

WALDEMAR DOŁĘGA

STACJE
ELEKTROENERGETYCZNE



OFICyna WYDAWNICZA POLITECHNIKI WROCLAWSKIEJ
WROCLAW 2007

Recenzenci
Barbara Kaszowska
Mirosław Parol

Opracowanie redakcyjne
Alicja Kordas

Korekta
Alina Kaczak

Wszelkie prawa zastrzeżone. Opracowanie w całości ani we fragmentach nie może być powielane ani rozpowszechniane za pomocą urządzeń elektronicznych, mechanicznych, kopiujących, nagrywających i innych bez pisemnej zgody posiadacza praw autorskich.

© Copyright by Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2007

ISBN 978-83-7493-301-8

Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej
Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 53-370 Wrocław
<http://www.oficyna.pwr.wroc.pl>
oficwyd@pwr.wroc.pl

Drukarnia Oficyny Wydawniczej Politechniki Wrocławskiej. Zam. nr 43/2007

SPIS TREŚCI

Od autora.....	7
1. Wiadomości wstępne	9
1.1. Wprowadzenie	9
1.2. Pojęcia podstawowe.....	9
1.3. Klasyfikacje podstawowe	12
1.4. Wymagania podstawowe	14
2. Zasadnicze elementy stacji elektroenergetycznych.....	17
2.1. Wprowadzenie	17
2.2. Szyny zbiorcze	18
2.3. Wyłączniki	18
2.4. Rozłączniki.....	21
2.5. Styczniki.....	21
2.6. Odłączniki	21
2.7. Bezpieczniki.....	24
2.8. Uziemniki.....	25
2.9. Zwierniki.....	26
2.10. Przekładniki	26
2.10.1. Przekładniki prądowe.....	27
2.10.2. Przekładniki napięciowe	27
2.11. Urządzenia ochrony przeciwprzepięciowej	28
2.12. Urządzenia telefonii energetycznej nośnej (TEN)	29
2.13. Dławiki zwarciove	29
3. Układy połączeń stacji elektroenergetycznej	30
3.1. Wymagania stawiane układom połączeń stacji elektroenergetycznych.....	30
3.2. Klasyfikacje układów połączeń stacji elektroenergetycznej	31
3.3. Typowe rozwiązania pól rozdzielczych	33
3.3.1. Pola liniowe	33
3.3.2. Pola transformatorowe	39
3.3.3. Pola łącznika szyn.....	41
3.3.4. Pola pomiarowe	43
3.3.5. Pola potrzeb własnych	44
3.3.6. Pola odgromnikowe (odgromowe).....	44
3.4. Układy szynowe	45
3.4.1. Układy z pojedynczym systemem szyn zbiorczych.....	45
3.4.2. Układy z podwójnym systemem szyn zbiorczych	49
3.4.3. Układy z potrójnym systemem szyn zbiorczych.....	53

3.4.4. Układy wielowylacznikowe.....	54
3.4.5. Układy szynowe z systemami pomocniczymi szyn zbiorczych	56
3.5. Układy bezszynowe	57
3.5.1. Układy blokowe.....	57
3.5.2. Układy mostkowe	59
3.5.3. Układy wielobokowe	62
4. Typowe układy rozdzielni.....	64
4.1. Wprowadzenie	64
4.2. Rozdzielnie 110 kV.....	64
4.3. Rozdzielnie 20 kV.....	72
4.4. Rozdzielnie 220 kV i 400 kV	79
4.5. Rozdzielnie niskiego napięcia.....	81
5. Rozwiązania konstrukcyjne stacji i rozdzielni.....	83
5.1. Wymagania ogólne	83
5.2. Rozdzielnie 110 kV.....	85
5.2.1. Rozdzielnie napowietrzne	85
5.2.2. Rozdzielnie wewnętrzne.....	89
5.2.3. Rozdzielnie z sześćofluorkiem siarki.....	89
5.3. Rozdzielnice SN.....	92
5.4. Prefabrykowane stacje SN	100
5.5. Rozdzielnice niskiego napięcia.....	112
6. Potrzeby własne stacji	123
6.1. Wprowadzenie	123
6.2. Układy zasilania urządzeń potrzeb własnych prądu przemiennego	124
6.3. Sposoby zasilania urządzeń potrzeb własnych prądu przemiennego	127
6.4. Dobór transformatorów potrzeb własnych.....	130
6.5. Układy zasilania rozdzielni potrzeb własnych prądu stałego.....	130
6.6. Baterie akumulatorów	137
6.7. Wybrane urządzenia potrzeb własnych stacji	140
6.7.1. Oświetlenie terenu stacji i budynków stacyjnych	140
6.7.2. Urządzenia grzewcze	142
6.7.3. Napędy łączników.....	143
6.7.4. Urządzenia sprężonego powietrza	143
6.8. Przegląd potrzeb własnych w rzeczywistych obiektach	146
7. Urządzenia automatyki stacji	149
7.1. Wprowadzenie	149
7.2. Automatyka stacyjna.....	149
7.3. Automatyka zabezpieczeniowa.....	151
7.3.1. Cyfrowe zintegrowane systemy zabezpieczeń w stacjach	152

7.3.2. Zabezpieczenia transformatorów	157
7.3.3. Samoczynne ponowne załączanie.....	158
7.3.4. Samoczynne załączanie rezerwy.....	159
7.4. Przykład zabezpieczeń w stacji elektroenergetycznej.....	159
8. Obwody sterowania i blokady.....	163
8.1. Wprowadzenie	163
8.2. Rodzaje sterowania w stacjach elektroenergetycznych.....	163
8.3. Przykładowe rozwiązania układów sterowania.....	164
8.4. Przykład sterowania łącznikami w stacji elektroenergetycznej	167
8.5. Blokady	172
9. Obwody sygnalizacji.....	175
9.1. Rodzaje sygnalizacji w stacjach elektroenergetycznych.....	175
9.2. Przykład układu sygnalizacji stacji elektroenergetycznej	178
9.2.1. Sygnalizacja stanu położenia łączników.....	178
9.2.2. Sygnalizacja zakłóceń i zadziałania zabezpieczeń.....	181
9.2.3. Sygnalizacja położenia przełączników zaczepów.....	181
10. Obwody łączności i telemechaniki.....	183
10.1. Rodzaje łączności w stacjach elektroenergetycznych	183
10.2. Telefonia energetyczna nośna.....	184
10.3. Telemechanika	187
10.4. Przykład systemu łączności i telemechaniki w stacjach elektroenergetycznych	190
11. Pomiary w stacjach elektroenergetycznych	192
11.1. Rodzaje mierników w stacjach elektroenergetycznych	192
11.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe w stacjach	194
11.3. Dodatkowe układy pomiarowe w stacjach.....	196
11.4. Przykład pomiarów w stacjach elektroenergetycznych	197
11.4.1. Pomiary w rozdzielni 6 kV	197
11.4.2. Pomiary w rozdzielni 110 kV	199
11.4.3. Liczniki impulsowe	199
12. Komputerowe systemy wspomaganie, nadzorowania i kierowania pracą stacji elektroenergetycznej.....	201
12.1. Wprowadzenie	201
12.2. System SYNDIS	204
12.2.1. Struktura i zakres zastosowania.....	204
12.2.2. Opis wybranych funkcji i możliwości systemu	210
12.3. System WindEx	220
12.3.1. Struktura i zakres zastosowania.....	220

12.3.2. Funkcje systemu	223
12.3.3. Opis wybranych funkcji programu	227
12.4. System PRINS.....	234
12.5. System IFIX	238
12.6. Komputerowy system rozliczeniowo-pomiarowy eSPIM	239
12.7. Komputerowy system rozliczeniowo-bilansowy ETNA.....	240
12.8. Komputerowy system sterowania i nadzoru SICAM SAS	241
12.9. Inne systemy sterowania i zabezpieczeń.....	242
13. Technika wykonywania łączy ruchowych.....	243
13.1. Wskazówki ogólne	243
13.2. Zasady wykonywania poleceń ruchowych.....	245
13.3. Wykonywanie czynności łączeniowych	246
13.4. Zwroty obowiązujące podczas wydawania poleceń ruchowych i przyjmowania meldunków o ich wykonaniu	248
Literatura	249

OD AUTORA

Od wielu lat w swojej działalności naukowo-badawczej i dydaktycznej na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wrocławskiej zajmuję się problematyką stacji elektroenergetycznych, wykładając między innymi przedmiot „Stacje elektroenergetyczne”. Swoje doświadczenie dydaktyczne wykorzystałem w opracowanej książce.

Książka *Stacje elektroenergetyczne* stanowi kompendium wiedzy z zakresu stacji elektroenergetycznych. Składa się z trzynastu rozdziałów, których tytuły odzwierciedlają poruszane zagadnienia. Są wśród nich między innymi układy połączeń stacji elektroenergetycznej, typowe układy rozdzielni, rozwiązania konstrukcyjne stacji i rozdzielni, potrzeby własne stacji oraz komputerowe systemy wspomaganie, nadzoru i kierowania pracą stacji. Ograniczona objętość książki wymusiła pominięcie zagadnień ekonomiczno-projektowych i skupienie się na podstawach i sferze funkcjonowania i eksploatacji stacji elektroenergetycznych.

W podręczniku położono nacisk na rozwiązania praktyczne, dlatego – oprócz niezbędnej wiedzy teoretycznej – zamieszczono wiele zdjęć, schematów i tabel dotyczących aktualnych rozwiązań stosowanych w stacjach elektroenergetycznych na terenie Dolnego Śląska. Dodatkowo każde poruszone w książce zagadnienie zilustrowano przykładami rozwiązań stosowanych w stacjach elektroenergetycznych. Pozwala to na lepsze zrozumienie omawianych zagadnień i skonfrontowanie ich z rzeczywistością.

Podręcznik *Stacje elektroenergetyczne* jest przeznaczony dla studentów wydziałów elektrycznych uczelni technicznych oraz pracowników sektora elektroenergetycznego, pragnących poszerzyć swoją wiedzę z zakresu stacji elektroenergetycznych. Książka jest także kierowana do personelu nadzoru i eksploatacji stacji elektroenergetycznych: koncernów energetycznych, zakładów przemysłowych i wydobywczych oraz osób zatrudnionych na stanowisku głównego elektryka w zakładach przemysłowych.

Podręcznik *Stacje elektroenergetyczne* szczególnie przydatny będzie dla studentów Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej. Omawiane w nim zagadnienia są bowiem przedstawiane na wykładach podczas studiów w ramach kursów:

Stacje elektroenergetyczne – dla studentów jednolitych studiów magisterskich stacjonarnych na kierunku elektrotechnika.

Stacje i urządzenia elektroenergetyczne – dla studentów jednolitych studiów magisterskich stacjonarnych na kierunku automatyka i robotyka.

Stacje elektroenergetyczne – dla studentów niestacjonarnych studiów I stopnia na kierunku elektroenergetyka przemysłowa i komunalna.

Książka ta może więc z powodzeniem stanowić literaturę podstawową lub uzupełniającą do tych przedmiotów.

Waldemar Dołęga

1. WIADOMOŚCI WSTĘPNE

1.1. WPROWADZENIE

Stacja elektroenergetyczna pełni rolę węzła sieci elektroenergetycznej przy rozdziale energii elektrycznej lub zbioru węzłów sieci w sytuacji transformacji i rozdzielania energii elektrycznej. Energia może być transformowana na inny poziom napięcia i rozdzielana na tym napięciu. Stację można określić jako obiekt, w którym najczęściej znajdują się dwie, a czasem trzy rozdzielnie (np. stacja 110/20/6 kV), przy czym powiązania między rozdzielniami różnych napięć stanowią transformatory.

Stację elektroenergetyczną można scharakteryzować za pomocą m.in. takich danych, jak: funkcja stacji, napięcie lub napięcia znamionowe, wytrzymałość zwarciowa, liczba pól rozdzielnic, liczba transformatorów.

Funkcja, jaką stacja spełnia w sieci elektroenergetycznej, w istotny sposób wpływa na rozwiązanie techniczne stacji. Ze względów technicznych i ekonomicznych konieczne jest ustalenie kierunku przyszłego rozwoju sieci. Struktura budowanej sieci powinna natomiast być także dostosowana do przyjętych rozwiązań projektowych stacji.

1.2. POJĘCIA PODSTAWOWE

W odniesieniu do stacji elektroenergetycznych stosuje się pewien specyficzny zbiór pojęć oraz definicji podstawowych. Do najważniejszych należy zaliczyć pojęcia: stacji elektroenergetycznej, rozdzielnicy, rozdzielnia, pola rozdzielczego, szyn zbiorczych.

Stacja elektroenergetyczna jest elementem systemu elektroenergetycznego przeznaczonym do rozdzielania lub przetwarzania, względnie rozdzielania i przetwarzania energii elektrycznej.

Przetwarzanie energii elektrycznej w stacjach może polegać na transformacji z jednego poziomu napięcia na inny (przez transformatory) albo na przekształcaniu prądu przemiennego na stały lub odwrotnie (odpowiednio przez prostowniki lub falowniki).

Zespoły urządzeń służące do koniecznych w danej stacji czynności rozdzielania i przetwarzania energii elektrycznej, wraz z niezbędnymi urządzeniami pomocniczymi, są umieszczane we wspólnym pomieszczeniu lub ogrodzeniu, lub na wspólnych konstrukcjach wsporczych.

W zależności od funkcji w systemie elektroenergetycznym stacja może się składać z następujących zespołów urządzeń:

- rozdzielczych – jedna lub kilka rozdzielnic o różnych napięciach,
- przetwórczych – transformatory, autotransformatory, prostowniki, falowniki,

- sterowniczych i kontroli ruchu,
- pomocniczych, zapewniających poprawną i niezawodną pracę całości urządzeń stacji.

Z rozdzielaniem energii w stacji wiążą się funkcje, takie jak: regulacja napięcia w sieci, kompensacja mocy biernej, utrzymanie warunków zwarciowych na właściwym poziomie, wyłączanie i załączanie elementów sieci (linii i transformatorów) itd. Funkcje te spełniają urządzenia stacji zaliczane do **obwodów pierwotnych**, tj. obwodów przenoszących energię elektryczną.

Do kierowania pracą stacji oraz sieci służą urządzenia **obwodów wtórnych**, tj. obwodów przenoszących informacje, które mieszczą się najczęściej w nastawni.

Do pracy stacji konieczne są ponadto **instalacje i urządzenia pomocnicze**, takie jak: urządzenia potrzeb własnych, urządzenia sprężonego powietrza.

Oprócz wymienionego podziału obwodów w stacjach elektroenergetycznych powszechnie występuje inny podział na obwody główne i obwody pomocnicze. **Obwody główne** (tory główne) stanowią drogi prądowe, po których przesyłana jest energia elektryczna przetwarzana i rozdzielana w stacji, składające się z urządzeń rozdzielczych, transformatorów i przewodów łączących. **Obwody pomocnicze** (tory pomocnicze) stanowią obwody elektryczne umożliwiające, ułatwiające i zabezpieczające poprawną pracę obwodów głównych i personelu stacji. Są to obwody przeznaczone do automatyki, zabezpieczeń, sygnalizacji, pomiarów, oświetlenia, ochrony przeciwporażeniowej itp.

Rozdzielnica stanowi zespół urządzeń rozdzielczych, zabezpieczeniowych, pomiarowych, sterowniczych i sygnalizacyjnych wraz z szynami zbiorczymi, elementami izolacyjnymi, wsporczykami i osłonowymi, które wspólnie tworzą układ zdolny do rozdzielania energii elektrycznej przy jednym napięciu znamionowym. Rozdzielnica składa się z pól rozdzielczych. W odniesieniu do stacji napowietrznych o napięciu 110 kV i wyższym na ogół nie stosuje się tego terminu. Stosuje się jedynie pojęcie „rozdzielnia”.

Rozdzielnia stanowi wyodrębnioną część stacji elektroenergetycznej zajmującą wydzielone pomieszczenie, zespół pomieszczeń lub wydzielony teren, gdzie znajduje się zespół urządzeń rozdzielczych określonego napięcia wraz z urządzeniami pomocniczymi.

Pole rozdzielcze (pole rozdzielni, odejście) stanowi zespół aparatów zabezpieczeniowych, łączeniowych, sterowniczych pomiarowych oraz innych urządzeń pomocniczych związanych z rozdziałem i przesyłem energii elektrycznej.

Wyposażenie pola zależy od spełnianej przez nie funkcji, od napięcia znamionowego i wymaganej niezawodności pracy. W zależności od przeznaczenia wyróżnia się pola: liniowe, transformatorowe, łączników szyn (sprzęgłowe), pomiarowe, potrzeb własnych, odgromnikowe.

Pole dopływowe (zasilające stację) jest polem, przez które energia dopływa do szyn zbiorczych, tzn. znajduje się ono na końcu linii zasilającej stację.

Pole odpływowe (odbiorcze) jest polem, przez które energia odpływa z szyn zbiorczych, tzn. znajduje się ono na początku linii wychodzącej ze stacji.

Szyny zbiorcze stanowią zespół przewodów sztywnych lub giętkich, do których przyłączone są elektrycznie poszczególne pola rozdzielcze.

Nastawnia stanowi zespół przyrządów pomiarowych, sterowniczych, zabezpieczających, sygnalizacyjnych, regulacyjnych itp., wraz z pomieszczeniem, w którym są one zlokalizowane. Nastawnie znajdują się w dużych stacjach elektroenergetycznych, obejmujących znaczny teren i dużą liczbę przyrządów.

Urządzenia pomocnicze (potrzeby własne stacji) są urządzeniami przeznaczonymi do zasilania oświetlenia, wentylacji, ogrzewania, napędów łączników, telefonii, systemów sprężonego powietrza i obwodów zabezpieczeń, automatyki, sygnalizacji oraz zaopatrzenia w wodę.

Urządzenia pomocnicze i sposób ich rozwiązania zależą od: funkcji stacji w systemie elektroenergetycznym, wielkości stacji i instalowanych urządzeń głównych (rodzaju wyłączników, przekładników itd.).

Telemechanika w systemie elektroenergetycznym stanowi zespół urządzeń do zbierania niezbędnych informacji o stanie pracy sieci oraz umożliwienia zdalnego sterowania z centrum dyspozytorskiego określonego szczebla. Układy telemechaniki zawierają część obiektową w stacji i część znajdującą się w centrum dyspozytorskim.

W skład układów telemechaniki wchodzi:

- telepomiar – pomiary mocy, prądów i napięć, częstotliwości oraz innych wielkości w stanach pracy normalnej sieci,
- telesygnalizacja – przesyłanie i akwizycja informacji o zaistniałych zaburzeniach i zagrożeniach w pracy sieci oraz w urządzeniach pomocniczych stacji elektroenergetycznych,
- telesterowanie – najczęściej zdalne manipulacje łącznikami oraz regulacja napięć transformatorów w stacjach elektroenergetycznych.

Zdarzenie ruchowe określa jakąkolwiek zmianę: stanu pracy urządzenia, instalacji lub sieci, układu połączeń, nastaw regulacyjnych lub nastaw sterowniczych.

Operacje łączeniowe obejmują: załączenie lub wyłączenie: linii, transformatora, generatora, dławika, baterii kondensatorów, przełączenie urządzeń na systemach szyn zbiorczych w rozdzielni.

Operacja ruchowa stanowi jakąkolwiek celową zmianę: stanu pracy urządzenia, układu połączeń, nastaw regulacyjnych lub nastaw sterowniczych.

Eksploatacja urządzeń elektrycznych jest wykonywaniem czynności umożliwiających spełnianie przez urządzenia swojej roli w systemie elektroenergetycznym. Obejmuje między innymi wykonywanie czynności łączeniowych na urządzeniach elektrycznych, utrzymywanie urządzeń elektrycznych w należytych stanie technicznym.

Służba dyspozytorska jest komórką organizacyjną uprawnioną do prowadzenia ruchu sieci i kierowania pracą jednostek wytwórczych.

Dyspozytor jest osobą posiadającą ważne świadectwo kwalifikacyjne na stanowisku dozoru lub dozoru i eksploatacji oraz uprawnienie do operatywnego kierowania i nadzorowania ruchu określonych obszarów sieci rozdzielczej lub sieci przesyłowej.

Koordynacja ruchu urządzeń, stacji, sieci stanowi działalność służby dyspozytorskiej, obejmującą uzgadnianie prowadzenia ruchu.

Prowadzenie ruchu urządzeń, stacji, sieci stanowi działalność służby dyspozytorskiej, obejmującą: planowanie pokrycia zapotrzebowania, planowanie pracy sieci i jednostek wytwórczych, kierowanie operacjami łączeniowymi, prowadzenie działań regulacyjnych, wprowadzanie przerw i ograniczeń w poborze i dostawie energii, zapobieganie i usuwanie awarii, wymianę informacji.

Normalny układ pracy stanowi określony przez operatora systemu rozdzielczego lub systemu przesyłowego układ pracy urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych w warunkach dostępności wszystkich elementów sieciowych.

1.3. KLASYFIKACJE PODSTAWOWE

Stacje elektroenergetyczne należą do bardzo złożonych obiektów systemu elektroenergetycznego. W związku z tym istnieje możliwość różnorodnego podziału stacji pod kątem różnych kryteriów.

W literaturze spotyka się podział stacji ze względu na:

1. Napięcie znamionowe strony górnej stacji.
2. Funkcję, jaką pełnią w systemie elektroenergetycznym.
3. Sposób budowy stacji.
4. Możliwość przemieszczania.
5. Miejsce pracy w sieci elektroenergetycznej.
6. Zadania stawiane stacjom.
7. Sposób transformacji napięcia.
8. Sposób prowadzenia ruchu.
9. Sposób izolowania.
10. Sposób zasilania.
11. Użytkownika stacji.
12. Liczbę transformatorów.
13. Kategorię rozdzielni.

Spośród wymienionych trzynastu kryteriów trzy pierwsze są najistotniejsze.

1. Podział ze względu na napięcie strony górnej stacji:
 - stacje ultrawysokich napięć (UWN) – powyżej 750 kV,
 - stacje najwyższych napięć (NN) – 220 kV, 400 kV i 750 kV,
 - stacje wysokich napięć (WN) – 110 kV,
 - stacje średnich napięć (SN) – 6 kV, 10 kV, 15 kV, 20 kV, 30 kV,
 - rozdzielnie niskich napięć (nn) – do 1 kV.
2. Podział ze względu na rolę i znaczenie stacji w systemie elektroenergetycznym:
 - stacje elektrowniane – NG/NN, (NG – napięcie generatorowe),
 - stacje transformatorowe (ST) i stacje transformatorowo-rozdzielcze (STR) – NN/WN,

- główne punkty zasilające (GPZ) – WN/SN,
- rozdzielnie sieciowe miejskie (RSM) –SN/SN,
- punkty transformatorowe (PT) –SN/nn,
- rozdzielnie sieciowe przemysłowe (RSP) – SN/SN,
- stacje główne (SG) – SN/SN,
- stacje pośrednie (SP) – SN/SN,
- stacje oddziałowe (SO) – SN/nn,
- rozdzielnie odbiorcze (RO) – nn.

W niektórych koncernach energetycznych stosuje się modyfikacje przedstawionych pojęć. Stacje NN/WN określa się także jako główne punkty zasilające (GPZ). Stacje WN/SN są określane mianem punktów zasilających (PZ). Pojęcie punktów zasilających (PZ) stosowane jest też w odniesieniu do stacji miejskich SN/nn, jest to wówczas pojęcie równoważne pojęciu punktów transformatorowych (PT). Niekiedy stosuje się również w odniesieniu do stacji oznaczenie RPZ, określane jako rejonowy (rozdzielczy) punkt zasilający.

3. Podział ze względu na budowę stacji:
 - wewnątrzowe (wszystkie części składowe są umieszczone wewnątrz pomieszczeń) – stacje WN, SN ,
 - napowietrzne (zasadnicze części składowe są instalowane na powietrzu) – stacje NN, WN, SN.
4. Podział ze względu na możliwość przemieszczania:
 - stacjonarne, przeznaczone do ustawienia w sposób trwały,
 - przemieszczalne (okapturzone), wyposażone w elementy umożliwiające ich przemieszczanie (płozы, koła, uchwyty). Całe wyposażenie montowane jest w osłoniętej konstrukcji przystosowanej do przewożenia i ustawiania w warunkach napowietrznych. Przeznaczone są do zasilania obiektów tymczasowych.
5. Podział ze względu na miejsce pracy w sieci elektroenergetycznej:
 - stacje sieciowe (w sieciach: przesyłowych, wstępnego rozdziału i rozdzielczych rejonowych, w tym elektrowniane – przy elektrowniach),
 - stacje miejskie,
 - stacje przemysłowe,
 - stacje wiejskie.
6. Podział ze względu na zadania stawiane stacjom:
 - stacje rozdzielcze,
 - stacje transformatorowe,
 - stacje transformatorowo-rozdzielcze,
 - stacje prostownikowe i przekształtnikowe.
7. Podział ze względu na sposób transformacji stacji:
 - obniżające napięcie,
 - podwyższające napięcie.

