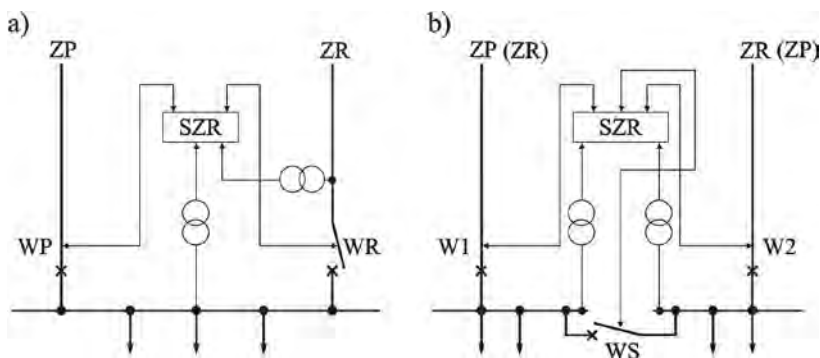
Stosowanie automatyki SZR zamiast trwałego włączenia elementów rezerwowych do wspólnej sieci jest korzystniejsze, ponieważ umożliwia:

- obniżenie poziomu prądów zwarciowych, a przez to zmniejszenie wymagań stawianych urządzeniom rozdzielczym;
- ograniczenie obszaru, na którym występuje załamanie napięcia spowodowane zwarciem;
- stosowania prostszych układów zabezpieczeń.

Jednocześnie przerwa w zasilaniu odbiorców w cyklu przełączania przez automatykę SZR z zasilania podstawowego na zasilanie rezerwowe jest stosunkowo krótka.

Urządzenia SZR są instalowane najczęściej w sieciach potrzeb własnych elektrowni zawodowych i przemysłowych, w rozdzielniach przemysłowych, zasilających ważne odbiory oraz w rozdzielniach sieci elektroenergetycznych, zwłaszcza średnich napięć.

Istnieją dwa rodzaje układów zasilania rezerwowego (rys. 10.1), układ z rezerwą jawną oraz układ z rezerwą ukrytą.



Rys. 10.1. Automatyka SZR w układach zasilania: a) z rezerwą jawną i b) z rezerwą ukrytą

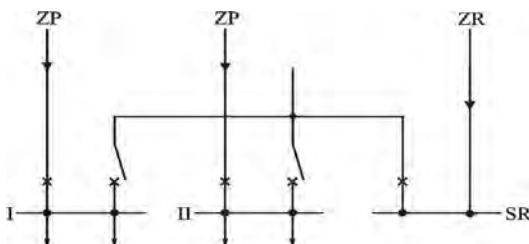
W układach z rezerwą jawną (rys. 10.1a) zasilanie rezerwowe ZR w normalnym stanie pracy nie przenosi żadnego obciążenia i w razie potrzeby jest załączane przez zamknięcie wyłącznika WR.

W układach z rezerwą ukrytą (rys. 10.1b) zasilanie rezerwowe ZR w normalnym stanie pracy spełnia funkcję zasilania podstawowego innego odbioru (ZP), natomiast w razie potrzeby przez zamknięcie wyłącznika sekcyjnego WS przejmuje

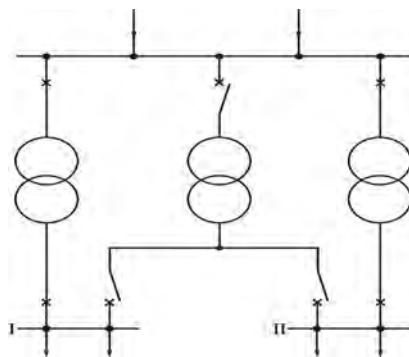


je dodatkowo funkcję rezerwowego zasilania obwodów, które straciły zasilanie z toru podstawowego ZP. W układach z rezerwą ukrytą stosuje się przeważnie wzajemne rezerwowanie się torów zasilania.

Ze względów ekonomicznych celowe jest stosowanie w układach z rezerwą jawną jednego elementu rezerwowego wspólnego dla kilku elementów roboczych. Przykład takiego układu z rezerwą jawną ZR, wspólną dla dwóch sekcji szyn zbiorczych SI i SII potrzeb własnych w elektrowniach, przedstawiono na rys. 10.2. W stacjach transformatorowych obniżających napięcie i zaopatrzonych w dwie sekcje szyn zbiorczych korzystnie jest stosować wspólną dla obu sekcji rezerwę transformatorową jawną (rys. 10.3).



Rys.10.2.Układ zasilania z rezerwą jawną wspólną dla dwóch sekcji szyn zbiorczych



Rys.10.3.Układ zasilania dwóch sekcji szyn zbiorczych ze wspólną rezerwą transformatorową jawną

Czas działania automatyki SZR jest liczony od chwili powstania stanu powodującego rozruch urządzeń SZR do chwili włączenia zasilania rezerwowego. Czas przerwy SZR to upływ czasu od chwili wyłączenia zasilania podstawowego do chwili włączenia zasilania rezerwowego.

Czasy, działania i przerwy SZR, są sobie równe wówczas, gdy SZR jest pobudzane do działania przez otwarcie wyłącznika zasilania podstawowego, jest to tzw. skrócony cykl SZR.

Kiedy urządzenie SZR jest pobudzane do działania stwierdzeniem zaniku napięcia na zasilaniu podstawowym, to wtedy występuje tzw. pełny cykl SZR. Brak napięcia stanowi tu kryterium pobudzenia, a czas działania SZR jest wówczas dłuższy od czasu przerwy.

### **10.2.2. Zachowanie się odbiorów silnikowych w cyklu SZR**

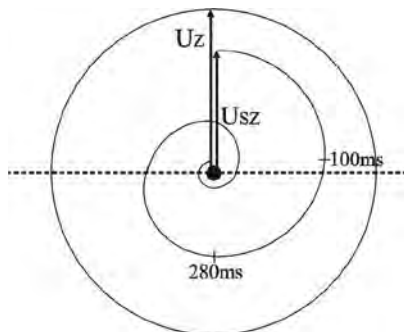
W przypadku gdy odbiornikami są silniki elektryczne, należy zapobiec włączeniu ich na napięcie zasilania w chwili przybliżonej lub dokładnej opozycji tego napięcia względem napięcia szczytkowego, które występuje na zaciskach silników po ich odłączeniu z zasilania podstawowego.

Podczas przełączania silników elektrycznych z zasilania podstawowego na rezerwowe występuje przerwa beznapięciowa. W czasie tej przerwy występuje wybieg silników, a po załączeniu zasilania rezerwowego ich samorozruch.

Wybieg jest procesem spadku obrotów (poślizgu) w funkcji czasu od wartości ustalonej (początkowej) aż do zatrzymania się napędu. Przebieg krzywej wybiegu zależy od mechanicznej stałej czasowej zespołu napędowego oraz od stopnia obciążenia silnika (od tzw. momentu oporowego) w chwili zaniku napięcia. Podczas wybiegu silnik zachowuje się jak generator asynchroniczny. Przykładowy przebieg napięcia szczytkowego  $U_{sz}$  na zaciskach silnika po wyłączeniu napięcia zasilającego przedstawiono na rys. 10.4. Prędkość wirowania wektora napięcia szczytkowego  $U_{sz}$  względem wektora napięcia zasilającego  $U_z$  stale wzrasta wskutek wzrostu różnicy między częstotliwościami obu tych napięć.

Po samoczynnym załączeniu źródła zasilania rezerwowego następuje samorozruch silników, któremu towarzyszy w sieci zasilającej udar prądowy. Ogólnie wartość prądu samorozruchu zależy od geometrycznej różnicy napięcia sieci i napięcia szczytkowego w chwili załączenia zasilania rezerwowego, wypadkowej impedancji sieci zasilającej i silników oraz od fazy początkowej napięcia różnicowego.

Zwiększony pobór prądu w czasie rozruchu lub samorozruchu silników obciążonych powoduje obniżkę napięcia na szynach stacji, a w konsekwencji zmniejszenie momentu napędowego silników, który zależy w przybliżeniu od kwadratu napięcia zasilającego. Niekiedy obniżka napięcia jest tak duża, że może spowodować tzw. utykanie silników. Ma to miejsce wówczas, gdy moment dynamiczny, będący różnicą momentu napędowego i momentu oporowego, jest mniejszy od zera. Samorozruch silników jest zatem możliwy tylko wówczas, gdy chwilowa wartość momentu dynamicznego jest większa od zera. Czas trwania samorozruchu jest ograniczony przede wszystkim dodatkowym nagrzewaniem się uzwojeń silników. Z uwag tych wynika, że działanie urządzeń SZR będzie skuteczne wtedy gdy, dla danego czasu działania SZR moment dynamiczny silników będzie dodatni w całym przedziale zmian poślizgów.



Rys. 10.4. Przebieg napięcia szczątkowego  $U_{sz}$  na zaciskach silnika po wyłączeniu napięcia zasilającego  $U_z$

Warunek skuteczności działania SZR można spełnić przez dobór źródła zasilania rezerwowego o odpowiednio dużej mocy lub dopuszczenie do samorozruchu tylko części silników, aby zapobiec nadmiernym spadkom napięcia (poniżej ok.  $0,7 \cdot U_n$ ).

Czas działania automatyki SZR powinien być dobrany, tak aby silniki dopuszczane do samorozruchu nie były włączane na zasilanie rezerwowe w chwili przybliżonej lub dokładnej opozycji napięć – na zasilaniu rezerwowym i szczątkowym na zaciskach tych silników. Należy podkreślić, że przy włączeniu silników na opozycję napięć może nastąpić przetężenie (dochodzące do 18-krotnej wartości prądu znamionowego), grożące zniszczeniem tych silników.

Ze względu na czas działania urządzenia SZR dzieli się na powolne, o czasie powyżej 0,4s (napięcie szczątkowe  $U_{sz}$  na zaciskach silników osiągnie małą wartość), i na szybkie, o czasie poniżej 0,25s (kąt fazowy pomiędzy wektorami napięcia zasilania  $U_z$  i szczątkowego  $U_{sz}$  będzie jeszcze mniejszy od  $40^\circ$ , wtedy  $|\underline{U}_z - \underline{U}_{sz}| \leq 1,3U_n$ ). W razie potrzeby stosuje się układy kontrolujące zgodność fazową napięć  $U_z$  i  $U_{sz}$ .

### 10.2.3. Podstawowe zasady realizacji automatyki SZR

Aby automatyka SZR działała skutecznie, musi odpowiadać następującym podstawowym wymaganiom:

- urządzenia SZR powinny włączać się w razie awaryjnego zaniku napięcia na szynach zbiorczych rezerwowanych, spowodowanego dowolną przyczyną;
- działanie urządzeń SZR powinny być jednokrotne, aby nie mogło dojść do ponownego załączania źródła rezerwowego, w przypadku powstania trwałego zwarcia na szynach rezerwowanych;
- wartość napięcia źródła rezerwowego powinna być wyższa od minimalnej wartości, przy której jest możliwy samorozruch silników;



Według drugiego kryterium napięcie rozruchowe powinno być mniejsze od napięcia, które będzie występować na szynach zbiorczych zasilania podstawowego po wyłączeniu zwarcia na którymkolwiek z odplywów od szyn zbiorczych przez odpowiednie zabezpieczenie. Wartość tego napięcia rozruchowego wynosi przeciętnie 25-50% napięcia znamionowego. Dzięki takiemu nastawieniu napięcia rozruchowego zapobiega się zbędnemu zadziałaniu urządzenia SZR, gdy zasilanie podstawowe może nadal spełniać swoją rolę.

Człon czasowy (2), kontrolujący czas trwania zaniku napięcia na szynach zbiorczych podstawowych, zapobiega zbędnemu zadziałaniu układu SZR w przypadku krótkotrwałych zaników napięcia, spowodowanych zwarciami wyłączanymi wybiórczo przez odpowiednie zabezpieczenia. Zwłokę czasową dobiera się dłuższą niż czas wyłączania zwarć przez te zabezpieczenia. W urządzeniach SZR powolnego, w których człon rozruchowy (1) nie jest w stanie zapobiec włączeniu napięcia źródła rezerwowego na opozycję faz z napięciem szczytkowym silników, należy dobierać czas przerwy nie krótszy od czasu, po którym napięcie szczytkowe silników zmniejsza się do 30-50% napięcia znamionowego.

Człon kontroli napięcia (3) na zasilaniu rezerwowym ma za zadanie dopuszczać do zadziałania układu SZR jedynie wtedy, gdy napięcie na tym zasilaniu ma dostatecznie dużą wartość, umożliwiającą samorozruch silników. Człon ten nastawia się na napięcia rozruchowe w granicach od 80 do 90% napięcia znamionowego.

W urządzeniach SZR stosuje się także człon czasowy blokujący działanie tej automatyki w przypadku przeciągającego się zaniku lub obniżenia napięcia na źródle rezerwowym. Czas, po którym następuje zablokowanie układu SZR, wyznacza się na podstawie badań eksploatacyjnych. W przypadku SZR potrzeb własnych elektrowni czas ten nie powinien przekraczać ok. 0,4 s.

Nowoczesne mikroprocesorowe urządzenia SZR charakteryzują się takimi cechami, jak możliwością zastosowania w różnych układach zasilania (z jawną i ukrytą rezerwą) oraz dużą liczbą funkcji dodatkowych (programowanie logiki działania, pomiary, sygnalizacja i rejestracja zdarzeń, komunikacja oraz współpraca z systemem nadzoru i sterowania, samotestowanie i inne). Do takich nowoczesnych mikroprocesorowych urządzeń SZR należy zespół CZIP-2R [32].

Zespół CZIP-2R przeznaczony jest do realizacji automatyki samoczynnego łączenia rezerwy w rozdzielniach średniego napięcia. Zespół zapewnia działanie automatyki SZR w układzie rezerwy ukrytej lub jawnej w rozdzielniach zasilanych przez dwa transformatory 110kV/SN lub poprzez jeden transformator 110kV/SN i linię SN rezerwowego zasilania. Zespół ten posiada następujące człony realizujące podstawowe funkcje automatyki SZR:

- człon podnapięciowy, który kontroluje dwa napięcia międzyprzewodowe zasilania podstawowego i po stwierdzeniu ich obniżenia lub zaniku powoduje rozruch SZR po nastawionym czasie;

- człon nadnapięciowy, który kontroluje napięcie przewodowe źródła rezerwowego zasilania i dopuszcza do rozruchu SZR przy odpowiednio dużej wartości tego napięcia;
- kontroli napięcia szczątkowego, przy utrzymywaniu się zbyt wysokiego poziomu tego napięcia cykl SZR jest blokowany lub opóźniany;
- kontrola różnicy napięć, czynna w konfiguracji rezerwy jawnej jako różnica napięcia z pól pomiaru napięcia obu sekcji, powoduje blokowanie rozruchu SZR, gdy jest ona różna od zera;
- blokady trwałej, między innymi, po zakończeniu cyklu SZR, po nieudanym cyklu SZR i po zablokowaniu zewnętrznym impulsem;
- blokady przejściowej, między innymi, po podaniu sygnału blokowania przejściowego na czas jego trwania, przy zaniku napięcia podstawowego zasilania, zbyt niskie wartości napięć w torze rezerwowym.

## **10.3. Automatyka samoczynnego ponownego załączenia**

### **10.3.1. Wprowadzenie**

W elektroenergetycznych liniach napowietrznych większość zwarcć (do 90%) ma charakter przemijający. Zwarciom takim towarzyszy palenie się łuku między jednym z przewodów i konstrukcją uziemioną lub między przewodami różnych faz. Po wyłączeniu linii łuk ten gaśnie i nie zapali się przy jej ponownym załączeniu, jeżeli czas przerwy beznapięciowej będzie na tyle długi, aby nastąpiła dejonizacja przestrzeni połukowej. Tego rodzaju zwarcia łukowe powodują tylko nieznaczne ślady swego działania na przewodach linii napowietrznych. Zwarcia powstające w kablach prowadzą do uszkodzenia izolacji stałej i dlatego mają najczęściej charakter zwarcć trwałych

Zjawisko występowania w liniach napowietrznych zwarcć przemijających uzasadnia celowość stosowania automatyki samoczynnego ponownego załączenia (SPZ). Działanie automatyki SPZ polega na przeprowadzeniu próby trwałości zwarcia, czyli na podaniu sygnału załączającego na wyłącznik linii, wyłączonej uprzednio przez zabezpieczenia. Jeżeli zwarcie ma charakter przemijający, to po zadziałaniu automatyki SPZ linia powraca do stanu normalnej pracy, natomiast w razie zwarcia trwałego następuje ponowne, najczęściej definitywne wyłączenie linii przez automatykę zabezpieczeniową eliminacyjną. Stosowana jest także automatyka SPZ, w której w jednym cyklu działania wielokrotnie sprawdza się trwałość zwarcia.

Skuteczność działania automatyki SPZ zależy przede wszystkim od właściwego doboru tzw. czasu przerwy bezprądowej. Jest to czas, który upływa od chwili przerwania łuku między stykami otwierającego się wyłącznika do chwili jego po-

nownego załączenia. Czas przerwy bezprądowej powinien być jak najkrótszy, jednak na tyle długi, aby czas przerwy beznapięciowej na przestrzeni połukowej wystarczył do jej dejonizacji. Jeżeli w wyłączonej linii podtrzymywane jest dostatecznie wysokie napięcie, przez wybiegające silniki i/lub nie wyłączone jeszcze źródła energii rozproszonej, to występuje w tym czasie tzw. łuk wtórny. W takich przypadkach przy doborze czasu przerwy bezprądowej wyłączników należy uwzględniać czas trwania łuku wtórnego.

Doświadczenia eksploatacyjne wykazały, że czas przerwy beznapięciowej na przestrzeni połukowej w liniach o napięciu od 15 do 400kV powinien wynosić odpowiednio od 0,1-0,5 s [29].

Do najważniejszych korzyści ze stosowania automatyki SPZ należą: zwiększenie niezawodności zasilania odbiorów energii elektrycznej, zmniejszenie prawdopodobieństwa wypadnięcia z synchronizmu współpracujących podsystemów oraz niedopuszczenie przekształcania się zwarć przemijających w trwałe.

Stosuje się następujący podział SPZ:

- ze względu na czas trwania przerwy beznapięciowej – na szybki (od 0,4 do 1,5s) i powolny (od 2s do 3min);
- w zależności od liczby faz wyłączanych i załączanych w czasie cyklu SPZ – na jednofazowy i trójfazowy;
- w zależności od liczby wykonywanych łączy w jednym cyklu SPZ – na jednokrotny i wielokrotny (najczęściej dwukrotny).

Urządzenia do SPZ mogą być pobudzane do działania w dwojaki sposób: przez zadziałanie zabezpieczenia reagującego na zwarcia w sieci albo wskutek stwierdzenia niezgodności położenia wyłącznika i sterownika w nastawni.

### **10.3.2. Wymagania stawiane automatyce SPZ**

Automatyce SPZ stawiane są duże wymagania, mające na celu zapewnienie jej prawidłowego i niezawodnego działania.

Automatyka SPZ nie powinna działać w następujących przypadkach:

- a) wyłączania przez obsługę linii dotkniętej zakłóceniem;
- b) załączania przez obsługę linii dotkniętej zakłóceniem i następującym po nim wyłączeniu linii przez zabezpieczenie przekaźnikowe;
- c) zadziałania urządzenia do samoczynnego częstotliwościowego odciążenia, wyjątek stanowi specjalne powolne urządzenie do SPZ wprowadzone świadomie po SCO.

Automatyka SPZ powinna realizować tylko jeden zaprogramowany cykl działania, nie może ten cykl wielokrotnie się powtarzać po wystąpieniu zwarcia trwałego (niedopuszczalne jest tzw. pompowanie na zwarcie). Wymaganie to powinno być spełnione także w przypadku uszkodzenia jednego z elementów układu automatyki SPZ.

Układ automatyki SPZ powinien być w miarę możliwości zaprojektowany w taki sposób, aby zapobiegał zbędnemu działaniu SPZ w przypadku uszkodzenia jednego z elementów tego układu.

Urządzenia automatyki SPZ powinny umożliwiać współpracę z zabezpieczeniami w celu skracania zwłok czasowych tych zabezpieczeń.

### **10.3.3. Realizacja układów automatyki SPZ**

W układach automatyki SPZ można wyróżnić trzy podstawowe człony:

- rozruchowy, stwierdzający konieczność zadziałania urządzenia do SPZ oraz podający impuls na dalsze człony urządzenia do SPZ;
- pomiarowy, odmierzający czas przerwy i podający impuls na zamknięcie wyłącznika sieciowego;
- blokadowy, zapewniający jednokrotność działania SPZ i zapobiegający tym samym pompowaniu na zwarcie.

Człon rozruchowy może być pobudzony do działania w dwojaki sposób, tzn. albo wskutek zadziałania zabezpieczenia reagującego na zwarcia w sieci albo wskutek stwierdzenia niezgodności położenia wyłącznika i sterownika nastawni. W pierwszym przypadku istnieją dwie możliwości pobudzania urządzenia do SPZ, przez pobudzenie równoległe albo pobudzenie szeregowe. W drugim przypadku urządzenie do SPZ działa nie tylko w przypadku zwarć, ale również w sytuacji niezamierzonego otwarcia wyłącznika.

Człon pomiarowy, oprócz odmierzania czasu przerwy i podawania impulsu na zamknięcie wyłącznika sieciowego, spełnia jeszcze następujące zadania dodatkowe:

- zapewnia jednokrotność działania urządzenia do SPZ,
- powoduje powrót automatyki SPZ do gotowości do następnego cyklu pracy.

Zadaniem członu blokadowego jest zapobieganie pompowaniu na zwarcie, zarówno w przypadku podawania przez człon pomiarowy trwałego impulsu na zamykanie wyłącznika (np. wskutek uszkodzenia członu pomiarowego), jak też w przypadku podawania z nastawni trwałego impulsu na zamykanie wyłącznika.

Oprócz opisanych powyżej członów zasadniczych układy automatyki SPZ mają szereg elementów dodatkowych, takich jak, np. lampki sygnałowe, licznik liczby zadziałań, przełącznik do eliminowania z pracy urządzenia do SPZ, układ połączeń zestyków i przekaźników zapewniający poprawne działanie, gdy niektóre z jego elementów są uszkodzone.

### **10.3.4. Automatyka SPZ w sieciach promieniowych średnich napięć**

W sieciach średnich napięć stosuje się trójfazową, wielokrotną (zwykle dwukrotną) automatykę SPZ. Stosowanie wielokrotnej automatyki SPZ w takich sieciach jest uzasadnione, ponieważ po pierwszej przerwie bezprądowej (z czasem



od 0,4 do 1,5s) eliminuje się około 60÷80% zwarć wielkopiędowych, natomiast po drugiej przerwie (wynoszącej od 10 do 20s) jeszcze dalsze 10÷20%.

Możliwe są następujące warianty układów współpracy automatyki SPZ z zabezpieczeniami nadprądowymi zwłocznymi w liniach rozdzielczych średniego napięcia jednostronnie zasilanych (rys. 10.6):

- bez skrócenia zwłoki czasowej zabezpieczenia (rys. 10.6.a),
- ze skróceniem zwłoki czasowej zabezpieczenia przed cyklem SPZ (rys. 10.6.b),
- ze skróceniem zwłoki czasowej zabezpieczenia po cyklu SPZ (rys. 10.6.c).

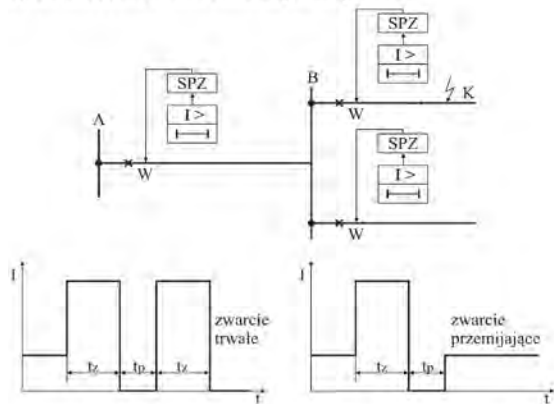
We wszystkich tych wariantach każda linia jest wyposażona w zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne. Wybiórczość tych zabezpieczeń uzyskuje się dzięki wprowadzeniu zwłok czasowych. W przeciętnych warunkach czas działania zabezpieczenia linii zasilającej sieć promieniową może być dość długi, co jest niepożądane ze względu na pogorszenie warunków pracy odbiorców.

Na rys. 10.6 przedstawiono przebiegi wartości prądów podczas działania automatyki SPZ w przypadku wystąpienia w punkcie K zwarcia (przemijającego lub trwałego) dla każdego wariantu współpracy tej automatyki z zabezpieczeniami linii.

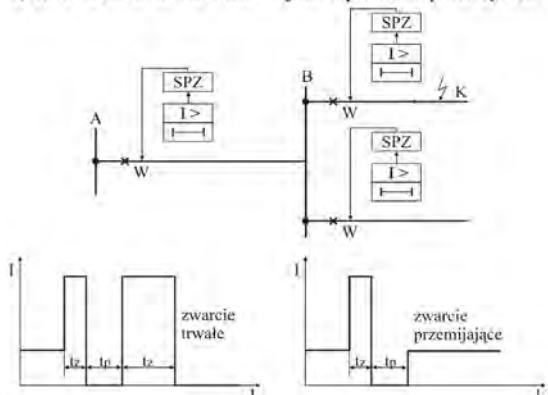
W wariantcie współpracy bez stosowania skrócenia czasu działania zabezpieczeń należy wyposażyć w automatykę SPZ wszystkie linie (rys. 10.6.a). W przypadku powstania zwarcia przemijającego w linii (np. w punkcie K) cykl automatyki SPZ następuje po czasie ( $t_z$ ) działania zabezpieczenia tej linii. Przy zwarciu trwałym, po ponownym załączeniu przez automatykę SPZ po czasie ( $t_p$ ), definitywne wyłączenie linii następuje po upływie czasu ( $t_z$ ) działania zabezpieczenia tej linii. Łączny czas trwania zakłócenia w przypadku stosowania tego wariantu układu zależy od zwłoki czasowej danego zabezpieczenia. Czasy trwania zwarć mogą być znacznie skrócone jeżeli linię wyposaży się w automatykę SPZ pobudzaną bezzwłocznie przez człony nadprądowe zabezpieczeń.

W wariantcie współpracy ze skróceniem zwłoki czasowej przed cyklem SPZ w automatykę SPZ wyposaża się tylko linię zasilającą promieniową sieć rozdzielczą (rys. 10.6.b). W przypadku pojawienia się zwarcia w dowolnym punkcie sieci automatyka SPZ jest uruchamiana bardzo szybko ( $t_o$ ) po zadziałaniu członu pomiarowo-rozruchowego zabezpieczenia. Przy zwarciu trwałym następuje definitywne wyłączenie przez zabezpieczenie tej linii z czasem ( $t_z$ ), wynikającym ze stopniowania zwłok czasowych. Do zalet tego układu współpracy należą: krótki czas trwania zwarć przemijających w całej sieci oraz potrzeba stosowania tylko jednej automatyki SPZ. Do wad tego układu współpracy można zaliczyć: występowanie przerwy w pracy w całej sieci, niezależnie od miejsca zwarcia w tej sieci, oraz trudne warunki pracy wyłącznika współpracującego z automatyką SPZ.

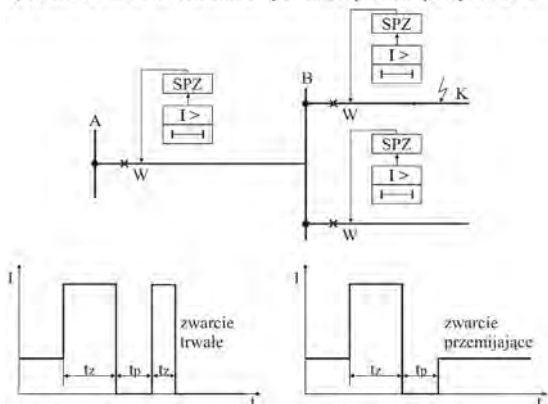
a) bez skrócenia zwłoki czasowej zabezpieczeń



b) ze skróceniem zwłoki czasowej zabezpieczenia przed cyklem SPZ



c) ze skróceniem zwłok czasowych zabezpieczeń po cyklu SPZ



Rys. 10.6. Warianty współpracy automatyki SPZ z zabezpieczeniami nadprądowymi zwłocznymi w liniach rozdzielczych średniego napięcia jednostronnie zasilanych podczas zwarć trwałych i przemijających

Wariant układu ze skróceniem zwłoki czasowej po cyklu SPZ (rys. 10.6.c) charakteryzuje się tym, że automatyka SPZ jest zainstalowana we wszystkich liniach. W przypadku zwarć cykl SPZ następuje po czasie ( $t_z$ ) działania zabezpieczenia tej linii, w której wystąpiło zwarcie. Przy zwarciach trwałych powtórne, definitywne wyłączenie danej linii następuje bezzwłocznie ( $t_0$ ). Do wad układu ze skróceniem zwłoki czasowej po cyklu SPZ należy zaliczyć: długi czas eliminowania zwarć przemijających oraz konieczność stosowania automatyki SPZ przy wszystkich wyłącznikach.

Stosowanie układów automatyki SPZ ze skracaniem zwłok czasowych zabezpieczeń daje istotne korzyści techniczno-ekonomiczne związane ze skróceniem czasu trwania zakłóceń. Wybór rodzaju układu powinien być poprzedzony wynikiem analizy warunków pracy sieci.

### 10.3.5. Automatyka SPZ w sieciach rozdzielczo-przesyłowych i przesyłowych

W sieciach rozdzielczo-przesyłowych i przesyłowych stosuje się automatykę SPZ jednofazową lub trójfazową, jednokrotną, zwykle o szybkim działaniu.

Jednofazową automatykę SPZ stosuje się wtedy, gdy wyłącznik składa się z trzech odrębnych jednobiegunowych kolumn wyposażonych w odrębne napędy (w sieci o napięciu 220kV i wyższym).

W sieciach rozdzielczo-przesyłowych automatyka SPZ współpracuje najczęściej z zabezpieczeniami odległościowymi. Zasada współpracy automatyki SPZ z zabezpieczeniem odległościowym linii polega na skracaniu pierwszej strefy wydłużonej tego zabezpieczenia (rys. 10.7).



Rys. 10.7. Zasada skracania wydłużonych pierwszych stref działania zabezpieczeń odległościowych współpracujących z automatyką SZR w liniach promieniowych

Przed działaniem automatyki SPZ pierwsza strefa tego zabezpieczenia nastawiona jest na około 115% długości zabezpieczanego odcinka (rys. 10.7.a). Przy wystąpieniu zwarcia w tej wydłużonej strefie następuje wyłączenie linii i w przerwie beznapięciowej dokonuje się skracanie wcześniej wydłużonej strefy (rys. 10.7.b). Jeżeli po ponownym załączeniu linii okaże się, że zwarcie było przemijające, to po kilku sekundach następuje wydłużenie pierwszej strefy do 115%. Jeżeli zwarcie będzie miało charakter trwały, to następuje definitywne wyłączenie linii.

W liniach przesyłowych, zwykle dwustronnie zasilanych, automatyka SPZ współpracuje z zabezpieczeniami podstawowymi, odległościowym lub różnicowo-prądowym. W takich liniach zabezpieczenia połączone są ze sobą za pomocą łącz komunikacyjnych i wtedy współpraca tych zabezpieczeń z automatyką SPZ może także odbywać się na zasadzie wydłużenia pierwszej strefy normalnej. W takim wariantcie współpracy każde z zainstalowanych zabezpieczeń odległościowych, zainstalowane na obu końcach linii, ma nastawienie normalne tzn. 85% długości linii. W chwili wystąpienia zwarcia w tej linii każde z zabezpieczeń wysyła sygnał do drugiego, jeżeli to zwarcie jest w jego pierwszej normalnej strefie. Zabezpieczenie, które nie wykryło zwarcia w swojej pierwszej strefie wydłuża ją do 115%. W efekcie oba zabezpieczenia podają sygnał na wyłączenie z krótkim czasem. Podczas działania automatyki SPZ w zabezpieczeniu następuje samoczynny powrót do normalnej pierwszej strefy działania, w czasie przerwy beznapięciowej.

Automatykę SPZ w liniach dwustronnie zasilanych wyposaża się w układy kontroli napięcia oraz kontroli synchronizmu napięć (kąta między wektorami napięć). W szczególności dotyczy to SPZ powolnego, przy działaniu którego istnieje duże niebezpieczeństwo utraty synchronizmu dwóch podsystemów elektroenergetycznych.

Linie przesyłowe najwyższych napięć są wyposażane w dwa podstawowe zabezpieczenia. Automatyka SPZ zainstalowana na obu końcach takiej linii może współpracować z dwoma zabezpieczeniami podstawowymi dzięki odpowiedniej wymianie informacji pomiędzy tymi zabezpieczeniami i automatykami SPZ [29]. Przy koordynacji działania automatyzacji SPZ obowiązują następujące zasady: jeżeli jeden układ zainicjował działanie SPZ, to drugi jest blokowany i jeżeli jeden układ rozpoczął blokowanie, to w drugim także następuje blokowanie.

## **10.4. Automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążenia**

### **10.4.1. Wiadomości ogólne**

W układzie elektroenergetycznym może wystąpić zjawisko nadmiernego zmniejszenia się częstotliwości, spowodowane deficytem mocy czynnej w tym układzie. Deficyt mocy czynnej w systemie elektroenergetycznym powstaje wskutek

wypadnięcia z pracy jednej jednostki prądowórczej dużej mocy lub większej ich liczby. Deficyt taki może także wystąpić w części wydzielonej systemu (praca wyspowa elektrowni), w przypadku gdy wytwarzana w tej części moc czynna jest mniejsza od pobieranej.

Po obniżeniu się częstotliwości do poziomu 46÷47 Hz następuje po kilku minutach zmniejszenie się wydajności kotłów, obniżenie ciśnienia pary dołotowej, pogorszenie próżni w skraplaczach, a w konsekwencji zmniejszenie mocy dyspozycyjnej w elektrowniach. Może to spowodować lawinowe pogłębianie się deficytu mocy czynnej, które doprowadzi do całkowitego unieruchomienia elektrowni i rozpadnięcia układu elektroenergetycznego. Zmniejszenie się częstotliwości jest zjawiskiem szkodliwym również dla wielu zakładów przemysłowych, a zwłaszcza dla zakładów chemicznych, w których procesy produkcyjne są oparte na pracy sprężarek.

Gdy deficyt mocy czynnej w układzie elektroenergetycznym nie jest duży, w układzie elektroenergetycznym następuje powolne zmniejszenie się częstotliwości. Umożliwia to interwencję dyspozytora mocy, który wprowadza do ruchu jednostki wytwórcze rezerwowe, bądź – w przypadkach bardziej nagłych – wyłącza z pracy mniej ważne odbiory. Przy zmniejszeniu się częstotliwości do poziomu ok. 49,3 Hz można zapobiegać dalszemu zmniejszeniu przez samoczynne włączenie do pracy elektrowni interwencyjnych (np. elektrowni wodnych zbiornikowych, dysponujących odpowiednią ilością wody w zbiornikach, elektrowni pompowo-akumulacyjnych itp.), a w razie dalszego zmniejszania się częstotliwości do poziomu ok. 49Hz – przez samoczynne wyłączenie z pracy dużych odbiorników przemysłowych, stosunkowo mało wrażliwych na przerwy w dostawie energii elektrycznej, np. pieców karbidowych.

Jeżeli środki te okażą się niewystarczające i częstotliwość będzie się nadal zmniejszała, to w zakresie od ok. 48,8 Hz do ok. 46,5 Hz należy stosować samoczynne częstotliwościowe odciążenie (SCO) przez wyłączanie grup odbiorców, uszeregowanych wg ważności przy kilku częstotliwościach w przedziale 46,5÷48,8 Hz, zgodnie z przygotowanym uprzednio planem wyłączeń.

#### **10.4.2. Charakterystyka częstotliwościowa czynnomocowa układu elektroenergetycznego**

Charakterystyka częstotliwościowa czynnomocowa układu elektroenergetycznego zależy od struktury odbiorów energii elektrycznej, ponieważ pobierana moc czynna przez odbiorniki w różnym stopniu zależy od częstotliwości.

Moc odbiorników oświetleniowych i niektórych grzejnych nie zależy od częstotliwości. Z kolei moc silników napędzających obrabiarki, młyny kulowe i sprężarki tłokowe o stałym momencie mechanicznym jest proporcjonalna do pierwszej

potęgi częstotliwości, a moc silników napędzających wentylatory i pompy odśrodkowe – w przybliżeniu do trzeciej potęgi częstotliwości.

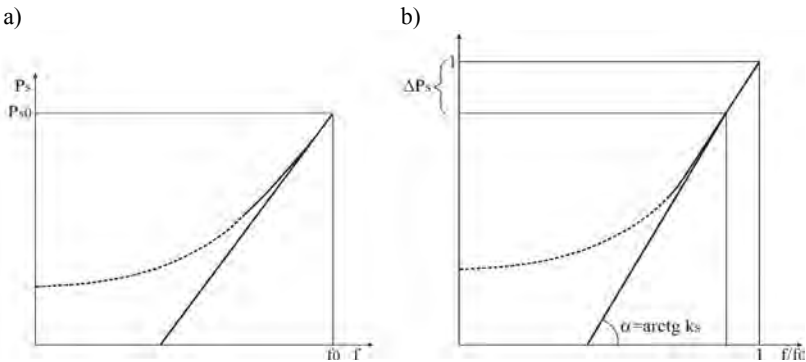
Do mocy czynnej pobieranej z urządzeń wytwórczych należy również doliczyć straty mocy w sieciach zasilających odbiorniki. Straty te również zależą od częstotliwości [38].

Zależność pobieranej mocy czynnej od częstotliwości można wyrazić następującym wzorem [38]

$$P_s = P_{s0} \left( a_0 + a_1 \frac{f}{f_0} + a_2 \frac{f^2}{f_0^2} + \dots + a_n \frac{f^n}{f_0^n} \right) \quad (10.1)$$

gdzie:  $f_0$  – częstotliwość początkowa, odpowiadająca mocy początkowej  $P_{s0}$ ;  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$  i  $a_n$  – współczynniki odpowiednio dobrane, których suma wynosi 1 (współczynniki te odpowiadają w pewnym stopniu udziałom poszczególnych grup odbiorów w ogólnym poborze mocy czynnej).

Graficzną ilustrację zależności mocy czynnej odbiorów od częstotliwości  $P_s = P_{s0}(f)$  przedstawiono na rys. 10.8.



Rys. 10.8. Zależność mocy pobieranej przez odbiory od częstotliwości: a) w wartościach bezwzględnych i b) w wartościach względnych, odniesionych do mocy pobieranej  $P_{s0}$  oraz częstotliwości początkowej  $f_0$

Przy zmianach częstotliwości w interesującym nas przedziale 45÷52 Hz można przyjąć, że zależność mocy pobieranej od częstotliwości ma charakter liniowy, wyrażony wzorem

$$P_s = P_{s0} \left( 1 - k_s \frac{f_0 - f}{f_0} \right) \quad (10.2)$$

Parametr  $k_s$  może być zdefiniowany jako stosunek względnej zmiany odbieranej mocy czynnej do względnej zmiany częstotliwości, zgodnie ze wzorem

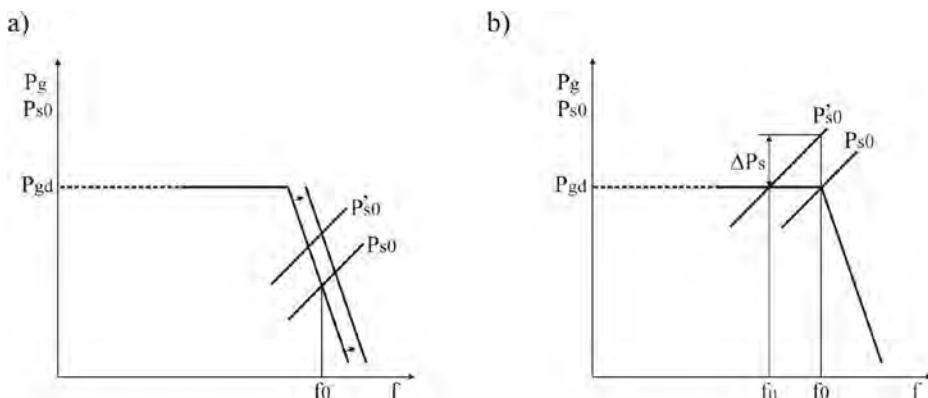
$$k_s = \frac{\Delta P_s}{P_{s0}} \frac{f_0}{\Delta f} = \frac{P_{s0} - P_s}{P_{s0}} \frac{f_0}{f_0 - f} \quad (10.3)$$

Wartość współczynnika  $k_s$  zależy od charakteru odbiorów i zawiera się przeciętnie w granicach 1,4÷2,6. Wartość tego współczynnika wzrasta wraz ze stopniem uprzemysłowienia odbiorców.

Obciążenie  $P_s$  zmniejsza się wraz ze spadkiem częstotliwości, dając efekt regulacji mocy pobieranej, czyli likwiduje deficyt mocy czynnej. Odbywa się to kosztem jakości energii elektrycznej (zmniejszeniem częstotliwości).

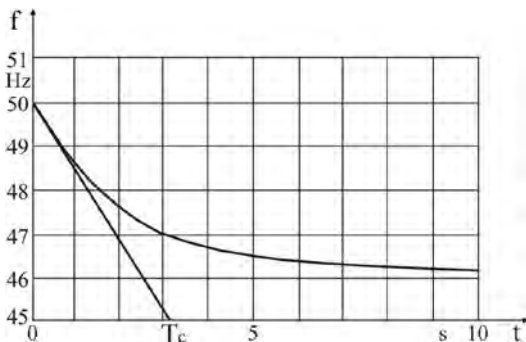
Zależność mocy czynnej wytwarzanej przez turbospół  $P_g$  od częstotliwości  $f$  przedstawiono na rys. 10.9. Część tej charakterystyki przeznaczona jest do regulacji częstotliwości i rozdziału mocy czynnej w systemie elektroenergetycznym (rys. 10.9.a). W przypadku wzrostu mocy pobieranej ( $P'_{s0}$ ) jest ona tak przesuwana  $P'_g$  wzdłuż osi częstotliwości, aby utrzymać stałą częstotliwość  $f_0$  i odpowiedni rozdział mocy czynnych między współpracujące turbospóły. Aby to było możliwe, moc dyspozycyjna elektrowni powinna być większa od mocy pobieranej  $P_{gd} > P_{s0}$ , czyli potrzebna jest rezerwa mocy regulacyjnej w wirujących generatorach. Dla uproszczenia rozważań przyjęto, że przy obniżeniu częstotliwości moc dyspozycyjna  $P_{gd}$  nie ulega zmianie. Takie założenie można przyjąć przy krótkotrwałych, niezbyt wielkich zmianach częstotliwości.

Jeżeli turbospóły pracują przy częstotliwości roboczej  $f_0$  w warunkach pełnego obciążenia  $P_{gd} = P_{s0}$  (rys. 10.9.b), to wystąpienie deficytu mocy czynnej  $\Delta P_s$  spowoduje zmniejszanie się częstotliwości do poziomu  $f_u$ .



Rys.10.9.Zależność mocy czynnej, wytwarzanej przez turbospół i pobieranej, od częstotliwości w przypadku występowania rezerwy, mocy regulacyjnej (a) i deficytu mocy czynnej (b)

Przykładowy przebieg zmian częstotliwości w czasie występowania deficytu mocy czynnej przedstawiono na rys. 10.10.



Rys.10.10. Przykładowy przebieg częstotliwości w układzie elektroenergetycznym w przypadku deficytu mocy czynnej

Przybliżona zależność częstotliwości od czasu ma postać

$$f = f_u + (f_0 - f_u)e^{-t/T_c}, \quad (10.4)$$

gdzie:  $f_0$  – częstotliwość przed wystąpieniem deficytu mocy czynnej,  $f_u$  – częstotliwość ustalona po wystąpieniu deficytu mocy czynnej,  $T_c$  – częstotliwościowa stała czasowa układu elektroenergetycznego ( $3 \div 20$ s).

Wartość deficytu mocy czynnej, jako funkcji częstotliwości, dla charakterystyki przedstawionej na rys. 10.9.b, można wyrazić zależnością

$$\Delta P_s = P_{s0} - P_{s0} \left( 1 - k_s \frac{f_0 - f_u}{f_0} \right) = P_{s0} k_s \frac{f_0 - f_u}{f_0}, \quad (10.5)$$

gdzie oznaczenia jak we wzorze 10.4.

### 10.4.3. Ogólne zasady działania automatyki SCO

Zadziałanie urządzeń SCO powinno następować dopiero po wyczerpaniu się mocy zmagazynowanej w rezerwie wirującej układu elektroenergetycznego i po zmniejszeniu się częstotliwości poniżej około 49 Hz.

Do wyłączenia przez urządzenia SCO należy przeznaczać przede wszystkim odbiory mniej ważne.