8. Podział ze względu na sposób prowadzenia ruchu stacji:
 - bez obsługi stałej,
 - z obsługą jednozmianową,
 - z obsługą stałą,
 - z dyżurem domowym,
 - centralne punkty objazdowe (ważne stacje bez stałej obsługi).
9. Podział ze względu na sposób izolowania:
 - obiekty z izolacją próżniową,
 - obiekty z izolacją powietrzną,
 - obiekty z izolacją gazową ciśnieniową (powietrzna, z sześćciofluorkiem siarki),
 - obiekty z izolacją stałą.
10. Podział ze względu na sposób zasilania:
 - zasilane przelotowo,
 - zasilane odczepowo (promieniowo).
11. Podział ze względu na użytkownika stacji:
 - stacje energetyki zawodowej,
 - stacje energetyki przemysłowej.
12. Podział ze względu na liczbę transformatorów w stacji:
 - jednotransformatorowe,
 - dwutransformatorowe,
 - wielotransformatorowe.
13. Podział ze względu na kategorie rozdzielni:
 - kategoria I – rozdzielnie o napięciu znamionowym 220 kV i wyższym oraz rozdzielnie pracujące bezpośrednio w układach z transformatorami o mocy znamionowej 100 MVA i większej lub prądnicami o mocy znamionowej większej niż 12,5 MVA,
 - kategoria II – rozdzielnie o napięciu znamionowym niższym niż 220 kV niezaliczone do kategorii I lub III,
 - kategoria III – rozdzielnie o napięciu znamionowym 30 kV i niższym, z liczbą czynnych pól nie większą niż 10, pracujące bezpośrednio w układach z transformatorami o mocy 1,6 MVA i mniejszej oraz rozdzielnice o napięciu znamionowym 1 kV i niższym.

1.4. WYMAGANIA PODSTAWOWE

Stacje elektroenergetyczne powinny być zaprojektowane i wykonane tak, aby zastosowane rozwiązania techniczne i organizacyjne zapewniały:

- dostateczną niezawodność pracy stacji,
- łatwość eksploatacji,

- spełnienie wymagań dotyczących warunków zasilania odbiorców (rezerwowanie zasilania),
- możliwość łatwej rozbudowy,
- bezpieczeństwo personelu obsługującego,
- możliwie najmniejsze nakłady inwestycyjne i eksploatacyjne.

Wymagania te, z wyjątkiem dotyczącego możliwości łatwej rozbudowy, muszą być spełnione zarówno w warunkach pracy normalnej, jak i zakłóceńowej.

Niezawodność pracy stacji i łatwość eksploatacji uzyskuje się przez:

- zastosowanie urządzeń prawidłowo dobranych do warunków pracy normalnej i zakłóceńowej,
- rezerwowanie urządzeń,
- wykonanie układu elektrycznego stacji charakteryzującego się przejrzystością (zastosowanie rozwiązań najprostszych i powtarzalnych) i elastycznością (możliwością przystosowania układu do różnych połączeń i stanów pracy),
- zastosowanie blokad i sygnalizacji uniemożliwiających wykonanie błędnych połączeń.

Wymagania stawiane stacjom elektroenergetycznym przez odbiorców dotyczą jakości dostarczanej energii elektrycznej oraz pewności jej dostawy.

Jakość energii (odpowiedni poziom napięcia, częstotliwości) uzyskuje się w stacjach elektroenergetycznych dzięki stosowaniu regulatorów i różnego rodzaju systemów regulacji (np. regulacja napięcia zaczepami transformatora).

Pewność dostawy energii może być zapewniona poprzez stosowanie nowoczesnych urządzeń i rezerwowanie w zasilaniu odbiorców. Konieczność i zakres rezerwowania zależy od tzw. kategorii odbiorników.

Według stosowanych w Polsce przepisów, omówionych w publikacji [10], wyróżnia się trzy kategorie zasilania:

1. Kategoria I – odbiorniki, w przypadku których przerwa w zasilaniu może spowodować zagrożenie życia ludzkiego, zniszczenie urządzeń technologicznych, zahamowanie ważnego procesu technologicznego, zniszczenie materiałów (szpitale, wentylatory i pompy w kopalniach, urządzenia technologiczne wielkiego pieca).
2. Kategoria II – odbiorniki, w przypadku których przerwa w zasilaniu może spowodować duże straty materialne (wynikające z unieruchomienia dużych oddziałów zakładów pracy, wytwarzających produkty wyjściowe dla pozostałych oddziałów) lub duże straty społeczne (brak zatrudnienia pracowników, wstrzymanie działalności szkół, dezorganizacja administracji).
3. Kategoria III – odbiorniki, których nie zalicza się do kategorii I i II.

Rezerwowanie dotyczy odbiorów kategorii I i II.

Odbiory kategorii I powinny być zasilane z dwóch niezależnych źródeł energii lub w taki sposób, aby występowało małe prawdopodobieństwo przeniesienia się zakłócenia z jednego obwodu zasilającego na drugi.

Za **niezależne zasilanie** uznaje się takie drogi przesyłu energii elektrycznej do odbiorcy, które nie powodują żadnych ograniczeń w pracy w innych drogach przesyłu w razie zakłócenia w pracy lub remontu dowolnego elementu tej drogi.

Za **niezależne źródła zasilania** uważa się:

- szyny lub wydzielone sekcje szyn elektrowni, gdy układ szyn lub łączników pozwala zasilać niezależnie każde szyny lub każdą sekcję,
- szyny lub wydzielone sekcje szyn głównych stacji powiązanych z systemami sieci NN i WN przy założeniu, że zakłócenia w jednym układzie lub sekcji szyn nie powoduje zakłóceń w pracy pozostałych elementów stacji,
- zastępcze źródło energii.

Możliwość rozbudowy stacji wiąże się ze ścisłym związkiem pomiędzy stałym wzrostem mocy zapotrzebowanej przez nowych oraz istniejących odbiorców i koniecznością rozbudowy układu elektroenergetycznego. Zawsze w takim przypadku korzystniejszym rozwiązaniem pod względem ekonomicznym i technicznym jest rozbudowa istniejącej stacji elektroenergetycznej niż budowa nowej.

Bezpieczeństwo personelu obsługującego stację uzyskuje się dzięki:

- zastosowaniu i należytemu utrzymaniu odpowiednich środków ochrony przeciwporażeniowej (podstawowej i dodatkowej),
- właściwej organizacji pracy,
- niezawodności i łatwości eksploatacji stacji.

Możliwie najmniejszy poziom nakładów inwestycyjnych i eksploatacyjnych stanowi wymaganie dotyczące wszystkich inwestycji. Obniżenie nakładów nie może prowadzić do przyjęcia rozwiązań niedostatecznych pod względem technicznym.

2. ZASADNICZE ELEMENTY STACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH

2.1. WPROWADZENIE

W stacjach elektroenergetycznych występują różnorodne grupy urządzeń, takie jak: transformatory, szyny zbiorcze, łączniki, przekładniki, urządzenia ochrony przepięciowej, urządzenia telefonii energetycznej nośnej (TEN), urządzenia do ograniczania mocy i prądów zwarciovych, izolatory.

Łączniki stanowią najliczniejszą i najbardziej zróżnicowaną grupę aparatów występujących w stacjach elektroenergetycznych. Należą do nich: wyłączniki, odłączniki, rozłączniki, uziemniki, bezpieczniki i zwierniki.

Przekładniki powszechnie występujące w stacjach elektroenergetycznych to przekładniki prądowe, przekładniki napięciowe i przekładniki kombinowane.

Do ochrony przeciwprzepięciowej w stacjach wykorzystuje się ograniczniki przepięć, odgromniki i iskierniki.

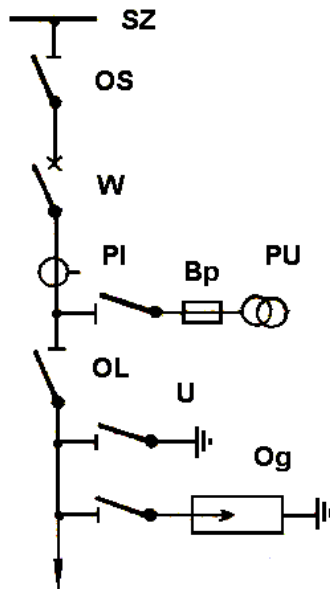
Urządzenia TEN stosuje się w stacjach 110 kV, 220 kV i 400 kV.

Do ograniczenia mocy i prądów zwarciovych w stacjach elektroenergetycznych najczęściej wykorzystuje się dławiki zwarciove.

Powszechnie przy opisie aparatów i urządzeń w polach rozdzielczych stosowane są skróty w postaci literowej przedstawione w tabeli 2.1.

Tabela 2.1. Skróty stosowane przy opisie aparatów i urządzeń w stacjach elektroenergetycznych

Nazwa elementu stacji	Oznaczenie literowe
Szyny zbiorcze	SZ
Odłącznik	O
Odłącznik szynowy	OS
Odłącznik liniowy	OL
Odłącznik transformatorowy	OT
Wyłącznik	W
Rozłącznik	Ro
Uziemnik	U
Bezpiecznik	Bp
Zwiernik	Z
Przekładnik prądowy	PI
Przekładnik napięciowy	PU
Odgromnik, ogranicznik przepięć	Og
Dławik zwarciovy	Dł
Urządzenia telefonii energetycznej nośnej	TEN
Transformator	T
Transformator potrzeb własnych	Tpw, TP



Analizę aparatów i urządzeń występujących w stacjach elektroenergetycznych pod kątem ich przeznaczenia, funkcji, lokalizacji, stosowanych rozwiązań konstrukcyjnych, charakterystycznych cech itp. przedstawiono w ograniczonej formie. Na rysunku 2.1 pokazano przykład układu typowego pola liniowego SN, na podstawie którego omówiono lokalizację rozpatrywanych aparatów w polach.

Rysunek 2.1. Pole liniowe napowietrzne odpływowe SN (przy zasilaniu jednostronnym lub dwustronnym)

2.2. SZYNY ZBIORCZE

Szyny zbiorcze są głównym elementem rozdzielni w układach szynowych. Stanowią miejsce połączenia linii i transformatorów, tworząc w ten sposób węzeł sieciowy. Od szyn zbiorczych odchodzą odcinki liniowe i transformatorowe, wykonywane w postaci pól liniowych i transformatorowych. Szyny zbiorcze w stacjach wykonuje się przewodami giętkimi (linkami AFL lub AL) lub przewodami sztywnymi (płaskownikami, ceownikami lub rurami). W zależności od czynników, m.in. takich jak: poziom napięcia stacji, wielkość stacji, liczba linii i transformatorów, rola i znaczenie stacji w systemie elektroenergetycznym, systemy szyn zbiorczych mogą być ukształtowane w różnorodny sposób. Są stosowane układy z pojedynczym, podwójnym lub potrójnym systemem szyn zbiorczych. Poszczególne fragmenty szyn zbiorczych mogą być podzielone na sekcje, dlatego szyny zbiorcze w miarę potrzeb są wyposażone w łączniki szyn (systemowe, sekcyjne, systemowo-sekcyjne) i pola pomiarowe (do pomiaru napięcia).

2.3. WYŁĄCZNIKI

Wyłączniki są przeznaczone do wyłączania i załączania prądów roboczych i zwarciovych. W stacjach elektroenergetycznych służą do planowych i awaryjnych łączy, załączania i wyłączania zasilania obwodów, którymi ta stacja jest zasilana.

W związku z tym, że na ogół stroną zasilającą są szyny zbiorcze, przewiduje się instalowanie wyłącznika w pobliżu tych szyn, od których oddziela się go jedynie odłącznikiem (rys. 2.1). Takie umieszczenie wyłącznika umożliwia w warunkach wyłączeń planowych udostępnienie do prac konserwacyjno-remontowych większości urządzeń zainstalowanych w polu; w warunkach zwarciovych natomiast wyłącznik ogranicza rozprzestrzenianie się skutków przepływu prądów zwarciovych.

Ze względu na to, że wyłącznik jest zwykle najdroższym i najbardziej złożonym aparatem w polu rozdzielczym, celowość jego instalowania powinna podlegać szczególnie wnikliwej analizie techniczno-ekonomicznej. Często, szczególnie dla SN, stosuje się do łączy planowych rozłączniki lub nawet odłączniki, do wyłączenia skutków zwarć zaś bezpieczniki. Takie rozwiązanie ma uzasadnienie ekonomiczne i związane jest przede wszystkim z koniecznością zmniejszenia kosztu pola.

W stacjach elektroenergetycznych stosuje się wyłączniki:

- małoolejowe,
- z sześćciofluorkiem siarki,
- próżniowe,
- pneumatyczne,
- magnetowdmuchowe.

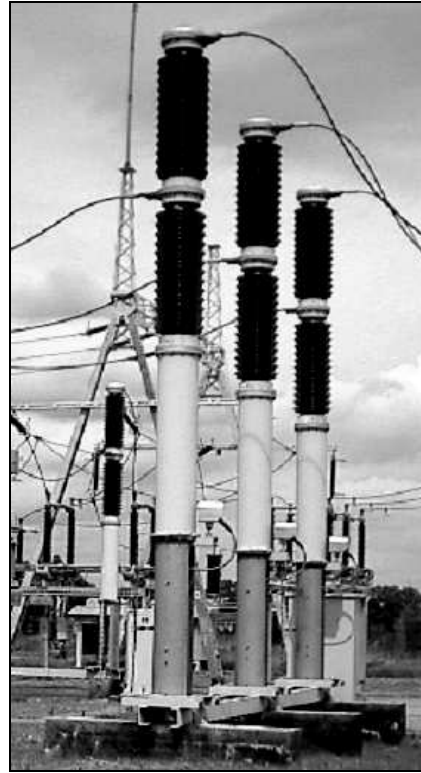
Wyłączniki małoolejowe odznaczają się prostą konstrukcją i stosunkowo małą trwałością łączeniową. Komory gaszeniowe tych wyłączników są zbudowane z materiałów o dużej wytrzymałości mechanicznej. Obecnie najczęściej stosowane konstrukcje w tych wyłącznikach to komory sztywne podłużno-strumieniowe. W komorze wyłącznika małoolejowego panuje wysokie ciśnienie podczas wyłączenia prądów o większych wartościach. Skuteczność gaszenia łuku w takim wyłączniku uzależniona jest ściśle od ciśnienia par i gazów w komorze gaszeniowej. Przykład takiego wyłącznika przedstawiono na rysunku 2.2.

Wyłączniki z sześćciofluorkiem siarki (SF_6) są obecnie budowane najczęściej jako jednościśnieniowe z komorami samosprężnymi lub jednościśnieniowe z komorami samowdmuchowymi. Wyłączniki te cechuje duża trwałość mechaniczna i łączeniowa, krótki czas palenia się łuku oraz umiarkowane wartości przepięć przy wyłączeniu małych prądów indukcyjnych i pojemnościowych. Stosuje się je w stacjach elektroenergetycznych na dowolnie wysokie napięcia i duże znamionowe prądy wyłączalne. Przykład takiego wyłącznika przedstawiono na rysunku 2.3.

Wyłączniki próżniowe odznaczają się dużą trwałością mechaniczną i łączeniową. Cechuje je krótki czas palenia łuku i niewielkie wartości napięcia łuku oraz stosunkowo duża wytrzymałość elektryczna przerwy międzystykowej w stanie otwarcia. Wyłączniki próżniowe na duże wartości prądu znamionowego muszą być wyposażone w „radiatory” chłodzące. Do wad tych wyłączników można zaliczyć m.in. ograniczoną wartość prądu ucięcia do około 5 A oraz możliwość wystąpienia przepięć podczas wyłączenia małych prądów indukcyjnych.



Rysunek 2.2. Wyłącznik małoolejowy
na napięcie 110 kV



Rysunek 2.3. Wyłącznik z SF₆
na napięcie 110 kV

W wyłącznikach pneumatycznych do gaszenia łuku elektrycznego używa się sprężonego powietrza. Wyposażenie tych wyłączników stanowi jedna lub wiele komór gaszeniowych oraz kondensatory zapewniające równy rozkład napięcia na poszczególne komory. Realizowany jest w nich dwustopniowy cykl wyłączenia. W pierwszym cyklu styki rozsuwają się na odległość optymalną do gaszenia łuku, w drugim natomiast styki rozsuwają się na odległość niezbędną ze względów izolacyjnych. Wyłączniki pneumatyczne wymagają zasilania w sprężone powietrze poprzez sprężarkę i zbiorniki, które stanowią część konstrukcyjną wyłącznika. Są one stosowane w dużych stacjach elektroenergetycznych 110 kV, 220 kV i 400 kV, wyposażonych w instalacje sprężonego powietrza.

Wyłączniki magnetowydmuchowe odznaczają się dużą trwałością mechaniczną i łączeniową oraz krótkim czasem palenia się łuku. Do gaszenia łuku elektrycznego wykorzystuje się w nich zjawiska: szybkiego wydłużenia łuku, przemieszczenia łuku i intensywnego chłodzenia kolumny łukowej. W wyłącznikach tych najbardziej rozpowszechnione są komory gaszeniowe o łuku dzielonym solenoidalnym lub o łuku ciągłym falistym.

2.4. ROZŁĄCZNIKI

Rozłączniki są przeznaczone do załączania i wyłączania prądów roboczych w granicach znamionowego prądu ciągłego rozłącznika. Rozłączniki mogą być także stosowane do załączania i wyłączania prądu pracy jałowej transformatorów, silników, linii napowietrznych i kablowych, pojedynczych baterii kondensatorów. W stanie otwartym stwarzają one bezpieczną i widoczną przerwę izolacyjną, co powoduje, że zbędne staje się instalowanie odłączników. Prąd wyłączalny rozłączników jest stosunkowo niewielki, najczęściej mniejszy niż wartość prądu zwarcioowego w przeciętnych warunkach zasilania. W takich przypadkach rozłączniki muszą być wyposażone w bezpieczniki (rozłączniki bezpiecznikowe), wówczas rozłączniki przerywają prąd nie większy niż ich zdolność wyłączalna, a bezpieczniki – prąd zwarcioowy.

2.5. STYCZNIKI

Styczniki służą do załączania i wyłączania prądów roboczych w granicach znamionowego prądu łączeniowego, zależnego od charakteru obwodu. Charakteryzują się one dużą zdolnością łączy. Styczniki odznaczają się ponadto dużą trwałością mechaniczną i łączeniową oraz brakiem widocznej przerwy w stanie otwarcia. Instalowane są zawsze wraz z odłącznikami i bezpiecznikami. Powszechnie stosuje się je do sterowania odbiorników o dużej częstotliwości łączy. Obecnie w stacjach elektroenergetycznych najczęściej stosuje się styczniki próżniowe, zbudowane z części niskonapięciowej i wysokonapięciowej.

2.6. ODŁĄCZNIKI

Odłączniki służą do tworzenia przerw izolacyjnych w obwodach elektrycznych i są przeznaczone do zamykania i otwierania obwodów w stanie bezprądowym. Konieczność ich instalowania wynika z tego, że prace konserwacyjno-remontowe przy wyłączniku wymagają zapewnienia widocznej i bezpiecznej przerwy izolacyjnej, co najmniej od strony zasilania pola. W związku z tym między szynami zbiorczymi a wyłącznikiem często umieszcza się odłącznik, tzw. odłącznik szynowy (rys. 2.1). W niektórych rozdzielnicach SN nie instaluje się odłączników szynowych między szynami zbiorczymi a wyłącznikiem. Dotyczy to przede wszystkim rozdzielnic dwuczłonowych, w których człony wyłącznikowe są ruchome.

W układach z wieloma systemami szyn zbiorczych instaluje się tyle odłączników szynowych 3-biegunowych (lub po 3 jednobiegunowe), do ilu systemów jest podłączony wyłącznik. Odłączniki te służą do przyłączania pola do wybranego systemu szyn zbiorczych.

Otwarcie odłącznika szynowego zapewnia obsłudze bezpieczeństwo w dwóch przypadkach. Pierwszy dotyczy jednostronnego zasilania pola odpływowego, np. podczas prac konserwacyjno-remontowych przy wyłączniku liniowym, drugi natomiast dotyczy pola dopływowego podczas prac na szynach zbiorczych w sytuacji, gdy w stacji znajduje się tylko jedno takie pole. Jeśli tych pól jest więcej, to otwarcie odłącznika szynowego w jednym polu dopływowym nie zapewnia obsłudze bezpieczeństwa podczas prac na szynach zbiorczych.

W razie możliwości dwustronnego zasilania może pojawić się na wyłączniku napięcie z obu stron, konieczne jest wówczas zainstalowanie odłącznika tzw. liniowego (rys. 2.1) także z drugiej strony wyłącznika, aby w czasie prac przy wyłączniku istniały widoczne i bezpieczne przerwy izolacyjne przy otwartych odłącznikach.

W polach liniowych linii napowietrznych należy instalować odłącznik liniowy ze względu na ochronę personelu przed przepięciami pochodzącymi od wyładowań atmosferycznych.

Odłącznik liniowy powinien być zainstalowany w takim miejscu, aby pomiędzy nim a wyłącznikiem zawarte były inne aparaty umieszczone w polu. Dzięki temu możliwe jest prowadzenie prac konserwacyjnych na innych aparatach. Od tej zasady są odstępstwa. Dotyczą one na przykład ograniczników przepięć (odgromników) i urządzeń telefonii energetycznej nośnej (TEN). Urządzenia te muszą spełniać swoją funkcję przy wyłączonym polu.

W stacjach elektroenergetycznych spotyka się odłączniki:

- sieczne (nożowe);
- poziomoobrotowe, jedno- i dwuprzzerwowe;
- pionowe (pantografowe, chwytałkowe, nożycowe).

Odłącznik sieczny charakteryzuje się tym, że styki ruchome wykonuje się w postaci płaskowników, prętów lub rur miedzianych. W rozwiązaniach wewnętrznych takiego odłącznika styki ruchome są zbudowane z dwóch równoległych płaskowników, przez co w przypadku przepływu dużych prądów powstaje dodatkowa siła dociskająca styk stały. Uniemożliwia to samoistne otwarcie odłącznika w czasie przepływu prądu zwarciovego.

Odłącznik poziomoobrotowy powszechnie jest budowany na napięcie 110 kV i wyższe. Noże takiego odłącznika są wykonane z prętów lub rur miedzianych i poruszają się prostopadle do osi izolatorów wsporczych. W stacjach elektroenergetycznych spotyka się dwa rozwiązania konstrukcyjne odłącznika poziomoobrotowego: jedno-przerwowe i dwuprzzerwowe. Przedstawiono je odpowiednio na rysunkach 2.4 i 2.5. W odłącznikach jednoprzzerwowych obracają się wraz z nożami obydwie izolatory wsporcze, w odłącznikach dwuprzzerwowych – tylko izolator środkowy. Izolatory są na ogół pełnopniowe nieprzebijalne.

Odłącznik pionowy jest przeznaczony do pracy w rozdzielniach najwyższych napięć o specjalnej konstrukcji układu szyn. W stanie otwartym odłącznik taki stwarza widoczną przerwę między znajdującymi się na dwóch poziomach przewodami doprowadzającymi i szynami. Odłącznik pionowy jest wyposażony w składany mechanizm

przegubowo-dźwigniowy z dolnym stykiem ruchomym, zaopatrzonym w chwytaki zgarniające styk górny w przypadku jego przemieszczania. Styk górny jest osobnym elementem podwieszonym za pomocą linek nad odłącznikiem



Rysunek 2.4. Odłącznik poziomoobrotowy, jednoprzerwowo z uziemnikiem na napięciu 110 kV



Rysunek 2.5. Odłącznik poziomoobrotowy, dwuprzerwowo z uziemnikiem na napięciu 110 kV

Najczęściej odłączniki są wykonane jako jednobiegunowe, mechanicznie sprzężone w trójfazowe zestawy ze wspólnym napędem. Niektóre konstrukcje dodatkowo są wyposażane w noże uziemiające. Manipulacje łączeniowe odłącznikami należy wykonywać w stanie bez obciążenia, z wyjątkiem przypadków szczególnych podanych w tabelach 2.2 i 2.3 [42].

Za pomocą odłączników trójbiegunowych można załączać i wyłączać zdalnie w stanie jałowym transformator o mocy do 31,5 MVA o górnym napięciu 110 kV, jeżeli spełnione są następujące warunki:

- odstęp między osiami biegunów odłącznika wynoszą co najmniej:
 - 1900 mm – dla transformatora o mocy do 25 MVA,
 - 2100 mm – dla transformatora o mocy do 31,5 MVA,
- napięcie zasilania nie jest wyższe niż 121 kV.

Za pomocą odłączników trójbiegunowych SN można:

- wyłączyć i załączyć transformatory, których moce lub wartości obciążenia są zgodne z podanymi w tabeli 2.2,
- wyłączyć i załączyć linie napowietrzne i kablowe o przekrojach i długościach według tabeli 2.3.

Oprócz manipulacji określonych wcześniej, dopuszcza się załączanie i wyłączenie odłącznikami trójbiegunowymi nieobciążonych szyn zbiorczych, szyn obejściowych, przekładników napięciowych oraz ograniczników przepięć.

Tabela 2.2. Graniczne moce transformatorów, dla których dopuszczalne jest załączenie i wyłączenie za pomocą odłączników trójbiegunowych średniego napięcia [42]

Napięcie kV	Moc znamionowa transformatora, kVA	
	w stanie jałowym	w stanie obciążenia
3	125 i mniejszej	–
6	200 i mniejszej	20 i mniejszej
10	315 i mniejszej	20 i mniejszej
15	400 i mniejszej	30 i mniejszej
20	500 i mniejszej	30 i mniejszej
30	1000 i mniejszej	50 i mniejszej
40	1250 i mniejszej	–

Tabela 2.3. Graniczne długości nieobciążonych linii napowietrznych i kablowych, na których dopuszczalne jest załączenie i wyłączenie za pomocą odłączników trójbiegunowych [42]

Rodzaj linii	Napięcie kV	Przekrój żył Al mm ²	Maksymalna długość łączonego odcinka km
Kablowe	10	240÷300	1,0
		95÷150	2,0
		50÷70	3,0
		35	4,0
		do 25	5,0
	15	300	0,5
		150÷240	1,0
		95÷150	1,2
		50÷70	1,5
		25÷35	2,0
	20	240÷300	0,5
		70÷150	1,0
		50	1,5
Napowietrzne	do 40	–	10,0

2.7. BEZPIECZNIKI

Bezpieczniki służą do zabezpieczania urządzeń elektroenergetycznych przed skutkami przeciążeń i zwarć.