Moce podlegające wyłączeniu w poszczególnych stopniach częstotliwości, wartości tych częstotliwości oraz ewentualne zwłoki czasowe urządzenia SCO powinny być dobrane tak, aby zapobiec zmniejszeniu się częstotliwości poniżej około 47 Hz. W poszczególnych stopniach SCO powinno się wyłączać możliwie



duże wartości mocy pobieranych, jednak nie powinno się przekraczać takich wartości, które doprowadzają asymptotycznie częstotliwość do poziomu normalnego.

Moc pobieraną, przeznaczoną do wyłączenia w pierwszym stopniu SCO, przy częstotliwości  $f_1$ , można wyznaczyć ze wzoru (10.5) po podstawieniu  $f_u = f_1$ . Jeżeli rzeczywisty deficyt mocy jest równy wyłączonej mocy czynnej, to częstotliwość powróci asymptotycznie do poziomu normalnego  $f_0$ . Jeżeli osiągnie inną wartość  $f_2 < f_0$ , to należy dokonać dalszych wyłączeń mocy o wartości wyznaczonej dla  $f_2$ . Analogicznie oblicza się moc przeznaczoną do wyłączania w trzecim stopniu SCO.

Do oszacowania zmian częstotliwości w funkcji czasu, występujących podczas deficytu mocy, można posługiwać się wzorem

$$f(t) = f_n \left[ 1 - \frac{\Delta P_s}{k_s P_s} \left( 1 - e^{-\frac{t}{T_c}} \right) \right], \quad (10.6)$$

gdzie:  $f_n$  – częstotliwość znamionowa; pozostałe oznaczenia jak wyżej.

Dynamika zmian częstotliwości w takiej sytuacji wyrażana jest pochodną funkcji (10.6),

$$\frac{df}{dt} = -\frac{f_n}{T_c} \frac{\Delta P_s}{k_s P_s} e^{-\frac{t}{T_c}}, \quad (10.7)$$

W rzeczywistych systemach elektroenergetycznych przy 20% deficycie mocy szybkość zmian częstotliwości może osiągać 1÷2Hz/s, a przy 40% aż 2÷4Hz/s. Zazwyczaj w celu uratowania układu elektroenergetycznego od poważnych zakłóceń przy deficytach mocy czynnej należy stosować szybkie urządzenia SCO, obejmującej swoim działaniem 50% mocy pobieranej.

Częstotliwość rozruchową pierwszego stopnia SCO przyjmuje się 48,5-49 Hz, natomiast najniższa częstotliwość rozruchowa powinna wynosić co najmniej 46,4 Hz. Czas zadziałania poszczególnych stopni SCO przyjmuje się stosunkowo krótki, około 0,1÷0,2 s, z wyjątkiem tzw. stopnia specjalnego, dla którego przyjmuje się czas zadziałania 20÷30 s. Można stosować rozdzielanie mocy przewidzianych do wyłączania na większą liczbę grup, różniących się nie tylko wartością częstotliwości rozruchowych, ale i czasem zadziałania, tzn. zastosować wyłączenie różnych grup wyłączeniowych, mających do samo nastawienie częstotliwości rozruchowej, lecz różne nastawienia czasowe.

Awarie systemowe, które miały miejsce ostatnimi czasy w Europie i w Polsce, spowodowały, że powrócono z całą stanowczością do aktywowania i modernizowania na stacjach elektroenergetycznych układów realizujących automatykę samoczynnego częstotliwościowego odciążania [7, 15, 18]. Szybkość reakcji automatyki

SCO na załamania się częstotliwości, w wyniku zachwiania bilansu mocy czynnej w mniejszych podsystemach, ma ograniczyć groźbę przenoszenia się takich zjawisk na duże systemy energetyczne.

#### 10.4.4. Wymagania stawiane nowoczesnej automatyce SCO

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. nr 93 z 29 maja 2007r. poz. 623) sieci o napięciu znamionowym 15kV i wyższym powinny mieć zainstalowaną automatykę SCO, działającą z wymaganiami nakreślonymi w tym rozporządzeniu oraz w instrukcjach eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.

Nowoczesne układy automatyki SCO powinny:

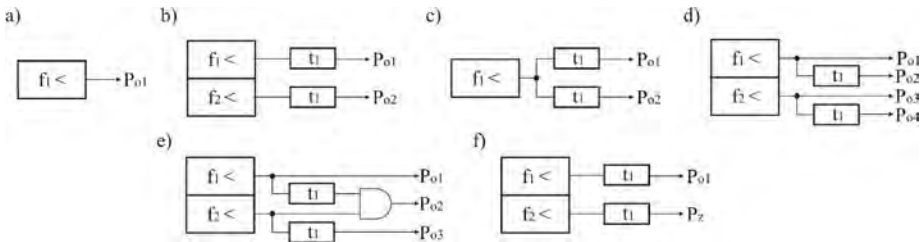
- nie dopuścić do przekroczenia określonego czasu pracy systemu elektroenergetycznego przy obniżonej częstotliwości,
- skutecznie działać bez względu na szybkość przebiegu procesów przejściowych,
- dostosowywać wartość mocy włączanej do wartości zaistniałego deficytu mocy,
- działać tylko w przypadkach awaryjnych, kiedy brak jest możliwości wprowadzenia ograniczeń ruchowych w przesyłce mocy przez personel stacyjny,
- wyłączyć odbiory najmniej ważne i odpowiadać wartości powstałego deficytu mocy,
- nie działać w przypadku krótkotrwałych zmian częstotliwości wynikających ze stanów zwarciovych lub w przypadku działania automatyki SPZ lub SZR,
- realizować pomiar częstotliwości z dokładnością nie mniejszą niż 10mHz,
- umożliwiać nastawienie progów częstotliwościowych z zakresu od 47Hz do 50Hz z krokiem co 0,01Hz (co najmniej),
- umożliwiać pracę układu przy napięciu pomiarowym od 0,5Un do Un,
- czas własny działania przełącznika nie powinien być większy niż 200ms,
- posiadać liczbę stopni częstotliwościowych co najmniej 4 (preferowane 5).

W podsystemach, gdzie istnieje duże prawdopodobieństwo wystąpienia dużego deficytu mocy czynnej, można uzupełnić standardowe kryteria SCO członami pochodnej częstotliwości  $df/dt$ , które mają na celu przyśpieszenie wyłączeń przy dużych szybkościach zmian częstotliwości. Stosowane są także dodatkowe kryteria oparte na wartościach średnich zarówno częstotliwości  $\Delta f/\Delta t$  jak i napięcia  $\Delta U/\Delta t$ , zapewniające stabilność pracy takich układów.

W celu zapewnienia pożądanego procesu wyłączania odbiorców (Poi) stosuje się różnorodne sposoby realizacji automatyki SCO, takie jak (rys. 10.11):

- jednostopniowe (a),
- dwustopniowe (b),

- jednostopniowe sterujące wyłączeniem dwóch grup odbiorców (c),
- dwustopniowe sterujące wyłączeniem czterech grup odbiorców (d)
- dwustopniowe sterujące wyłączeniem trzech grup odbiorców (e),
- jednostopniowe z częstotliwościowym samoczynnym ponownym załączeniem (SPZ/SCO) (f).



Rys.10.11. Schematy strukturalne realizacji stopniowania automatyki SCO

Zespoły automatyki zabezpieczeniowej stosowane do obsługi pól pomiaru napięcia posiadają człony pomiarowe, które realizują automatykę SCO oraz SPZ/SCO.

Obecnie stosowane są następujące nastawienia stopni SCO: I – 49,0Hz, 0,2s; II – 48,7Hz, 0,2s; III – 48,5Hz, 0,5s; IV – 48,3Hz, 0,5s; 48,1Hz, 0,5s i SPZ/SCO 49,3Hz, kilka minut.

Ponowne włączenie linii wyłączonych przez urządzenia SCO może wykonać obsługa dopiero po przybyciu do stacji. Dla skrócenia przerwy w zasilaniu odbiorców celowe jest przeto uzupełnienie urządzeń SCO urządzeniami dokonującymi samoczynnie włączenia odpowiednio wybranej grupy wyłączonych odbiorów po czasie od 30s do kilku minut, jeżeli częstotliwość będzie większa niż 49,3Hz. Rozwiązanie w postaci automatyki jednostopniowego SCO z częstotliwościowym SPZ (rys. 10.11.f) jest pożądane szczególnie w stacjach elektroenergetycznych bezobsługowych. Urządzenia SPZ załączają grupę odbiorców ( $P_z$ ) w przypadku wzrostu częstotliwości ponad określoną wartość, odbiorców odłączonych uprzednio przez SCO. Skraca to znacznie czas przerwy w zasilaniu tych odbiorców.

W proponowanym nowym inteligentnym algorytmie działania automatyki SCO, opartym na zastosowaniu logiki rozmytej, zarówno moment jak i moc wyłączanych odbiorów są zależne od bieżącej częstotliwości oraz pochodnej częstotliwości względem czasu [30,36].

Nowoczesne rozwiązania techniczne przekaźników podczęstotliwościowych są oferowane przez: ZEG-Energetyka Sp. z o.o. (obecnie Kopex Electric Systems) oraz AREVA T&D Sp. z o.o. (obecnie Schneider Electric Energy Poland Sp. z o.o.) Produkowane przekaźniki, RfT 451 przez ZEG-Energetykę i serii P920, P130 i P940 przez spółkę AREVA, odpowiadają wymaganiom stawianym obecnie niezależnej automatyce samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO). Wprowadzanie do eksploatacji tego typu urządzeń zmniejszy do minimum niebezpieczeństwo pojawienia się awarii systemowych w przyszłości na poziomie lokal-

nym jak i ograniczy groźbę przenoszenia się takich zjawisk na duże systemy energetyczne.

Automatyka SCO i SPZ/SCO jest realizowana także w cyfrowych sterownikach polowych, które są instalowane w polach pomiaru napięcia stacji 110/SN.

## **10.5. Rodzaje i zadania automatyki systemowej**

Automatyka systemowa ma za zadanie zapewnić bezpieczną i efektywną pracę systemu elektroenergetycznego. Dzieli się ona na prewencyjną, regulacyjną i restytucyjną.

Automatyka prewencyjna działa wyprzedzająco, ma na celu przeciwdziałanie rozwijaniu się zakłócenia w awarię systemową. Do tego rodzaju automatyki zalicza się:

- przeciwkołysaniowo-odciążającą (APKO), zapobiegającą utracie stabilności węzłów wytwórczych oraz występowaniu przeciążeń;
- przepięciową (APP), chroniącą urządzenia pierwotne przed uszkodzeniem wskutek wzrostu napięcia powyżej dopuszczalnej wartości;
- podnapięciowego odciążania (skrót APO lub SNO), zapobiegającą wystąpieniu załamania się napięcia (lawiny) i wystąpieniu awarii systemowej;
- samoczynne częstotliwościowe odciążanie (SCO), zapobiegająca od lawinowego spadku częstotliwości i wystąpienia awarii systemowej.

Automatyka APKO prewencyjnie wyłącza generatory, jeżeli zagrożona jest ich stabilna praca. Działanie APKO jest zwykle inicjowane przekroczeniem zapasu stabilności pracy generatorów (algorytm przeciwkołysaniowy) i wyłączeniem toru przesyłowego (algorytm odciążający pozostałe tory).

Automatyka APP, instalowana na obu końcach długich linii 400kV, powoduje jej obustronne wyłączenie z określoną zwłoką, jeżeli na jednym z końców linii napięcie wzrośnie ponad wartość dopuszczalną. W takich liniach największy wzrost napięcia na jednym z jej końców następuje w przypadku, gdy linia jest nieobciążona. Wzrost ten jest spowodowany spadkiem napięcia od prądu ładowania pojemności linii.

Automatyka APO wyłącza wybrane obciążenia, co powinno spowodować likwidację zagrożenia niestabilnością napięciową i odbudowę napięcia. Likwidacja tego zagrożenia zależy od wielu czynników, takich jak: charakter odbiorów (niekorzystny indukcyjny), ograniczone możliwości wytwarzania i przesyłu mocy biernej, duża impedancja torów przesyłowych, utykanie silników, i inne.

Proponowane są nowe zasady awaryjnego odciążania systemu elektroenergetycznego [27], polegające na zastosowaniu inteligentnego algorytmu automatyki odciążającej (ICNO). Postuluje się, aby ten algorytm zawierał dwa składniki, jeden

częstotliwościowy, a drugi napięciowy. Układy ICNO będą więc reagować na przeciążenia mocą bierną, wywołujące spadki napięć i przeciążenia mocą czynną (deficyt mocy) a także przy jednoczesnym występowaniu obu przeciążeń. Układy takie mogą być instalowane w węzłach wytwórczych i odbiorczych, przy czym ich algorytmy działania i nastawienia wymagają analiz uwzględniających lokalne cechy węzła. Taki algorytm odciążający (częstotliwościowy – SCO i napięciowy – SNO) może być realizowany przez mikroprocesorowe urządzenie zabezpieczeniowe częstotliwościowo-napięciowe RFT-415A oferowane przez ZEG-ENERGETYKA. Działanie tego zabezpieczenia oparte jest na pomiarze wartości: międzyfazowych napięć skutecznych, częstotliwości napięcia oraz pochodnej i średniej prędkości zmian częstotliwości.

Ostatnio zaczęto posługiwać się pojęciem Obszarowa Automatyka Zabezpieczeniowa (OAZ). Automatyka ta ma za zadanie zapewniać bezawaryjną pracę fragmentu systemu elektroenergetycznego. Wykonuje ona takie funkcje o charakterze systemowym jak [26]: rezerwowanie i adaptację zabezpieczeń, kontrolę stabilności napięciowej i częstotliwościowej i innych. Realizacja tych funkcji wymaga wprowadzenia synchronicznego pomiaru napięć i prądów w wielu punktach określonego fragmentu systemu. Do tego celu służą Układy Pomiaru Wektorów (UPW, ang. PMU – Phasor Measurement Units) zainstalowane w Obszarowym Systemie Pomiarowym (OSP ang. WAMS – Wide-Area Measurement System) oraz hierarchiczny System Wieloagentowy (SW, ang. MAS – Multi-Agent System). Obszarowa Automatyka Zabezpieczeniowa ma szczególną rolę do odegrania w tzw. inteligentnych sieciach elektrycznych (ang. Smart Grid) oraz tzw. mikrosieciach (ang. Micro-Grid) łączącej rozproszone źródła energii elektrycznej z lokalnymi jej odbiorcami.

Automatyka regulacyjna ma za zadanie utrzymywać stan pracy systemu elektroenergetycznego wg zadanych parametrów. Do automatyki regulacyjnej należą układy automatycznej regulacji napięcia w węzłach wytwórczych (ARNE) i w systemie (ARST) oraz automatycznej regulacji mocy czynnej i częstotliwości (ARCM).

Układy ARNE są instalowane w elektrowniach. Ich zadaniem jest regulacja napięcia na szynach stacji elektrownianej. Realizowana jest ona w regulatorach napięcia generatorów poprzez zmianę wartości prądu wzbudzenia. Regulacji napięcia towarzyszy zmiana wartości mocy biernej dostarczanej przez generator do sieci.

Układy ARST realizują algorytm regulacji napięcia na szynach stacji, wykorzystując w tym celu przełączniki zaczepowe transformatorów. Przełączniki te są sterowane regulatorami napięcia transformatorów.

Układy ARNE i ARST przystosowane są do współpracy ze sobą. W przyszłości układy te będą współpracować w ramach systemu obszarowej regulacji napięcia.

Układ ARCM ma za zadanie regulację mocy czynnej i częstotliwości w systemie elektroenergetycznym poprzez oddziaływanie na regulację wtórną generatorów. System ARCM posiada regulator centralny, który wysyła sygnały regulacyjne

do generatorów na takie zwiększenie lub zmniejszenie wytwarzanej mocy czynnej, aby wartość częstotliwości znalazła się w odpowiednim przedziale.

Automatyka restytucyjna umożliwia przywrócenie do pracy tych elementów, w których wystąpiło przemijające uszkodzenie. Jedynym przykładem takiej automatyki jest samoczynne ponowne załączenie (SPZ).

## 10.6. Bibliografia

- [1] Babiński J., Wnorowski C., Woliński K.: Ocena działania zabezpieczeń i automatyki sieci średniego napięcia w latach 1991-2001 w ZE Białystok S.A. Automatyka Elektroenergetyczna, 2002, nr 4.
- [2] Borkiewicz K.: Automatyka zabezpieczeniowa regulacyjna i łączeniowa w systemie elektroenergetycznym. Wyd. 2, i uzupełnione. „ZIAD” Bielsko-Biała, 1991.
- [3] Borkiewicz K.: Automatyka zabezpieczeniowa, regulacyjna i łączeniowa w Systemie elektroenergetycznym. Wydanie III uzupełnione. ZIAD Bielsko-Biała, 1998.
- [4] Burek K.: Nowe standardy techniczne dla przekaźników realizujących automatykę SCO. Wiadomości Elektrotechniczne, 2008, nr 4.
- [5] Cholewa S., Głowocz R.: Automatyka SZR w układach z wieloma źródłami zasilania. Automatyka Elektroenergetyczna, 2002, nr 2.
- [6] Cholewa S., Głowocz R.: Dostosowanie urządzeń automatyki SZR do indywidualnych potrzeb eksploatacji. Automatyka Elektroenergetyczna, 2003, nr 2.
- [7] Głaz M.: Stan automatyki systemowej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Automatyka Elektroenergetyczna. 2007 nr 1.
- [8] Głowocz R.: Automatyka SZR dla rozdzielni średniego napięcia bez przekładników napięciowych. Automatyka Elektroenergetyczna, 2004, nr 4.
- [9] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych ([www.pse-operator.pl](http://www.pse-operator.pl)).
- [10] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych ([www.lubzel.pl/osd](http://www.lubzel.pl/osd)).
- [11] Kacejko P., Adamek S.: Automatyka SCO w systemie elektroenergetycznym – dylematy metrologiczne. Wiadomości Elektrotechniczne 2010 nr 1.
- [12] Karta katalogowa.: Mikroprocesorowa automatyka Ex-BEL\_Z2U\_SZR.
- [13] Karta katalogowa.: Zespół CZIP-2R.
- [14] Klimpel A., Gryko J., Dziuba A.: Inwentaryzacja automatyki SCO w krajowym systemie elektroenergetycznym wraz z opracowaniem bazy danych automatyki SCO. EPC S.A..Warszawa, 2004 (praca zamówiona przez PSE-Operator S.A.).
- [15] Klimpel A., Dziuba A., Głaz M., Przesmycki K.: Analiza skuteczności działania automatyki SCO. Seminarium „Automatyka elektroenergetyczna w elektrowniach”, Turów – Złotniki Lubańskie, 7-9.06.2006.

- [16] Kołda J., Stefankiewicz Z.: Samoczynne przełączanie zasilania w stacjach średniego napięcia wyposażonych w zespoły zabezpieczeniowe MUPASZ. Automatyka Elektroenergetyczna, 2003, nr 4.
- [17] Kujarczyk S. (red.): Elektroenergetyczne układy przesyłowe. WNT. Warszawa, 1997.
- [18] Machowski J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa, 2007.
- [19] Małkowski R.: Nowy inteligentny algorytm działania automatyki odciążającej. Automatyka Elektroenergetyczna. 2005, nr 1.
- [20] Markiewicz H.: Urządzenia elektroenergetyczne. WNT, Warszawa, 2001.
- [21] MiCOM P941, P943, Instrukcja obsługi / Uwagi aplikacyjne, P94x/EN AP/E22, Publikacja 2006.
- [22] MiCOM P921, P922, P923, Instrukcja obsługi, Publikacja 2006.
- [23] Nowe przekładniki zabezpieczeniowe w programie produkcji ZEG-ENERGETYKA. Wiadomości Elektrotechniczne 2008 nr 9.
- [24] Praca zbiorowa.: Elektroenergetyczne układy przesyłowe. WNT. Warszawa, 1997.
- [25] Praca zbiorowa.: Poradnik inżyniera elektryka. Tom 3. Wydanie III zmienione. WNT. Warszawa, 2005.
- [26] Rosołowski E.: Co nowego w EAZ? Automatyka Elektroenergetyczna, 2009, nr 3.
- [27] Szczerba Z.: Nowe zasady awaryjnego odciążania systemu elektroenergetycznego ICNO. Automatyka Elektroenergetyczna. 2001 nr 4.
- [28] Synal B., Rojewski W., Dzierżanowski W.: Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa. Podstawy. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej. Wrocław, 2003.
- [29] Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych. Wyd. 2, WNT, Warszawa, 2004.
- [30] Wiśniewski S., Burek K.: Wymagania techniczne dla przekładników częstotliwościowych realizujących automatykę SCO. XV Konferencja Techniczna „Praktyczne wykorzystanie przekładników w nowoczesnych układach automatyki zabezpieczeniowej”. Areva, Węgorzewo 6-9 maj 2008.
- [31] Woliński K.: Ocena działania zabezpieczeń i automatyki SPZ linii 110 kV na terenie Zakładu Energetycznego Białystok S.A. w latach 1986-1996. Automatyka Elektroenergetyczna, 1997, nr 1 i 2.
- [32] Woliński K.: Mikroprocesorowe zespoły automatyki SZR zrealizowane w stacjach 110/ŚN i ŚN. Automatyka Elektroenergetyczna, 1998, nr 4.
- [33] Woliński K.: Układy automatyki SZR w stacjach 110/ŚN i ŚN eksploatowane w Zakładzie Energetycznym Białystok S.A. Automatyka Elektroenergetyczna, 1996, nr 2-3.

- [34] Woliński K., Wyrzykowski W.: Ocena działania zabezpieczeń i automatyki SPZ sieci średniego napięcia uziemionej przez rezystor w Zakładzie Energetycznym Białystok S.A. *Automatyka Elektroenergetyczna*, nr 2, 2002.
- [35] Wyrzykowska S.: *Pomiary i automatyka w elektroenergetycznych sieciach przemysłowych. Projektowanie*. WNT, Warszawa, 1988.
- [36] Zabezpieczenie częstotliwościowe dla automatyki SCO. *Wiadomości Elektrotechniczne*, 2007, nr 11.
- [37] Załącznik do rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. nr 93 z 29 maja 2007r. poz. 623).
- [38] Żydanowicz J.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa*, tom 3. WNT. Warszawa, 1987.
- [39] Żydanowicz J., Namiotkiewicz M.: *Automatyka zabezpieczeniowa w elektroenergetyce*. WNT, Warszawa, 1983.
- [40] Żydanowicz J., Namiotkiewicz M., Kowalewski B.: *Zabezpieczenia i automatyka w energetyce*. WNT. Warszawa, 1975.



# 11. Automatyka zabezpieczeniowa w sieci z rozproszonymi źródłami energii

## 11.1. Wprowadzenie

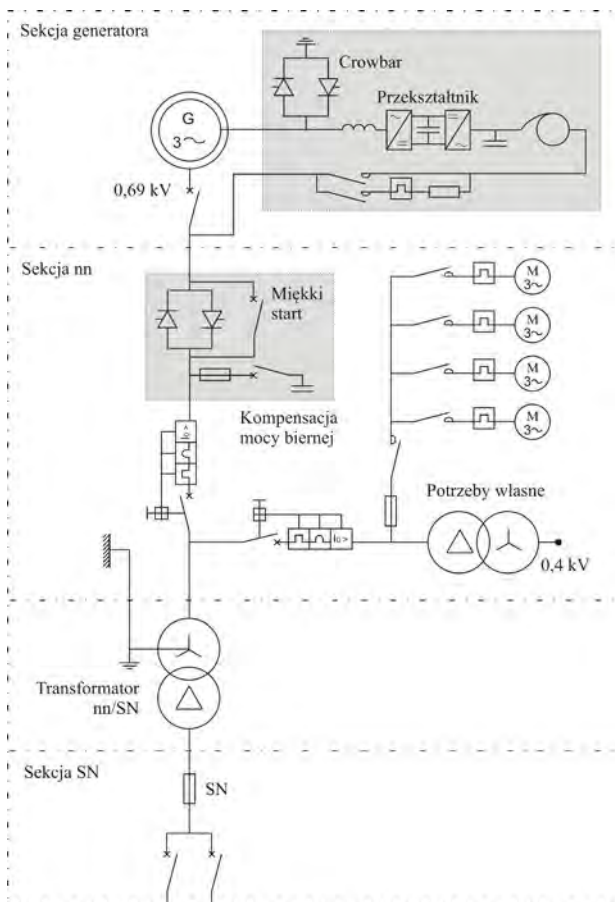
Generacja rozproszona (GR) to źródła energii elektrycznej przyłączone bezpośrednio do sieci rozdzielczej lub zlokalizowane w sieci elektroenergetycznej odbiorcy. Do wytwarzania energii elektrycznej źródłach generacji rozproszonej wykorzystuje się różne technologie, wśród których, szczególnym zainteresowaniem, ze względów ekologicznych cieszą się technologie wykorzystujące tzw. zasoby odnawialne. Obecnie w Polsce praktyczne znaczenie mają elektrownie wiatrowe, w mniejszym stopniu małe elektrownie wodne oraz systemy wykorzystujące biomasy [1]. Korzystne jest wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła, tzw. kogeneracja.

W elektrowniach wiatrowych, a także innych lokalnych źródłach energii, wykorzystuje się cztery podstawowe rodzaje generatorów:

- generator asynchroniczny klatkowy, zwykle z przełączaną liczbą biegunów;
- generator asynchroniczny z uzwojonym wirnikiem ze sterowaną prędkością za pomocą rezystancji zewnętrznej wirnika;
- generator asynchroniczny z uzwojonym wirnikiem, ze sterowaną prędkością za pomocą prądu wirnika uzyskiwanego z energoelektronicznego przekształtnika częstotliwości (generator dwustronnie zasilany);
- konwencjonalny generator synchroniczny o stałej prędkości.

W strukturze układu elektrycznego elektrowni wiatrowej (rys. 11.1) wyróżnić można cztery następujące sekcje: generatora, aparatury i obwodów niskiego napięcia, transformatora blokowego oraz aparatury i obwodów średniego napięcia.

Sekcja generatora elektrowni wiatrowej (rys. 11.1) może być wyposażona: opcja 1 – tylko w generator asynchroniczny klatkowy, opcja 2 – w generator asynchroniczny dwustronnie zasilany, przekształtnik energoelektroniczny, transformator dopasowujący i układ dokonujący zwarcia uzwojeń wirnika (ang. Crowbar), opcja 3 – w generator asynchroniczny z regulowaną rezystancją w obwodzie wirnika zależności, energoelektroniczny układ sterowania wartością rezystancji, sterowany rezystor.



Rys. 11.1. Struktura i wyposażenie elektryczne elektrowni wiatrowej (elementy opcjonalne zaznaczono na szaro). Zaczerpnięto od [15]

Sekcja aparatury i obwodów nn elektrowni wiatrowej wyposażana jest w układy zabezpieczeń (elektroenergetycznych i technologicznych,) automatyki regulacyjnej oraz telekomunikacyjnej, napędów (siłowników, pomp, wentylatorów), zasilania potrzeb własnych (napędów, grzejników, sterowników, oświetlenia, itp.) miękkiego startu i wyłączania generatora, kompensacji mocy biernej (bateria kondensatorów).

W sekcji transformatora blokowego elektrowni wiatrowej umieszcza się transformator natomiast w sekcji aparatury i obwodów średniego napięcia umieszczone są szyny zbiorcze, łączniki, przekładniki pomiarowe prądowe i napięciowe, zwykle układy pomiaru energii elektrycznej oraz bezpieczniki i/lub przekładniki prądowe zabezpieczeniowe.

Ze względu na poziom mocy generacja rozproszona może być: mikro (od ok. 1 W do 5 kW), mała (od 5 kW do 5 MW), średnia (od 5 MW do 50 MW) i duża (od 50 MW do 150 MW).

Źródła rozproszone energii elektrycznej bądź skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, w zależności od mocy i rodzaju, są przyłączane do sieci rozdzielczych niskiego, średniego napięcia oraz do sieci 110kV.

Wprowadzenie do sieci elektroenergetycznej dodatkowej mocy ze źródeł rozproszonych może wywołać wiele niekorzystnych zjawisk, z których najważniejsze to: zmiana rozpyłu mocy, zmiany poziomu napięcia, wzrost prądów zwarciovych, pogorszenie wskaźników jakości energii, zmiana warunków pracy automatyki regulacyjnej i elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

Występowanie niekorzystnego wpływu generacji rozproszonej na warunki pracy sieci rozdzielczej zależy głównie od takich czynników, jak:

- moc zwarciova w sieci rozdzielczej, konfiguracja tej sieci i rodzaj linii,
- rodzaj i wielkość przyłączonych źródeł,
- sposób i miejsce przyłączenia GR do sieci.

Każde przyłączenie źródła energii do sieci publicznej musi być poprzedzone inżynierską analizą, określającą jego wpływ na pracę sieci oraz na odbiorców energii elektrycznej [21].

## **11.2. Automatyka zabezpieczeniowa źródeł rozproszonych**

Generatory asynchroniczne i synchroniczne, stosowane jako źródła generacji rozproszonej, wyposaża się w zabezpieczenia podstawowe i dodatkowe. Zabezpieczenia te są realizowane z wykorzystaniem typowych układów EAZ lub w sterowniku mikroprocesorowym regulatora generatora.

Do zabezpieczeń podstawowych generatorów lokalnych źródeł energii należą takie rodzaje zabezpieczeń, w które należy wyposażać zwykle generatory i silniki asynchroniczne, stosownie do ich rodzaju i mocy.

Potrzeba stosowania zabezpieczeń dodatkowych rozproszonych źródeł energii wynika z występowaniem dużych zagrożeń związanych z utratą połączenia źródła z systemem elektroenergetycznym oraz niekontrolowaną pracą wyspowa. W odróżnieniu od sytuacji występujących w sieciach przemysłowych, gdzie często ze względów technologicznych lokalną elektrociepłownię pozostawia się w pracy na potrzeby własne i ważniejsze odbiory lokalne, w tych przypadkach, po utracie połączenia z systemem wymaga się z reguły wyłączenia źródeł rozproszonych.

Jako uzasadnienie zapobiegania pracy wyspowej rozproszonych źródeł energii wymienia się [19]:

- brak możliwości prawidłowego działania zabezpieczeń z powodu małej mocy zwarciovej tych źródeł,

- brak możliwości zachowania standardów jakości energii dostarczanej odbiorcom;
- możliwość uszkodzenia generatorów po niekontrolowanym ponownym połączeniu z systemem (np. po SPZ i SZR),
- wzrost zagrożenia porażeniowego (np. skutek odłączenia się od urządzeń do kompensacji prądu ziemnozwarciowego).

Stosowane są następujące zabezpieczenia dodatkowe źródeł rozproszonych: zerowo-nadnapięciowe od zwarć doziemnych, nadczęstotliwościowe, podczęstotliwościowe, nadnapięciowe od wzrostu napięcia generatora, podnapięciowe, od rozbiegania się hydrogeneratorów oraz specjalne od utraty połączenia z systemem elektroenergetycznym.

Zabezpieczenie zerowo-nadnapięciowe wykrywa zwarcie doziemne utrzymujące się w linii łączącej SN po wyłączeniu tej linii w GPZ i wyłącza generator w czasie przerwy w cyklu SPZ. W przypadku stosowania w sieci automatyki wymuszania składowej czynnej prądu ziemnozwarciowego (AWSC) opóźnienie tego zabezpieczenia musi być większe od zwłoki w załączaniu rezystora, wynoszącej zwykle 3 s.

Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe wyłącza generator przy nadmiernym wzroście częstotliwości po utracie połączenia z systemem i gwałtownym odciążeniu generatora.

Zabezpieczenie podczęstotliwościowe chroni generator od pracy przy obniżonej częstotliwości podczas awarii systemowej, a także po utracie połączenia z systemem i gwałtownym dociążeniu generatora.

Zabezpieczenie nadnapięciowe zapobiega uszkodzeniu generatora wskutek nadmiernego wzrostu napięcia, spowodowanego nieprawidłowym działaniem (uszkodzeniem) układu regulacji napięcia generatora lub transformatora, rozbieganiem się hydrogeneratora, czy też samowzbudzeniem się generatora asynchronicznego.

Zabezpieczenie podnapięciowe reaguje z odpowiednią zwłoką podczas bliskich zwarć w sieci oraz po utracie połączenia generatora z systemem.

Jeżeli przewiduje się pracę wyspową źródła rozproszonego, to zabezpieczenia dodatkowe mogą działać tylko na odłączenie generatora od układu elektroenergetycznego.

Małe jednostki, do 100 kVA, nie muszą być wyposażane w zabezpieczenia kontrolujące częstotliwość, wystarczy kontrola napięcia i zabezpieczenie od wzrostu prędkości obrotowej.

Jednostki o większej mocy wyposażane są często fabrycznie w dwustopniowe zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe oraz nad- i podnapięciowe. Zabezpieczenia podnapięciowe oraz reagujące na poziom asymetrii powinny kontrolować napięcia fazowe na zaciskach generatora, natomiast zabezpieczenia od wzrostu napięcia (mierzące napięcia międzyfazowe) oraz zerowo-nadnapięciowe (dodatkowe) powinny być zasilane z przekładników napięciowych zainstalowanych

po stronie SN. W stosunku do zabezpieczeń reagujących na poziom częstotliwości stosowane są alternatywne rozwiązania.

Generatory o dużych mocach charakteryzują się większą bezwładnością mechaniczną, po utracie połączenia z systemem osiągnięcie nastawionego progu częstotliwości może nastąpić po czasie kilku sekund. Z tego względu należy dla nich stosować przekaźniki, reagujące na szybkość zmian częstotliwości, czyli pochodną  $df/dt$ . Przekaźniki te mogą działać błędnie, ponieważ reagują na kołysania częstotliwości, które występują również podczas zwarc, zmian obciążenia czy konfiguracji sieci. Innym stosowanym zabezpieczeniem, również bardzo szybko reagującym (w czasie kilku okresów) na utratę powiązania generatora z systemem, jest tzw. napięciowy przekaźnik wektorowy, który wykrywa skokową zmianę argumentu (kąta fazowego) napięcia generatora w stosunku do fazy tego napięcia na początku zakłócenia. Ponieważ zmiana fazy występuje również podczas bliższych i dalszych zwarc oraz skokowych zmian obciążenia, to zabezpieczenie także może działać zbędnie. Powyższe zabezpieczenia także nie działają w sytuacji, gdy utrata połączenia źródła rozproszonego z systemem nastąpi przy zerowej mocy przesyłanej do systemu.

Z powyższych względów ciągle poszukuje się doskonalszych kryteriów wykrywania utraty połączenia generatora z systemem, a także stosuje się rozwiązania wielokryterialne.

Czas działania zabezpieczeń dodatkowych powinien być tak dobrany, aby powodowały one wyłączenie generatora w czasie przerwy beznapięciowej w cyklu SPZ lub SZR.

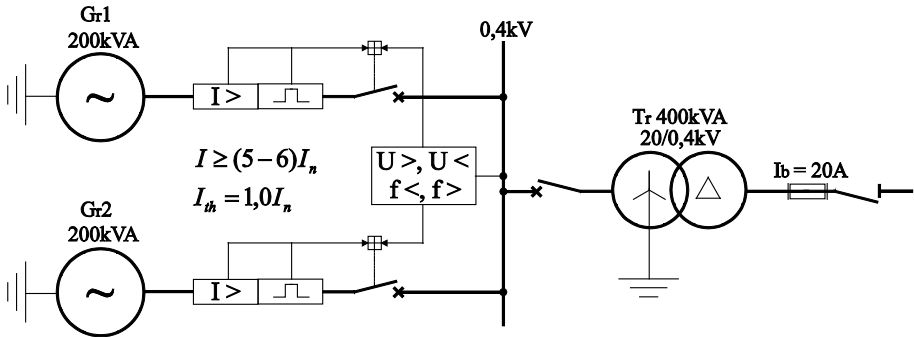
Przykładowe wyposażenie w zabezpieczenia źródeł rozproszonych z generatorami synchronicznymi odpowiednio o bardzo małej i małej mocy przedstawiono na rys. 11.2 i 11.3.

W przypadku generatorów asynchronicznych należy mieć na uwadze to, że prąd zwarcowy generatora indukcyjnego szybko zanika i nie jest w stanie spowodować zadziałania zabezpieczeń zwarcowych generatora. Z tego względu w takim przypadku muszą działać zabezpieczenia reagujące na prąd płynący z sieci. Wyposażenie i nastawy zabezpieczeń turbiny wiatrowej z generatorem asynchronicznym o mocy 2 MW przedstawiono na rys. 11.4.

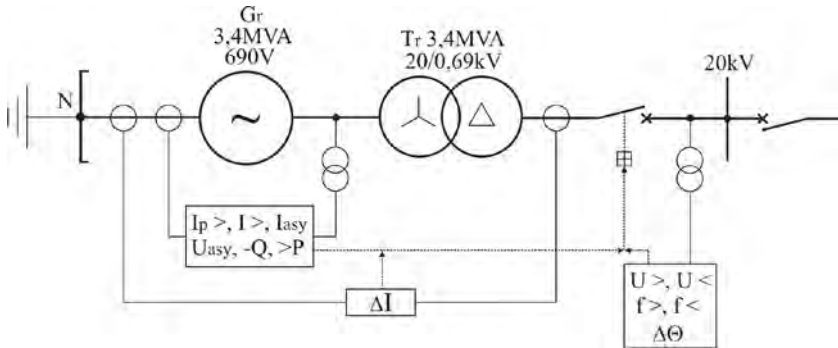
Istotną cechą generatorów asynchronicznych jest ich zapotrzebowanie na moc bierną z sieci, która jest kompensowana przez baterie kondensatorów. W przypadku utraty połączenia z siecią generator może pobierać moc bierną z kondensatorów i produkować nadal moc czynną przy niestabilnych zmianach napięcia i częstotliwości. W celu uniknięcia samowzbudzenia takiego generatora podczas normalnych operacji łączeniowych konieczne jest zachowanie odpowiedniej ich kolejności:

- przy załączaniu: 1 – rozpędzenie maszyny do prędkości bliskiej synchronicznej, 2 – załączenie maszyny do sieci, a następnie 3 – włączenie baterii kondensatorów;

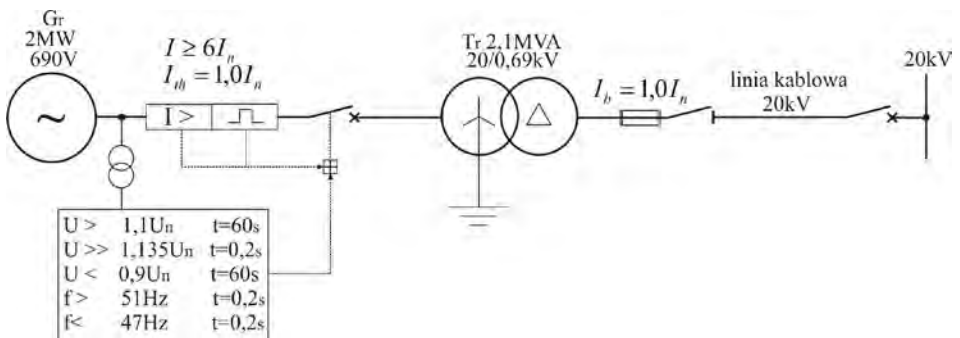
- przy wyłączaniu: 1 – wyłączenie baterii kondensatorów, 2 – odłączenie generatora od sieci.



Rys. 11.2. Przykładowe wyposażenie w zabezpieczenia źródeł rozproszonych z generatorami synchronicznymi o mocy 200 kVA, wg [23]



Rys. 11.3. Przykładowe wyposażenie w zabezpieczenia źródeł rozproszonych z generatorami synchronicznymi o mocy 3400 kVA, wg [23]



Rys. 11.4. Zabezpieczenia turbiny wiatrowej z generatorem synchronicznym o mocy 2,0 MW, wg [23]

Maszynowe źródła rozproszone współpracujące z przekształtnikami wyposażane są w zabezpieczenia od międzyfazowych i doziemnych zwarć wewnętrznych, stosownie do rodzaju i mocy generatora. Przekształtniki mogą być tzw. zależne, czyli ich praca wymaga napięcia z sieci, oraz niezależne, które mogą pracować samodzielnie. W pierwszym przypadku oddawanie energii do sieci jest możliwe tylko przy pracy równoległej źródła z systemem.

Falowniki blokują przepływ prądu zwarcia z sieci do źródła, dlatego sieć rozdzielcza nie odczuwa zwarć w generatorze, prostownikach i na szynach napięcia stałego. Z kolei przy zwarciach zewnętrznych przekształtniki z komutacją sieciową, wskutek obniżonego napięcia, nie będą przełączane, dlatego nie wymagają zabezpieczeń od tego typu zwarć. Przekształtniki z komutacją wewnętrzną (autonomiczne) zwykle dopuszczają krótkotrwałe (ok. 60 ms) przepływy prądu zwrotnego, ograniczając go do poziomu prądu znamionowego i też nie wymagają oddzielnych zabezpieczeń. Jeśli źródło przekształtnikowe może produkować długotrwałe prąd zwarcia, to należy wyposażyć go w zabezpieczenie nadprądowe-kierunkowe.

Jako zabezpieczenia dodatkowe źródeł przekształtnikowych stosuje się przede wszystkim zabezpieczenia nadnapięciowe i podnapięciowe oraz nadczęstotliwościowe i podczęstotliwościowe.

### **11.3. Sposoby przyłączania rozproszonych źródeł energii do sieci rozdzielczych i przesyłowych**

W praktyce wielu krajów, w tym także Polski, stosowana jest zasada [5], według której rozproszone źródła energii, w szczególności elektrownie i farmy wiatrowe [9], przyłącza się w zależności od ich mocy:

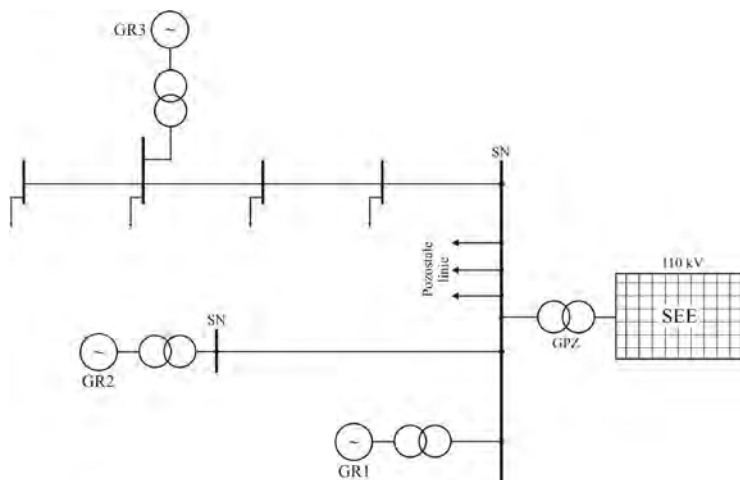
- do sieci niskiego napięcia (0.4 kV) o mocy 50÷250 kVA,
- w głębi sieci średniego napięcia (10 kV, 15 kV i 20 kV) o mocy do 2÷3 MVA,
- do szyn SN w stacji 110/SN o mocy do 8÷10 MVA,
- do sieci rozdzielczej 110 kV i przesyłowych 220 albo 400 kV o mocach większych od 10 MVA.

Przykłady typowych przyłączeń źródeł rozproszonych do sieci SN i 110 kV przedstawiono na rys. 11.5 i 11.6.

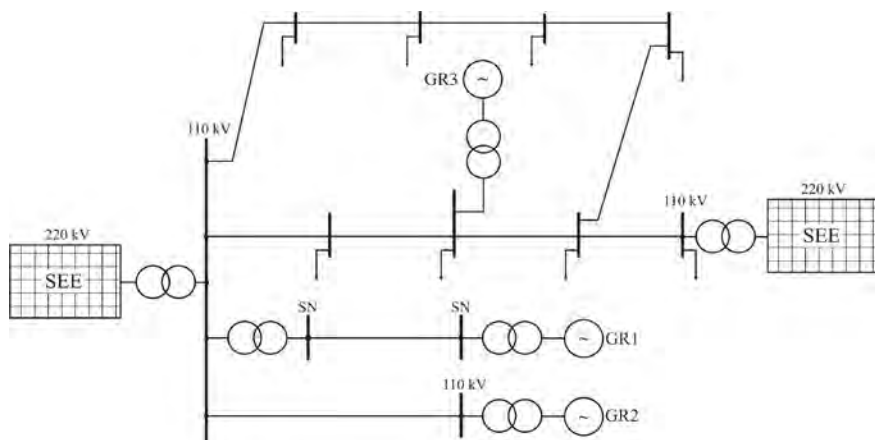
Przyłączenia tych źródeł w sieci SN (rys. 11.6) mogą być bezpośrednie (GR1) lub za pośrednictwem wydzielonej linii SN do szyn SN w stacji GPZ (GR2) albo za pośrednictwem linii SN, z której zasilani są także inni odbiorcy (GR3).

Przyłączenia tych źródeł w sieci 110 kV (rys. 11.2) mogą być do wydzielonego GPZ zasilanego promieniowo ze stacji węzłowej 220/110 kV za pośrednictwem

dedykowanej linii 110 kV (GR1), do stacji węzłowej za pośrednictwem wydzielonej linii SN i transformatora 110 kV/SN (GR2) lub w głąbi sieci do stacji 110 kV (GR3).