Wyróżnia się dwa rodzaje bezpieczników:

- bezpieczniki z materiałem drobnoziarnistym jako gasiwem,
- bezpieczniki gazowymuchowe.

Bezpieczniki wysokiego napięcia – budowane na napięcie znamionowe do 30 kV – są przeznaczone do zabezpieczenia od skutków zwarć transformatorów, baterii kondensatorów, odgałęzień linii o niewielkich obciążeniach i dużych mocach zwarciovych. Zastosowanie bezpieczników z rozłącznikami umożliwia wyeliminowanie wyłączników.

Wkładki topikowe bezpieczników wysokiego napięcia zawierają jeden, kilka lub kilkanaście równoległych elementów topikowych z drutu srebrnego lub miedzianego srebrzonego, zamkniętych w rurze izolacyjnej, wypełnionej materiałem drobnoziarnistym jako gasiwem. Bezpieczniki z materiałem drobnoziarnistym charakteryzują się tym, że element topikowy jest umieszczony w szczelnej obudowie izolacyjnej, wypełnionej materiałem drobnoziarnistym o dobrych właściwościach izolacyjnych, dużej przewodności i pojemności cieplnej, odpornym na działanie wysokiej temperatury.

Zdolność bezpieczników do przerywania prądu przeciążeniowego i zwarciovego jest określona charakterystyką czasowo-prądową oraz prądem wyłączalnym, najmniejszym i największym (znamionowym). Bezpieczniki wysokiego napięcia wykonuje się o niepełnozakresowej charakterystyce działania, umożliwiającej przerywanie prądu przeciążeniowego większego niż minimalny, lecz nieprzekraczającego największego prądu wyłączalnego.

Bezpieczniki gazowymuchowe należą do starszych konstrukcji bezpieczników i nie są obecnie stosowane w stacjach elektroenergetycznych.

W stacjach elektroenergetycznych są stosowane bezpieczniki przekładnikowe. Są one przeznaczone wyłącznie do zabezpieczenia przed skutkami zwarć przekładników napięciowych. Charakteryzują się praktycznie nieograniczoną zdolnością wyłączania oraz bardzo skutecznym ograniczeniem prądu zwarciovego.

Ograniczone zastosowanie bezpieczników w stacjach elektroenergetycznych wynika z ich wad, do których można zaliczyć: jednofazowe wyłączenie, konieczność wymiany wkładek po każdorazowym wyłączeniu, ograniczoną możliwość zabezpieczenia odbiorników o większych mocach znamionowych i długi czas łukowy przy przerywaniu prądu o niewielkich wartościach.

2.8. UZIEMNIKI

Uziemniki (noże uziemiające) stosuje się ze względów eksploatacyjnych. Są przeznaczone do zwierania i uziemiania odłączonych obwodów i urządzeń.

Podczas przeglądów i napraw urządzeń SN, WN, NN obsługa stacji musi być zabezpieczona przed porażeniem. Miejsce pracy musi być uziemione. Na przykład zabezpieczenie prac konserwacyjno-remontowych przy wyłączniku wymaga otwartych odłączników po obu stronach wyłącznika i obustronnego uziemienia wyłączonej części pola. Względy bezpieczeństwa uzasadniają zatem bezwzględna konieczność stosowania uziemników.

Uziemniki są wyposażane w łączniki pomocnicze umożliwiające wykonanie sygnalizacji, blokowania i zdalnego sterowania.

Uziemienia w stacjach elektroenergetycznych dokonuje się za pomocą:

- uziemników (łączników przeznaczonych wyłącznie do uziemienia),
- noży uziemiających zainstalowanych na stałe na odłączniku,
- uziemiaczy przenośnych.

Ze względów eksploatacyjnych najlepszym rozwiązaniem uziemienia w stacji elektroenergetycznej jest zastosowanie uziemników lub noży uziemiających zamontowanych na stałe na odłączniku. Uziemniki oraz noże uziemiające instaluje się powszechnie w rozdzielnicach SN, niektórych miejscach rozdzielni 110 kV (w polach liniowych) oraz w rozdzielniach 220 kV i 400 kV.

2.9. ZWIERNIKI

Zwierniki są łącznikami przeznaczonymi do inicjowania samoczynnego wyłączenia linii zasilających pracujących w układzie blokowym, spowodowanego jednofazowym załączeniem na zwarcie z ziemią. Stosowane są one sporadycznie w układach blokowych i w układach mostkowych 110 kV.

Zwierniki trójfazowe mogą być stosowane w stacjach elektroenergetycznych w niektórych konstrukcjach rozdzielnic SN zamiast uziemników. Dotyczy to zwłaszcza rozdzielnic realizowanych w układzie z pojedynczym, sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych, składających się z co najmniej dwóch szaf, umieszczonych w osobnych pomieszczeniach. Wówczas często ze względu na bezpieczeństwo instaluje się zwierniki, które – oprócz swojej funkcji – spełniają rolę odłącznika, tworząc bezpieczną i widoczną przerwę izolacyjną.

2.10. PRZEKŁADNIKI

Do pomiarów znacznych wartości prądów i napięć muszą być stosowane specjalne aparaty zmniejszające w stałym stosunku wartości tych wielkości. Służą do tego celu przekładniki elektromagnetyczne, w których przenoszenie sygnału ze strony pierwotnej na wtórną następuje w wyniku sprzężenia magnetycznego tych obwodów, najczęściej z zastosowaniem rdzeni magnetycznych umożliwiających znaczne wzmocnienie.

Stosowanie przekładników w stacjach elektroenergetycznych zapewnia:

- bezpieczną obsługę przyrządów pomiarowych, regulacyjnych i zabezpieczeń,
- pomiar znacznych wartości prądów i napięć,
- zmniejszenie niebezpieczeństwa uszkodzenia przyrządów wskutek elektrodynamicznego i cieplnego oddziaływania prądów zwarciovych,
- odizolowanie obwodów wtórnych od pierwotnych,
- oddzielenie nastawni od rozdzielni,
- rozszerzenie zakresu przyrządów pomiarowych,

- zdalny pomiar wielkości elektrycznych.

2.10.1. PRZEKŁADNIKI PRĄDOWE

Przekładniki prądowe powinny być instalowane za wyłącznikiem, patrząc od strony zasilania (rys. 2.1). Taka lokalizacja ogranicza rozprzestrzenianie się na szyny zbiorcze skutków zwarć w przekładniku poprzez zadziałanie wyłącznika. Dopuszcza się lokalizację przekładników prądowych w innych miejscach, zależnie od zadań spełnianych w polach.

Przekładniki prądowe instaluje się niekiedy na szynach zbiorczych, np. do zasilania liczników energii, zabezpieczeń przekaźnikowych szyn zbiorczych.

Do przekładników prądowych nie stosuje się indywidualnych zabezpieczeń od skutków zwarć. W stacjach elektroenergetycznych rozróżnia się przekładniki prądowe:

- pomiarowe, przeznaczone do zasilania mierników, liczników (klasy dokładności: 0,1; 0,2; 0,5),
- zabezpieczeniowe, przeznaczone do zasilania przekaźników obwodów zabezpieczeniowych (o symbolach 5P; 10P),
- uzwojone, w których zarówno strona pierwotna, jak i wtórna mają wiele zwojów,
- przepustowe, o jednym zwoju strony pierwotnej w postaci szyny lub kabla przechodzącego przez „okno” przekładnika,
- sumujące, stosowane do zabezpieczeń ziemnozwarciowych,
- inne, specjalnego przeznaczenia.

Przykład przekładników prądowych zainstalowanych w rozdzielni 110 kV przedstawiono na rysunku 2.6.

2.10.2. PRZEKŁADNIKI NAPIĘCIOWE

Przekładniki napięciowe powinny być instalowane za przekładnikami prądowymi, patrząc od strony zasilania (rys. 2.1). Dopuszcza się lokalizację przekładników napięciowych w innych miejscach, w zależności od zadań spełnianych w polach rozdzielczych lub z braku miejsca.

Większa dowolność lokalizacji przekładników napięciowych dotyczy przekładników zabezpieczonych własnymi bezpiecznikami po stronie pierwotnej (bezpieczniki przekładnikowe).

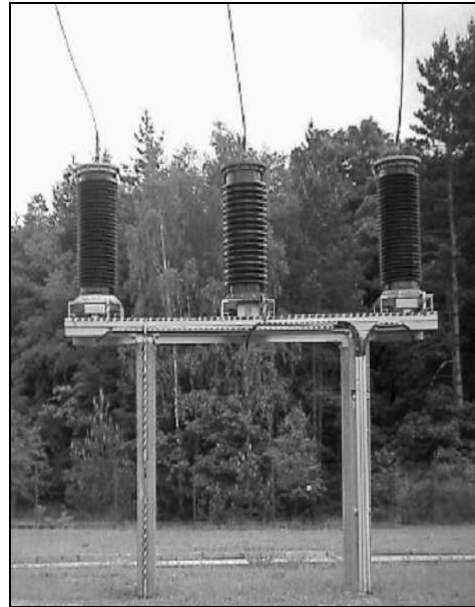
Nie umieszcza się przekładników napięciowych między wyłącznikiem a przekładnikiem prądowym, gdy nie są zabezpieczone własnymi bezpiecznikami.

Bezpieczniki przekładnikowe są wyłącznie przeznaczone do zabezpieczenia przed skutkami zwarć przekładników napięciowych. Rezygnacja z nich jest możliwa w przypadku przekładników napięciowych odznaczających się dobrą jakością wykonania.

Przykład przekładników napięciowych zainstalowanych w rozdzielni 110 kV przedstawiono na rysunku 2.7.



Rysunek 2.6. Przekładniki prądowe na napięciu 110 kV



Rysunek 2.7. Przekładniki napięciowe na napięciu 110 kV

2.11. URZĄDZENIA OCHRONY PRZECIWPRIĘCIOWEJ

Do ochrony urządzeń stacji elektroenergetycznej przed przepięciami, spowodowanymi czynnościami łączeniowymi lub zjawiskami atmosferycznymi, są przeznaczone: iskierniki, odgromniki i ograniczniki przepięć.

Iskierniki należą do najprostszych środków ochrony przeciwprzebieciowej. Działają w razie wystąpienia przepięć o wartościach większych niż wytrzymałość przerwy powietrznej iskiernika, co powoduje zwarcie obwodu z ziemią i spadek napięcia do zera.

Odgromniki są aparatami służącymi do ochrony urządzeń elektroenergetycznych przed skutkami przepięć powodowanych wyładowaniami atmosferycznymi. Rozpoznane są trzy konstrukcje tych aparatów: wydmuchowe, zaworowe oraz beziskiernikowe (warystorowe).

Ograniczniki przepięć stanowią odgromniki beziskiernikowe (warystorowe).

Iskierniki, odgromniki i ograniczniki przepięć instaluje się w takich miejscach, aby spełniały swoją rolę także podczas przerw w pracy stacji elektroenergetycznej lub jej części. Zwykle aparaty te są najbardziej oddalonymi od szyn zbiorczych aparatami w polu rozdzielczym (rys. 2.1). Dzięki temu mogą spełniać swoje zadania również podczas wyłączenia pola spod napięcia roboczego. Czasami aparaty te umieszcza się

dodatkowo do ochrony ważnych urządzeń stacji, takich jak transformatory, bezpośrednio w ich sąsiedztwie.

2.12. URZĄDZENIA TELEFONII ENERGETYCZNEJ NOŚNEJ (TEN)

Linie elektroenergetyczne 110 kV, 220 kV i 400 kV są wykorzystywane powszechnie do zapewnienia łączności w sieci energetyki zawodowej. Na potrzeby tej łączności instaluje się na stacjach NN i dużych stacjach 110 kV zespoły urządzeń telefonii elektroenergetycznej nośnej. Urządzenia te najczęściej obejmują: dławik zaporowy i kondensator sprzęgający.

Łączność powinna być zachowana niezależnie od stanu pola, dlatego urządzenia TEN umieszcza się zawsze za ostatnim łącznikiem (patrząc od strony szyn zbiorczych).

2.13. DŁAWIKI ZWARCIOWE

Dławiki służą do ograniczenia wartości prądów zwarciovych. Instaluje się je w stacjach elektroenergetycznych SN w celu zwiększenia impedancji (reaktancji) obwodów zwarciovych. Dzięki temu osiąga się ograniczenie prądu zwarciovego oraz utrzymanie napięcia na szynach zbiorczych na ustalonym poziomie przy zwarciach w liniach (za dławikiem). Dławiki zwarciove buduje się na napięcia 6÷30 kV, przeważnie jako jednofazowe i łączy w zestawy trójfazowe.

Jeżeli stosuje się dławiki zwarciove, to właściwe jest umieszczenie ich za wyłącznikiem i przekładnikami prądowymi (patrząc od strony szyn zbiorczych). Taka lokalizacja umożliwia dobór wyłącznika do warunków istniejących przy zwarciu bezpośrednio za dławikiem. Instalowanie dławików zwiększa znacznie powierzchnię niezbędną do budowy stacji.

3. UKŁADY POŁĄCZEŃ STACJI ELEKTROENERGETYCZNEJ

3.1. WYMAGANIA STAWIANE UKŁADOM POŁĄCZEŃ STACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH

Do najważniejszych elementów obwodów głównych stacji elektroenergetycznych zalicza się: transformatory, szyny zbiorcze, różnego rodzaju łączniki, przekładniki, ograniczniki przepięć (odgromniki), dławiki zwarcio-we, izolatory. Układ elektryczny stacji, zawierającej wszystkie lub jedynie część z wymienionych urządzeń połączonych w pola o określonych przeznaczeniach, powinien być ustalony z uwzględnieniem lokalizacji, sposobu zasilania i funkcji stacji w systemie elektroenergetycznym. Wybór układu powinien się opierać na ustaleniach perspektywicznego programu rozwoju sieci elektroenergetycznej. Żywotność stacji kształtuje się przeciętnie na poziomie 30÷40 lat, a w skrajnym przypadku nawet 50 lat [12]. Projekty rozwoju sieci z takim wyprzedzeniem czasowym nie są natomiast opracowywane. Na przykład horyzont czasowy długoterminowej prognozy rozwoju sieci obejmuje 20 lat, dlatego celowe jest zawsze pozostawienie możliwości rozbudowy stacji w przyszłości poprzez rezerwację terenu, zabezpieczenie możliwości wprowadzenia nowych linii do stacji itp. Przyjęty układ stacji ma zasadniczy wpływ nie tylko na jej pracę, lecz także na pracę części lub nawet całego systemu elektroenergetycznego.

Podstawowe wymagania stawiane układom połączeń stacji, na podstawie publikacji [10], są następujące:

- powinna być zachowana duża pewność dostawy energii elektrycznej o odpowiedniej jakości, zależna od rodzaju zasilanych odbiorców i odbiorników oraz możliwych strat produkcyjnych i społecznych, wynikających z niezaplanowanych przerw w dostawie energii, które mogłyby nie wystąpić przy bardziej racjonalnie zaprojektowanym układzie połączeń stacji,
- powinna istnieć możliwość zmiany układu w miarę rozwoju sieci lub rozbudowy i zmiany roli stacji w systemie elektroenergetycznym, bez konieczności instalowania wielu bardzo drogich urządzeń, głównie transformatorów i wyłączników wysokiego napięcia. Rozbudowa stacji nie powinna powodować długotrwałych przerw w zasilaniu licznych odbiorców energii elektrycznej,
- przy uszkodzeniach szyn zbiorczych lub innych elementów stacji powinno być zapewnione całkowite lub częściowe zasilanie odbiorców,
- powinna istnieć możliwość odłączenia spod napięcia dowolnego wyłącznika w celu wykonania jego przeglądu, naprawy lub wymiany bez długotrwałej przerwy w pracy połączonej z nim linii,
- powinna istnieć duża elastyczność układu, stwarzająca możliwość zasilania odbiorców przy planowanych lub zakłóceniovych wyłączeniach lub przełączeniach

części urządzeń stacji. Przełączenia powinny odbywać się bez przerw w zasilaniu odbiorców i przy możliwie małej liczbie operacji łączeniowych,

- powinna być zachowana przejrzystość układu stacji oraz dogodna jej eksploatacja, zapewniająca personelowi łatwą orientację i bezpieczną obsługę,
- przy dowolnych zakłóceniach na terenie stacji lub poza nią liczba odbiorców dotkniętych skutkami zakłócenia powinna być możliwie najmniejsza,
- powinna istnieć możliwość ograniczenia nadmiernych wartości prądu zwarcioowego występującego w poszczególnych fragmentach stacji,
- układ połączeń stacji powinien zapewniać ekonomiczne rozwiązanie pod względem nakładów inwestycyjnych i eksploatacyjnych.

Spełnienie tych wszystkich wymagań jest bardzo trudne, dlatego należy je traktować jako wskazówki ogólne. W czasie projektowania rozpatruje się kilka wybranych wariantów układów połączeń obwodów głównych, z których wybiera się jeden, będący podstawą opracowania projektu technicznego stacji. W pierwszej kolejności wybrane warianty powinny być realizowane na podstawie rozwiązań dotychczas stosowanych. Wiele firm krajowych i zagranicznych dysponuje typowymi opracowaniami dotyczącymi stacji elektroenergetycznych w zakresie obwodów pierwotnych i wtórnych, rozwiązań pól rozdzielczych, rozdzielnic itp. O konkretnym wyborze ostatecznego układu decyduje wnikliwa analiza techniczno-ekonomiczna. Po spełnieniu założonych warunków technicznych decydującą rolę w ocenie układów i ostatecznym wyborze ma analiza kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych.

3.2. KLASYFIKACJE UKŁADÓW POŁĄCZEŃ STACJI ELEKTROENERGETYCZNEJ

Klasyfikacja układu połączeń stacji elektroenergetycznych zależy od występowania w układzie szyn zbiorczych lub ich braku. Układy stacji elektroenergetycznych dzieli się na szynowe lub bezszynowe. W obrębie układów szynowych podział obejmuje trzy stopnie kryteriów: liczba systemów szyn zbiorczych (jednosystemowe (w skrócie 1S), dwusystemowe (2S) i trójsystemowe (3S)), występowanie podziału szyn zbiorczych, czyli sekcjonowania (niesekcjonowany i sekcjonowany) i występowanie szyn pomocniczych (obejściowych), (bez szyn pomocniczych, z szynami pomocniczymi (+SO)). Łącznie szynowe układy stacji elektroenergetycznych obejmują wszystkie możliwe kombinacje przedstawionych kryteriów, zatem układów szynowych stacji elektroenergetycznych jest dwanaście.

Przykładowe nazwy układów stacji elektroenergetycznej dla układu dwusystemowego:

- układ dwusystemowy, niesekcjonowany;
- układ dwusystemowy, niesekcjonowany, z szyną pomocniczą;
- układ dwusystemowy, sekcjonowany;
- układ dwusystemowy, sekcjonowany, z szyną pomocniczą.

W obrębie układów sekcjonowanych występują układy z dwiema sekcjami, z trzema sekcjami, z czterema sekcjami itd.

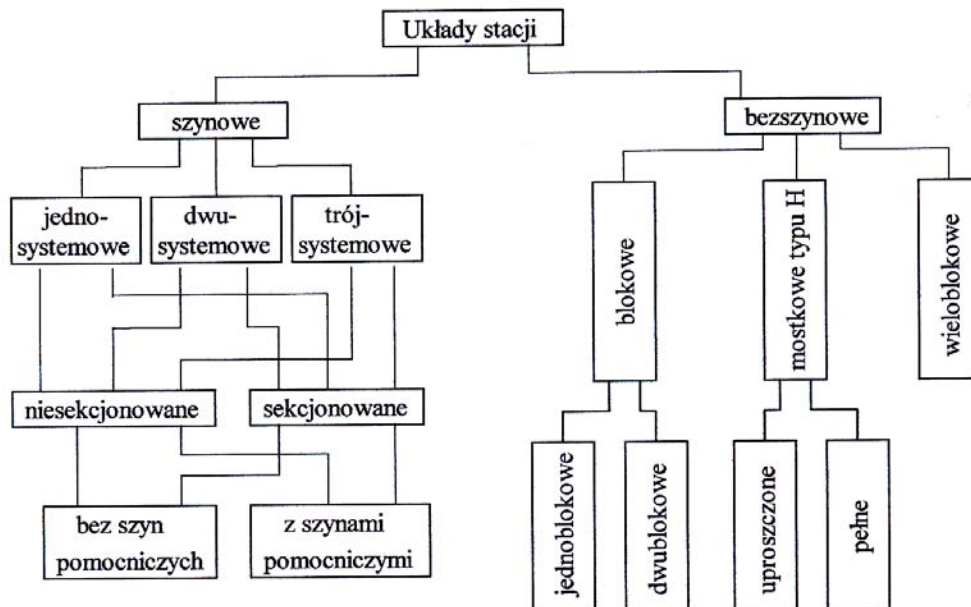
W obrębie układów z podwójnym systemem szyn zbiorczych występują układy wielowyłącznikowe: z dwoma wyłącznikami na pole (2W) lub półtorawyłącznikowe ($1\frac{1}{2}W$ lub $3/2W$).

W obrębie układów z pojedynczym lub podwójnym systemem szyn zbiorczych występuje odmiana w postaci tzw. układu U (odpowiednio 1U i 2U). Układ U umożliwia zastosowanie jednej podziałki (przestrzeni pola) szyn zbiorczych do wyprowadzenia linii w dwóch przeciwnych kierunkach.

Układy bezszynowe dzieli się na układy blokowe, mostkowe i wielobokowe. Z kolei w obrębie układów blokowych wyróżnia się układy jednoblokowe (L-T) lub dwu-

blokowe. Niekiedy układ jednoblokowy jest nazywany pojedynczym układem blokowym, a układ dwublokowy podwójnym układem blokowym. W obrębie układów mostkowych wyróżnia się natomiast układy mostkowe uproszczone lub pełne. Układy mostkowe są powszechnie określane jako układy H. Układy te można podzielić, w zależności od liczby zainstalowanych wyłączników, na układy: H1, H2, H3, H4 i H5. Układy wielobokowe dzieli się na układy w kształcie trójkąta, czworoboku lub sześcioboku.

Na rysunku 3.1 przedstawiono klasyfikację układów połączeń stacji. Szczegółowe wyjaśnienia i omówienie układów połączeń zamieszczono w dalszej części podręcznika.



Rysunek 3.1. Klasyfikacja układu połączeń stacji elektroenergetycznych

3.3. TYPYWE ROZWIĄZANIA PÓL ROZDZIELCZYCH

Podstawowy element stacji elektroenergetycznej stanowi rozdzielnica złożona z tzw. pól rozdzielczych, spełniających określone funkcje. Wyposażenie takiego pola zależy, oprócz spełnianej przez nie funkcji, także od napięcia znamionowego i wymaganej niezawodności pracy.

W zależności od przeznaczenia w stacjach elektroenergetycznych występują pola:

- liniowe,
- transformatorowe,
- sprzęgłowe,
- pomiarowe,
- potrzeb własnych,
- odgromnikowe.

Aparaty wchodzące w skład pola rozdzielczego instaluje się w nim w określonej kolejności, która wynika z zadań stawianych poszczególnym aparatom.

W odniesieniu do pól liniowych dąży się do stosowania jednakowej kolejności podstawowych aparatów, zgodnie z przedstawioną sekwencją

SZ – OS – W – PI – PU – OL.

W odniesieniu do pól transformatorowych dąży się do stosowania jednakowej kolejności podstawowych aparatów, zgodnie z przedstawioną sekwencją

SZ – OS – W – PI – OT.

W zależności od funkcji pola i występowania w nich innych aparatów dopuszcza się nieznaczną modyfikację tej kolejności. Na przykład w przypadku transformatorów dwuuzwojennych często się rezygnuje z odłącznika transformatorowego.

3.3.1. POLA LINIOWE

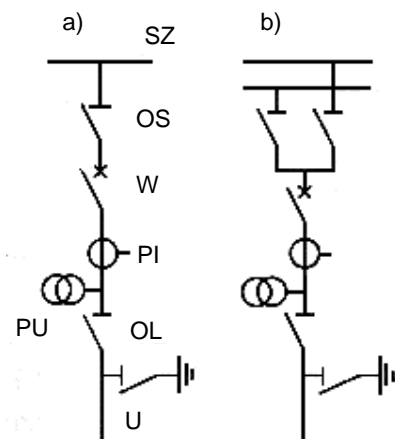
Pola liniowe służą do przyłączania linii do szyn zbiorczych. Wyróżnia się dwa rodzaje pól liniowych: dopływowe (zasilające) i odpływowe (odbiorcze). Oprócz wymienionego istnieje jeszcze inny podział pól liniowych na: napowietrzne i kablowe.

Poniżej przedstawiono podstawowe układy połączeń obwodów głównych pól liniowych.

Klasyczny przykład pola liniowego, napowietrzego, odpływowego SN pokazano na rysunku 2.1. Taki schemat może mieć zastosowanie zarówno przy zasilaniu jednostronnym, jak i dwustronnym.