Rys. 11.5. Sposoby przyłączenia generacji rozproszonej do sieci rozdzielczej SN, wg [19]



Rys. 11.6. Przykładowe sposoby przyłączenia generacji rozproszonej do sieci rozdzielczej 110 kV, wg [19]

Współczesne elektrownie wiatrowe posiadają moc znamionową do kilku MW. Zgrupowane elektrownie wiatrowe w tzw. farmy wiatrowe posiadają już moce znamionowe rzędu od kilkunastu do kilkudziesięciu MW. Farma wiatrowa składa się zwykle z: elektrowni wiatrowych z transformatorami blokowymi, sieci średniego napięcia SN łączącymi elektrownie z transformatorem(-ami) sieciowym(i) SN/WN, urządzeń do kompensacji mocy biernej sieci SN, linii łączącej transfor-



mator(y) sieciowy(e) SN/WN z systemem elektroenergetycznym oraz przy bardzo dużych mocach farmy – transformatora WN/NN. Na rys.11.7 przedstawiono typowe układy przyłączeń farm wiatrowych (FW) do sieci przesyłowych.

Sposób przyłączenia generacji rozproszonej do sieci rozdzielczej ma decydujący wpływ na pracę sieci oraz odbiorców energii elektrycznej. Celem analizy inżynierskiej jest zbadanie wpływu przyłączenia generacji rozproszonej na [19]:

- rozptyw mocy i poziom napięcia w stanie normalnym i z uwzględnieniem działania układów regulacji napięcia,
- szybkie zmiany napięcia podczas załączania i wyłączania źródeł generacji rozproszonej,
- wskaźniki jakości energii w sieci (wahania napięcia, migotania światła, odkształcenia harmoniczne),
- warunki zwarciove (wartości i rozptyw prądów zwarciowych i ziemnozwarciowych),
- warunki pracy automatyki zabezpieczeniowej w sieci.

Przyłączenie źródeł rozproszonych do stacji węzłowej sieci rozdzielczej może spowodować przekroczenie dopuszczalnej obciążalności elementów sieci. Niezbędne jest więc wyznaczenie rozptyłów mocy czynnej i biernej w otoczeniu stacji węzłowej w dwóch wariantach, normalnym i awaryjnym.

Wprowadzenie mocy ze źródła rozproszonego do sieci wpływa na wartość napięcia w tej sieci i może spowodować przekroczenie dopuszczalnych poziomów.

Przy dokonywaniu analizy wpływu przyłączenia źródła rozproszonego do sieci rozdzielczej należy uwzględnić zmiany obciążenia mocą czynną i bierną w tej sieci, rodzaj i zakres regulacji napięcia transformatora oraz właściwości generatorów i ich układów regulacji.

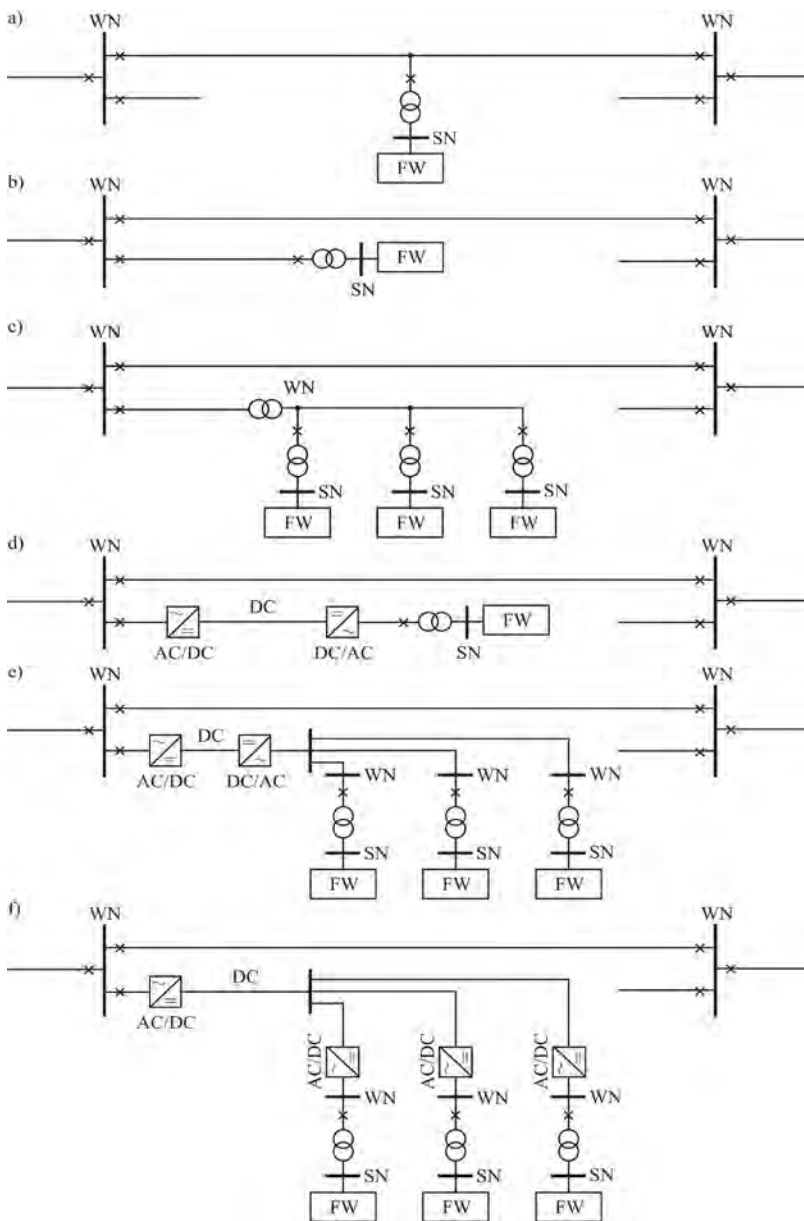
W przypadku źródeł przyłączonych do sieci poprzez przekształtniki elektroniczne należy sprawdzić, czy nie przekroczone są dopuszczalne zawartości wyższych harmonicznych w napięciu odbiorów i źródła.

W przypadku elektrowni wiatrowych należy sprawdzić czy poziom uciążliwości wywołany migotaniem światła (wywołany wahaniami napięcia) nie przekroczy dopuszczalnych wartości. Można to zrobić na podstawie parametrów źródła i mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia.

Chcąc ocenić wpływ planowanego przyłączenia źródła generacji rozproszonej na warunki zwarciove w sieci SN, należy przeprowadzić obliczenia prądów zwarcia w pobliżu punktu przyłączeniowego.

W przypadku przyłączania źródeł rozproszonych o dużych mocach należy przeanalizować także:

- granicę stabilności napięciowej w punkcie przyłączenia,
- stabilność lokalną węzła wytwórczego w pobliżu punktu przyłączenia,
- stabilność globalną systemu (krytyczny czas trwania zwarcia w punkcie przyłączenia).



Rys. 11.7. Układy przyłączenia farm wiatrowych do sieci przesyłowej: a) odczepem do linii przesyłowej WN, b) wydzieloną linią przesyłową do stacji WN, c) linia łącząca stację WN z wydzieloną siecią dla farm wiatrowych, d) wydzieloną linią prądu stałego DC, e) linią prądu stałego DC łączącą stację WN z wydzieloną siecią WN dla farm wiatrowych, f) siecią prądu stałego. Zaczepnięto z [15]

Badanie wpływu przyłączanego do sieci źródła rozproszonego na stabilność napięciową, równowagę statyczną i dynamiczną przeprowadza się przy znaczących mocach tych źródeł, porównywalnych z mocą odbieraną lub wymienianą w określonym węźle systemu. Można przy tym się ograniczyć do zbadania stabilności przejściowej generatorów oraz lokalnego oddziaływania elektrowni (głównie z generatorami asynchronicznymi) na bilans mocy biernej i zjawiska napięciowe.

Po przyłączeniu źródeł rozproszonych do sieci następuje zmiana warunków pracy automatyki zabezpieczeniowej. Istniejąca automatyka zabezpieczeniowa nie będzie prawidłowo działać ze względu na to, że nastąpią zmiany wartości prądów zwarciovych i kierunki rozptyłu mocy zwarciovych w takiej sieci. Niezbędny jest dobór odpowiedniej automatyki zabezpieczeniowej, sieci i przyłączanych do niej źródeł rozproszonych.

## **11.4. Warunki pracy zabezpieczeń sieci z generacją rozproszoną**

Przyłączenie do sieci rozproszonego źródła energii elektrycznej zawsze wymaga modyfikacji zastosowanej w systemie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Zakres tej modyfikacji zależy od zastosowanego sposobu przyłączenia rozproszonego źródła energii elektrycznej do sieci rozdzielczej SN lub WN albo przesyłowej WN.

Przyłączenie lokalnego źródła energii do sieci rozdzielczej SN powoduje, że przy braku modyfikacji zastosowanych zabezpieczeń będą działały nieprawidłowo przy wystąpieniu szeregu zakłóceń. Przykładowo mogą wystąpić zbędne działania zabezpieczeń zwarciovych linii, nieskuteczne działanie automatyki SPZ i SZR oraz zbędne automatyki SCO.

Zbędne działanie zabezpieczenia zwarciovego w linii łączącej GPZ ze źródłem lokalnym może wystąpić podczas zwarcia w innej linii, ponieważ od tego źródła do miejsca zwarcia popłynie prąd zwarciovych. Skutecznym środkiem zaradczym w takim przypadku jest zastosowanie w linii łączącej GPZ ze źródłem lokalnym zabezpieczeń posiadających człony kierunkowe.

Nieskuteczne działania automatyki SPZ, zainstalowanej w linii łączącej GPZ ze źródłem lokalnym jest powodowane podtrzymaniem łuku zwarciovego przez to źródło w czasie przerwy bezprądowej cyklu SPZ. Aby temu zapobiec należy lokalne źródło wyłączać przez dodatkowe zabezpieczenia w czasie pierwszej przerwy w cyklu SPZ. Aby to wyłączenie było skuteczne czas przerwy w cyklu SPZ wydłuża się do 1 s. Również czas działania automatyki SZR w stacji nie powinien być krótszy niż 1 s. Ma to na celu ochronę źródła przed niesynchronicznym załączeniem generatora.

Zbędne działanie automatyki SCO może wystąpić w przypadku spadku częstotliwości u grupy odbiorców zasilanej tylko z lokalnego źródła energii. Można temu zapobiec dobierając mniejszy czas działania zabezpieczenia od utraty połączenia z system i/lub zwiększając czas działania automatyki SCO.

W Polsce nie ma jeszcze jednoznacznie sformułowanych zaleceń i wymagań dotyczących dostosowania zabezpieczeń sieci rozdzielczej do nowych warunków powstałych po przyłączeniu źródeł rozproszonych [19, 21]. Należy jednak zawsze kierować się wymaganiami podanymi w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. nr 93, poz. 623) oraz bardziej szczegółowymi wymaganiami poszczególnych operatorów sieci rozdzielczych [3] i przesyłowych [17]. Każdy przypadek traktuje się oddzielnie i w zależności od rodzaju i mocy przyłączanego źródła a także od sposobu jego przyłączenia, wymagany będzie różny zakres działań. Obowiązują w tym względzie następujące zasady [19]:

- 1) wszelkie zwarcia w pobliżu elektrowni lokalnej powinny być możliwie szybko eliminowane w celu zapobieżenia utracie synchronizmu generatorów, w szczególności dotyczy to zwarć w liniach wiążących elektrownię z systemem;
- 2) bliskie zwarcia w odplywach ze stacji GPZ, do których nie są przyłączone lokalne źródła, powinny być wyłączane możliwie bezzwłocznie lub z niewielką zwłoką;
- 3) w liniach zasilanych dwustronnie należy stosować zabezpieczenia nadprądowo-zwłoczne z blokadą kierunkową lub inne posiadające dużą selektywność działania, takie jak odległościowe z łączem telekomunikacyjnym albo różnicowe wzdłużne.

W przypadku dostosowywaniu zabezpieczeń sieciowych przy przyłączaniu źródeł rozproszonych, posiadających szybkie zabezpieczenia od utraty połączenia z systemem, należy mieć na uwadze to, że:

- każde wyłączenie linii łączącej źródło z systemem powoduje także bardzo szybkie wyłączenie tego źródła przez jego zabezpieczenia dodatkowe;
- bliskie zwarcia w odplywach, charakteryzujące się głębokimi zapadami napięcia (poniżej  $0,8 U_n$ ) na szynach rozdzielni elektrownianej powodują działanie zabezpieczeń nadnapięciowych i np. w przypadku elektrowni z generatorami asynchronicznymi, wyłączenie tych źródeł ze zwłoką rzędu 200 ms.

Przyłączenie źródła rozproszonego do sieci SN nie wpływa zasadniczo na warunki pracy zabezpieczeń ziemnozwarciowych tych sieci. Niezbędne jest jednak by nowe elementy sieci, zasilane z szyn SN elektrowni lokalnej, wyposażać w zabezpieczenia ziemnozwarciowe dostosowane do warunków pracy punktu zerowego w GPZ.

Przyłączenia farm wiatrowych, ze względu na ich dużą moc znamionową, dokonuje się do sieci WN, rozdzielczych i przesyłowych (rys. 11.8). Każdy ze stosowanych sposobów ich przyłączenia posiada określone wady i rozwiązania automatyki zabezpieczeniowej sieci WN[15].

Sposób przyłączenia źródła rozproszonego do sieci dystrybucyjnej za pomocą odczepu od linii 110kV (rys. 11.8 b) chociaż jest ekonomicznie korzystny to posiada takie wady jak [15]: konieczność wyłączenia głównego ciągu linii 110kV w przypadku wystąpienia zwarcia w odczepie, fałszywy pomiar wartości impedancji pętli zwarcia przez zabezpieczenia odległościowe, niezbędne jest wyłączenie rozproszonego źródła energii podczas prac eksploatacyjnych prowadzonych na głównym ciągu linii. Przy takim sposobie przyłączenia źródła rozproszonego do sieci dystrybucyjnej 110kV stosuje się następujące zabezpieczenia linii 110kV: odległościowe z łączem telekomunikacyjnym współpracujące współbieżnie, różnicowe wzdłużne i ziemnozwarciowe kierunkowe.

Przyłączenia źródła rozproszonego do sieci za pomocą mostu szynowego lub krótkiego odcinka linii kablowej jest dość powszechnie stosowane ponieważ zachodzi wtedy potrzeba budowy linii napowietrznej przy lokalizacji stacji transformatorowej ŚN/110kV w pobliżu GPZ. Do głównych wad tego układu należy zaliczyć potrzebę wyłączenia GPO przy braku napięcia na GPZ1 oraz zapewnienie odpowiedniej współpracy zabezpieczeń GPO oraz GPZ2, GPZ3 i GPZ4. Przy takim sposobie przyłączenia źródła rozproszonego do sieci dystrybucyjnej stosuje się następujące zabezpieczenia linii 110kV: odległościowe z łączem telekomunikacyjnym współpracujące współbieżnie i ziemnozwarciowe kierunkowe.

Przyłączenia źródła rozproszonego do sieci za pomocą linii kablowej, napowietrznej lub kablowo-napowietrznej 110kV wprowadzonej do GPZ jest także powszechnie stosowane ponieważ umożliwia maksymalne uniezależnienie zabezpieczeń GPO od zabezpieczeń w GPZ-OSD. Przy takim sposobie przyłączenia źródła rozproszonego do sieci dystrybucyjnej stosuje się następujące zabezpieczenia linii 110kV: odległościowe z łączem telekomunikacyjnym współpracujące współbieżnie i ziemnozwarciowe kierunkowe.

We wszystkich przypadkach przyłączenia rozproszonych źródeł do sieci zachodzi potrzeba sprawdzenia: czy w czasie przerwy beznapięciowej automatyki SPZ w sieci nastąpi wymagane wyłączenie rozproszonego źródła energii przez zabezpieczenia podczęstotliwościowe i/lub podnapięciowe, czy wystąpi zbędne działanie zabezpieczeń powodujące wyłączenie rozproszonego źródła energii przy oddalonych zwarcia w sieci 110kV, czy dobrane i nastawione zabezpieczenia sieciowe będą dobrze działały przy zmianie konfiguracji układu sieciowego.

## 11.5. Bibliografia

- [1] Boczar T.: Energetyka wiatrowa. Aktualne możliwości wykorzystania. Wydawnictwo Pomiar Automatyka Kontrola. Warszawa, 2007.
- [2] Budziński Z., Glinka T.: Generatory w elektrowniach wiatrowych Europy. Wiadomości Elektrotechniczne. 2002, nr 4.
- [3] ENION SA : Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. 2009.
- [4] Jastrzębska G.: Odnawialne źródła energii i pojazdy proekologiczne. WNT, Warszawa, 2007.
- [5] Jenkins N., Alan R., Crossley P., Kirschen D., Strbac G.: Embedded generation, IEE, London 2000.
- [6] Kacejko P.: Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym. Politechnika Lubelska, Lublin, 2004.
- [7] Kacejko P., Adamek S.: Wybrane zagadnienia doboru nastawień automatyki zabezpieczeniowej w układach generacji rozproszonej. Automatyka Elektroenergetyczna, 2005, nr 2.
- [8] Kacejko P., Chmielewski P., Wancarz M.: Ocena możliwości instalowania nowych źródeł wytwórczych małej mocy w aspekcie wytrzymałości zwarciowej urządzeń w sieci nn i SN. Materiały VI Konferencji Naukowo-Technicznej EWSE' 02. Ciechocinek, 2002.
- [9] Koszkuł Z., Floryn j.: Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej 110kV i ŚN lokalnych źródeł wytwórczych w aspekcie EAZ. Automatyka Elektroenergetyczna 2006 nr 4.
- [10] Lubośny Z.: Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym. WNT, Warszawa, 2006.
- [11] Lubośny Z., Zajczyk R.: Wpływ farm wiatrowych na pracę systemu elektroenergetycznego. Przegląd Elektrotechniczny, 2004, nr 10.
- [12] Marzecki J.: Terenowe sieci elektroenergetyczne. Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2007.
- [13] Mazur M., Sobczak B., Kąkol A.: Zabezpieczenia farm wiatrowych pracujących w systemie elektroenergetycznym. Automatyka Elektroenergetyczna, 2008, nr 1.
- [14] Network Protection & Automation Guide. Alstom Grid, may 2011.
- [15] Prace badawcze i rozwojowe pod kierunkiem J. Machowskiego: Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia. Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. Biblioteka Operatora Systemu Przesyłowego. Warszawa 2010.
- [16] Przedmojska K.: Wybrane problemy współpracy małych generatorów z systemem elektroenergetycznym i ich „odcinania” w sytuacjach awaryjnych.

XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata, 2003.

- [17] PSE – Operator: Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Wersja 1.2., 2007.
- [18] Rojewski W., Sobierajski M.: Regulacja napięcia w sieci średniego napięcia współpracujących z rozproszonymi źródłami energii. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2003, nr 2.
- [19] Rojewski W., Synal B.: Warunki pracy sieci rozdzielczej SN z rozproszonymi źródłami energii z uwzględnieniem dostosowania zabezpieczeń i automatyki w stacjach zasilających. II Konferencja Naukowo-Techniczna Stacje Elektroenergetyczne WN/SN i SN/nN. PTPiREE.
- [20] Rosołowski E., Burek A.: Metody detekcji utraty połączenia z siecią stosowane w zabezpieczeniach układów generacji rozproszonej. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2003, nr 3.
- [21] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców. Dz. U. Nr 85, poz. 957.
- [22] Siodelski A.: O niektórych problemach energetyki wiatrowej na świecie i w Polsce. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2005, nr 2.
- [23] Synal B., Rojewski W., Dzierżanowski W.: *Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa. Podstawy*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2003 r.
- [24] Woliński K.: Elektrownie wiatrowe. *Wiadomości Elektrotechniczne*, 2002, nr 4.
- [25] Woliński K.: Zespół CZIP – 1E dla pola średniego napięcia do współpracy z elektrownią wiatrową. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2002, nr 2.
- [26] Wróblewska S.: Zabezpieczenia generatora synchronicznego małej i średniej mocy. *Elektro Info*, 2003, nr 2.

## **12. Metody badań mikroprocesorowych urządzeń zabezpieczeniowych**

### **12.1. Wstęp**

Urządzenia zabezpieczeniowe (przełączniki elektroenergetyczne) są badane zarówno na etapie projektowania, produkcji jak i eksploatacji [6, 12, 13, 40].

Celem badania przełączników elektroenergetycznych jest potwierdzenie poprawności ich działania zgodnie z projektem producenta oraz wymaganiami użytkownika. Wyniki badań powinny umożliwić dokonanie oceny ich przydatności do zabezpieczenia poszczególnych elementów systemu elektroenergetycznego, a także ochrony systemu jako całości.

Technika mikroprocesorowa pozwala zwiększyć liczbę funkcji zabezpieczeniowych i dodatkowych w jednym przełączniku elektroenergetycznym. Cyfrowe urządzenia zabezpieczeniowe charakteryzują się inną niż starsze konstrukcje (elektromechaniczne i elektroniczne analogowe) budową, algorytmami obliczeniowymi i decyzyjnymi, możliwością samokontroli, zastosowaniem portów komunikacyjnych, łatwością zaprogramowania funkcji zabezpieczeniowych. Z tego względu badanie (testowanie) przełączników cyfrowych powinno się znacząco różnić od testowania urządzeń zabezpieczeniowych starszych generacji. Coraz większe skomplikowanie cyfrowych urządzeń zabezpieczeniowych powoduje, że zmieniają się metody ich testowania.

### **12.2. Rodzaje badań urządzeń zabezpieczeniowych**

Według raportu grupy roboczej komitetu CIGRE [6] rozróżnia się dwa główne rodzaje badań (testów) przełączników elektroenergetycznych: testy typu i testy indywidualne (rys. 12.1).

Testy typu dzielą się na testy: zgodności, uaktualniające i działania. Test zgodności może być testem funkcjonalnym lub technologicznym. Z kolei test działania może mieć charakter testu funkcjonalnego lub systemowego.



Testy indywidualne dzielą się na testy: akceptacji, dopuszczające i okresowe. Testy dopuszczające mogą być normalne lub uaktualniające.



Rys.12.1. Podział testów cyfrowych urządzeń zabezpieczeniowych, wg [40]

## Testy typu

Testy typu są wykonywane raz dla określonego typu (serii) urządzeń zabezpieczeniowych. Mają one na celu certyfikację urządzenia (testy zgodności) lub wykonywane są na żądanie odbiorcy. Testy typu obejmują badanie części sprzętowej i programowej urządzeń zabezpieczeniowych.

Celem certyfikacji jest weryfikacja zgodności urządzenia zabezpieczeniowego z jego specyfikacją (przeznaczeniem, np. do zabezpieczenia linii).