W razie możliwości dwustronnego zasilania podczas prac remontowych może pojawić się na wyłączniku napięcie z dwóch stron. Aby temu zapobiec, stosuje się odłączniki po obu stronach wyłącznika (OS, OL). Odłącznik liniowy uniemożliwia pojawienie się napięcia na urządzeniach pola – napięcia pochodzącego od stacji na drugim końcu linii, a także przepięć atmosferycznych na trasie linii.

Przy zasilaniu jednostronnym pole liniowe kablowe, odpływowe SN najczęściej nie różni się od pola napowietrznego. Istnieją jednak rozwiązania takich pól, w których nie występuje odłącznik liniowy (OL).

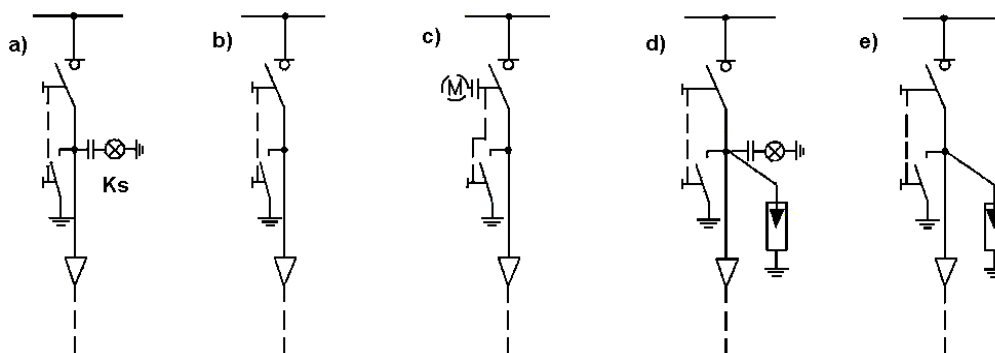


Na rysunku 3.2 przedstawiono najczęściej występujące przykłady pól liniowych SN w układach z pojedynczym lub podwójnym systemem szyn zbiorczych. Różnica w układach tych pól wiąże się z liczbą zastosowanych odłączników szynowych. Odłączniki te służą m.in. do przyłączenia pola do systemu szyn zbiorczych, dlatego ich liczba jest równa liczbie systemów szyn zbiorczych zastosowanych w stacji.

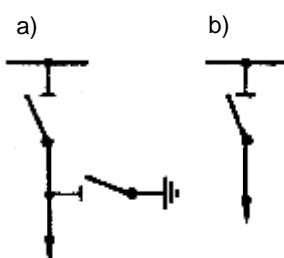
Rysunek 3.2. Pola liniowe SN:

a) w układzie z pojedynczym systemem szyn zbiorczych,
b) w układzie z podwójnym systemem szyn zbiorczych

Na rysunku 3.3 przedstawiono przykłady pól liniowych SN w prostej rozdzielnicach jednoczłonowej. Dominują tutaj rozwiązania uproszczone, z rozłącznikiem.



Rysunek 3.3. Przykłady pól liniowych stosowanych w rozdzielnicach jednoczłonowych typu RS-24Jm [38]:
Ks – kasetka sygnalizacyjna z rozłącznikiem (a, b, c), z rozłącznikiem i ogranicznikiem przepięć (d, e)

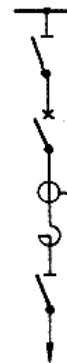


Innym uproszczeniem są rozwiązania stosowane niekiedy w polach liniowych dopływowych SN przy zasilaniu jednostronnym, przedstawione na rysunku 3.4.

Rysunek 3.4. Pola liniowe dopływowe SN przy zasilaniu jednostronnym (uproszczone): a) z odłącznikiem i uzmiennikiem, b) z odłącznikiem

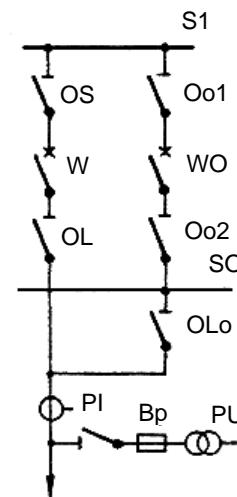
Eksploatacja takiego pola wiąże się z pewnymi niedogodnościami. Wykonanie prac na linii wymaga otwarcia wyłącznika i odłącznika na początku tej linii i odłącznika na jej końcu oraz obustronnego uziemienia. Zastosowanie w rozwiązaniu takiego pola uziemia ułatwia te czynności, nie są bowiem wymagane w takim wypadku uziemiacze przenośne.

Jeśli zachodzi potrzeba ograniczenia parametrów zwarciovych w polu liniowym SN, to instaluje się dławik zwarciovych. Odbywa się to najczęściej dla linii kablowej ze względu na jej mniejszą wytrzymałość zwarciovą od linii napowietrznej. Pole liniowe odpływowe SN z dławikiem zwarciovym przedstawiono na rysunku 3.5.



Rysunek 3.5. Pole liniowe odpływowe SN z dławikiem zwarciovym

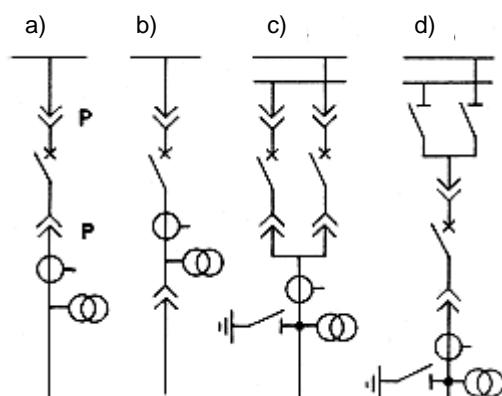
Przy wymaganej większej pewności zasilania stosuje się układ stacji z szyną obejściową (pomocniczą). Na rysunku 3.6 przedstawiono przykład takiego rozwiązania – pole liniowe SN odpływowe w układzie jednosystemowym z szyną obejściową. Wyposażenie standardowego pola liniowego musi być uzupełnione w tym przypadku o wyłącznik obejściowy (WO) współpracujący z szyną obejściową (SO) oraz odpowiednio zestaw odłączników przy wyłączniku obejściowym (Oo1) i (Oo2) oraz odłącznik liniowy obejściowy (OLO). W związku z tym, że zabezpieczenia przekładnikowe przyłączone do przekładników powinny działać prawidłowo przy pracy pola zarówno z wykorzystaniem wyłącznika pola W, jak i wyłącznika obejściowego WO, przekładniki powinny być zainstalowane za odłącznikiem liniowym OL. W typowych rozwiązaniach krajowych przekładniki PI i PU w polu instaluje się jednak bezpośrednio za wyłącznikiem W (patrzac od strony szyn zbiorczych). Przy wyłączniku obejściowym WO instaluje się natomiast dodatkowy komplet przekładników prądowych i napięciowych wraz z zabezpieczeniami przekładnikowymi przeznaczonymi do zastępowania zabezpieczeń linii, w której jest remontowany wyłącznik.



Rysunek 3.6. Pole liniowe SN odpływowe w układzie jednosystemowym z szyną obejściową

W stacjach SN często są stosowane rozdzielnice dwuczłonowe. Pola liniowe w takich rozdzielnicach mają wyłącznik zlokalizowany na specjalnym członie ruchomym (wózku). Przy wysuniętym członie ruchomym tworzą się widoczne przerwy izolacyjne, co powoduje wyeliminowanie odłączników. Połączenia szczełkowe części stałej z ruchomą pełnią niejako rolę odpowiednio odłączników: szynowego i liniowego. Na

rysunku 3.7 przedstawiono przykładowe rozwiązania pól dla układu z pojedynczym i podwójnym systemem szyn zbiorczych. Przekładniki na ogół instaluje się w członie stałym (rys. 3.7a), ale możliwe jest umieszczenie ich na wózku wyłącznikowym – wtedy są wysuwane razem z wózkiem z celki prefabrykowanej (rys. 3.7b). W rozwiązaniach z podwójnym systemem szyn zbiorczych częściej, ze względów ekonomicznych, stosowane są rozwiązania z dwoma odłącznikami szynowymi, przedstawione na rysunku 3.7d.



Rysunek 3.7. Pola liniowe SN w rozdzielnicach dwuczłonowych prefabrykowanych:

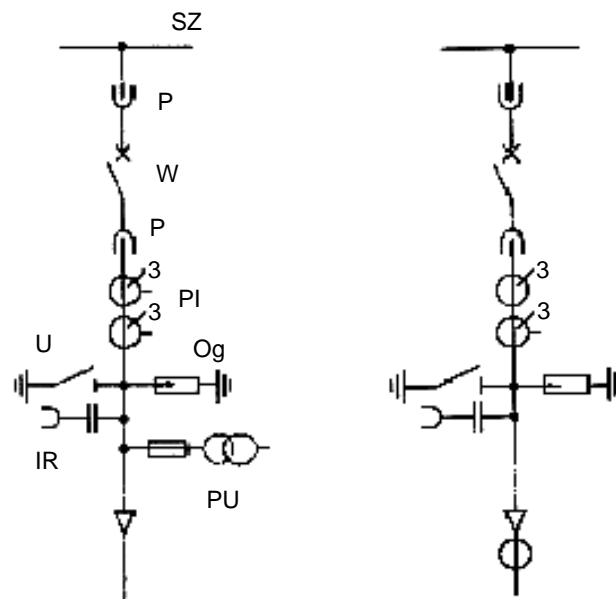
P – połączenie szczękowe części stałej z ruchomą,

- w układzie z pojedynczym systemem szyn zbiorczych i wyłącznikiem w członie ruchomym (a)
- oraz wyłącznikiem i kompletem przekładników w członie ruchomym (b),
- w układzie z podwójnym systemem szyn zbiorczych i dwoma wyłącznikami na jedno pole (c),
- w układzie z podwójnym systemem szyn zbiorczych (d)

Na rysunku 3.8 przedstawiono przykładowe rozwiązania pól liniowych proponowanych przez jednego z polskich producentów dla produkowanego przez siebie typu rozdzielnic. W rozwiązaniu tym, o najbogatszym wyposażeniu, przedstawionym na rysunku 3.8a, pole jest wyposażone w wyłącznik, uziemnik, przekładniki prądowe, przekładnik napięciowy zabezpieczony po stronie pierwotnej bezpiecznikami, ogranicznik przepięć i izolator reaktancyjny. W rozwiązaniu przedstawionym na rysunku 3.8b nie ma przekładnika napięciowego, występuje natomiast przekładnik ziemnozwarciowy. Izolator reaktancyjny stosuje się ze względów bezpieczeństwa w celu sprawdzenia obecności napięcia. Może być powiązany z blokadą i (lub) wskaźnikiem obecności napięcia.

W stacjach SN często wyposaża się pola liniowe zamiast w wyłącznik w bezpieczniki i rozłączniki lub nawet bezpieczniki i odłączniki. W najpopularniejszym rozwiązaniu uproszczonym, przedstawionym na rysunku 3.9a, rozłącznik przerywa prąd roboczy, a bezpiecznik prąd zwarciový, przy czym możliwe są dwa sposoby współpracy rozłącznika z bezpiecznikiem: praca niezależna obu urządzeń lub pobudzenie

rozłącznika poprzez wybijak bezpiecznika w rozłączniku bezpiecznikowym. W rozwiązaniu przedstawionym na rysunku 3.9b, będącym dalszym uproszczeniem poprzedniego układu, odłącznik przerywa prądy jałowe (pojemnościowy linii), a obciążenie wyłącza się w stacji następnej (na końcu tej linii).

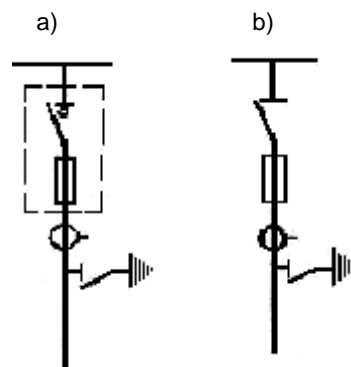


Rysunek 3.8. Przykłady pól liniowych stosowanych w rozdzielnicach dwuczłonowych typu RS-17 [36] (IR – izolator reaktancyjny)

Pola liniowe WN i NN charakteryzują się zazwyczaj większą liczbą przekładników oraz specyficznymi urządzeniami TEN.

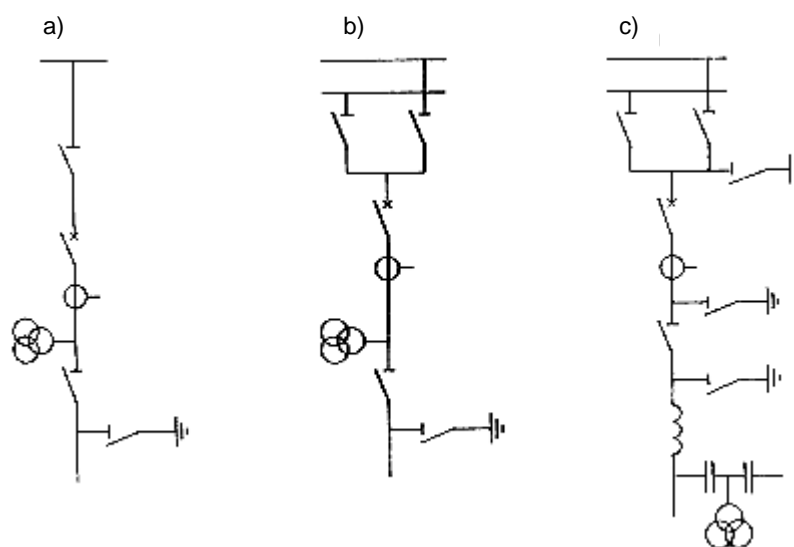
Układ podstawowych aparatów w polu jest klasyczny, zgodny z wcześniej określoną zasadą, z pewnymi wyjątkami. Wyjątki te dotyczą pól liniowych 220 kV i 400 kV, gdzie z racji wykorzystania przekładników napięciowych z kondensatorowym dzielnikiem napięcia jako kondensatora sprzęgającego dla telefonii energetycznej nośnej dopuszcza się inną lokalizację przekładników napięciowych.

Rysunek 3.9. Pola liniowe SN uproszczone: a) z rozłącznikiem i bezpiecznikiem (rozłącznikiem bezpiecznikowym), b) z odłącznikiem i bezpiecznikiem



Pole liniowe odplywowe 110 kV w układzie z pojedynczym i podwójnym systemem szyn zbiorczych przedstawiono odpowiednio na rysunkach 3.10a i 3.10b.

W polach tych zaleca się umieszczać przekładniki napięciowe za przekładnikami prądowymi w celu umożliwienia przeprowadzenia synchronizacji lub stwierdzenia napięcia w linii. Zwarcie w przekładniku napięciowym jest wyłączane przez wyłącznik pola. Urządzenia TEN, jeśli występują, są umieszczane za odłącznikiem liniowym, co uniezależnia łączność od stanu pracy linii. Najbardziej oddalone od szyn zbiorczych są ograniczniki przepięć (odgromniki) służące do przejęcia fali przepięciowej pochodzącej z linii. W rozpatrywanych schematach nie zaznaczono tych urządzeń. W energetyce zawodowej w rozdzielniach 110 kV uziemiaiki lub noże uziemiające na odłącznikach instaluje się na ogół od strony linii, w pozostałych miejscach nakłada się uziemiacze przenośne.



Rysunek 3.10. Pola liniowe: a) 110 kV odpywowe w układzie z pojedynczym systemem szyn zbiorczych, b) 110 kV odpywowe w układzie z podwójnym systemem szyn zbiorczych, c) 220 kV odpywowe w układzie z podwójnym systemem szyn zbiorczych

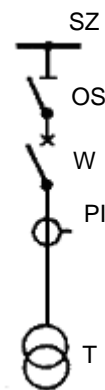
Pole liniowe odpywowe 220 kV w układzie z podwójnym systemem szyn zbiorczych przedstawiono na rysunku 3.10c. Przekładniki napięciowe kondensatorowe w tym polu i innych polach liniowych 220 kV i 400 kV są często instalowane za odłącznikiem liniowym (patrzac od strony SZ), gdyż są również wykorzystywane jako połączenie urządzeń wysokiej częstotliwości z linią. Dla sieci 220 kV i 400 kV przekładniki napięciowe kondensatorowe współpracują z kondensatorami sprzęgającymi TEN (dzielniki napięcia). W związku z tym umieszcza się je na wejściach linii, przed dławikami TEN. W polach liniowych 220 kV, z racji uciążliwości stosowania uziemiaczy przenośnych, stosuje się powszechnie noże uziemiające na odłącznikach, a gdy nie ma takiej możliwości – uziemiaiki. Najczęściej stosuje się noże uziemiające tylko na jednym z odłączników szynowych.

3.3.2. POLA TRANSFORMATOROWE

Pola transformatorowe służą do przyłączania transformatorów do szyn zbiorczych. Kolejność umieszczania przyrządów obwodu głównego w polu transformatora jest podobna jak w polu liniowym. Często jednak rezygnuje się ze stosowania w tym polu przekładnika napięciowego, a odłącznik liniowy jest nazywany w tym polu odłącznikiem transformatorowym. Można w przypadku transformatorów dwuuzwojeniowych zrezygnować z odłącznika transformatorowego, znajdującego się między transformatorem a wyłącznikiem.

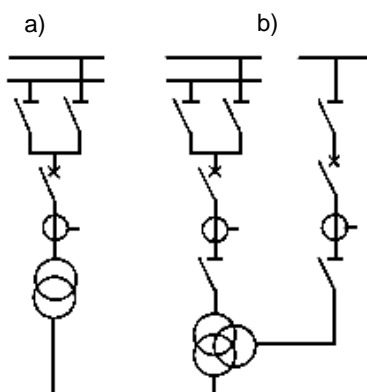
Dalej przedstawiono podstawowe układy połączeń obwodów głównych pól transformatorowych.

Klasyyczny przykład pola transformatorowego SN dla transformatora dwuuzwojeniowego w rozdzielnicy z pojedynczym systemem szyn zbiorczych przedstawiono na rysunku 3.11. W polu tym, oprócz wyłącznika i odłącznika szynowego, występuje przekładnik prądowy. Niekiedy spotyka się rozwiązania, w których umieszcza się dodatkowo przekładnik napięciowy, wykorzystywany do celów pomiarowych bądź do zasilania odbiorów potrzeb własnych prądu przemiennego. Spotyka się także rozwiązania, w których umieszcza się dodatkowo przekładnik prądowy zlokalizowany w pobliżu transformatora po stronie napięcia górnego.



Rysunek 3.11. Pole transformatorowe SN w rozdzielnicy z pojedynczym systemem szyn zbiorczych

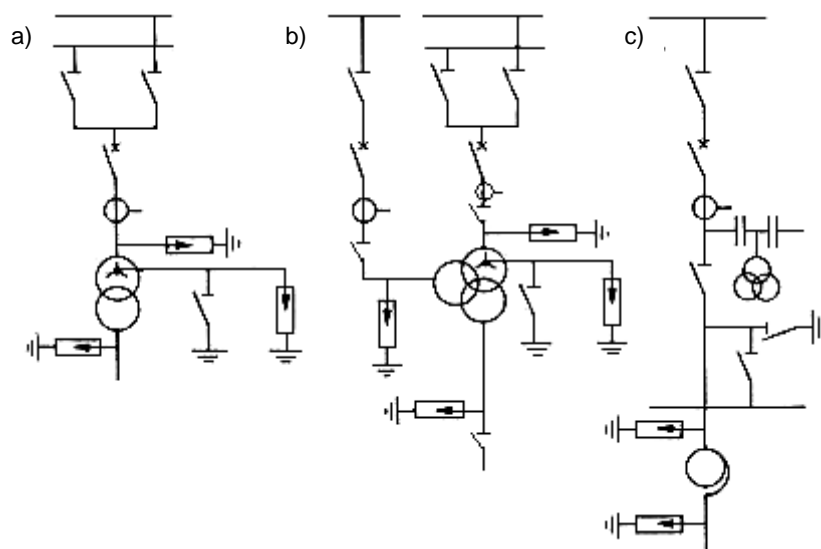
Pole transformatorowe SN dla transformatora dwuuzwojeniowego w rozdzielnicy z podwójnym systemem szyn zbiorczych przedstawiono na rysunku 3.12a. W polu tym występują dwa odłączniki szynowe umożliwiające przyłączenie transformatora do określonego systemu szyn zbiorczych. W układzie tym nie występuje odłącznik transformatorowy. Pole transformatorowe dla transformatora trójuzwojeniowego przedstawiono na rysunku 3.12b. W przeciwieństwie do poprzedniego układu, odłącznik transformatorowy między wyłącznikiem a transformatorem jest w tym rozwiązaniu wymagany. Odłącznik transformatorowy dla transformatora trójuzwojeniowego stosuje się, jeżeli przewiduje się pracę tego transformatora przy wyłączonym uzwojeniu jednego napięcia. Możliwe jest wtedy pojawienie się na wyłączniku napięcia pochodzącego od transformatora pracującego jako dwuuzwojeniowy. Dostęp do wyłącznika jest możliwy dopiero po otwarciu obu odłączników znajdujących się bezpośrednio przy nim.



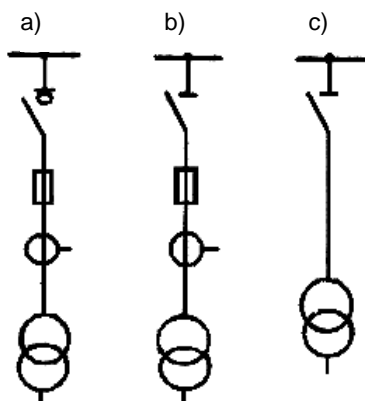
transformatorowy dla transformatora trójuzwojeniowego stosuje się, jeżeli przewiduje się pracę tego transformatora przy wyłączonym uzwojeniu jednego napięcia. Możliwe jest wtedy pojawienie się na wyłączniku napięcia pochodzącego od transformatora pracującego jako dwuuzwojeniowy. Dostęp do wyłącznika jest możliwy dopiero po otwarciu obu odłączników znajdujących się bezpośrednio przy nim.

Rysunek 3.12. Pola transformatorowe SN: a) dla transformatora dwuuzwojeniowego w rozdzielnicy z podwójnym systemem szyn zbiorczych, b) dla transformatora trójuzwojeniowego

Pola transformatorowe WN i NN mają rozwiązania zbliżone do pól liniowych WN i NN. Różnice wynikają ze specyfiki pól transformatorowych. W polach transformatorowych nie występują urządzenia TEN. Pola transformatorowe zwykle zawierają ponadto ograniczniki przepięć, usytuowane bezpośrednio przy transformatorze. Często instaluje się również ograniczniki przepięć, chroniące punkty neutralne transformatorów oraz odłączniki w punkcie neutralnym umożliwiające zmianę wartości składowej symetrycznej zerowej prądu zwarciego. Na rysunku 3.13 przedstawiono przykładowe rozwiązania pól transformatorowych WN dla transformatora dwuuzwojeniowego (np. 110/20 kV, 110/15 kV) i dla transformatora trójuzwojeniowego (np. 110/20/6 kV) oraz pola autotransformatora NN (np. 220/110 kV).



Rysunek 3.13. Pola transformatorowe WN i NN: a) dla transformatora dwuuzwojeniowego, b) dla transformatora trójuzwojeniowego, c) dla autotransformatora



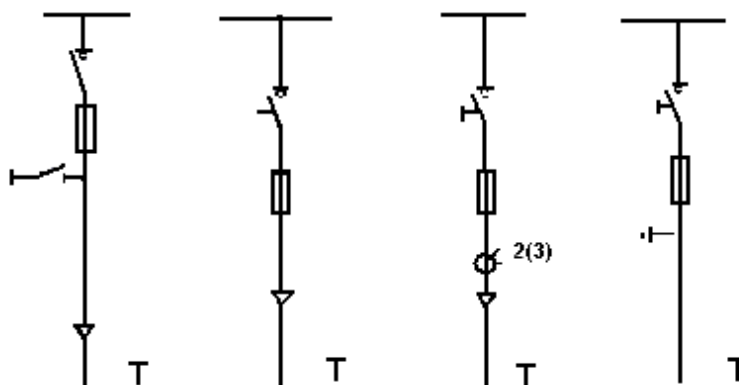
W stacjach SN powszechnie stosuje się uproszczone rozwiązania pól transformatorowych, przedstawione na rysunku 3.14. W zależności od mocy znamionowej transformatora i wymagań odbiorców, wyłącznik może być zastąpiony układem rozłącznik–bezpiecznik lub odłącznik–bezpiecznik.

Rysunek 3.14. Pola transformatorowe uproszczone:

- a) z rozłącznikiem i bezpiecznikiem,
- b) z odłącznikiem i bezpiecznikiem,
- c) z odłącznikiem

Rozłącznik jest przeznaczony do załączania i wyłączania prądów roboczych transformatora. Bezpiecznik przerywa prąd zwarciovowy. W drugim układzie prądy obciążeniowe są załączane po stronie niskiego napięcia, a odłącznik musi mieć zdolność łączeniową wystarczającą do przerywania prądu pracy jałowej transformatora. Skrajnym uproszczeniem jest zastosowanie w układzie jedynie odłącznika, jak to pokazano na rysunku 3.14c.

Na rysunku 3.15 przedstawiono przykładowe schematy rozwiązań pól transformatorowych stosowanych przez różnych producentów rozdzielnic jednoczołonowych SN. Wszystkie opierają się na zastosowaniu rozwiązania uproszczonego rozłącznik–bezpiecznik, które jest najbardziej popularne w tym segmencie. Różnice wynikają z wyposażenia dodatkowego tych pól lub ich braku. W rozwiązaniu pierwszym, zamieszczonym na tym rysunku, jest to uziemnik, w trzecim dwa przekładniki prądowe, w czwartym natomiast jest to jedynie uchwyt uziemiacza. Przedstawione na rysunku 3.15 rozwiązanie drugie jest najprostsze i nie zawiera żadnego dodatkowego wyposażenia.