Funkcjonalne testy zgodności sprowadzają się do potwierdzenia zgodności działania urządzenia z założeniami w projekcie. Sprawdzeniu podlegają podstawowe charakterystyki urządzenia za pomocą sygnałów analitycznych (obliczonych wartości prądów i napięć dla określonego rodzaju zakłócenia).

Celem przeprowadzania technologicznych testów zgodności urządzenia zabezpieczeniowego jest sprawdzenie jego zachowania się pod wpływem zakłóceń zewnętrznych lub wewnętrznych uszkodzeń. Sprawdzeniu podlega: izolacja, odporność na warunki środowiskowe, kompatybilność, niezawodność i jakość samokontroli.

Celem przeprowadzania testów działania jest weryfikacja zachowania się urządzenia zabezpieczeniowego podczas wystąpienia konkretnego zakłócenia w pracy systemu elektroenergetycznego. Podczas testów tego typu są uwzględniane takie czynniki, jak rezystancja przejścia, obciążenie, kąt napięcia, przy którym nastąpiło zwarcie, stany przejściowe. Ze względu na to, że cyfrowe urządzenia zabezpieczeniowe mają zwykle kilka funkcji zabezpieczeniowych, testy działania wykonuje się jako funkcjonalne testy działania i systemowe testy działania.

Celem przeprowadzania systemowych testów działania jest sprawdzenie poprawności realizacji funkcji zabezpieczeniowych w zmieniających się warunkach pracy systemu elektroenergetycznego (np. w przypadku zmiany topologii sieci, zmiany obciążenia linii).

Celem przeprowadzania uaktualniających testów typu jest sprawdzenie poprawności działania zmienianych części (funkcji) urządzenia oraz wpływu tych zmian na pozostałe niezmienniane funkcje urządzenia zabezpieczeniowego.

Testy typu można także podzielić na testy certyfikujące i testy zastosowania (aplikacyjne).

Testy certyfikujące przeprowadza się w celu dokonania obiektywnej (ogólnej) oceny badanego urządzenia zabezpieczeniowego. Wyniki tych testów są zazwyczaj akceptowane przez wielu użytkowników, niezależnie od przyszłego miejsca zainstalowania urządzenia.

Testy zastosowania (aplikacyjne) przeprowadza się mając na uwadze planowane zastosowanie (implementację) danego przekaźnika. Wyniki tych testów zwykle nie są ogólnodostępne. Zależą one od specyficznych warunków, w jakich są wykonywane (np. od rodzaju sieci, sposobu działania sieci, wymagań niezawodnościowych dotyczących badanego urządzenia).

## Testy indywidualne

Testy indywidualne wykonywane są dla każdego zakupionego urządzenia zabezpieczeniowego. Celem tych testów jest sprawdzenie każdego urządzenia pod kątem zgodności z zamówieniem, poprawności działania podczas wstępnego uruchomienia (dopuszczenia) oraz sprawności w czasie eksploatacji.

Celem przeprowadzania testów akceptacji jest sprawdzenie zgodności z zamówieniem dostarczonego urządzenia oraz znalezienie ewidentnych błędów w jego działaniu. Powinny one być wykonane u producenta, podczas odbioru lub wstępnego uruchomienia (dopuszczenia) urządzenia.

Testy indywidualne dopuszczające (uruchomieniowe) są wykonywane zanim urządzenie będzie oddane na stałe do eksploatacji. Może to być test dopuszczający normalny lub uaktualniający (urządzenie zmodyfikowano).

Celem przeprowadzania indywidualnych testów okresowych jest sprawdzenie poprawności działania urządzenia zabezpieczeniowego po określonym czasie jego eksploatacji. Wcześniej te testy były nazywane testami (badaniami) eksploatacyjnymi (konserwującymi, testami utrzymania). Ponieważ w przypadku urządzeń cyfrowych praktycznie nie jest wymagana konserwacja urządzenia, testy te nazwano testami okresowymi. Sprawdzenie poprawności działania przekaźnika dokonuje się w układzie, w którym on pracuje.

W publikacjach grupy roboczej IEEE [6,12] zaproponowano następujący podział testów urządzeń zabezpieczeniowych: statyczne, dynamiczne, symulujące stany przejściowe, testy integralności i testy aplikacyjne.

Testy statyczne charakteryzują się tym, że do przekaźnika doprowadzane są sygnały analogowe (fazory tych sygnałów), które zmieniają się (rosną, maleją) z krokiem mniejszym niż klasa dokładności przekaźnika.

Testy dynamiczne charakteryzują się tym, że do przekaźnika doprowadzane są zwykle sygnały analogowe o częstotliwości podstawowej takiej, jakie występują przed zakłóceniem, podczas zakłócenia i po zakłóceniu.

Testy symulujące stany przejściowe charakteryzują się tym, że do przekaźnika doprowadzane są sygnały analogowe wynikające z ich zmian w stanie przejściowym po wystąpieniu zakłócenia (np. udary prądu magnesującego, fale wędrowne).

Testy integralności mają na celu ustalenie, czy przekaźnik został wyprodukowany, zainstalowany i czy jest eksploatowany zgodnie z przeznaczeniem. Pierwsze testy integralności są wykonywane zaraz po otrzymaniu przekaźnika od producenta. Testy tego typu są wykonywane okresowo.

Testy aplikacyjne mają na celu sprawdzenie, czy działanie przekaźnika (w miejscu jego zainstalowania) jest zgodne z oczekiwaniami. Testy te są zalecane do wykonania wtedy, gdy w specyfikacji przekaźnika brak wystarczających informacji (szczegółów) o jego możliwości aplikacji w konkretnej sytuacji.

### **12.3. Zasady przeprowadzania testów funkcjonalnych zgodności i działania**

Do przeprowadzania funkcjonalnych testów zgodności i działania mikroprocesorowych urządzeń zabezpieczeniowych stosuje się automatyczne testery mikroprocesorowe.

#### Funkcjonalne testy zgodności

Do badanego urządzenia zabezpieczeniowego doprowadzane są sygnały analogowe zwykle o częstotliwości podstawowej i przy ich wymuszaniu bazuje się na ich fazorach. Podczas testów symuluje się (wymuszając odpowiednie amplitudy i fazy sygnałów napięciowych i prądowych) warunki przed wystąpieniem zwarcia, podczas zwarcia i po wyłączeniu zwarcia.

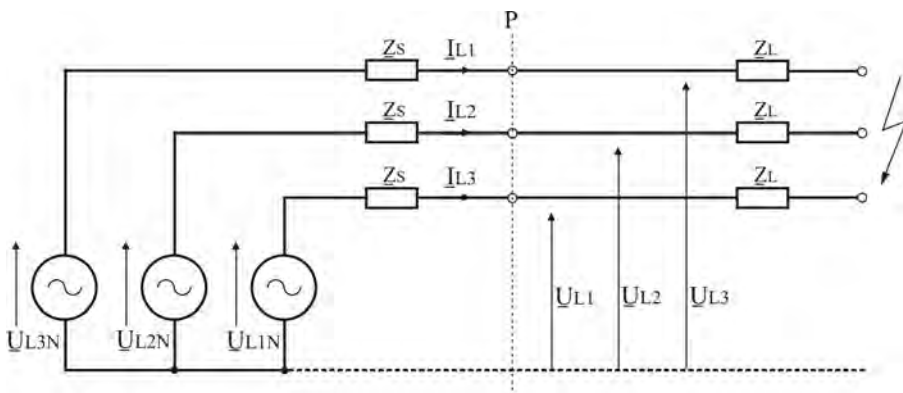
Sygnały analogowe doprowadzane do przekaźnika opisywane prostymi zależnościami między prądami i napięciami. Prądy i napięcia są obliczane na podstawie równań liniowych, zatem nieuwzględniane są stany przejściowe występujące w sieci. Na rys. 12.2 przedstawiono typowy model linii wykorzystywany do symulacji zakłóceń. Zwykle odzwierciedlany jest prosty model linii napowietrznej lub kablowej; nie uwzględnia się sprzężeń, pojemności, itp. Do „czystych” sinusoid sygnałów testowych wprowadzana jest w razie potrzeby dodatkowa składowa nieokresowa.

Funkcjonalne testy zgodności wykonywane są za pomocą typowych testerów mikroprocesorowych współpracujących z wzmacniaczami wysokiej klasy.

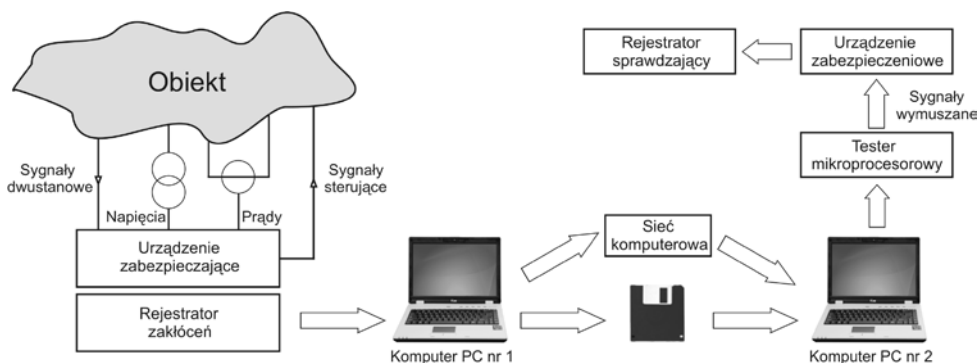
Funkcjonalne testy działania urządzenia zabezpieczeniowego przeprowadza się tak samo jak funkcjonalny tekst zgodności, przy czym (rys. 12.3):

- wykonuje się ten test dla konkretnego zakłócenia w określonych warunkach pracy systemu elektroenergetycznego;
- rejestruje się przebieg wielkości elektrycznych tuż przed zakłóceniem i w trakcie zakłócenia za pomocą cyfrowych rejestratorów zakłóceń;
- zarejestrowany przebieg wielkości elektrycznych przenoszony jest za pomocą nośnika danych do laboratorium i wgrywany do oprogramowania testera.

Przebiegi informacji przy wykonywaniu testów symulujących warunki rzeczywiste przedstawiono na rys. 12.3. Zarejestrowane przebiegi prądów i napięć w postaci cyfrowej są w testerze zamieniane na sygnały analogowe i wzmacniane do poziomu wejść testowanego przekaźnika. Sygnały te wprowadza się do badanego urządzenia i obserwuje jego działanie rejestrując sygnały pobudzeń i zadziałań. Jeśli nie dysponuje się zarejestrowanymi przebiegami, to przebiegi wielkości elektrycznych tuż przed zakłóceniem i w trakcie zakłócenia można uzyskać za pomocą programów komputerowych do symulacji systemu elektroenergetycznego (np. EMTP-ATP, PSCAD/EMTDC, MATLAB/ Simulink). Przebiegi wielkości elektrycznych uzyskane za pomocą symulacji wprowadza się do testera tak samo jak przebiegi zarejestrowane w rzeczywistym systemie. Wynikiem tego rodzaju testu jest sprawdzenie typu wymuszeń przy jakich reakcja urządzenia zabezpieczeniowego jest prawidłowa oraz dokładności pomiarów i odliczania czasu.



Rys. 12.2. Model linii (do symulacji zwarć trójfazowych) wykorzystywany podczas funkcjonalnych testów zgodności. Oznaczenia:  $Z_L$  - impedancja linii (impedancja od miejsca złączenia),  $Z_s$  - impedancja systemu,  $U_{1x}$ ,  $I_{1x}$  - wymuszone napięcia i prądy w punkcie przekaźnikowym,  $U_{1xN}$  - napięcia znamionowe źródeł,  $P$  - punkt przekaźnikowy. Zaczerpnięto z [40]



Rys. 12.3. Przepływ informacji przy wykonywaniu testów odtwarzających warunki rzeczywiste, komputer PC nr 1 – komputer z oprogramowaniem do zapisu rejestracji lub generowania przebiegów z wykorzystaniem oprogramowania symulacyjnego, komputer PC nr 2 – komputer z oprogramowaniem odtwarzającym przebiegi oraz sterującym pracą testera. Zacierpnieto z [40]

Sygnały wykorzystane podczas funkcjonalnych testów działania nie są opisywane układami funkcji liniowych. Przebiegi wartości prądów i napięć są uzyskiwane się poprzez rozwiązanie równań różniczkowych sieci, przez co uwzględnia się dynamiczny charakter systemu elektroenergetycznego.

Zalety tej metody testowania są następujące:

- sygnały analogowe (napięcia i prądy) zawierają składowe (o częstotliwościach wyższych niż znamionowa) wynikające ze stanów przejściowych;
- amplitudy i fazy sygnałów analogowych podczas przejścia z jednego stanu do drugiego (np. ze stanu przed zwarciowego do zwarciowego) zmieniają się w sposób ciągły, a nie skokiem, jak w przypadku funkcjonalnych testów zgodności;
- wartości prądów i napięć wynikają ściśle z charakteru zasymulowanego fragmentu systemu elektroenergetycznego.

## Systemowe testy działania

Podczas systemowych testów działania urządzenie zabezpieczeniowe traktowane jest jako „czarna skrzynka”, w której wszystkie funkcje są tak skonfigurowane i nastawione jak w przypadku zainstalowania urządzenia w polu. Sposób przeprowadzania badania przekaźnika może być podobny ja w przypadku funkcjonalnych testów działania. Jednak o wiele bardziej wyrafinowana i odpowiadająca rzeczywistości jest metoda testowania z wykorzystaniem symulatorów systemu elektroenergetycznego, działających w czasie rzeczywistym zjawisk.

Dzięki takim symulatorom wyniki symulacji wprowadzane są tak samo szybko, jak szybko przebiegają zjawiska w systemie. Dysponując takim symulatorem

można badane urządzenie zabezpieczeniowe włączyć do modelu systemu elektroenergetycznego. Uzyskane z symulatora chwilowe wartości napięć i prądów są zamieniane na sygnały analogowe, odpowiednio wzmacniane i wprowadzane do urządzenia zabezpieczeniowego. Z kolei sygnały wyjściowe z urządzenia zabezpieczeniowego wprowadza się do modelu systemu elektroenergetycznego odwzorowanego w symulatorze. Sygnał wyjściowy na otwarcie wyłącznika jakiegoś elementu systemu powoduje, że w modelu zostaje przerwany odpowiedni obwód. O takim testowaniu mówi się, że odbywa się z zamkniętą pętlą, gdyż na zachowanie się modelowanego systemu (tak jak w rzeczywistym systemie) wpływ ma działanie badanych zabezpieczeń.

Budowę i funkcjonowanie symulatorów systemu elektroenergetycznego działających w czasie rzeczywistym zjawisk opisano w [39].

## **12.4. Przykłady automatycznych testerów urządzeń zabezpieczeniowych**

Automatyzacja badań urządzeń zabezpieczeniowych posiada następujące zalety:

- charakteryzuje się bardzo dużą dokładnością zadawanych sygnałów testowych oraz możliwością realizacji różnych przebiegów tych sygnałów;
- możliwe jest automatyczne tworzenie raportów z przeprowadzanych badań oraz gromadzenie banków nastaw dla poszczególnych zabezpieczeń i typów pól.

Większość automatycznych testerów urządzeń zabezpieczeniowych (UTC-GT Instytutu Energetyki, CMC 256 firmy Siemens, FREJA 306 i SVEKKER 750/780 firmy Megger i inne) odznacza się następującymi cechami [43]:

- zrealizowane są w większości w technice cyfrowej, a do ich sterowania, z nielicznymi wyjątkami, jest niezbędna ich współpraca z komputerem PC;
- mają co najmniej po dwa wyjścia prądowe oraz wyjście napięciowe i są dobrze przystosowane do sprawdzania zabezpieczeń odległościowych;
- są dobrze dostosowane do badania zabezpieczeń o prądzie znamionowym 1A, a do rozszerzania zakresu prądowego do 50 w trzech fazach potrzebne są zwykle wzmacniacze prądowe;
- podstawowym rodzajem pracy jest symulacja zwarcia, czyli skokowe przejście z warunków obciążeniowych do warunków zwarciovych.

### Tester UTC-GT

Tester UTC-GT, produkowany przez Instytut Energetyki w Warszawie, jest przeznaczony do wykonywania badań zabezpieczeń wszystkich pól średniego napięcia, automatyk SPZ i SCO, zabezpieczeń generatorów (także zabezpieczeń odpoślizgu biegunów) i transformatorów [7]. Jest specjalnie przystosowany do bada-

nia zabezpieczeń różnicowych ponieważ umożliwia wyznaczanie charakterystyk stabilizacji i blokowania od wyższych harmonicznych.

Tester UTC-GT zbudowany jest z cyfrowego generatora sygnałów sterujących i precyzyjnego wzmacniacza-wtórnik. Wyliczone matematycznie przebiegi testujące odtwarzane są w przetwornikach cyfrowo-analogowych jako sygnały sterujące. Mają one żadaną amplitudę, fazę i czas trwania z zachowaniem wysokiej klasy dokładności. Wzmacniacz-wtórnik wymusza prąd i napięcie dokładnie według obliczonego wzorca. Układ kontroli uruchamia sygnał ostrzegawczy, gdy wymuszone przebiegi nie są wierną kopią obliczonego wzorca. Przy takiej konstrukcji urządzenia przestają istnieć problemy z powtarzalnością badań, z fazą początku generowania przebiegów, z czasem trwania próby i z automatyzacją badań. Badając zabezpieczenia od przeciążeń nie trzeba sprawdzać, czy wymuszony prąd nie zmienił wartości. Przy obecnej technice można sinusoidę z większą dokładnością wygenerować, niż zmierzyć.

Podstawowym elementem wykonawczym testera UTC-GT jest wzmacniacz-wtórnik. Jest on zrealizowany bez wykorzystania przekładnika prądowego. Dzięki temu tester ma małą masę, odpowiednią dynamikę i dokładność pomiarów oraz szeroki zakres nastawianych częstotliwości.

Na płycie czołowej testera znajdują się (rys.12.4): dwa zestyki wyjściowe do podłączenia badanego urządzenia zabezpieczeniowego, analogowe prądowe A i prądowe i/lub napięciowe B, dwa zestyki do podłączenia sekundomierzy, klawiatura, pokrętło nastawnika, wyjście analogowe z napięciem 100V AC i zestyki z odzworowaniem stanu wyłącznika.

Wyjście analogowe A testera jest prądowe i ma na zakresie 2 A rozdzielczość 1 mA, a na zakresie 50 A rozdzielczość 10 mA. Wyjście analogowe B jest prądowe o zakresie 50 A i rozdzielczości 10 mA lub napięciowe o zakresie do 150 V i rozdzielczości 0,1 V. Wyjścia analogowe A i B są od siebie izolowane. Moc szczytowa każdego źródła prądowego o zakresie do 50 A wynosi 500 W i jest osiągalna dla obciążenia 0,1  $\Omega$ . Maksymalne napięcie wyjścia prądowego wynosi 10 V. Zakres regulacji częstotliwości wynosi 4,5 Hz do 65 Hz, a fazy 0 do 360°. Poziom harmonicznej wybiera się z zakresu od zerowej do dwudziestej.

Wejścia dwóch sekundomierzy są od siebie izolowane. Sekundomierz pierwszy jest niezależny od pracy urządzenia. Sekundomierz drugi ma początek liczenia czasu aktywowany wewnętrznie przyciskiem START.

Klawiatura testera składa się z ośmiu przycisków. Cztery przyciski służą do przesuwania kursora. Przycisk MENU umożliwia wybór trybu pracy (MANUAL, ZWARCIE, NAJAZD, SPZ i SPZ-W). Przycisk SEK.ZERO zeruje wskazania sekundomierza pierwszego lub przyspiesza szybkość przestawiania częstotliwości lub czasu w trybie ZWARCIE. Przycisk STOP zatrzymuje każdy cykl pomiarowy i zeruje wszystkie generowane przez urządzenie amplitudy prądów i napięć. Przycisk START uruchamia cykl pracy w wybranym trybie.



Rys.12.4. Widok płyty czołowej urządzenia testującego UTC-GT [7]

Pokrętko nastawnika testera służy do dokonywania wyboru rodzaju wyjść analogowych dla których automatycznie nastawiane są parametry dostępne dla poszczególnych wybranych przyciskiem MENU trybów pracy.

Trzecie wyjście analogowe testera jest napięciowe (wartość napięcia wynosi 100 V AC o częstotliwości sieciowej i jest nienastawialna). Napięcie to jest niezbędne przy sprawdzaniu trójfazowych zabezpieczeń impedancyjnych i podnapięciowych.

Zestyki z odwzorowaniem stanu wyłącznika są wykorzystywane przy badaniu automatyki SPZ-tu.

Tester UTC-GT może pracować w trybie MANUAL, w którym wszystkie zmiany zadawanych parametrów nastawiane są ręcznie. Podczas pracy w trybie ZWARCIE, SPZ, SPZ+WYŁ mierzy się czasy zadziałania, a zmiany parametrów zadawane są skokowo. Z kolei podczas pracy w trybie NAJAZD, w którym mierzy się wartość rozruchową i wartość powrotu badanego zabezpieczenia, zmiany parametrów następują automatycznie w nastawionych krokach. Do wyboru jest sześć sposobów najazdu. W jednym cyklu może zmieniać się dowolna liczba parametrów zarówno w górę jak i w dół.

Przejsie od wielkości początkowych do wielkości końcowych i powrót do wielkości początkowych może dokonywać się skokowo w trybie ZWARCIE lub stopniowo w trybie NAJAZD. W jednym cyklu zarówno w funkcji ZWARCIE, jak i NAJAZD zmianie może podlegać faza, częstotliwość i wszystkie nastawione amplitudy.

W trybie MANUAL i NAJAZD urządzenie automatycznie mierzy i zapisuje wartości wszystkich zmieniających się parametrów dla chwili zadziałania i powrotu zabezpieczenia. W trybie ZWARCIE urządzenie automatycznie mierzy i zapisuje czasy działania i czas powrotu badanych zabezpieczeń. W cyklu SPZ automa-



tycznie mierzy czasy zwarcia i przerwy, maksymalnie 5 czasów, spełnia również rolę modelu wyłącznika współpracującego z badanym zabezpieczeniem.

Jeśli źródła prądowe wyjścia A i B połączy się w układzie „V”, z przesunięciem fazowym  $120^{\circ}$ , to uzyskuje się trójfazowe źródło prądu o zakresie regulacji do 50 A.

Jeśli prąd toru A zamieni się na napięcie za pomocą transformatora prądowo napięciowego, a wyjście B ustawi się jako napięciowe, to przy przesunięciu  $120^{\circ}$  między wyjściami A i B można uzyskać w układzie „V” trójfazowe napięcie z pełnymi możliwościami regulacji amplitudy i częstotliwości.

Tester UTC-GT posiada interfejs RS232 do podłączenia komputera. Dodatkowe oprogramowanie na PC zapewnia pełną automatyzację procesu badań i wydruk protokołów.

### Tester CMC 256

Tester CMC 256 służy do testowania zabezpieczeń (prądowych, napięciowych, różnicowych, odległościowych, częstotliwościowych, kierunkowych, mocy), przetworników pomiarowych, liczników energii oraz rejestratorów jakości energii [9].

Widok płyty czołowej testera CMC 256 przedstawiono na rys. 12.5.



Rys.12.5. Płyta czołowa testera CMC256 [9]

Tester CMC 256 realizuje następujące funkcje: zasila testowane urządzenie napięciem DC, generuje sygnały testowe (prądy, napięcia, sygnały binarne) oraz mierzy i rejestruje odpowiedzi (analogową i binarną) z testowanego urządzenia.

Tester posiada cztery wyjścia napięciowe AC (Voltage output), które mają wspólny punkt zerowy i są galwanicznie odseparowane od pozostałych wyjść testera. Pracują one w dwóch zakresach: zakres 1 –  $0 \div 150$  V i zakres 2 –  $0 \div 300$  V.

Dwa 3 fazowe wyjścia prądowe testera (Current output A i Current output) są galwanicznie odizolowane. Każde z tych wyjść może pracować w dwóch zakresach pracy: zakres 1 –  $6 \times 1,25$  A i zakres 2 –  $6 \times 12,5$  A.

Dziesięć wejść binarno/analogowych testera (Binary/analog input) zostało podzielone na odseparowane galwanicznie pięć grup. Wejścia binarne są konfigurowane w module Konfiguracja Sprzętu. Mogą być wyspecyfikowane jako styki napięciowe lub beznapięciowe.

Wejścia analogowe DC testera (Analog DC input) służą do pomiaru wartości napięcia i prądu stałego przy testowaniu przetworników pomiarowych.

Cztery wyjścia binarne testera (Binary output) są bezpotencjałowe.

Zasilanie urządzenia testowanego napięciem stałym odbywa się napięciem stałym z odseparowanego wyjścia „AUX DC”. Wartość tego napięcia można zmieniać od 0 do 264V.

Tester jest wyposażony w jednostkę sterowania (Central Processing Unit), która zapewnia: komunikację testera z komputerem lub siecią poprzez interfejs Ethernet, cyfrową generację sygnałów dla wszystkich wyjść testera, generowanie wysokiej dokładności sygnał zegara centralnego z opcjami do synchronizacji przy zastosowaniu przystawek synchronizacyjnych oraz kontrolę i sterowanie wszystkimi systemami, łącznie z zewnętrznymi wzmacniaczami.

Tester CMC 256 jest częścią OMICRON Test Universe, który zawiera oprogramowanie testowe dla komputera z systemem operacyjnym Windows oraz (w razie potrzeby) zewnętrzne wzmacniacze prądowe lub napięciowe, przystawki synchronizacyjne i inny osprzęt.

Oprogramowanie OMICRON Test Universe zainstalowane na komputerze steruje sygnałami testowymi, przetwarza dane pomiarowe i tworzy raporty.

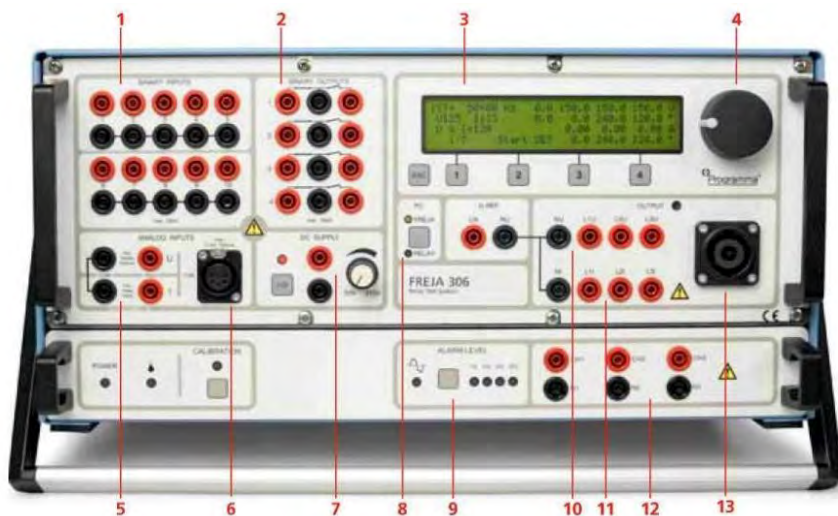
## Tester FREJA 306

Tester przełączników FREJA 306 FREJA 306 jest przeznaczony do testowania zabezpieczeń przełącznikowych następujących rodzajów [14]: odległościowych, różnicowych, częstotliwościowych, napięciowy, prądowych, mocowych kierunkowych oraz umożliwia sprawdzanie przełączników synchronizujących i **synchro-check**, przełączników mierzących kąt fazowy, urządzenia SPZ.

Widok płyty czołowej testera FREJA 306 przedstawiono na rys. 12.6.

Tester Freja 306 może pracować jako wolno stojący lub współpracować z komputerem. Może również być użyty jako symulator zakłóceń, wykorzystując zapisane zakłócenia w postaci plików EMTP lub COMTRADE. Tester jest wyposażony źródło napięcia stałego do zasilania badanego zabezpieczenia przełącznikowego. Po zastosowaniu dodatkowego wyposażenia (GPS, GPS 2000-MGTR) można zsynchronizować dwa testery FREJA 306 do przeprowadzania testów na dwóch końcach linii.

Do obsługi testera współpracującego z komputerem służy oprogramowanie „FREJA Win Centrum Sterowania”, które posiada menu umożliwiające wybór programu do badania poszczególnych rodzajów przełączników (rys. 12.7).



Rys.12.6. Płyta czołowa testera FREJA 306 [14]. Oznaczenia: 1-wejścia binarne, 2-wyjścia binarne, 3-wyświetlacz i przyciski używane w trybie lokalnym, 4-pokrętko ustawienia, 5-wejście analogowe do pomiaru napięcia i prądu, 6-wejście analogowe dla przetworników pomiarowych, 7-zasilacz DC, 8-przełącznik PC, 9-alarm od zakłóceń, 10-wyjścia napięciowe (standard), 11-wyjścia prądowe (wysokie), 12-wyjścia prądowe (wysokie), 13-wielozłącze dla napięć i prądów



Rys. 12.7. Widok menu programu FREJA Win Centrum Sterowania [14]

Tester FREJA 306 posiada następujące wyjścia:

- cztery napięcia fazowe przemiennie z zakresem 0-150 V i dwa z zakresem 0-300 V,
- napięciem stałym z zakresem do 180 V;
- prądowe, trzy prądy fazowe przemiennie z zakresem do 15 A i jeden do 45A;
- prądu stałego z zakresem do 15 A.

Tester FREJA 306 umożliwia pomiar czasu w zakresie 0-9,9 ms z rozdzielczością 0,1 ms, od 10 ms – 60 minut z rozdzielczością 1 ms natomiast od 1 h do 15264 h z rozdzielczością 1 s.

Zasilanie nominalne testera: 100-240 V AC , pobór mocy 1200±1500 VA.

Tester SVERKER 750/780

Tester SVERKER 750/780 służy do testowania jednofazowych zabezpieczeń [15]: prądowych, napięciowych, częstotliwościowych, czasowych, kierunkowych, termicznych oraz automatyki SPZ. Oprogramowanie SVERKER Win pozwala kontrolować pracę urządzenia testującego z poziomu komputera PC. Rezultaty testów mogą być raportowane w postaci tabeli lub wykresu.

Widok płyty czołowej testera SVERKER 750/780 przedstawiono na rys. 12.8.

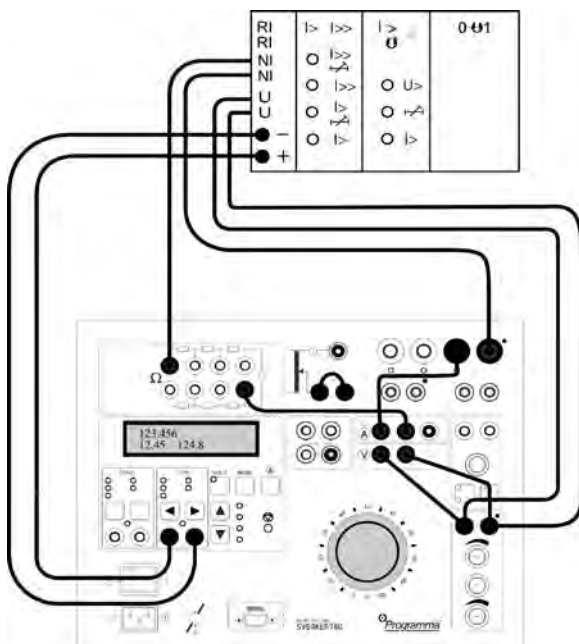


Rys. 12.8. Płyta czołowa testera SVERKER 750/780 [15]. Oznaczenia: 1 -zestaw rezystorów do dokładnej regulacji prądu i napięcia,2-wejścia stopu i startu sekundomierza,3-wyświetlacz wartości mierzonych i nastawianych,4-funkcja zatrzymanie odczytu na wyświetlaczu,5-zestyk zwierno/ rozwierny (zmienia automatycznie stan gdy test jest uruchomiony),6-ampereomierz i woltomierz,7-źródło prądu i napięcia,8-dodatkowe źródło napięcia stałego,9-wskaźnik stanu,10-wejście sekundomierza (do pobudzeń zewnętrznych i wewnętrznych),11-przełącznik uruchomienia trybu pracy 12-wejście komunikacyjne USB,13-wskaźnik pobudzenia,14-główne pokrętko do ustawiania wartości wyjściowych napięcia i prądu,15-źródło napięcia przemiennego z regulacją w zakresie 0-230 V AC z ustawionym kątem fazowym i częstotliwością

Źródło prądu i napięcia (oznaczenie 7 na rys 12.8) posiada zakresy regulacji prądu przemiennego 0-250 A, napięcia przemiennego 0-250 V i napięcia stałego 0-300 V. Dodatkowe źródło napięcia stałego (oznaczenie 8 na rys 12.8) posiada zakresy regulacji 20-130 V lub 130-220 V.

Tester posiada cztery tryby pracy: a/ uruchomienie generacji prądu i sekundomierza jednocześnie, b/ wyłączenie generacji prądu, c/ włączenie generacji prądu, d/ przerwanie generacji prądu i uruchomienie sekundomierza. Źródło napięcia przemiennego (oznaczenie 15 na rys.12.8) posiada regulację w zakresie 0-230 V AC z ustawionym kątem fazowym i częstotliwością w zakresie od 15 Hz do 550 Hz.

Na rys. 12.9. przedstawiono sposób podłączenia do testera SVERKER 750/780 urządzenia zabezpieczeniowego w celu pomiaru wartości rozruchowych i powrotowych jego członu kierunkowego.



Rys. 12.9. Sposób podłączenia do testera SVERKER 750/780 członu kierunkowego urządzenia zabezpieczeniowego [15]

## 12.5. Wymagania dotyczące badań eksploatacyjnych

Niezawodność działania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej zależy, w dużym stopniu, od częstości i zakresu wykonywania badań eksploatacyjnych. Układy automatyki zabezpieczeniowej muszą być eksploatowane zgodnie

z zasadami wiedzy technicznej, wymaganiami prawnymi i opracowanymi na ich podstawie instrukcjami eksploatacji.

Obowiązujące dotychczas akty prawne dotyczące wymagań w zakresie badań eksploatacyjnych elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej straciły swoją moc (np. *Przepisy budowy urządzeń elektroenergetycznych, Przepisy eksploatacji i instalacji elektroenergetycznych*). Wprowadzone w to miejsce nowe akty prawne nie zawsze precyzują szczegółowe wymagania i pozostawiają w tym zakresie dużą swobodę wydziałom eksploatacji firm energetycznych.

Obowiązującym aktem prawnym wymagającym przeprowadzania badań okresowych urządzeń technicznych w odstępach nie dłuższych niż 5-letnich jest Ustawa Prawo Budowlane z 1994 roku.

Zgodnie z §30 *Rozporządzenia ministra gospodarki z 25 września 2000 roku w sprawie szczegółowych warunków przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznej* [Dz.U. 2000 nr 85, poz. 957] – firma energetyczna, na podstawie dokumentacji technicznej zainstalowanej aparatury i urządzeń oraz innych występujących czynników (częstość awarii, wymagany stopień niezawodności, koszty działań zbędnych lub brakujących) – jest zobowiązana w instrukcjach eksploatacji do określenia częstości i zakresu wykonywania badań eksploatacyjnych.

Zgodnie z zaleceniami CIGRE (No. 159, sierpień 2000), raportem IEEE (Vol.12, No. 1, styczeń 1997) i Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) badania pełne układu zabezpieczeń należy wykonać w pierwszym roku po uruchomieniu. Wykonanie tego typu badań pozwala wykryć ewentualne błędy niewykryte podczas rozruchu urządzeń.

Spółki dystrybucyjne opracowują obowiązujące instrukcje eksploatacji układów EAZ na podstawie *Ramowej instrukcji eksploatacji układów zabezpieczających, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych* wydanej przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. W tej ramowej instrukcji wymaga się aby, przekaźniki, zespoły automatyki oraz obwody wtórne układów EAZ były poddawane badaniom pełnym w pierwszym roku po uruchomieniu i następnie nie rzadziej niż raz na cztery lata. Badania skrócone wykonywane są raz w roku, w latach pomiędzy badaniami pełnymi. Niezależnie od badań okresowych należy przeprowadzić, nie rzadziej niż raz na 5 lat (w sieciach o napięciu 110 kV i wyższym co 3 lata), ocenę stanu technicznego urządzeń i układów zabezpieczeniowych.

W przypadku badań mikroprocesorowych urządzeń i układów zabezpieczeniowych należy sprawdzić wejścia analogowe i dwustanowe, poprawność konfiguracji i nastawy przekaźnika oraz przeprowadzić testy funkcjonalne zgodności i działania.

Rodzaj i zakres badań eksploatacyjnych mikroprocesorowych zabezpieczeń podaje norma PN-E-04700:1995, z późniejszymi zmianami. Przy badaniach pełnych wymaga się: sprawdzenia dokumentacji, oględzin urządzenia, przeprowadze-

nia prób i pomiarów parametrów urządzenia lub układu, przeprowadzenie próby napięciowej, sprawdzenie rezystancji izolacji, sprawdzenia wartości rozruchowych i czasów działania, sprawdzenia działania urządzenia lub układu w warunkach zainstalowania. Wg tej normy sprawdzenie wartości rozruchowych i czasów działania oraz sprawdzenie działania urządzenia w warunkach zainstalowania może odbywać testami funkcjonalnymi zgodności i działania (statycznymi, dynamicznymi i symulacyjnymi stany przejściowe).

Według instrukcji ramowej PTPiREE zakres badań skróconych układów zabezpieczeń cyfrowych ogranicz się tylko do przeprowadzenia testów funkcjonalnych.

Do przeprowadzania funkcjonalnych testów zgodności i działania mikroprocesorowych urządzeń zabezpieczeniowych obecnie już powszechnie stosuje się automatyczne testery zabezpieczeń.

## 12.6. Bibliografia

- [1] Babś A., Swiderski J., Tarasiuk M.: Testowanie urządzeń automatyki elektroenergetycznej w świetle normy IEC 61850. Automatyka Elektroenergetyczna, 2009, nr 1.
- [2] Barański J., Kubiak G., Kuran Z.: Automatyczne badanie zabezpieczeń cyfrowych urządzeniem testującym UTC-GT. Automatyka Elektroenergetyczna, 2006, nr 3.
- [3] Barański J., Kubiak G., Kuran Z.: Automatyzacja badań urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Automatyka Elektroenergetyczna, 2005, nr 4.
- [4] Bieniek R.: Stanowisko do badania przekaźników RTx – 35b za pomocą testera XS92a firmy ABB. Automatyka Elektroenergetyczna. 1966. Nr 1, s. 26-27.
- [5] Branczewski M.: Kompletna analiza rejestracji zakłóceń z zabezpieczeń. Automatyka Elektroenergetyczna, 2006, nr 1.
- [6] CIGRE: Analysis and guidelines for testing numerical protection schemes, CIGRE Report No 159, Working Group 34.10, August 2000.
- [7] Cyfrowe urządzenie testujące UTC-GT. Instrukcja obsługi. Laboratorium Automatyki Zabezpieczeniowej. Instytut Energetyki. Warszawa 2012.
- [8] Dołowy M., Machowski J., Namiotkiewicz M.: Laboratorium systemów elektroenergetycznych. WPW, Warszawa, 1991.
- [9] Instrukcja obsługi CMC 256plus. Artykuł Numer VESD202 – Wersja: CMC256plus.PL.1. 2009, OMICREN electronics GmbH.
- [10] Januszewski M., Kowalik R.: Testy działania urządzeń automatyki elektroenergetycznej wymieniających dane przez sieć PDH. Automatyka Elektroenergetyczna, 2008, nr 1.

- [11] Januszewski M., Kowalik R.: Wyniki przykładowych testów współdziałania urządzeń automatyki elektroenergetycznej wykorzystujących sieci komputerowe i standard IEC 61850. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2008, nr 1.
- [12] Jodice J.A.: Relay Performance Testing – A Power System Relaying Committee Publication, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 1 January 1997.
- [13] Jodice J.A.: Relay Performance Testing, *IEEE Power System Relaying Committee Report*, Special Publication No. 96 TP 115-0, 1996, pp 1-25.
- [14] Karta katalogowa „FREJA 306 system testowania przekaźników”. EnerTest tester i diagnostyka Sp. z o.o. [www.enertest.pl](http://www.enertest.pl).
- [15] Karta katalogowa. Tester zabezpieczeń przekaźnikowych SVERKER 750/780. EnerTest tester i diagnostyka Sp. z o.o., [www.enertest.pl](http://www.enertest.pl).
- [16] Kowalik R.: Wykorzystanie danych pochodzących z mikroprocesorowych rejestratorów zakłóceń do sprawdzania poprawności działania zabezpieczeń elektroenergetycznych. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 1997, nr 2.
- [17] Kowalik R., Machowski J.: Testowanie cyfrowych urządzeń EAZ. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2001, nr 2.
- [18] Kowalik R., Magdziarz A., Myrcha W., Wróblewski J.: *Laboratorium automatyki elektroenergetycznej*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa, 2001.
- [19] Krajce R., Ławrowski Z.: Przeglądy i badania okresowe aparatury zabezpieczeniowej i układów mikroprocesorowych. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2006, nr 1.
- [20] Kuran Z.: Doskonalenie metod badania zabezpieczeń. *Wiadomości Elektrotechniczne*. 2004, nr 1-2.
- [21] Kuran Z.: Urządzenie typu DOK – PP do pomiarów błędów przekładników prądowych w miejscu ich zainstalowania. *Wiadomości Elektrotechniczne*. 2005, nr 9.
- [22] Kuran Z.: Badamy zabezpieczenia generatorów i transformatorów cyfrowym urządzeniem testującym UTC-GT. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2003, nr 3.
- [23] Kuran Z., Skrodzki S.: Doskonalenie metod badania zabezpieczeń. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2004, nr 3.
- [24] Magdziarz A., Myrcha W., Żagan Z.: *Laboratorium automatyki zabezpieczeniowej eliminacyjnej I*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa, 2001.
- [25] Magdziarz A., Namiotkiewicz M., Żagan Z.: *Laboratorium automatyki zabezpieczeniowej eliminacyjnej II*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa, 2001.
- [26] Malarczyk T.: Wpływ elektrowni wiatrowych na pracę urządzeń EAZ. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2010 nr 3.



- [27] Malecki T., Talaga M.: Nowoczesne systemy rejestracji – systemy eksperckie wspomaganie analiz danych. *Wiadomości Elektrotechniczne*. 2005, nr 4.
- [28] *Network Protection & Automation Guide*. Alstom, maj 2011.
- [29] Nowotnik R.: Diagnostyka transformatorów i innych urządzeń pierwotnych. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2007, nr 3.
- [30] Olszowiec P.: O sprawdzaniu zabezpieczeń ziemnozwarciowych izolowanych sieci średniego napięcia. *Automatyka Elektroenergetyczna* 2010 nr 3.
- [31] PN-E-04700:1995 Urządzenia i układy elektryczne w obiektach elektroenergetycznych. Wytyczne przeprowadzania pomontażowych badań odbiorczych.
- [32] Praca zbiorowa.: *Laboratorium elektroenergetyczne*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa, 1997.
- [33] Praca zbiorowa.: *Laboratorium podstaw elektroenergetyki*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2003.
- [34] Praca zbiorowa [red. Machowski J.]: *Laboratorium cyfrowej elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa, 2003.
- [35] Sanocki A., Wypych T.: Potwierdzenie deklarowanych parametrów wyposażenia pomiarowego stosowanego w eksploatacji urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. *Wiadomości Elektrotechniczne*. 2005, nr 1.
- [36] Skrzętnicki W.: Nowa metoda sprawdzania urządzeń w stacjach WN. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2009, nr 2.
- [37] Skrodzki S.: Badanie cyfrowych zabezpieczeń różnicowych transformatorów. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2002, nr 4.
- [38] Smolarczyk A.: Metody testowania przekładników elektroenergetycznych. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2004, nr 2.
- [39] Smolarczyk A.: Raport z wykonania projektu badawczego zwykłego pt. Metody badania cyfrowych zabezpieczeń elektroenergetycznych. Grant KBN nr 4 T10B 068 22. Warszawa 2002-2003 r.
- [40] Smolarczyk A.: Badanie przekładników elektroenergetycznych. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2004, nr 11.
- [41] Smolarczyk A.: Metody badania przekładników elektroenergetycznych. *Wiadomości Elektrotechniczne*. 2004, nr 9.
- [42] Talaga A.: Badania cyfrowych zabezpieczeń bloku generator – transformator. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2007, nr 1.
- [43] Talaga A.: Automatyczne testy tradycyjnych i cyfrowych zabezpieczeń. *Automatyka Elektroenergetyczna*. 2000, nr 2.
- [44] Talaga A.: Awaryjność i badania zabezpieczeń cyfrowych. *Wiadomości Elektrotechniczne*. 2007, nr 4.
- [45] Wiliński J.: Cyfrowy wymuszalnik prądu EMEX 100 i EMEX400DC. *Wiadomości Elektrotechniczne*. 2005, nr 2.
- [46] Woliński K.: Fazory. *Automatyka Elektroenergetyczna*. 2004, nr 2.