Rysunek 3.15. Przykłady pól transformatorowych stosowanych w różnych rozdzielnicach jednoczołonowych:
T – doprowadzenie kablowe do transformatora [36, 37]

3.3.3. POLA ŁĄCZNIKA SZYN

W rozbudowanych układach połączeń stacji pożądana jest możliwość dzielenia lub łączenia różnych części rozdzielnic. Możliwość ta jest realizowana w stacjach elektroenergetycznych w specjalnie do tego celu przeznaczonych polach łącznika szyn.

Rozróżniamy następujące rodzaje pól łącznika szyn:

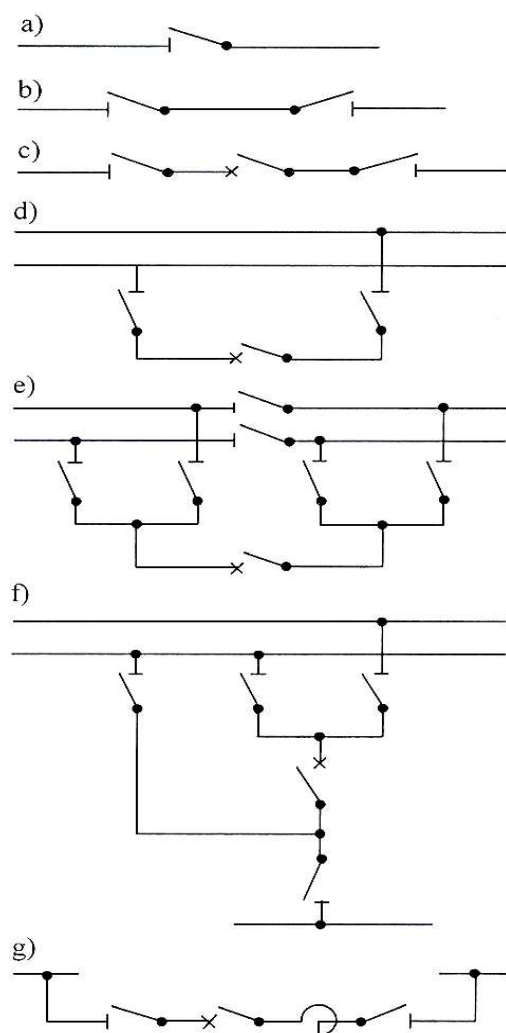
- sekcyjne (sprzęgło podłużne),
- systemowe (sprzęgło poprzeczne),
- systemowo-sekcyjne (sprzęgło podłużno-poprzeczne, sprzęgło poprzeczno-podłużne).

Pole sekcyjne umożliwia łączenie dwóch sekcji tego samego systemu szyn zbiorczych. Pole systemowe umożliwia łączenie dwóch lub więcej systemów szyn zbiorczych. Pole systemowo-sekcyjne umożliwia łączenie zarówno systemów, jak i sekcji należących do tego samego lub różnych systemów szyn zbiorczych.

Sprzęgło podłużne występuje w stacjach elektroenergetycznych w trzech głównych postaciach. Najprostszym polem sekcyjnym łącznika szyn jest układ z jednym odłącznikiem, przedstawiony na rysunku 3.16a. Remont takiego odłącznika pozbawia napięcia całą rozdzielnicę. Układ dwóch odłączników w ciągu jednego systemu szyn zbiorczych, pokazany na rysunku 3.16b, umożliwia prowadzenie prac konserwacyjnych na sekcjach szyn zbiorczych, druga sekcja może wówczas pracować. Rozwiązanie przedstawione na rysunku 3.16c, polegające na zastosowaniu wyłącznika między odłącznikami, umożliwia zarówno eliminację sekcji, na której nastąpiło zakłócenie, jak i podział sieci, np. do ograniczenia prądów zwarciovych. Jest to rozwiązanie zdecydowanie najlepsze.

Sprzęgło poprzeczne występuje w stacjach elektroenergetycznych w postaci przedstawionej na rysunku 3.16d. Wyłącznik w tym rozwiązaniu określany jest często jako łącznik systemowy lub poprzeczny. Łącznik systemowy umożliwia łączenie dwóch systemów szyn zbiorczych oraz stwarza możliwość rezerwowania wyłączników w innych polach rozdzielnicy na czas ich konserwacji.

W sytuacji gdy w układzie z podwójnym systemem szyn zbiorczych występuje jeszcze szyna pomocnicza, wówczas stosuje się pole sprzęgła poprzecznego z szyną obejściową, przedstawione na rysunku 3.16f. Pole to umożliwia dodatkowo powiązanie każdego z systemów szyn zbiorczych z szyną obejściową. Aby to zrealizować, pole takie musi być wyposażone w dodatkowe dwa odłączniki.



Rysunek 3.16. Pola sprzęgła:

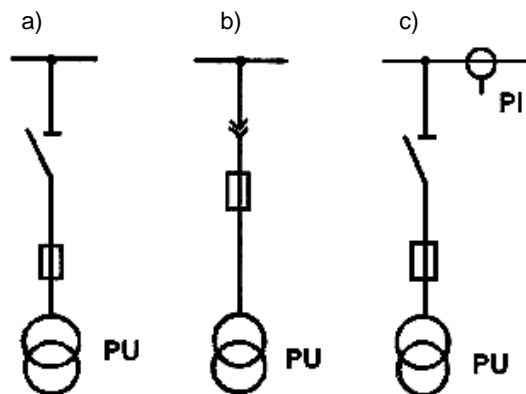
- a) podłużnego z jednym odłącznikiem,
- b) podłużnego z dwoma odłącznikami,
- c) podłużnego z wyłącznikiem i odłącznikami,
- d) poprzecznego, e) podłużno-poprzecznego,
- f) poprzecznego z szyną obejściową,
- g) podłużnego z dławikiem zwarciovym

Sprzęgło określane równoważnie jako podłużno-poprzeczne [2, 12] lub poprzeczno-podłużne [15, 16] może występować w stacjach elektroenergetycznych w wielu układach. Jeden z możliwych został zaprezentowany na rysunku 3.16e. Wyłącznik w tym rozwiązaniu jest często określany jako łącznik systemowo-sekcyjny. Łącznik systemowo-sekcyjny stwarza wiele możliwości łączenia sekcji i systemów szyn zbiorczych oraz dla każdej sekcji może stanowić rezerwę wyłączników w polach liniowych lub transformatorowych.

W rozdzielnicach SN może być uzasadnione łączenie sekcji szyn zbiorczych poprzez dławik zwarciovowy w celu ograniczenia prądów zwarciovowych. W takim przypadku pole łącznika szyn z dławikiem zwarciovowym wygląda tak, jak to pokazano na rysunku 3.16g.

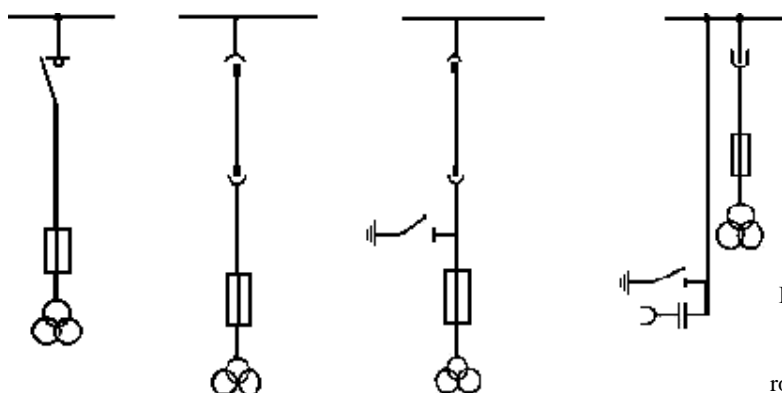
3.3.4. POLA POMIAROWE

W rozdzielnicach stosuje się niekiedy pola pomocnicze do instalowania przekładników napięciowych. Klasyczny przykład takiego pola przedstawiono na rysunku 3.17a. Najczęściej wyposaża się je w odłącznik, bezpieczniki i przekładniki napięciowe. Rozwiązanie pola przedstawione na rysunku 3.17b jest stosowane w rozdzielnicach dwuczłonowych SN. W układzie pokazanym na rysunku 3.17c, oprócz przekładnika napięciowego, w ciągu szyn zbiorczych zainstalowano przekładniki prądowe. Takie rozwiązanie nie jest zalecane, ale bywa czasami konieczne (zasilanie liczników energii).



Rysunek 3.17. Pola pomiarowe: a) z przekładnikiem napięciowym,
 b) z przekładnikiem napięciowym w rozdzielnicy dwuczłonowej,
 c) z przekładnikiem napięciowym i prądowym

Na rysunku 3.18 przedstawiono przykładowe schematy rozwiązań pól pomiarowych stosowanych przez różnych producentów rozdzielnic SN. Pierwsze dotyczy rozdzielnicy jednoczłonowej, trzy pozostałe natomiast dwuczłonowej. W rozwiązaniu czwartym pole pomiarowe jest dodatkowo wyposażone w uziemnik szyn.



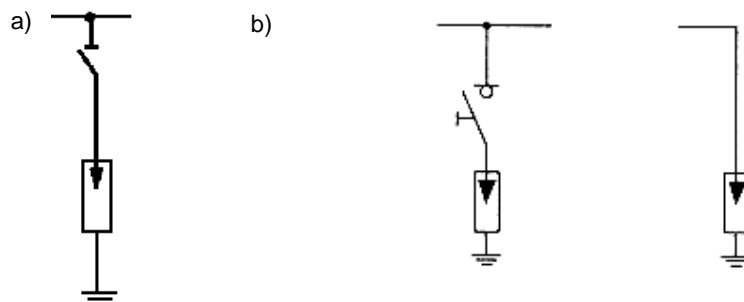
Rysunek 3.18. Przykłady pól pomiarowych stosowanych w różnych rozdzielnicach SN [36, 37]

3.3.5. POLA POTRZEB WŁASNYCH

Pola potrzeb własnych przeznaczone są do zasilania urządzeń pomocniczych stacji. Są to najczęściej pola transformatorów potrzeb własnych SN/nn. Schematy tych pól są zwykle takie same jak pól transformatorów o małych mocach. Rozwiązania przedstawione na rysunkach 3.14a i 3.11 stanowią przykłady pól potrzeb własnych. Pola takie mogą służyć do zasilania urządzeń kompensacyjnych w sieciach SN.

3.3.6. POLA ODGROMNIKOWE (ODGROMOWE)

Pola odgromnikowe stosowane są w przypadku potrzeby ochrony odgromowej stacji elektroenergetycznej. Jeśli niezbędna jest ochrona przeciwprzebieciowa stacji, to ograniczniki przepięć (odgromniki) należy umieszczać w wydzielonym polu. Pole takie przyłącza się do szyn zbiorczych najczęściej poprzez odłącznik (rys. 3.19). Odgromnik często jest wyposażony w licznik zadziałań. Spotykane są też rozwiązania w jednoczłonowych rozdzielnicach SN, w których zastosowano przyłączenie bezpośrednie lub poprzez rozłącznik (rys. 3.20).



Rysunek 3.19. Pole odgromnikowe

Rysunek 3.20. Pole odgromnikowe dla rozdzielnic jednoczłonowej typu RS-24Jm [38] przyłączone do szyn zbiorczych: a) poprzez rozłącznik, b) bezpośrednio

3.4. UKŁADY SZYNOWE

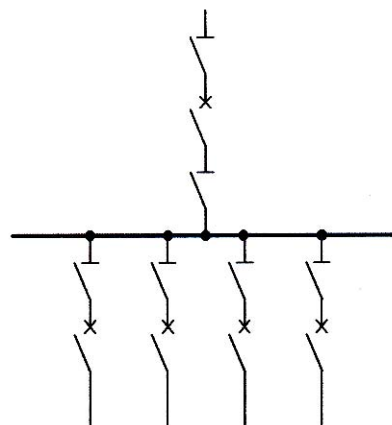
3.4.1. UKŁADY Z POJEDYNCZYM SYSTEMEM SZYN ZBIORCZYCH

Układy z pojedynczym systemem szyn zbiorczych powszechnie stosuje się w rozdzielnicach nn. Często układy takie są stosowane w rozdzielniach SN (6 kV, 10 kV, 15 kV, 20 kV, 30 kV) oraz WN (110 kV).

Stacje elektroenergetyczne składają się z rozdzielni, których liczba jest równoważna liczbie poziomów napięć w tych stacjach. Większość stacji stanowią stacje dwunapięciowe, w których występują dwie rozdzielnie. Czasami spotyka się stacje trójnapięciowe z trzema rozdzielniami. Na przykład w stacji 110 kV/15 kV występują dwie rozdzielnie: 110 kV i 15 kV, a w stacji 110 kV/20 kV/6 kV trzy rozdzielnie: 110 kV, 20 kV i 6 kV. Rozdzielnie o danym poziomie napięć mogą występować w różnych stacjach elektroenergetycznych, na przykład rozdzielnia 110 kV występuje w stacjach 400 kV/110 kV i 220 kV/110 kV zaliczanych do stacji NN oraz w stacjach 110 kV/20 kV, 110 kV/15 kV i 110 kV/6 kV zaliczanych do stacji WN.

Schematy układów połączeń stacji elektroenergetycznych w podrozdziałach 3.4 i 3.5 są przedstawiane w formie uproszczonej, z uwzględnieniem jedynie takich urządzeń i aparatów, jak: transformatory, szyny zbiorcze, wyłączniki, odłączniki. Taki sposób przedstawienia jest uwarunkowany względami dydaktycznymi.

Układ z pojedynczym systemem szyn zbiorczych niesekcjonowany Układ z pojedynczym systemem szyn zbiorczych niesekcjonowanym, przedstawiony na rysunku 3.21, jest najprostszym i najtańszym układem szynowym. Taki układ stosuje się powszechnie przy zasilaniu rozdzielni z jednego źródła. Główne zalety układu wiążą się z praktycznie najmniejszymi z możliwych nakładami inwestycyjnymi oraz dużą przejrzystością układu, wykluczającą w zasadzie możliwość dokonania błędnych przełączeń, szczególnie wtedy, gdy są blokady ograniczające otwarcie odłączników przy załączonych wyłącznikach. Podstawową wadą takiego układu jest mała niezawodność. Każde zakłócenie obejmujące szyny zbiorcze lub dowolny z odłączników szynowych przyłączonych do tych szyn powoduje przerwę w pracy całej rozdzielni. Układ z pojedynczym systemem szyn zbiorczych niesekcjonowanym może być stosowany dla odbiorców o niewielkich wymaganiach dotyczących pewności dostawy energii lub mających inne, rezerwowe źródła zasilania.

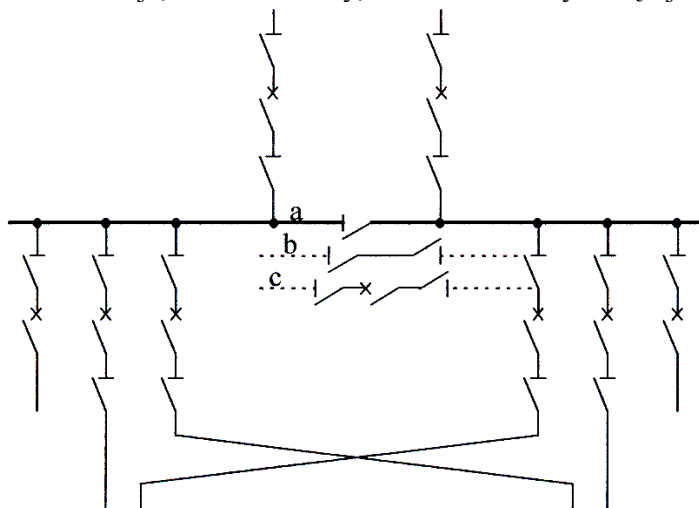


Rysunek 3.21. Układ z pojedynczym systemem

szyn zbiorczych niesekcjonowany

Układ z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowany Z układem z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowanym spotykamy się często przy zasilaniu stacji z dwóch lub więcej źródeł. W takiej sytuacji zwiększenie niezawodności zasilania pracy stacji uzyskuje się najczęściej poprzez sekcjonowanie szyn zbiorczych. W tym celu dzieli się szyny na sekcje zasilane z odrębnych źródeł energii. Podziału tego dokonuje się przez zainstalowanie w ciągu szyn zbiorczych odłącznika, dwóch odłączników lub wyłącznika z odłącznikami (rys. 3.22). Łączniki te nazywa się sekcyjnymi lub określa się jako sprzęgło podłużne. Łączniki sekcyjne w rozdzielniach NN i WN, ze względu na pewność zasilania, są najczęściej zamknięte, a w rozdzielnicach SN i nn (m.in. ze względu na wielkość prądów zwarciovych) są zazwyczaj otwarte.

Układy z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowanym są podzielone najczęściej na dwie sekcje, czasami na trzy, a nawet na cztery i więcej.



Rysunek 3.22. Układ z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowany:
a) odłącznikiem, b) dwoma odłącznikami, c) wyłącznikiem i odłącznikami (z dwoma sekcjami)

Układ z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowany z dwoma sekcjami

Przedstawiony na rysunku 3.22 pojedynczy system szyn zbiorczych przy zasilaniu z dwóch źródeł może być sekcjonowany odłącznikiem (a), dwoma odłącznikami (b) lub wyłącznikiem i odłącznikami (c).

Sekcje mogą być zasilane z dwóch oddzielnych transformatorów lub z jednego transformatora o dzielonych uzwojeniach strony wtórnej. W pierwszym przypadku wymaga się dodatkowo zbilansowania mocy odbiorników i transformatorów, a stacja może pracować w nie najbardziej korzystnych warunkach. Przy istnieniu łączników sekcyjnych w przypadkach zakłóceń na szynach lub w urządzeniach linii przyłączy-

nych do jednej z sekcji istnieje możliwość wyłączenia sekcji uszkodzonej i utrzymanie pracy stacji w drugiej sekcji. Odbiory ważne mogą być zasilane, w sposób „krzyżowy”, z dwóch różnych sekcji tej samej rozdzielni (rys. 3.22). Zaletą układu z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowanym (z dwoma sekcjami) polega przede wszystkim na poprawieniu jego niezawodności i zwiększeniu elastyczności. Przy szynach sekcjonowanych istnieje możliwość dokonywania dowolnych prac konserwacyjno-remontowych w polach jednej z sekcji przy normalnej pracy sekcji drugiej. Jedynie w wariantcie (a) przy uszkodzeniu czy przeglądach konserwacyjnych odłącznika sekcyjnego konieczne jest wyłączenie spod napięcia całej rozdzielni. Z tych względów celowe jest sekcjonowanie dwoma odłącznikami lub wyłącznikiem i odłącznikami.

Jedną z istotnych zalet układu jest zastosowanie wyłącznika sekcyjnego do sekcjonowania szyn zbiorczych. Taki sposób sekcjonowania umożliwia pracę rozdzielni przy połączonych sekcjach lub pracę z trwałym podziałem szyn zbiorczych oraz bardzo wydatne skrócenie przerw w pracy stacji przy wszelkiego rodzaju zakłóceniach.

Kluczową wadą układu z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowanym (z dwoma sekcjami) polega na tym, że każde zakłócenie obejmujące sekcję szyn zbiorczych lub dowolny z odłączników szynowych przyłączonych do tej sekcji szyn powoduje przerwę w pracy części stacji zasilanej z tej sekcji. Układ sekcjonowany nie daje możliwości rezerwowania wyłączników w polach liniowych i transformatorowych.

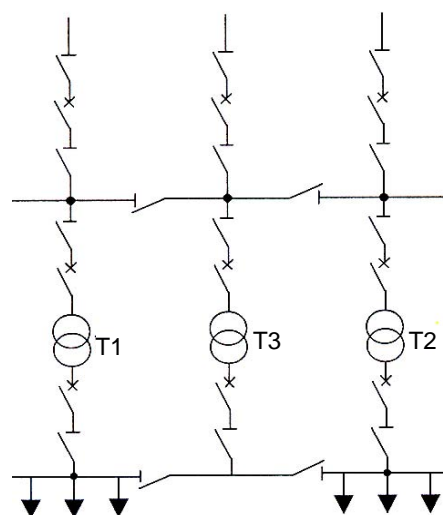
Układ z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowanym może być stosowany do odbiorców o niedużych wymaganiach dotyczących pewności dostawy energii lub posiadających inne, rezerwowe źródła zasilania.

Układ z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowany z trzema sekcjami

Układ z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowany występuje czasami jako rozwiązanie z trzema sekcjami (rys. 3.23). Układ ten jest stosowany w stacjach wyposażonych w trzy transformatory lub zasilanych trzema liniami, gdy wymagana jest duża pewność zasilania.

Zasilany z sekcji środkowej transformator (T3) stanowi przeważnie rezerwę każdego z pozostałych transformatorów.

Główną zaletą układu z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowanym, podzielonym na trzy sekcje, jest stosunkowo duża niezawodność takiego rozwiązania.



Rysunek 3.23. Układ z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowany (z trzema sekcjami)

Wadą natomiast jest przede wszystkim to, że prawidłowa praca takiego układu wymaga stosunkowo złożonych układów zabezpieczeń i automatyki.

Układ z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowany (z trzema sekcjami) jest w Polsce mało rozpowszechniony.

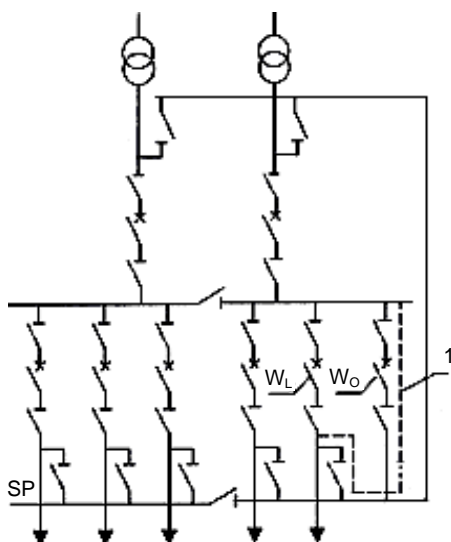
Układ z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowany z szyną pomocniczą (obejściową)

Stosowanie układów szyn zbiorczych z szyną pomocniczą ma swoją przyczynę w analizie eksploatacyjnej pracy stacji elektroenergetycznej. Szyny zbiorcze są prostym i niezawodnym elementem stacji. Grupę urządzeń, która wymaga stosunkowo częstych przeglądów konserwacyjnych i długotrwałych napraw, stanowią natomiast wyłączniki. Układy sekcjonowane nie zapewniają możliwości napraw wyłączników w polach liniowych bądź transformatorowych bez konieczności wyłączenia poszczególnych linii lub transformatorów.

W takiej sytuacji wzbogacenie układu stacji o szyny pomocnicze (obejściowe) wraz z jednym lub dwoma wyłącznikami obejściowymi (rezerwowymi) ma wszelkie zalety układu podstawowego i umożliwia przeglądy oraz naprawy wyłączników w polach liniowych i polach transformatorowych bez konieczności wyłączenia tych linii spod napięcia. Wyłącznikiem obejściowym (rezerwowym) można zastąpić dowolny wyłącznik w polu liniowym.

Na rysunku 3.24 przedstawiono układ z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowany z szyną pomocniczą. Układ taki występuje stosunkowo rzadko w praktyce, z racji zwiększonych nakładów inwestycyjnych takiego rozwiązania. Podstawową zaletą tego układu jest zwiększona niezawodność zasilania poprzez możliwość rezerwowania wyłączników liniowych przez wyłącznik obejściowy zlokalizowany w specjalnie do tego celu przeznaczonym polu sprzęgającym systemy szyn SZ i SP nazywanym niekiedy polem szyny pomocniczej.

Na rysunku 3.24 przedstawiono drogę przepływu prądu w sytuacji, gdy wyłącznik liniowy W_L poddawany jest naprawie lub przeglądowi konserwacyjnemu i został zastąpiony przez wyłącznik obejściowy W_O . Prąd przepływa przy załączonym wyłączniku obejściowym i zamkniętych stosownych odłącznikach.



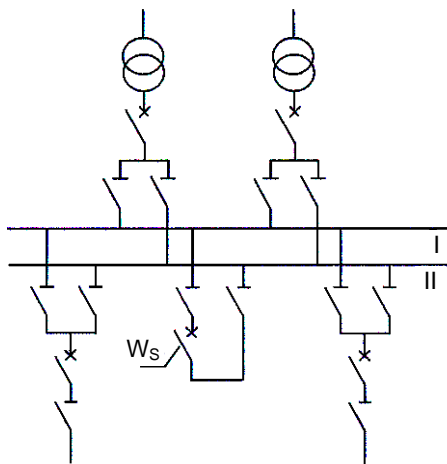
Rysunek 3.24. Układ z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowany z szyną pomocniczą (SP) z odrębnym polem sprzęgającym i wyłącznikiem obejściowym (rezerwowym) W_O ;
 W_L – wyłącznik liniowy; 1 – droga przepływu prądu przy niesprawnym wyłączniku W_L

3.4.2. UKŁADY Z PODWÓJNYM SYSTEMEM SZYN ZBIORCZYCH

Jedną z wad rozdzielni o pojedynczych systemach szyn zbiorczych jest występowanie przerw w zasilaniu odbiorców w razie uszkodzeń szyn zbiorczych lub urządzeń przyłączonych bezpośrednio do szyn (odłączników szynowych). Sekcjonowanie szyn zbiorczych ogranicza wprawdzie występowanie przerw w dostawie energii tylko dla odbiorców zasilanych z danej sekcji, lecz wady układu całkowicie nie eliminuje. Nic nie zmienia w tym względzie również zastosowanie szyny pomocniczej, które pozwala jedynie na zastąpienie dowolnego pola liniowego odrębnym polem szyny pomocniczej. Zastosowanie układów z podwójnym lub potrójnym systemem szyn zbiorczych umożliwi pełne rezerwowanie szyn zbiorczych.

Układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych niesekcjonowany

Przedstawiony na rysunku 3.25 podwójny system szyn zbiorczych jest stosowany w stacjach wymagających dużej pewności zasilania. Zwykle w takim układzie jeden z systemów szyn jest systemem roboczym, a drugi rezerwowym.



Rysunek 3.25. Układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych niesekcjonowany:
 W_s – wyłącznik systemowy

Charakterystyczną cechą rozdzielni z podwójnym systemem szyn zbiorczych jest połączenie każdego pola z obydwoma systemami za pomocą odłączników szynowych. Systemy szyn mogą być ze sobą połączone wyłącznikiem systemowym (poprzecznym wyłącznikiem sprzęgłowym). Połączenie to jest nazywane sprzęgłem poprzecznym.

Podwójny system szyn zbiorczych ma wiele zalet, do których zalicza się:

- możliwość szybkiego przywrócenia zasilania odbiorców w razie zwarcia lub innych zakłóceń w systemie roboczym szyn zbiorczych;

- możliwość przeniesienia obciążenia z jednego systemu szyn na drugi bez przerwy w zasilaniu odbiorców;
- możliwość dokonywania prac konserwacyjnych i remontowych kolejno na obydwu systemach szyn, bez przerwy w pracy rozdzielni;
- możliwość rozdzielenia źródeł zasilania i odbiorców na dwie niezależne grupy, przez co uzyskuje się zmniejszenie mocy zwarciovych na szynach zbiorczych;
- możliwość wydzielenia grupy odbiorców o częstych i znacznych zmianach obciążenia;
- możliwość dokonywania przeglądów i napraw wyłączników liniowych bez długotrwałych przerw w pracy linii, po zastosowaniu bocznikowania zacisków przyłączeniowych wyłącznika.

Układy z podwójnym systemem szyn zbiorczych nie są pozbawione wad. Wiążą się one z jednej strony z eksploatacją stacji, a z drugiej – z aspektami ekonomicznymi. Minusem jest to, że w przypadkach zwarć w systemie roboczym następuje przerwa w zasilaniu wszystkich odbiorców. Wznowienie zasilania wymaga określonego czasu, niezbędnego na dokonanie odpowiednich przełączeń. Inną wadą układu jest stosunkowo wysoki stopień złożoności układu. Realizacja systemowych przełączeń linii i transformatorów wiąże się z koniecznością wykonania dużej liczby manipulacji łączeniowych odłącznikami, stwarzających możliwość wywołania zakłóceń w wyniku błędnych czynności łączeniowych. Taka sytuacja może wystąpić w razie braku odpowiedniego systemu blokowania (ryglowania) odłączników. Jego zastosowanie w stacji elektroenergetycznej znacznie ogranicza niektóre wady układu w tym względzie. Największą wadą układu jest stosunkowo duży koszt takiego rozwiązania, większy średnio o 25% od kosztu układu z pojedynczym systemem szyn zbiorczych. Inna wada dotyczy rozdzielni napowietrznych. Rozdzielnie realizowane w układzie z podwójnym systemem szyn zbiorczych zajmują średnio o 20% więcej terenu niż analogiczne rozwiązania z pojedynczym systemem szyn zbiorczych.

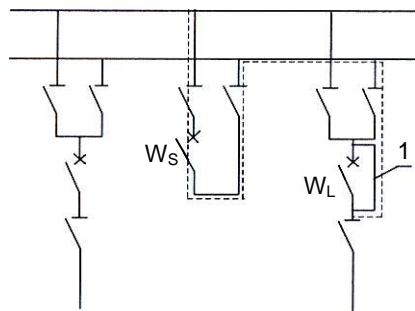
Istotną cechą układu z podwójnym systemem szyn zbiorczych jest wyposażenie go w wyłącznik systemowy spełniający wiele istotnych i ważnych zadań. W normalnych warunkach pracy stacji wyłącznik systemowy jest wyłączony. Wyłącznik systemowy umożliwia realizację następujących czynności:

- przeniesienie obciążenia z jednego systemu szyn na drugi, bez przerwy w zasilaniu odbiorców;
- zastąpienie na czas naprawy dowolnego wyłącznika liniowego;
- połączenie obydwu systemów szyn do pracy równoległej.

Przeniesienie obciążenia z systemu roboczego (system I) na system rezerwowego (system II) wymaga realizacji następujących czynności łączeniowych:

1. Zamknięcie odłączników w polu wyłącznika systemowego, a następnie załączenie wyłącznika systemowego w celu połączenia obydwu systemów.
2. Zamknięcie odłączników szynowych należących do systemu II.
3. Otwarcie odłączników szynowych należących do systemu I.

4. Wyłączenie wyłącznika systemowego, a następnie otwarcie odłączników tego pola. Zastąpienie na czas naprawy dowolnego wyłącznika liniowego przez wyłącznik systemowy może nastąpić po uprzednim wykonaniu połączenia bocznikującego jego zaciski przyłączeniowe. Na rysunku 3.26 przedstawiono drogę przepływu prądu w omawianej sytuacji. Niezbędne są odpowiednie prace przygotowawcze i czynności łączeniowe, powodujące dwie przerwy w zasilaniu odbiorców konieczne na wykonanie, a następnie usunięcie prowizorycznego zbocznikowania zacisków przyłączeniowych wyłącznika liniowego.



Rysunek 3.26. Przykład zastosowania wyłącznika systemowego W_s do zastąpienia uszkodzonego wyłącznika W_L (1 – prowizoryczne połączenie bocznikujące)

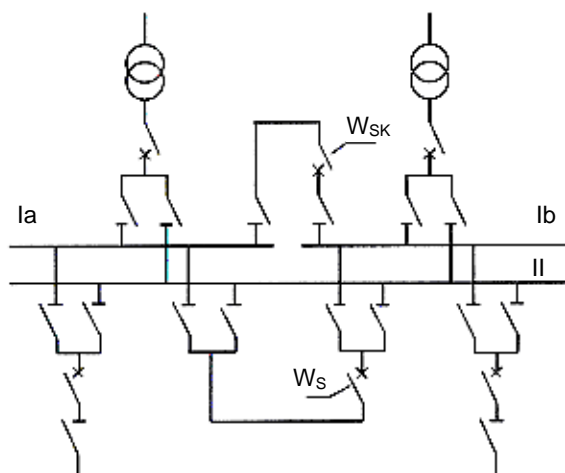
Przedstawione rozwiązanie stanowi alternatywę dla szyn pomocniczych. Stosowanie obejścia w poszczególnych polach umożliwiające utrzymanie pracy pola w czasie naprawy lub przeglądu konserwacyjnego wyłącznika liniowego z zastosowaniem wyłącznika systemowego jest wprawdzie ze względu na eksploatację mniej elastyczne i wygodne, ale przede wszystkim zdecydowanie mniej kosztowne. W praktyce eksploatacyjnej stosunkowo często stosuje się zatem różnorodne, indywidualne obejścia ruchome, zakładane w określonych warunkach eksploatacyjnych oraz przy planowanych remontach i konserwacji aparatów i urządzeń.

Połączenie obydwu systemów szyn do pracy równoległej odbywa się poprzez zamknięcie odłączników w polu wyłącznika systemowego, a następnie załączenie wyłącznika systemowego. W takiej sytuacji obydwa systemy szyn są systemami roboczymi.

Układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych sekcjonowany

Zalety i możliwości ruchowe układu z podwójnym systemem szyn zbiorczych powiększają się przez zastosowanie sekcjonowania jednego systemu szyn. System sekcjonowany jest zwykle systemem roboczym, natomiast niesekcjonowany rezerwowym. Najlepsze rozwiązanie w tym względzie stanowi układ przedstawiony na rysunku 3.27, gdzie sekcjonowanie systemu szyn odbywa się za pomocą wyłącznika

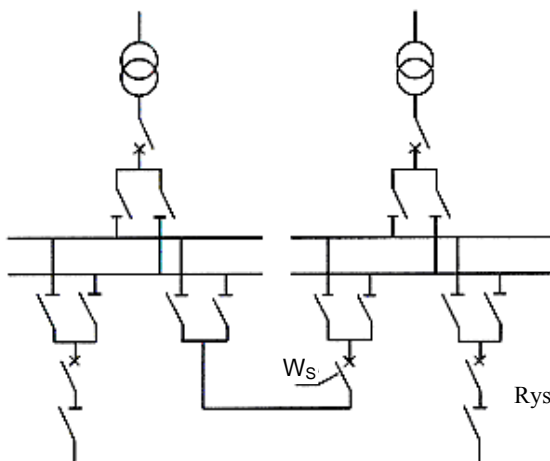
sekcijnego i odłączników. Stosowane jest również drugie rozwiązanie z wykorzystaniem do tego celu jedynie odłącznika. Podstawowa zaleta układu z podwójnym systemem szyn zbiorczych sekcjonowanym wiąże się z jego większą elastycznością i polega na umożliwieniu dokonywania wielu połączeń i sposobów zasilania odbiorców. Główna wada eksploatacyjna układu wynika z jego złożoności i wiąże się z komplikacjami obsługi rozdzielni i stworzeniem możliwości powstania zakłóceń powodowanych błędnymi czynnościami łączeniowymi.



Rysunek 3.27. Układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych sekcjonowany:

W_S – wyłącznik systemowy, W_{SK} – wyłącznik sekcyjny

Jeszcze lepsze możliwości ruchowe układu z podwójnym systemem szyn zbiorczych uzyskuje się przez zastosowanie sekcjonowania dwóch systemów szyn (rys. 3.28).



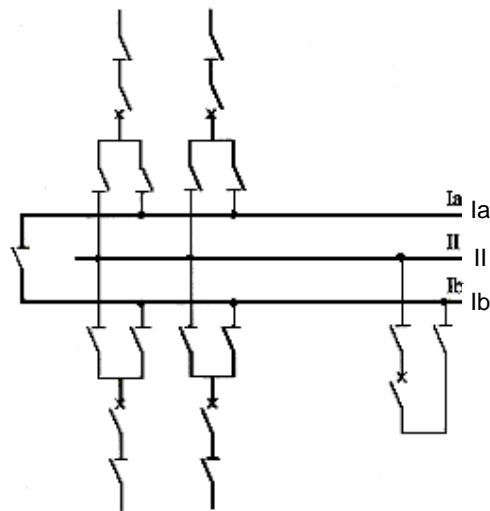
Rysunek 3.28. Układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych sekcjonowany:

W_S – wyłącznik systemowo-sekcyjny

Układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych – układ U

Przedstawiony na rysunku 3.29 układ U stanowi, stosowaną niekiedy, szczególnie w dużych stacjach elektroenergetycznych, odmianę układu szynowego z podwójnym systemem szyn zbiorczych. Jego nazwa pochodzi od kształtu systemu szyn zewnętrznych układu przypominającego obróconą o 90° literę U.

Podstawowa zaleta tego rozwiązania wynika z tego, że układ U umożliwia wykorzystanie jednej podziałki (przeźrenia pola) szyn zbiorczych rozdzielni do wyprowadzenia linii w przeciwnych kierunkach. Dzięki temu uzyskuje się znaczne zmniejszenie długości rozdzielni, przy niewielkim zwiększeniu jej szerokości.



Rysunek 3.29. Układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych w kształcie U

Wady układu wiążą się z utrudnionym dostępem do wewnętrznego systemu szyn przy pracy systemu zewnętrznego oraz ograniczonym obszarem stosowania tych układów do stacji napowietrznych. Inną wadą jest trudność w sekcjonowaniu wewnętrznego systemu szyn zbiorczych.

Układ U jest stosowany w energetyce zawodowej w dużych rozdzielniach 110 kV i 220 kV o dużej liczbie linii, ograniczonym terenie i potrzebie wyprowadzenia linii w różnych kierunkach.

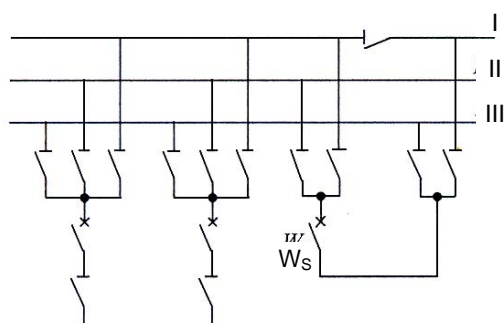
3.4.3. UKŁADY Z POTRÓJNYM SYSTEMEM SZYN ZBIORCZYCH

Zastosowanie układu trójsystemowego w stacjach elektroenergetycznych stanowi dalszy sposób rezerwowania szyn zbiorczych i zwiększenia elastyczności oraz zdolności ruchowych stacji. Na rysunku 3.30 przedstawiono jedno z możliwych rozwiązań takiego układu – układ z potrójnym systemem szyn zbiorczych, w którym pierwszy system jest sekcjonowany odłącznikiem, a dwa pozostałe – niesekcjonowane. Pierwsze dwa systemy (I, II) są zwykle systemami roboczymi, a trzeci (III) jest rezerwowym. Dodatkowo w układzie występuje sprzęgło z wyłącznikiem systemowo-sekcyjnym.

Podstawowe zalety układu trójsystemowego wynikają z większej niezawodności rozdzielni trójsystemowych niż dwusystemowych oraz z poprawy zdolności ruchowych stacji elektroenergetycznych.

Wada takiego rozwiązania wynika z tego, że rozdzielnie trójsystemowe charakteryzują się jeszcze większą złożonością wszelkiego rodzaju przełączeń. Powoduje to możliwość dokonania błędnych czynności łączeniowych. Dodatkowo układ stacji staje się mało przejrzysty, szczególnie po zastosowaniu różnych złożonych sprzęgieł systemowo-sekcyjnych. Rozwiązanie takie charakteryzują ponadto zwiększone nakłady inwestycyjne.

Układ jest stosowany w dużych rozdzielniach elektrownianych, niekiedy w bardzo dużych stacjach zasilających ogromne zakłady przemysłowe. Obecnie nie znajduje większego uznania ani u projektantów, ani w eksploatacji.



Rysunek 3.30. Układ z potrójnym systemem szyn zbiorczych:
 W_s – wyłącznik systemowo-sekcyjny

3.4.4. UKŁADY WIELOWYŁĄCZNIKOWE

W rozdzielniach o szczególnie dużych wymaganiach dotyczących niezawodności pracy są czasami stosowane, na bazie układów z podwójnym systemem szyn zbiorczych, rozwiązania wielowyłącznikowe. Cechą charakterystyczną tych układów jest to, że każde pole jest przyłączone do rozdzielni przez więcej niż jeden wyłącznik. W Polsce spotyka się układ z dwoma wyłącznikami na jedno pole i jego odmianę oszczędnościową – układ półtorawyłącznikowy.

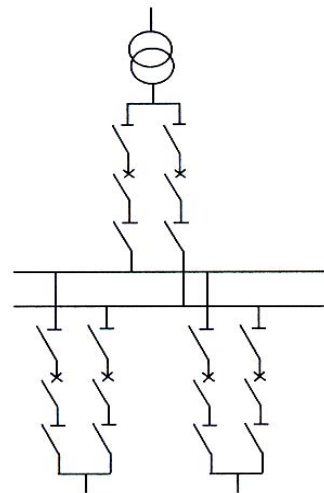
Układy z dwoma wyłącznikami na jedno pole

W rozdzielniach 400 kV są niekiedy stosowane, przedstawione na rysunku 3.31, rozwiązania z rezerwą wyłącznikową w każdym polu. Jest to układ z dwoma wyłącznikami na jedno pole. W normalnych warunkach pracy obydwie systemy znajdują się pod napięciem i obydwie wyłączniki są załączone. W przypadkach zakłócenia na jednym systemie szyn następuje wyłączenie wyłączników przyłączonych do tego systemu, co nie powoduje przerwy w pracy rozdzielni i linii, gdyż są one dalej zasilane z drugiego systemu szyn.

Podstawowe zalety układu wiążą się z jego dużą niezawodnością, elastycznością i ułatwioną eksploatacją. Wykonywanie manipulacji łączeniowych (manewrowanie)

odłącznikami nie jest potrzebne podczas normalnej pracy rozdzielni, dlatego ograniczona jest możliwość wywołania zakłóceń w wyniku błędnych czynności łączeniowych.

Podstawową wadą układu jest jego duży koszt. Koszt wyłącznika kształtuje się średnio na poziomie 30÷40% kosztu pola [16], dlatego układ z dwoma wyłącznikami jest mało rozpowszechniony.

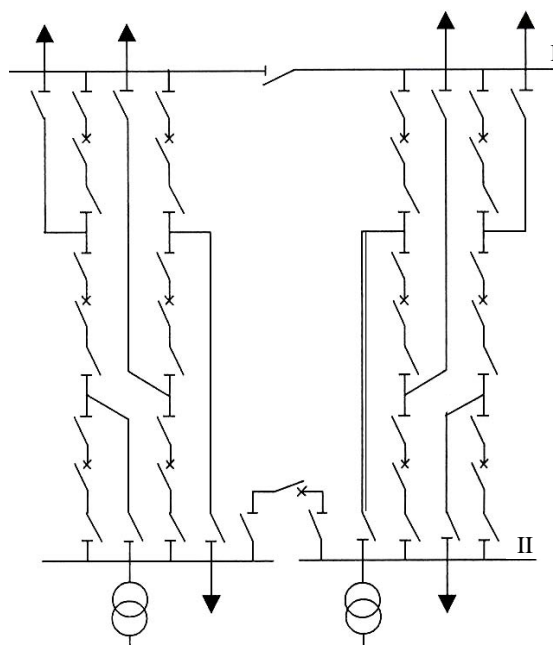


Rysunek 3.31. Układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych z dwoma wyłącznikami na jedno pole

Układy półtorawyłącznikowe W rozdzielniach 400 kV są czasami stosowane, przedstawione na rysunku 3.32, rozwiązania oszczędnościowe układu z dwoma wyłącznikami na jedno pole. Jest to tak zwany układ półtorawyłącznikowy z trzema wyłącznikami na dwa pola. Rozwiązanie to opiera się na powtarzającym się module (gałęzi) łączącym dwa systemy szyn zbiorczych i wyposażonych w trzy wyłączniki z przynależnymi odłącznikami (po dwa na każdy wyłącznik). Aparaty te tworzą trzy mostki służące do przyłączenia do gałęzi dwóch pól, na jedno pole przypada zatem 3/2 wyłącznika.

W przypadkach zakłócenia na jednym systemie szyn następuje wyłączenie najbliższych wyłączników przyłączonych do tego systemu, co nie powoduje przerwy w pracy rozdzielni.

Największą zaletą układu wiąże się z jego dużą niezawodnością, wadą natomiast jest duży koszt takiego rozwiązania. Układ półtorawyłącznikowy występuje wprawdzie częściej niż układ z dwoma wyłącznikami na pole, ale jest również mało rozpowszechniony.



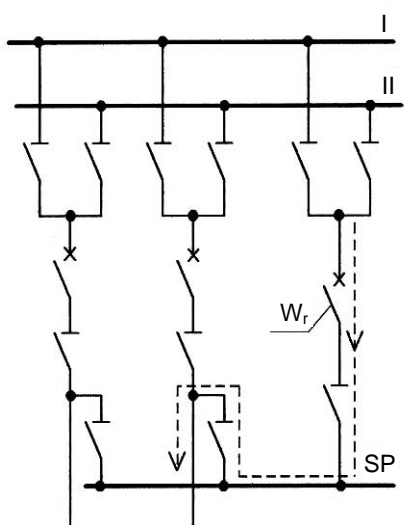
Rysunek 3.32. Układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych z trzema wyłącznikami na dwa pola

3.4.5. UKŁADY SZYNOWE Z SYSTEMAMI POMOCNICZYMI SZYN ZBIORCZYCH

Zastosowanie dodatkowego systemu szyn, nazywanego pomocniczym lub obejściowym, umożliwi rezerwowanie wszystkich łączników liniowych jednym wyłącznikiem. W literaturze i praktyce eksploatacyjnej spotyka się trzy nazwy tego wyłącznika: rezerwowy, obejściowy lub pomocniczy. Rozwiązania takie są stosowane w stacjach WN i NN w układach z podwójnym lub potrójnym systemem szyn zbiorczych. Szyny pomocnicze (obejściowe) wraz z wyłącznikami obejściowymi pozwalają na zwiększenie pewności zasilania układu poprzez umożliwienie przeglądów i napraw wyłączników liniowych lub transformatorowych bez konieczności wyłączenia linii spod napięcia. Stanowią proste i niezawodne rozwiązanie zapewniające w pełni rezerwowanie wyłączników liniowych.

Rezerwowanie w układach z podwójnym systemem szyn zbiorczych jest realizowane dwoma sposobami: za pomocą wyłącznika rezerwowego, zlokalizowanego w odrębnym polu sprzęgającym system szyn zbiorczych z szyną pomocniczą, lub w układzie z wzajemnym rezerwowaniem wyłączników.

W układzie przedstawionym na rysunku 3.33 rozdzielnia jest wyposażona w specjalne pole z wyłącznikiem pomocniczym W_r , stosowanym do połączenia dowolnego



systemu roboczego szyn zbiorczych z szyną pomocniczą. Na rysunku tym przedstawiono także drogę przepływu prądu w sytuacji, gdy wyłącznik liniowy jest poddawany remontowi lub przeglądowi konserwacyjnemu i został zastąpiony przez wyłącznik pomocniczy. Prąd przepływa przy założonym wyłączniku rezerwowym i zamkniętych stosownych odłącznikach. „Zamiana” wyłączników dokonuje się bez przerw w dostawie energii odbiorcom zasilanym z linii, której wyłącznik jest poddawany czynnościom konserwacyjnym.

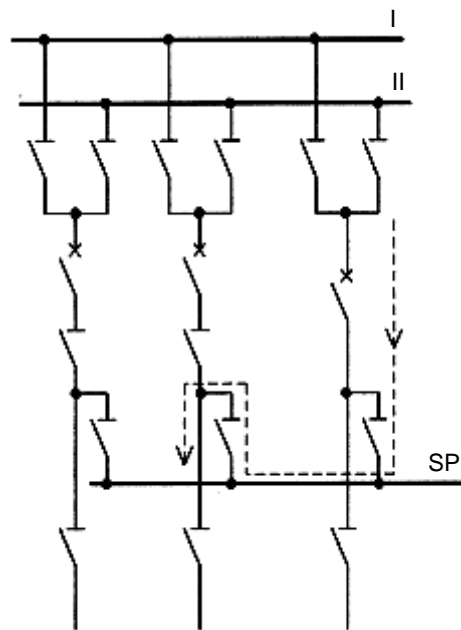
Rysunek 3.33. Układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych i z szyną pomocniczą SP z odrębnym polem i wyłącznikiem rezerwowym W_r

W układzie przedstawionym na rysunku 3.34 zastosowane jest oszczędnościowe rozwiązanie wykorzystujące wzajemne rezerwowanie wyłączników. Oparte jest na spostrzeżeniu, że w rozdzielni o znacznej liczbie pól znajduje się co najmniej jedno pole z wyłącznikiem niepracującym lub które można wyłączyć bez większych strat, a wyłącznik tego pola wykorzystać jako rezerwowy do zasilania linii o istotnym znaczeniu. Na rysunku 3.34 przedstawiono też drogę przepływu prądu w sytuacji, gdy

wyłącznik liniowy jest poddawany remontowi lub przeglądowi konserwacyjnemu i został zastąpiony przez inny wyłącznik liniowy wykorzystywany jako rezerwowo. „Zamiana” wyłączników dokonuje się bez przerw w dostawie energii odbiorcom zasilanym z linii, której wyłącznik jest remontowany.

Spośród przedstawionych rozwiązań rezerwowania wyłączników liniowych w układach z szyną pomocniczą powszechnie stosuje się pierwsze, drugie natomiast jedynie sporadycznie. Czasami, ze względów oszczędnościowych, stosuje się pomocnicze szyny zbiorcze nie na całej długości rozdzielni, a tylko na pewnej jej długości. Są to szyny pomocnicze szczątkowe. Umożliwia to rezerwowanie jedynie części pól rozdzielni związanych z transformatorami zasilającymi lub zasilającymi odbiorców o szczególnie dużych wymaganiach dotyczących pewności zasilania.

Rysunek 3.34. Układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych i z szyną pomocniczą SP bez odrębnego pola z wyłącznikiem rezerwowym



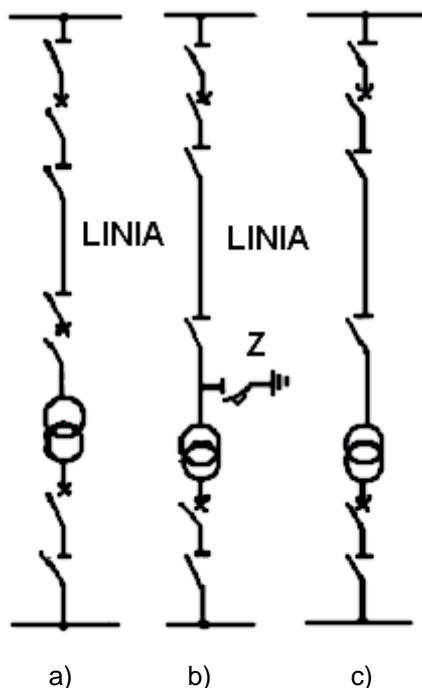
Podstawowa zaleta układów z szyną pomocniczą wynika z ich dużej niezawodności i elastyczności. Możliwość rezerwowania wyłączników w każdym polu rozdzielni zwiększa w bardzo istotny sposób niezawodność zasilania odbiorców. Największą wadą tych układów jest natomiast ich duży koszt.

3.5. UKŁADY BEZSZYNOWE

3.5.1. UKŁADY BLOKOWE

Układy blokowe linia–transformator stosuje się w stacjach zasilanych jedną linią. Charakteryzują się one szeregowym połączeniem wszystkich elementów obwodu głównego bez pośrednictwa szyn zbiorczych. Najczęściej rozwiązania takie są stosowane w małych stacjach 110 kV oraz w oddziałowych stacjach przemysłowych i stacjach wiejskich średnich napięć. Stanowią również przeważnie pierwszy etap budowy rozdzielni 110 kV. W końcowym etapie mogą być rozbudowane do układów mostkowych lub szynowych.

Przedstawione na rysunku 3.35 układy blokowe dla sieci 110 kV są realizowane w trzech postaciach: z wyłącznikiem, uproszczonego ze zwiernikiem oraz uproszczonego z odłącznikiem.



Pierwsze rozwiązanie jest najlepsze w obrębie układów blokowych pod względem eksploatacyjnym, dlatego obecnie jest często stosowane.

Drugi sposób był szczególnie popularny w przeszłości. Aby nie stosować stosunkowo drogiego wyłącznika przy transformatorze, w układzie linia–transformator instalowano często jedynie zwierniki współpracujące z prostymi zabezpieczeniami. W razie uszkodzeń lub zakłóceń w pracy transformatora powodują one metaliczne zwarcia z ziemią, wywołujące działanie odpowiednich zabezpieczeń w stacji zasilającej i wyłączenie linii. Rozwiązania te są jednak bardzo uciążliwe w eksploatacji i obecnie zaniechano ich stosowania.

Rysunek 3.35. Układ jednoblokowy: a) z wyłącznikiem, b) uproszczonego ze zwiernikiem (Z – zwiernik), c) uproszczonego z odłącznikiem

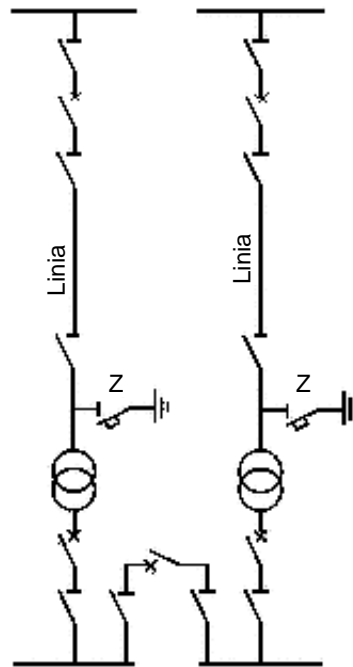
Trzeci układ ma bardzo ograniczone zastosowanie do krótkich linii 110 kV wyposażonych w specjalne łącze teletechniczne od zabezpieczeń do wyłącznika. W razie zwarcia w transformatorze impuls jest przekazywany tym łączem do stacji zasilającej i powoduje wyłączenie linii.

Główne zalety układu blokowego to z jednej strony jego prostota, a z drugiej – małe koszty inwestycyjne, które uzyskano dzięki ograniczeniu liczby aparatów, zastosowaniu najtańszej aparatury rozdzielczej, braku rozdzielni z szynami zbiorczymi oraz braku odpowiednich konstrukcji wsporczych.

Największą wadą układu blokowego jest stosunkowo mała pewność pracy. W rozwiązaniu tym nie ma możliwości wzajemnego rezerwowania poszczególnych elementów stacji po stronie wyższego napięcia, nawet przy dwóch liniach zasilających. Wskazane jest wzajemne rezerwowanie po stronie niższego napięcia.

Układ blokowy stanowi najtańsze rozwiązanie układu połączeń stacji elektroenergetycznej.

Przy zasilaniu dwoma liniami można stosować układ dwublokowy przedstawiony na rysunku 3.36. Zastosowanie takiego układu poprawia nieznacznie niezawodność pracy stacji.



Rysunek 3.36. Układ dwublokowy ze zwiernikiem:
Z – zwiernik

3.5.2. UKŁADY MOSTKOWE

Układy mostkowe stosuje się głównie w rozdzielniach 110 kV oraz małych rozdzielniach 220 kV zasilanych dwiema liniami.

Niezawodność pracy stacji o układzie połączeń z dwoma blokami linia–transformator znacznie się zwiększa przez zastosowanie poprzecznego połączenia linii w stacji odbiorczej. Dzięki temu uzyskuje się możliwość wzajemnego rezerwowania zarówno linii, jak i transformatorów. Połączenie takie jest realizowane poprzez zainstalowanie dwóch odłączników lub wyłącznika z odłącznikami. W taki sposób tworzy się układ mostkowy H.

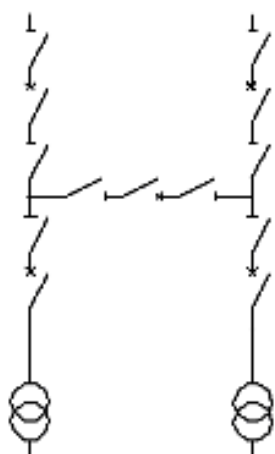
Układy mostkowe powstają więc przez połączenie dwóch układów blokowych za pomocą poprzecznego połączenia. Możliwości eksploatacyjne układów mostkowych zależą ściśle od liczby i rodzaju zastosowanych łączników. Łącznikami decydującymi o walorach eksploatacyjnych układu są wyłączniki.

W zależności od rodzaju i liczby zainstalowanych łączników w polach liniowych i transformatorowych oraz poprzeczce uzyskuje się różne układy, o zróżnicowanych właściwościach i możliwościach eksploatacyjnych, określone wspólną nazwą układów mostkowych.

W układzie mostkowym wyłączniki mogą być umieszczone w polach liniowych, w polach transformatorowych i poprzeczce. W zależności od liczby zainstalowanych wyłączników rozróżnia się układy:

- jednowyłącznikowe (H1),
- dwuwyłącznikowe (H2),
- trójwyłącznikowe (H3),
- czterowyłącznikowe (H4),
- pięciowyłącznikowe (H5).

W układzie H1 wyłącznik znajduje się w poprzeczce. W układzie H2 wyłączniki mogą być umieszczone albo w polach liniowych, albo w polach transformatorowych,



wówczas dla odróżnienia taki układ określa się jako H2t.

W układzie H3 wyłączniki są zlokalizowane w polach liniowych lub poprzeczce albo w polach transformatorowych i poprzeczce (układ H3t). W układzie H4 wyłączniki są umieszczone w polach liniowych i polach transformatorowych, a w układzie H5 dodatkowo jeszcze w poprzeczce. Przedstawiony na rysunku 3.37 układ H5 jest układem mostkowym pełnym i ma najlepsze parametry eksploatacyjne. Jeśli w polach transformatorowych nie zastosowano wyłączników, to stosuje się odłączniki z napędem szybkim. W poprzeczce umieszczone są dwa odłączniki albo wyłącznik z dwoma odłącznikami.

Rysunek 3.37. Układ mostkowy pełny H5

W układach mostkowych, w zależności od potrzeb oraz okoliczności, możliwa jest praca:

- dwóch linii i dwóch transformatorów, przy otwartej poprzeczce,
- dwóch linii i dwóch transformatorów, przy zamkniętej poprzeczce (praca równoległa),
- dwóch linii i jednego transformatora,
- jednej linii i dwóch transformatorów,
- jednej linii i jednego transformatora,
- dwóch linii, przy przelotowym przesyle energii.

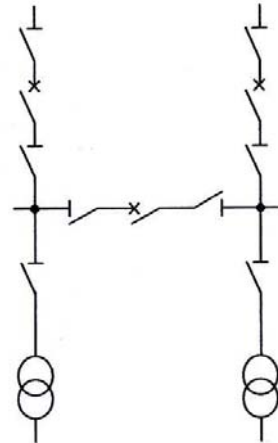
Zróżnicowane walory eksploatacyjne układów mostkowych najlepiej prześledzić na bardzo popularnym w małych stacjach 110 kV układzie mostkowym H3, analizując jego dwie odmiany.

W przedstawionym na rysunku 3.38 układzie H3 zwarcie w linii powoduje samoczynne zadziałanie odpowiedniego wyłącznika liniowego. Obydwa transformatory mogą pracować zasilane jedną linią pod warunkiem, że prądy znamionowe łączników liniowych i obciążalności linii są dobrane z uwzględnieniem możliwości takiej pracy. W przypadku zwarcia w transformatorze sposób pracy układu zależy od sposobu na-

stawienia zabezpieczeń w liniach i w poprzeczce. Często jednak zwarcie w transformatorze powoduje wyłączenie jednocześnie uszkodzonego transformatora i zasilającej go linii.

Celowe wyłączenie transformatora bez wyłączenia linii jest możliwe wtedy, gdy dopuszczalne jest przerwanie odłącznikiem prądu pracy jałowej transformatora.

Ze względu na swoje walory eksploatacyjne układ jest stosowany w stacjach końcowych o równomiernym i znacznym obciążeniu transformatorów, niewymagających częstych wyłączeń jednego nich.

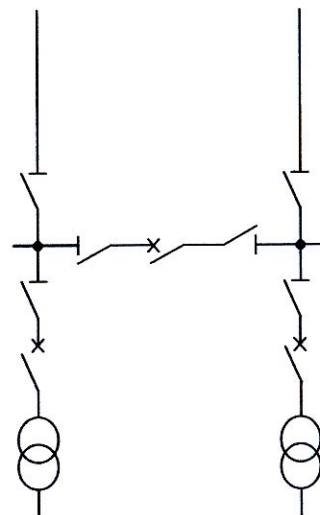


Rysunek 3.38. Układ mostkowy uproszczony H3

W przedstawionym na rysunku 3.39 układzie H3t przy zwarcu w linii sposób pracy układu zależy od sposobu nastawienia zabezpieczeń w transformatorach i w poprzeczce. Często jednak następuje jednocześnie wyłączenie linii i odpowiedniego transformatora, który może być włączony ponownie do ruchu po wykonaniu kilku manipulacji łączeniowych. Zwarcie w transformatorze nie powoduje wyłączenia żadnej linii i przerwy w przesyłce energii liniami.

Wyłączenie jednego transformatora nie wymaga wyłączenia żadnej linii.

Z tych względów układ nadaje się do stosowania w stacjach przelotowych, przy silnie zmiennym w czasie obciążeniu transformatorów, uzasadniających celowość ich częstych załączeń i wyłączeń.



Rysunek 3.39. Układ mostkowy uproszczony H3t

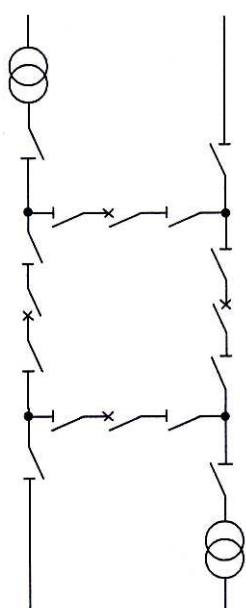
Główna zaleta układu mostkowego wynika z mnogości stosowanych rozwiązań dostosowanych do potrzeb eksploatacyjnych. Inne zalety układu to jego prostota i stosunkowo niewielki koszt.

Do wad zalicza się utrudnioną eksploatację układów mostkowych przy rozwiązaniach uproszczonych oraz jego ograniczoną niezawodność. W układach mostkowych nie ma jawnego rezerwowania żadnego wyłącznika. W ograniczonym zakresie funkcję tę spełnia wyłącznik zlokalizowany w poprzeczce.

W celu eliminacji wad układów mostkowych uproszczonych są stosowane układy z pięcioma wyłącznikami (H5).

3.5.3. UKŁADY WIELOBOKOWE

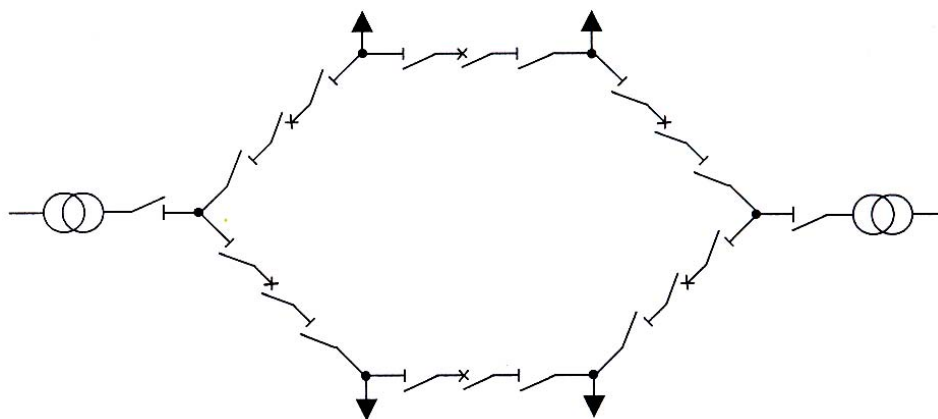
Układy wielobokowe stosuje się niekiedy w rozdzielniach 400 kV. W Polsce spotykane są rozwiązania w kształcie czworoboku z dwiema liniami i z dwoma transformatorami, przedstawione na rysunku 3.40, oraz w kształcie trójkąta z dwoma liniami i jednym transformatorem. W Rosji, USA i Kanadzie w rozdzielniach najwyższych napięć bywają też stosowane układy w kształcie sześcioboku z dwoma lub trzema transformatorami oraz odpowiednio z czterema lub trzema liniami. Przykład takiego układu przedstawiono na rysunku 3.41.



Cechą charakterystyczną tych układów jest to, że niezależnie od kształtu wieloboku, w każdym jego boku znajduje się wyłącznik i dwa odłączniki. Linie i transformatory są przyłączone do wierzchołków wieloboku. Stacja w normalnych warunkach pracuje przy zamkniętych wszystkich łącznikach.

Zakłócenia w pracy linii lub transformatorów układu w kształcie czworoboku (rys. 3.40) powodują działanie dwóch wyłączników zlokalizowanych w polach bezpośrednio z nimi połączonych, przy zachowaniu ciągłości pracy wszystkich pozostałych elementów układu. Szczególnie niekorzystnym zakłóceniem jest zwarcie w dowolnym wyłączniku. Powoduje to konieczność działania dwóch wyłączników w sąsiednich bokach wieloboku, co wiąże się z wyłączeniem dwóch pól przylegających do uszkodzonego wyłącznika. Szybkie przywrócenie pełnej pracy stacji nie sprawia jednak dużych kłopotów.

Rysunek 3.40. Układ wielobokowy o kształcie czworoboku



Rysunek 3.41. Układ wielobokowy o kształcie sześcioboku

Układy wielobokowe odznaczają się pewnymi zaletami, do których się zalicza:

- możliwość rezerwowania wyłączników,
- wykonywanie wyłącznikami wszelkich czynności łączeniowych związanych ze zmianą układu połączeń stacji,
- duża niezawodność pracy stacji.

Rezerwowanie wyłączników jest możliwe dzięki temu, że każde pole może być obsługiwane przez dwa wyłączniki, znajdujące się w bokach wieloboku łączących się z wierzchołkiem, do którego jest przyłączona linia lub transformator.

Manipulowanie odłącznikami jest możliwe, jedynie w stanie bezprądowym, przy wyłączonych wyłącznikach, dlatego w takiej rozdzielni nie występuje zagrożenie dokonania błędnych czynności łączeniowych odłącznikami.

Układy wielobokowe mają wady, do których się zalicza:

- konieczność doboru aparatury na sumaryczne obciążenie węzła,
- bardzo ograniczona możliwość rozbudowy rozdzielni,
- skomplikowany układ zabezpieczeń, wymagający zmian nastawień przy zmianie układu pracy.

4. TYPOWE UKŁADY ROZDZIELNI

4.1. WPROWADZENIE

Rozważania dotyczące typowych układów rozdzielni ograniczono, z racji obszerności zagadnienia, i przedstawiono w dwóch formach: pełnej i uproszczonej.

Pierwsza forma prezentacji dotyczy rozdzielni 110 kV i reprezentatywnych dla średniego napięcia rozdzielni 20 kV. Schematy rozdzielnic 20 kV nie różnią się od układów stosowanych w rozdzielnicach 15 kV.

Schematy układów połączeń tych rozdzielni przedstawiono w formie pełnej, z uwzględnieniem wszystkich urządzeń i aparatów występujących w rozdzielni. Dodatkowo, do celów dydaktycznych, niektóre proste schematy są wzbogacone przykładowymi danymi możliwych do zastosowania w układzie aparatów i urządzeń oraz ich najistotniejszymi parametrami. Jest to przykład stosowanego powszechnie opisu schematów w stacjach elektroenergetycznych. Prezentowane schematy opracowano m.in. na podstawie rozwiązań rozdzielni znajdujących się na terenie jednego z koncernów energetycznych [69]. Rozwiązania te są w pełni reprezentatywne dla całego kraju i stosuje się je także w innych przedsiębiorstwach dystrybucyjnych sektora elektroenergetycznego. Analizowane rozdzielnie 110 kV są zlokalizowane w stacjach 110 kV/SN oraz NN/110 kV, rozdzielnie 20 kV znajdują się natomiast w stacjach 110 kV/20 kV i 20 kV/nn.

Druga forma prezentacji dotyczy rozdzielni 220 kV i 400 kV oraz rozdzielni niskich napięć. W jej ramach dokonano ogólnego przeglądu układów tych rozdzielni, omówiono je oraz przedstawiono przykłady rozwiązań stosowanych w kraju.

4.2. ROZDZIELNIE 110 kV

W układach rozdzielni 110 kV, w zależności od pełnionej funkcji w systemie i wielkości stacji, sposobu zasilania oraz rodzaju zasilanych odbiorców i odbiorników, są stosowane różne układy połączeń, projektowane tak, aby spełniały one postawione wymagania przy technicznie i ekonomicznie uzasadnionych nakładach inwestycyjnych.

Rozdzielnie o napięciu 110 kV ogólnie można podzielić na:

- rozdzielnie odbiorcze, przeznaczone głównie do pobierania energii z sieci 110 kV,
- rozdzielnie zasilająco-rozdzielcze, przeznaczone do zasilania sieci 110 kV energią z sieci NN lub z elektrowni.

W układach elektroenergetycznych bardzo powszechne są rozdzielnie odbiorcze, które stanowią węzły dystrybucyjno-rozdzielcze występujące w obszarze większych osiedli ludzkich i przy jednostkach przemysłowych. Zasilane z sieci NN rozdzielnie zasilająco-rozdzielcze występują przy bardzo dużych aglomeracjach miejskich oraz bardzo dużych ośrodkach – regionach przemysłowych. Niezwykle rzadko może znaleźć zastosowanie schemat przewidziany dla rozdzielni elektrownianych, których spe-

cyficzny układ pracy i podwyższony stopień niezawodności ogranicza zastosowanie w energetyce zawodowej i przemysłowej.

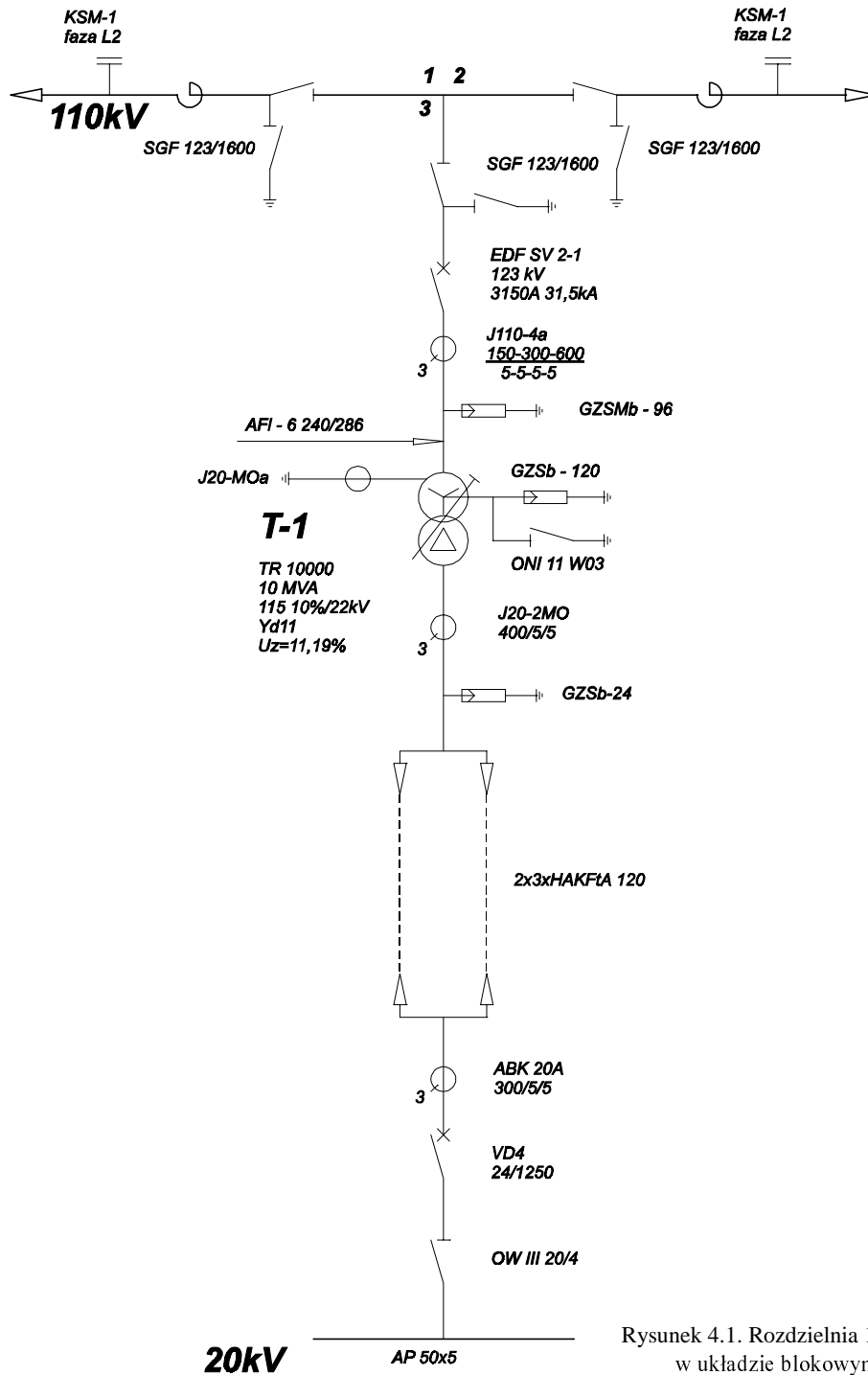
Dla obiektów o niezbyt dużych wymaganiach co do niezawodności, zasilanych zarówno krótkimi, jak i długimi liniami promieniowymi 110 kV zaleca się przyjmować układ jednoblokowy lub dwublokowy. Na rysunku 4.1 przedstawiono typową rozdzielnię 110 kV w układzie blokowym z pełnym wyposażeniem pierwotnym (uziemiarki, ograniczniki przepięć, przekładniki prądowe). Są to układy najmniej rozbudowane, wyposażone w jeden transformator WN/SN. Stacje te są stacjami końcowymi lub równie często odczepowymi z linii 110 kV pracujących w przelocie. Stosowane są do zasilania odbiorów niewymagających dużej pewności zasilania, przede wszystkim tam, gdzie jest celowe wykonanie głębokich promieniowych wprowadzeń linii maksymalnie zbliżonych do centrum obciążenia. Układy te buduje się zarówno w energetyce zawodowej, jak i przemysłowej. Na skutek zwiększenia poboru mocy układy blokowe można wzbogacić o dodatkowy układ blokowy i przebudować do układu dwublokowego.

Kolejnym stadium rozwinięcia układu blokowego rozdzielni może być przejście na układ mostkowy H. Układy tego typu są powszechnie stosowane w energetyce zawodowej. Lokalne rozdzielnie dystrybucyjne 110 kV z dwiema liniami i dwoma transformatorami do 25 MVA wykonuje się przeważnie w układzie mostkowym H. Stacje te pracują zazwyczaj w przelocie linii i w stanie normalnej pracy układu wszystkie łączniki są zamknięte. W pierwszym etapie budowy stacje pracują często z jednym transformatorem, aż do chwili pełnej rozbudowy obiektu.