- [47] Woliński K., Skrodzki S., Kuran Z.: Badania okresowe zabezpieczeń w zakładach energetycznych – stan obecny i perspektywy. V konferencja naukowo-techniczna. Diagnostyka w sieciach elektroenergetycznych zakładów przemysłowych.
- [48] Zdziech D.: O aktualnych metodach badania zabezpieczeń cyfrowych. *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2006, nr 3.
- [49] Żydanowicz J., Namiotkiewicz M.: *Automatyka zabezpieczeniowa w elektroenergetyce*. WNT, Warszawa, 1983.
- [50] Żydanowicz J., Namiotkiewicz M., Kowalewski B.: *Zabezpieczenia i automatyka w energetyce*. WNT. Warszawa, 1975.

## **Power system protection**

### **Summary**

Like the previous editions, the 3<sup>rd</sup> edition of the coursebook discusses the role and tasks of the system protections on the power systems. It presents the general features of interference in electric power systems and their identification criteria used in the power systems. It contains the basic information on measurement converters. Furthermore, it presents the principles of operation of electric relays and discusses construction of electronic, analogue and microchip protection devices. The coursebook characterises the cooperation of microchip protection devices with other modern systems operating in substations.

Taking into account new information published in 2009-2012, the authors discuss in more detail protection of electric lines and transformers, busbars, synchronous generators, electric engines and substation capacitors. They also provide examples of selections of type and setting of selected protection devices and descriptions and diagrams of connections of selected microchip protection assemblies manufactured by Polish companies. They present current requirements and principles of accomplishment of automatic transfer switch, auto recloser and automatic load shedding as well as types and tasks of the system automation. Finally, the protection in grids with dispersed energy sources has been also discussed.

In the last chapter of the coursebook the authors identify types of examinations of microchip protection devices and testers used for the purpose of such examinations.

The biography lists were prepared for each chapter separately. Listed publications refer to two categories: the main one and publications in magazines and during conferences. There are also lists of major designations and abbreviations used in the coursebook.

The coursebook is addressed to students of electrical engineering faculties at technical universities, studying power engineering with majors in electric power engineering, automation of industry and electrical engineering.

The reviews of the 3<sup>rd</sup> edition of the coursebook have been prepared by Professor Habilitated Doctor Engineer Józef Lorenc from Poznań University of Technology and Professor Habilitated Doctor Engineer Eugeniusz Rosołowski from Wrocław University of Technology.



## Zabezpieczenie pól rozdzielni SN:

- pełen wachlarz funkcji zabezpieczeniowych
- wyświetlacz graficzny (128x128 pikseli)
- 12 konfigurowalnych diod LED
- 20 izolowanych wejść sygnalizacyjnych
- 14 wyjść binarnych (w tym 2 typu opto-mosfet)
- dodatkowe moduły rozszerzeń
- aluminiowa obudowa
- dwa równorzędne kanały łączności
- rejestrator zakłóceń
- rejestrator przebiegów wolnozmiennych
- programowa konfiguracja funkcji

[www.elkomtech.com.pl](http://www.elkomtech.com.pl)



ELKOMTECH S.A.

Uniwersalna automatyka zabezpieczeniowa:

- aluminiowa obudowa z tablicowa i natablicowa
- duży wyświetlacz graficzny (240x128 pikseli)
- 12 konfigurowalnych dwukolorowych diod LED
- obsługa do 26 wyjść i 67 wejść
- dwa równorzędne kanały łączności
- rejestrator zakłóceń
- rejestrator przebiegów wolnozmiennych
- analizator jakości energii elektrycznej

[www.elkomtech.com.pl](http://www.elkomtech.com.pl)

# CYFROWY TESTER UTC-GT DO BADANIA ZABEZPIECZEŃ

Tester UTC-GT dostosowany jest do badania wszystkich typów zabezpieczeń pół średniego napięcia łącznie z polami silnikowymi i automatyką SCO i SPZ, zabezpieczeń transformatorów oraz zabezpieczeń generatorów.

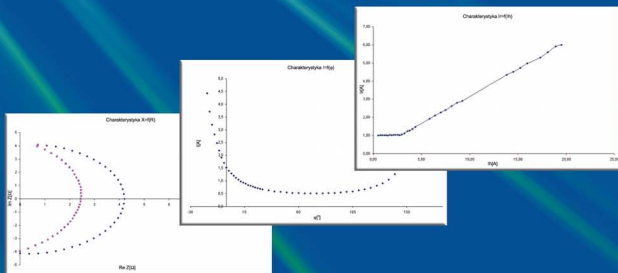
## Tester zawiera:

Trzy wyjścia analogowe. Wyjście A jest zawsze wyjściem prądowym i ma dla zakresu 2 A rozdzielczość 1 mA, a dla zakresu 50 A rozdzielczość 10 mA. Wyjście B jest wyjściem prądowym o zakresie 50 A i rozdzielczości 10 mA lub napięciowym o zakresie 150 V i rozdzielczości 0,1 V. Zakres regulacji częstotliwości wynosi od 4,5 Hz do 65 Hz, a fazy od 0° do 360°. Harmoniczne wybiera się z zakresu od zerowej do dwudziestej. Wyjście C jest wyjściem dostarczającym napięcie pomocnicze o wartości 100 V ac. Do pomiaru czasów służą dwa sekundomierze. Wszystkie wejścia i wyjścia są od siebie izolowane. Tester umożliwia tworzenie trójfazowego źródła prądu o zakresie regulacji do 50 A lub trójfazowego źródła napięcia o zakresie do 150 V.



**Bez podłączenia zewnętrznego komputera tester UTC-GT może realizować następujące testy podstawowe:**

- w trybie MANUAL, w którym wszystkie zmiany zadawanych parametrów nastawiane są ręcznie, mierzy się wartości rozruchowe i powrotu zabezpieczeń,
- w trybie ZWARCIE, w którym zamierzone zmiany parametrów dokonywane są skokowo, mierzone są czasy zadziałania zabezpieczeń,
- w trybie NAJAZD, w którym zmiany parametrów następują automatycznie w nastawionych krokach, mierzone są wartości rozruchowe i wartości powrotu badanych zabezpieczeń. Do wyboru jest sześć sposobów najazdu.
- w trybie SPZ, w którym tester symuluje pracę wyłącznika oraz warunki obciążeniowe i zwarcia w linii, mierzone są czasy działania i czasy przerwy (do pięciu czasów w jednym cyklu).



**Współpraca testera UTC-GT z komputerem daje użytkownikowi możliwość samodzielnego tworzenia testów:**

- ✓ testy podstawowe mogą być zapamiętywane, w wyniku czego tworzy się sekwencje testów podstawowych zapisywanych do pliku,
- ✓ sekwencje testów podstawowych utworzone lub pobrane z pliku mogą być realizowane automatycznie lub krok po kroku,
- ✓ dla testów podstawowych istnieje możliwość zapisywania komentarza,
- ✓ wyniki z każdego testu podstawowego są zapisywane jako jeden lub więcej wierszy w tabeli, przy czym tabele te mogą być archiwizowane w plikach,
- ✓ tabele wyników należy wprowadzać do Excela, gdzie po wyselekcjonowaniu danych sporządza się odpowiedniej charakterystyki badanych zabezpieczeń.

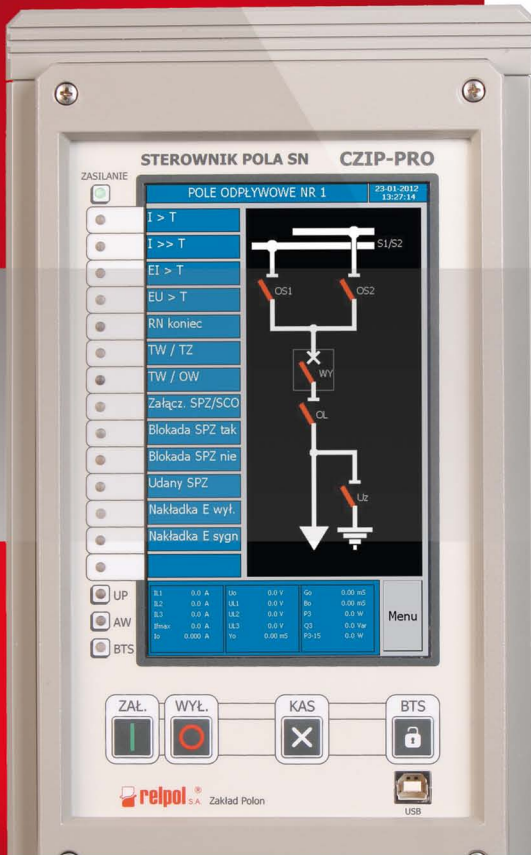
Oprócz testów realizowanych samodzielnie przez użytkownika testera tworzone są przez autora programu testy, które wykorzystują możliwości obliczeniowe komputera do optymalizacji ich przebiegu. Aktualnie opracowany jest test zoptymalizowanego badania zabezpieczenia nadprądowego posiadającego człon bezzwłoczny i zwłoczny.



**LABORATORIUM AUTOMATYKI I ZABEZPIECZEŃ  
INSTYTUT ENERGETYKI**  
ul. Mory 8, 01-330 Warszawa,  
tel. 22 8368924, 22 3451283, 22 8368113  
[www.ien.com.pl/laiz](http://www.ien.com.pl/laiz)



# CZIP-PRO



System cyfrowych zabezpieczeń do pól rozdzielni SN

[www.czip-pro.pl](http://www.czip-pro.pl)

- Doceniony przez profesjonalistów
- Wyposażony w dotykowy panel kontrolny oraz predefiniowane nastawy
- Łatwy w obsłudze
- Nowoczesny, uniwersalny, niezawodny...

Repol S.A.  
Zakład Polon - Oddział Zielona Góra  
ul. Browarna 11,  
65-849 Zielona Góra

DZIAŁ SPRZEDAŻY I MARKETINGU  
Tel. +48 684 532 708  
Fax +48 684 532 705  
E-mail: polon@repol.com.pl

 **repol** S.A.®





### TSL-9r

Urządzenie składa się z jednej jednostki centralnej (JC) i odpowiedniej liczby jednostek połowych (JP) (w zależności od ilości pól na rozdzielni), współpracujących z JC poprzez połączenia światłowodowe.

#### Podstawowe cechy:

- możliwość dostosowania do każdego typu rozdzielni,
- możliwość realizacji funkcji ZSZ (TS-9r), LRW (TL-9r), lub obu funkcji jednocześnie (TSL-9r),
- budowa modułowa – łatwa możliwość dostosowania urządzenia do zmieniającego się schematu stacji w trakcie jej rozbudowy o kolejne pola,
- uniwersalność modułów – proste dostosowanie urządzenia do zmian przekładni przekładników prądowych poprzez programową zmianę nastawień w zabezpieczeniu,
- programowanie algorytmu działania w zależności od układu rozdzielni i zmiana nastaw realizowane przy pomocy komputera przenośnego,
- komunikacja z systemem nadzoru w oparciu o protokoły IEC 61850 i 870-5-103, z wykorzystaniem transmisji światłowodowej lub innej wg wymagań Zamawiającego.

### TSL-11

Zabezpieczenie wykonane w obudowie do montażu na ramie uchylnej (kaseta 19"/6U), ma możliwość realizowania funkcji ZSZ i (lub) LRW dla prostych jedno-systemowych rozdzielni 110 kV.

#### Podstawowe cechy:

- obsługa rozdzielni jedno-systemowych sekcjonowanych do 8 pól,
- budowa modułowa – łatwa możliwość dostosowania zabezpieczenia do zmieniającego się schematu stacji w trakcie jej rozbudowy o kolejne pola,
- uniwersalność modułów - proste dostosowanie urządzenia do zmian przekładni przekładników prądowych poprzez programową zmianę nastawień w zabezpieczeniu,
- lokalizacja i prawidłowa reakcja na zwarcia w strefie martwej,
- programowanie algorytmu działania w zależności od układu rozdzielni i zmiana nastaw realizowane przy pomocy komputera przenośnego,
- wewnętrzny rejestrator zakłóceń oraz rejestrator zdarzeń,
- komunikacja z systemem nadzoru w oparciu o protokoły IEC 61850 i 870-5-103, z wykorzystaniem transmisji światłowodowej lub innej wg wymagań Zamawiającego.



ZPrAE Sp. z o.o. oprócz zabezpieczeń szyn zbiorczych (ZSZ) i układów lokalnej rezerwy wyłącznikowej (LRW) produkuje także szereg innych urządzeń automatyki zabezpieczeniowej takich jak:

- > przekaźniki automatyki SZR – SZR-9
- > rejestratory zakłóceń sieciowych – RZS-9
- > układy sygnalizacji centralnej – MSA-9
- > przekaźnik automatyki przeciwprzepięciowej – APP-9
- > rodzina nowoczesnych przekaźników pomocniczych w tym szybkie przekaźniki wyłączające RSH-3,
- przekaźniki napięciowe RUT i prądowe RT

**REline**  
INŻYNIERSTWO ELEKTRYCZNE

ZPrAE Sp. z o.o. to:

- > wieloletnie doświadczenie w dostawach dla energetyki,
- > system zarządzania jakością ISO 9001: 2001,
- > doświadczona kadra inżynierska,
- > usługi projektowe,
- > produkcja atestowanych i certyfikowanych pod kątem energetyki nowoczesnych urządzeń:
  - > zabezpieczeń szyn zbiorczych i LRW
  - > przekaźników pomocniczych
  - > układów automatyki, sygnalizacji i pomiarów
- > prefabrykacja:
  - > zabezpieczeń
  - > systemów sterowania i nadzoru
  - > układów pomiaru energii
  - > rozdzielni zasilania potrzeb własnych
- > usługi montażowe i rozruchowe,
- > modernizacje i remonty obwodów wtórnych,
- > serwis aparatury na obiektach,
- > badania okresowe ZSZ i LRW wszystkich typów.

[www.zprae.pl](http://www.zprae.pl)

**ZAKŁAD PRODUKCYJNY APARATURY ELEKTRYCZNEJ Sp. z o.o.**

41-100 Siemianowice Śląskie, ul. Konopnickiej 13

tel.: 32 22 00 120; fax: 32 22 00 125; e-mail: [biuro@zprae.pl](mailto:biuro@zprae.pl)



**ZAZ-En sp. z o.o.**, producent elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej oferuje rodzinę urządzeń iZAZ, począwszy od jednofunkcyjnych przełączników prądowych i napięciowych, poprzez zabezpieczenia pól średniego napięcia (pola transformatorów, silników, zasilające, pomiaru napięcia, itd.), a kończąc na zabezpieczeniach generatorów i największych bloków generator-transformator.

Zabezpieczenia serii iZAZ są odpowiedzią na wyzwania rynku wynikające z bieżących trendów rozwoju elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

Wieloletnie doświadczenia konstrukcyjne oraz eksploatacyjne umożliwiły opracowanie nowej rodziny urządzeń, które spełniają wyzwania stawiane przez rynek energetyki zawodowej oraz przemysłowej.

### **Oferta usługowa:**

Świadczymy usługi w zakresie napraw oraz przeglądów pogwarancyjnych analogowych urządzeń ZAZ produkcji ZEG S.A. oraz cyfrowych zespołów zabezpieczeń CZAZ produkcji ZEG-ENERGETYKA Sp. z o.o.

Okresowe badania zabezpieczeń, wykonane w dogodnym okresie planowanych przerw remontowych, ograniczają ilość awaryjnych wyłączeń, będących wynikiem uszkodzeń aparatury zabezpieczeniowej.

Zachęcamy do podjęcia działań profilaktycznych poprzez regularne przeprowadzanie okresowych przeglądów zespołów zabezpieczeń.

**ZAZ-En sp. z o.o.** ul. Grota Roweckiego 32, 43-100 Tychy

tel. +48 32 726 69 23, faks +48 32 441 23 00, <http://zaz-en.pl>, [biuro@zaz-en.pl](mailto:biuro@zaz-en.pl)



**iZAZ100** cyfrowy przekaźnik zabezpieczeniowy, bez opcji komunikacji, o maksymalnie trzech wejściach pomiarowych. Dostępny w wykonaniu napięciowym, prądowym, ziemnozciekawym, częstotliwościowym i specjalnym. Urządzenie to stanowi ciekawą alternatywę dla zastosowań w prostych układach automatyki zabezpieczeniowej i przemysłowej.

Ma zastosowanie wszędzie tam, gdzie nie są wymagane duża ilość wejść/wyjść i rozbudowane funkcje zabezpieczeniowe, a istotne znaczenie mają niewielkie rozmiary obudowy, niski pobór mocy i niskie koszty.



**iZAZ200** przekaźnik z bogatą biblioteką funkcji zabezpieczeniowych i automatyk, wyposażony również w funkcje pomiarowe, sygnalizacyjne, rejestrujące, sterujące i komunikacyjne z portem szeregowym RS-485 oraz z portem USB. Zespoły wyposażone są w rejestratory zdarzeń, rejestrator zakłóceń i rejestrator zadziałań. Różnorodne wersje oparte na 4 wejściach analogowych. W związku z dużą uniwersalnością sprzętową i programową istnieje możliwość wykonania różnych kombinacji wejść analogowych i wyposażenie zespołu w różnorodne funkcje zabezpieczeniowe i sterownicze dostosowane do specjalnych wymagań zamawiającego.



**iZAZ300** rozbudowany przekaźnik o analogicznych parametrach funkcjonalnych jak iZAZ200, rozbudowany do 8 wejść analogowych.

Rozwiązanie takie umożliwia realizację złożonych funkcji zabezpieczeniowych pól średnich napięć (m. in. zabezpieczenia silnikowe, transformatorowe, liniowe, mocowe) i automatyk (SPZ, SCO, SNO). W związku z dużą uniwersalnością sprzętową i programową istnieje możliwość wykonania różnych kombinacji wejść analogowych i wyposażenie zespołu w różnorodne funkcje zabezpieczeniowe i sterownicze dostosowane do specjalnych wymagań zamawiającego.



**iZAZ400** kompleksowy zespół zabezpieczeń dla pól rozdzielni średnich napięć, pól wysokich napięć oraz małych generatorów, z możliwością optymalizacji ilości modułów, w zależności od potrzeb, czytelny panel operatora z 7" wyświetlaczem daje możliwość prezentacji dużej ilości niezbędnych informacji o stanie pracy pola. 12 torów analogowych daje możliwość zastosowania w różnych aplikacjach. Również do zastosowania dla małych generatorów czy też pól wysokich napięć. Przy zastosowaniu kompletu (4 szt.) modułów wejść / wyjść dwustanowych użytkownik ma do dyspozycji 48 programowalnych wejść dwustanowych oraz 36 wyjść przekaźnikowych. Daje to bardzo duże możliwości, np. obsługi dużej liczby łączników, wyprowadzenia kompleksowej sygnalizacji stykowej.

iZAZ600, iZAZ800 dla generatorów oraz bloków generator-transformator, w których występuje wymóg przetwarzania większej liczby torów analogowych niż 12, co daje jeszcze większe możliwości, pod względem obsługi wejść / wyjść dwustanowych oraz torów analogowych. Podstawa sprzętowa oraz programowa jest dziedziczona z zespołu iZAZ400. Większa liczba przetwarzanych sygnałów pomiarowych daje możliwość kompleksowego zabezpieczenia układu blokowego generator-transformator bądź generatora pracującego bezpośrednio na szynie zbiorczej.



**dr hab. inż. Włodzimierz Korniluk**  
**profesor nzw. Politechniki Białostockiej**

Ukończył Wydział Elektryczny Politechniki Warszawskiej w 1964 roku, specjalizacja – zabezpieczenia elektroenergetyczne. Promotorem pracy dyplomowej był Prof. J. Żydanowicz. Około pół roku pracował w Przedsiębiorstwie Budownictwa Elektroenergetycznego „ELBUD” w Warszawie. Od 1 września 1965 roku pracuje w białostockiej uczelni technicznej, najpierw w WSI, a od 1974 roku w PB.

Od września 1965 roku prowadzi wykłady z elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Obecnie także prowadzi zajęcia z takich przedmiotów, jak: niezawodność i bezpieczeństwo oraz automatyka i sterowanie w systemach elektroenergetycznych.

Stopień doktora uzyskał na Politechnice Warszawskiej w 1976 roku. Promotorem pracy doktorskiej był Prof. T. Kahl. W latach 1978/79 pracował na stanowisku naukowobadawczym w Elektrolinstytucie „Milan Vidmar” w Lublanie, gdzie zajmował się pod kierunkiem Prof. F. Gubiny problematyką tłumienia kołysań mocy w systemach elektroenergetycznych. W latach 1987-2001 odbywał zaoczny staż habilitacyjny w katedrze Profesora W.I.Szczuckiego w Moskiewskim Instytucie Górniczym. Kolokwium habilitacyjne w Politechnice Wrocławskiej w 1994 roku.

Współpracował naukowo m.in. z Instytutem Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa, Instytutem Elektrotechniki, Instytutem Energetyki i Centralnym Instytutem Ochrony Pracy.

Od wielu lat zajmuje się zastosowaniem metod probabilistycznych w elektroenergetyce, w szczególności w zakresie modelowania niezawodności silników elektrycznych i sieci elektroenergetycznych oraz ryzyka porażenia prądem elektrycznym. Był promotorem dwóch prac doktorskich. Opublikował ponad 150 prac, w tym dwie monografie naukowe, rozdział w podręczniku i skrypt. Jest autorem lub współautorem 9 patentów i 4 norm.

Otrzymał dwie indywidualne nagrody Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego, jedną za osiągnięcia naukowe a drugą za organizację dydaktycznego laboratorium elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Jest członkiem Polskiego Towarzystwa Bezpieczeństwa i Niezawodności oraz rzeczoznawcą SEP.



**dr inż. Krzysztof Waldemar Woliński**

Ukończył Wydział Elektryczny Politechniki Warszawskiej w roku 1974, specjalizacja – zabezpieczenia elektroenergetyczne. Uczeń profesora Józefa Żydanowicza. W roku 1986 uzyskał I stopień specjalizacji inżynierskiej w dziedzinie „Energetyka”, a w roku 1997 tytuł „Inżyniera Europejskiego – EUR ING” organizacji FEANI. W roku 2002 uzyskał stopień doktora nauk technicznych na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej. W latach 2004-2010 był adiunktem na Wydziale Nauk Technicznych Wyższej Szkoły Finansów i Zarządzania w Białymstoku. Autor lub współautor 103 ekspertyz i opracowań technicznych. Autor artykułów publikowanych w „Automatyce Elektroenergetycznej”, „Energetyce”,

„Przeglądzie Elektrotechnicznym”, „Wiadomościach Elektrotechnicznych”. Od 2004 roku redaktor naczelny „Wiadomości Elektrotechnicznych”. Członek Komitetu Automatyki Elektroenergetycznej SEP, Podlaskiej Okręgowej Izby Budownictwa, członek zwyczajny Polskiego Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych CIGRE, członek Komitetu Technicznego KT-70 (ds. spraw przekaźników elektrycznych i elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej) PKN, rzeczoznawca SEP. Pracownik PGE Dystrybucja SA Oddział Białystok.