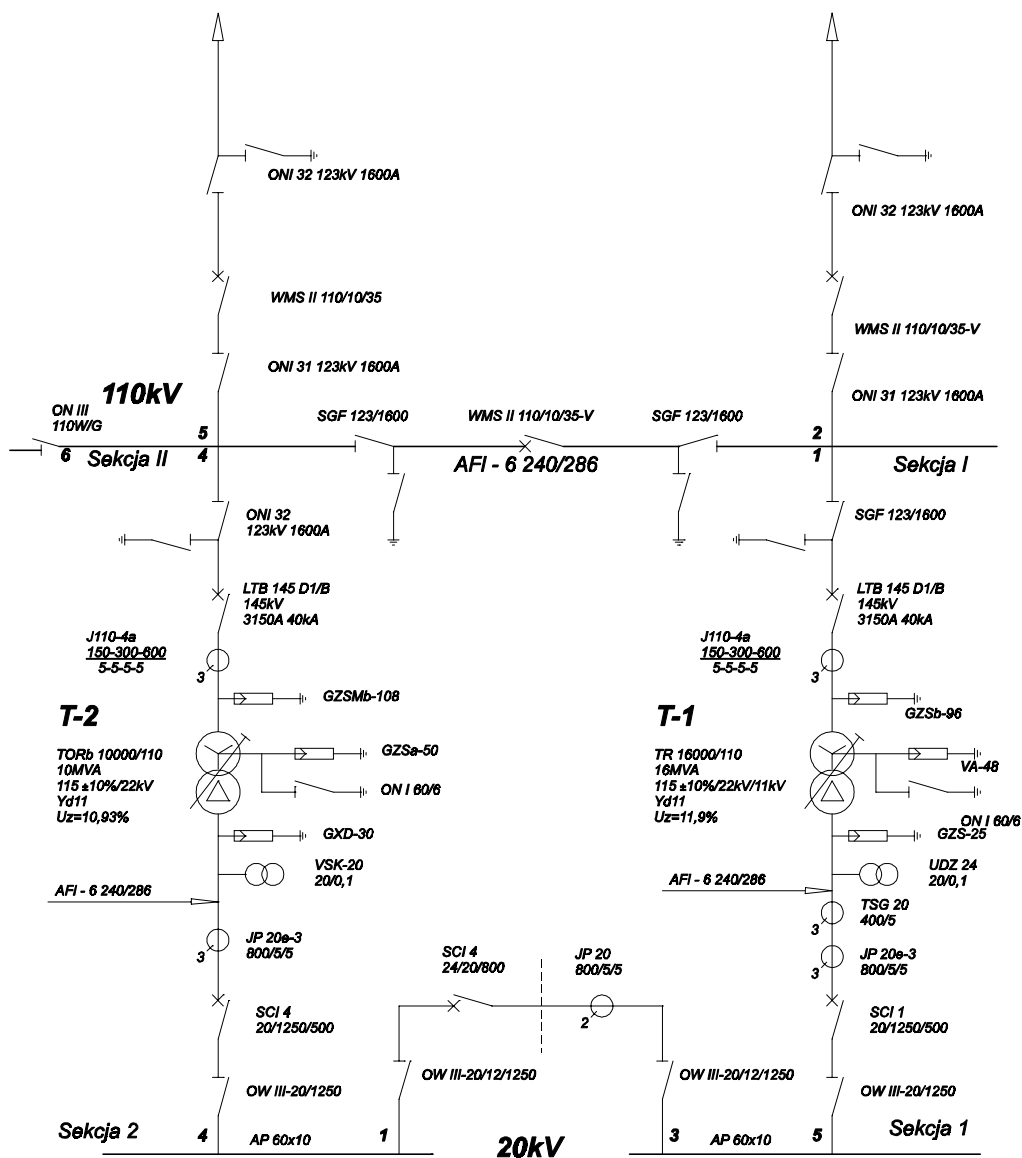
Najpowszechniej stosowano do tej pory, ze względów ekonomicznych, układy H3, wyposażane w wyłączniki w polach liniowych lub transformatorowych i wyłącznik w poprzeczce oraz odłączniki szybkie w pozostałych polach. Całość dodatkowo współpracowała w połączeniu z automatyką SPZ. Dzięki takiemu rozwiązaniu używano się możliwości wzajemnego rezerwowania zarówno linii, jak i transformatorów. Wraz z obniżeniem się cen wyłączników 110 kV upowszechniały się pełne układy mostkowe (H5). Obecnie, w związku ze stwierdzeniem niewystarczającej niezawodności działania odłączników z napędem szybkim, dotychczasowe układy mostkowe H3 rozbudowuje się do pełnych układów mostkowych H5. Na rysunku 4.2 przedstawiono rozwiązanie rozdzielni w układzie H5 z pełnym wyposażeniem.

Rozdzielnie 110 kV średniej wielkości – będące mniej lub bardziej rozbudowanymi węzłami sieci 110 kV – buduje się przeważnie z pojedynczym systemem szyn zbiorczych, sekcjonowanych odłącznikami lub wyłącznikiem.

Pojedynczy sekcjonowany system szyn zbiorczych jest też zwany układem 1S. Rozwiązanie takie powstaje często przez rozbudowę układów blokowych lub mostkowych. Polega to na dobudowaniu w miarę potrzeb bloku linia–szyny zbiorcze–transformator lub tylko szyn zbiorczych. Na rysunku 4.3 przedstawiono układ z pojedynczym systemem szyn zbiorczych zasilany trzema liniami i wyposażony w trzy transformatory. Liczba linii zasilających i transformatorów w stacji determinuje przyjęte rozwiązanie, polegające na sekcjonowaniu i podziale szyn zbiorczych na trzy sekcje.

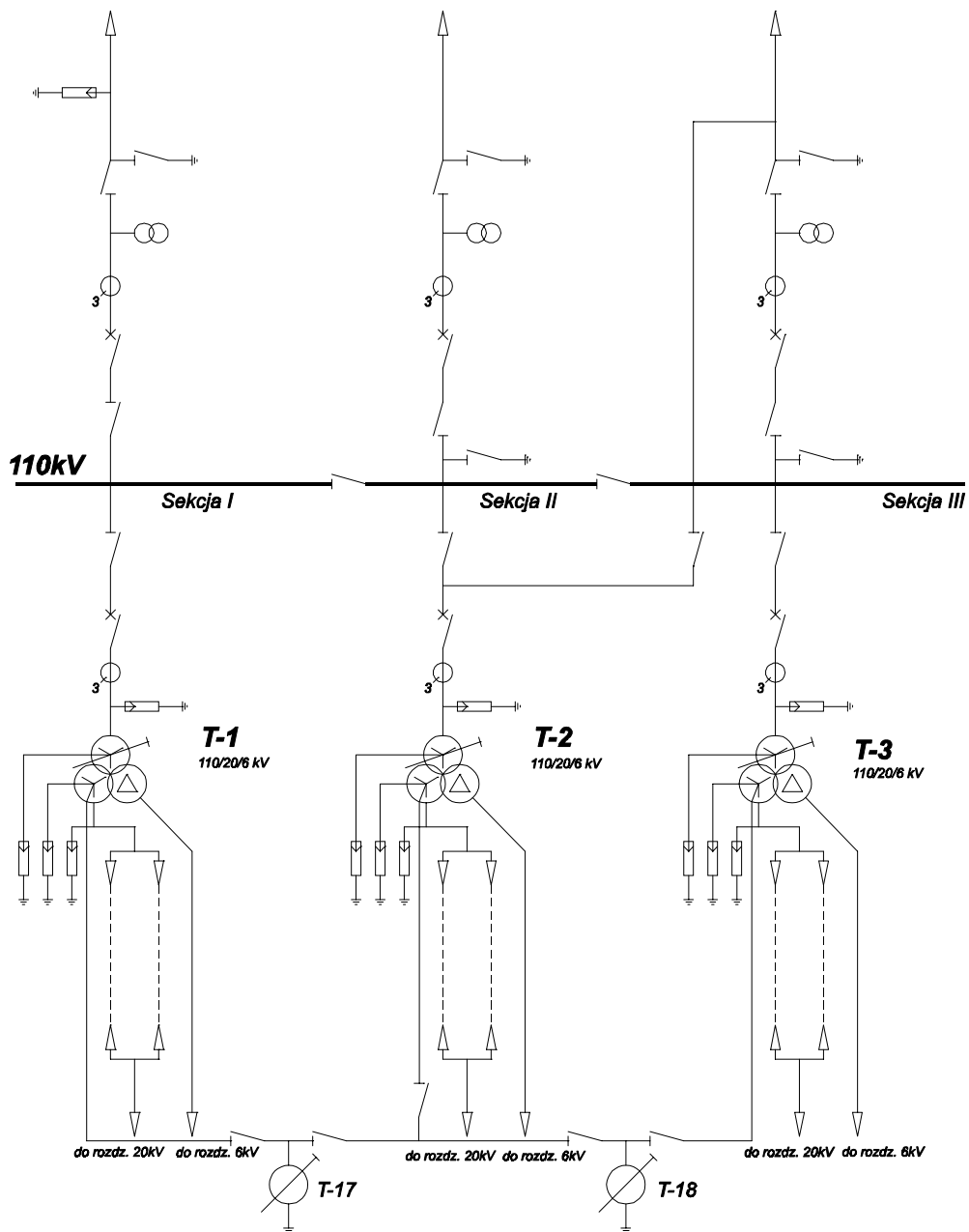


Rysunek 4.1. Rozdzielnia 110 kV
w układzie blokowym



Rysunek 4.2. Schemat rozdzielni 110 kV w układzie pełnym mostkowym

Jedną z zalet układów szynowych jest możliwość uzupełnienia tych układów szynami obejściowymi (pomocniczymi). Szyny te mogą stanowić obejście między dwoma sąsiednimi polami (obejście lokalne – w polu zasilającym) lub dotyczyć całego układu rozdzielni. Stosowanie szyn obejściowych jest uzasadnione tylko w razie konieczności eksploatacyjnych i ruchowych wpływających w istotny sposób na pewność zasilania odbiorów.



Rysunek 4.3. Rozdzielnia 110 kV w układzie z pojedynczym systemem szyn zbiorczych, sekcjonowanym, z trzema sekcjami

W rozdzielniach o liczbie odejść (pól liniowych i transformatorowych) większej niż 5 zaleca się przyjmować układ 2S. Jest to układ o podwójnym systemie szyn zbiorczych ze sprzęgłem systemowym. Na rysunku 4.4 przedstawiono przykładowy widok takiej rozdzielni. Natomiast na rysunku 4.5 zamieszczono jej schemat.



Rysunek 4.4. Rozdzielnia 110 kV w układzie z podwójnym, sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych

W układzie tym linie i transformatory są przyłączone do obu systemów szyn zbiorczych. Jeden z systemów pełni rolę systemu roboczego, drugi stanowi rezerwę.

Rozwiązania rozdzielni z podwójnymi systemami szyn zbiorczych zapewniają wysoką niezawodność oraz elastyczność ruchową i eksploatacyjną.

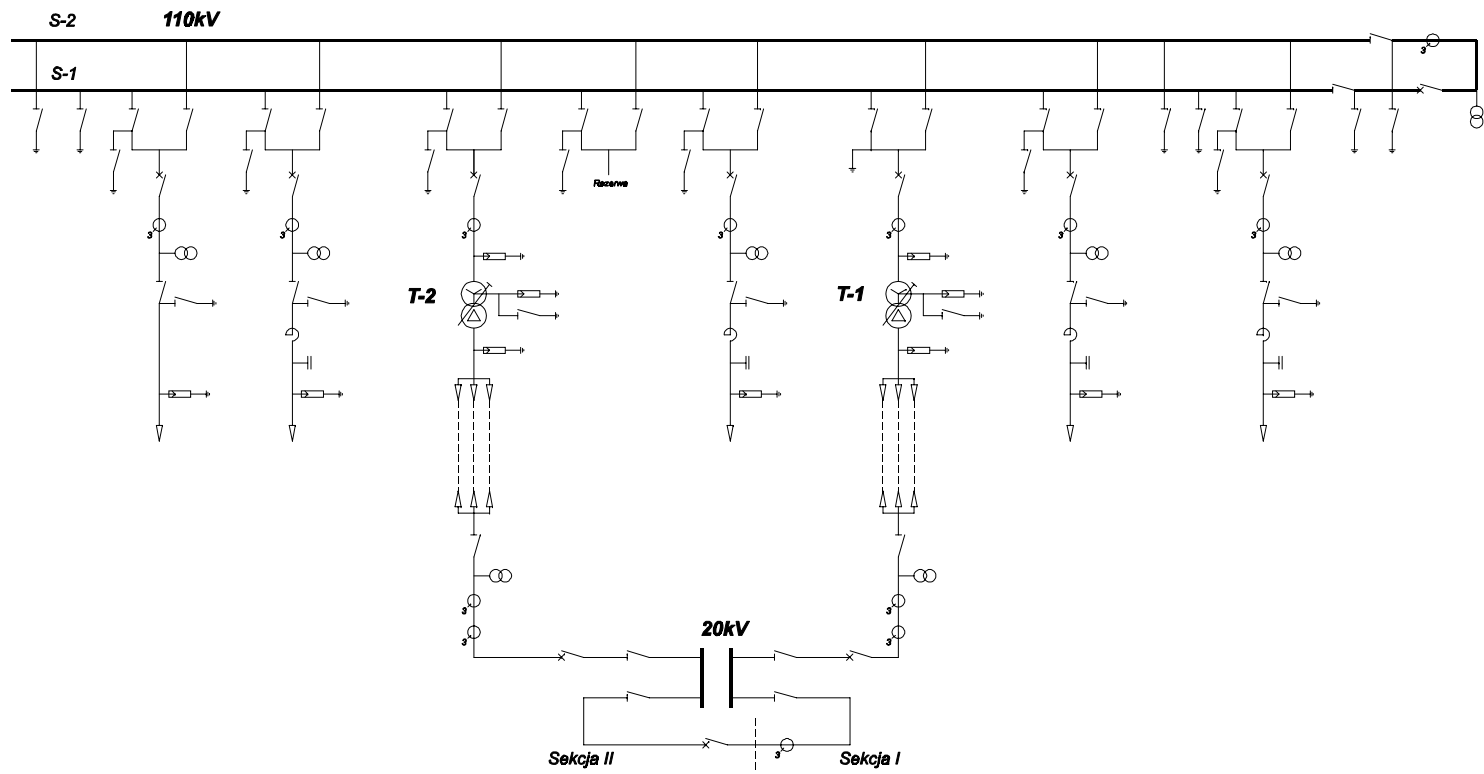
W dużych stacjach, z autotransformatorem, pełniących funkcję stacji zasilająco-rozdzielczej zasilanej z sieci NN, zaleca się przyjmować układ rozdzielni 110 kV o podwójnym sekcjonowanym systemie szyn zbiorczych i jednym łączniku systemowo-sekcyjnym. Na rysunku 4.6 przedstawiono takie rozwiązanie wzbogacone szczytkową szyną pomocniczą.

W uzasadnionych przypadkach (większa liczba odejść) dopuszcza się zwiększenie liczby łączników szyn.

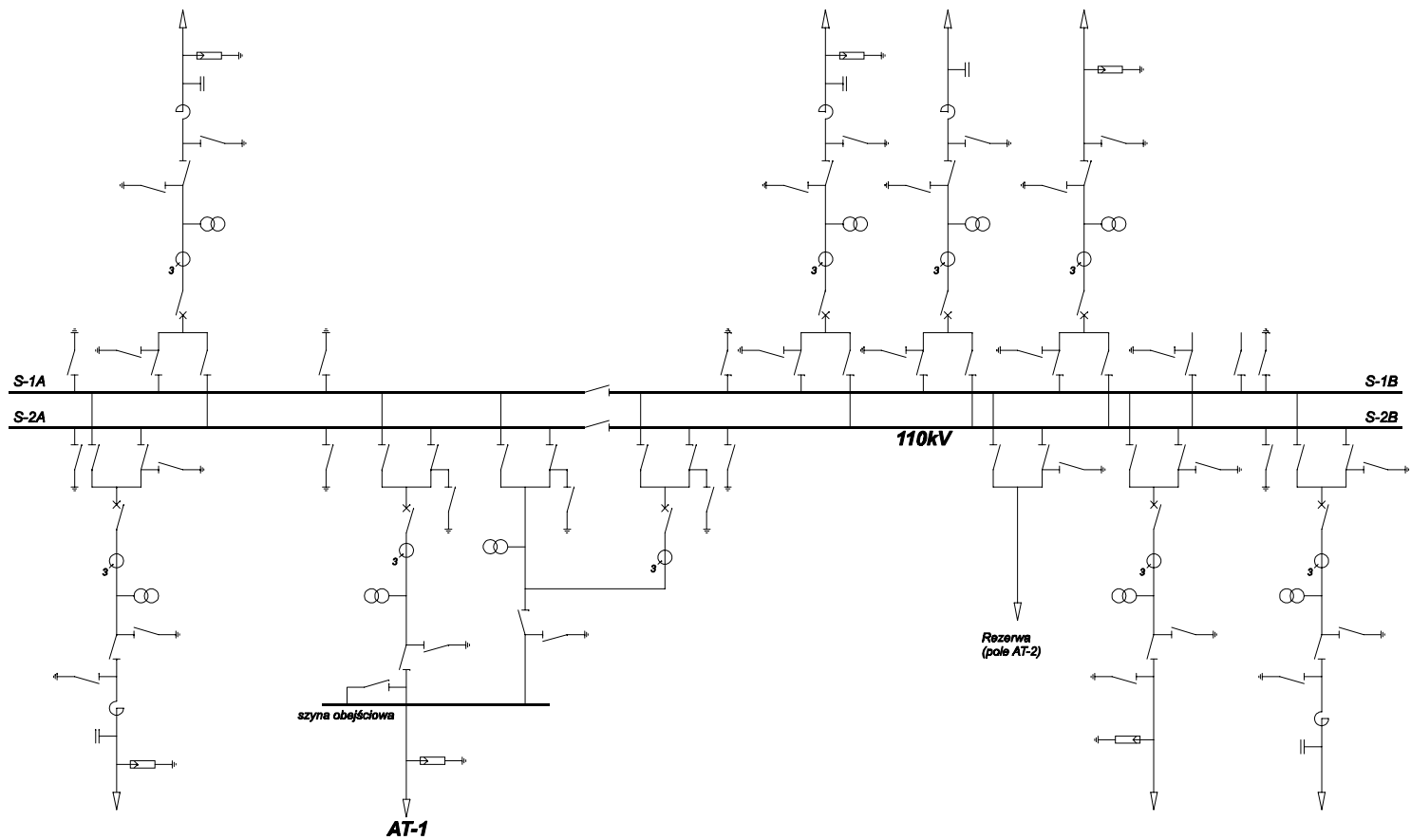
Stosowanie alternatywnie trzeciego systemu szyn zbiorczych jest uzasadnione w przypadku:

- konieczności sekcjonowania sieci 110 kV w danej rozdzielni;
- lokalizacji stacji napowietrznej w III strefie zabrudzeniowej i wyprowadzaniu z niej większej liczby linii dwutorowych.

W stacjach z trzema transformatorami NN/110kV zaleca się stosowanie układu rozdzielni 110 kV o potrójnym sekcjonowanym systemie szyn zbiorczych z trzema łącznikami szyn.



Rysunek 4.5. Rozdzielnia 110 kV w układzie z podwójnym systemem szyn zbiorczych ze sprzęgłem systemowym



Rysunek 4.6. Rozdzielnia 110 kV w układzie z podwójnym systemem szyn zbiorczych z jednym łącznikiem systemowo-sekcyjnym i szyną szczątkową

W przypadku transformatorów o dużych mocach (np. 400 MVA (330 MVA)) należy każdorazowo rozważyć zastosowanie szczytkowej szyny obejściowej, a transformatorów o mocach mniejszych (np. 250 MVA) – w indywidualnie uzasadnionych przypadkach – dopuszcza się jej stosowanie [10].

Rozdzielnie WN w warunkach polskich buduje się jako napowietrzne, wyposażone w szynowe lub bezszynowe układy. Zastosowanie odpowiedniego układu jest podyktowane funkcją stacji w systemie oraz kosztami inwestycyjnymi. Odstępstwem od stacji napowietrznych są nieliczne stacje wewnątrzowe, zlokalizowane w dużych aglomeracjach miejskich, wyposażane w aparaturę o izolacji gazowej (SF₆).

4.3. ROZDZIELNIE 20 kV

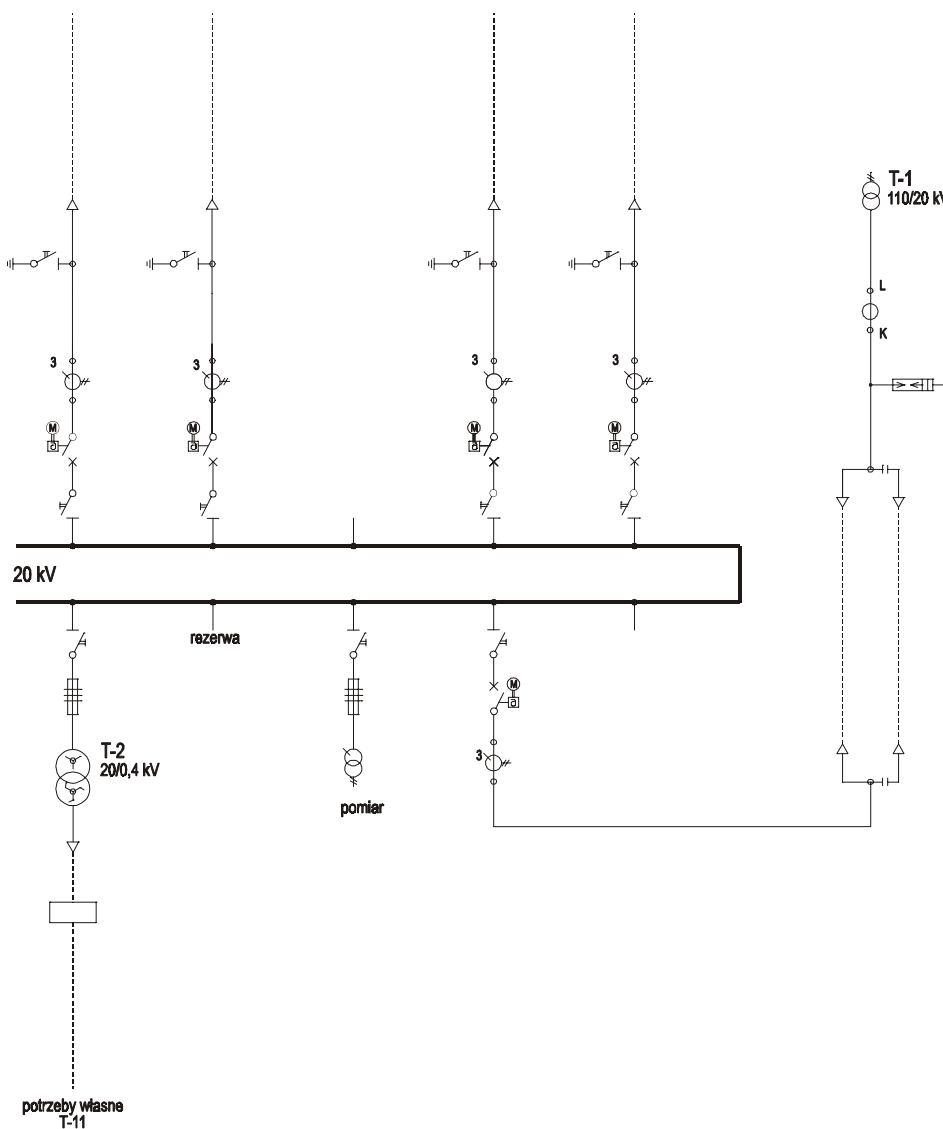
Rozdzielnie średniego napięcia stanowią największy odsetek rozdzielni wchodzących w skład systemu elektroenergetycznego. Pełnią one na ogół funkcje dystrybucyjno-rozdzielcze. Znamionowym napięciem rozdzielni SN jest 6, 10, 15, 20 i 30 kV. Obecnie w Polsce najbardziej rozpowszechnionymi poziomami napięcia w sieciach dystrybucyjnych są napięcia 15 kV i 20 kV, przy czym – ze względu na najmniejsze straty przesyłowe i stosunkowo niewiele większe koszty aparatury niż dla pozostałych poziomów napięcia – napięcie 20 kV zaczyna stanowić standard. W rozdzielniach przemysłowych popularny jest także poziom napięcia 6 kV. Uwarunkowane jest to wykorzystywaniem w procesie technologicznym silników wysokiego napięcia – 6 kV. Często spotykane też są rozdzielnie SN z dwoma poziomami średniego napięcia. Takie rozwiązanie pozwala na zasilanie ośrodków przemysłowych (6 kV) i sieci dystrybucyjnej (20 kV).

W rozdzielniach dystrybucyjnych SN najczęściej jest stosowany pojedynczy lub podwójny system szyn zbiorczych oraz ich modyfikacje polegające na sekcjonowaniu. Sekcjonowanie (dzielenie na części) szyn zbiorczych znacznie zwiększa niezawodność. Każde udoskonalenie, polegające na sekcjonowaniu lub wprowadzeniu drugiego systemu szyn, zwiększa wprawdzie koszty rozdzielnicy, ale przez podzielenie obszaru oraz możliwość oddzielenia od siebie odbiorników rezerwujących się technologicznie lub niekorzystnie na siebie oddziałujących, w całości wpływa na zwiększenie niezawodności zasilania. Sekcjonowanie sprzyja zmniejszeniu prądów zwarciovych, a więc powoduje zmniejszenie kosztów. Sekcjonowanie i wprowadzenie drugiego systemu szyn zbiorczych komplikuje jednak układ i może być przyczyną powstania błędów łączeniowych. Praktyczne zalecenia mówią, żeby w sekcji nie stosować większej liczby pól niż 25 [10].

W polach sekcjonujących rozdzielnice stosuje się niekiedy dławiki ograniczające prądy zwarciove oraz wybuchowe ograniczniki prądu zwarciovego.

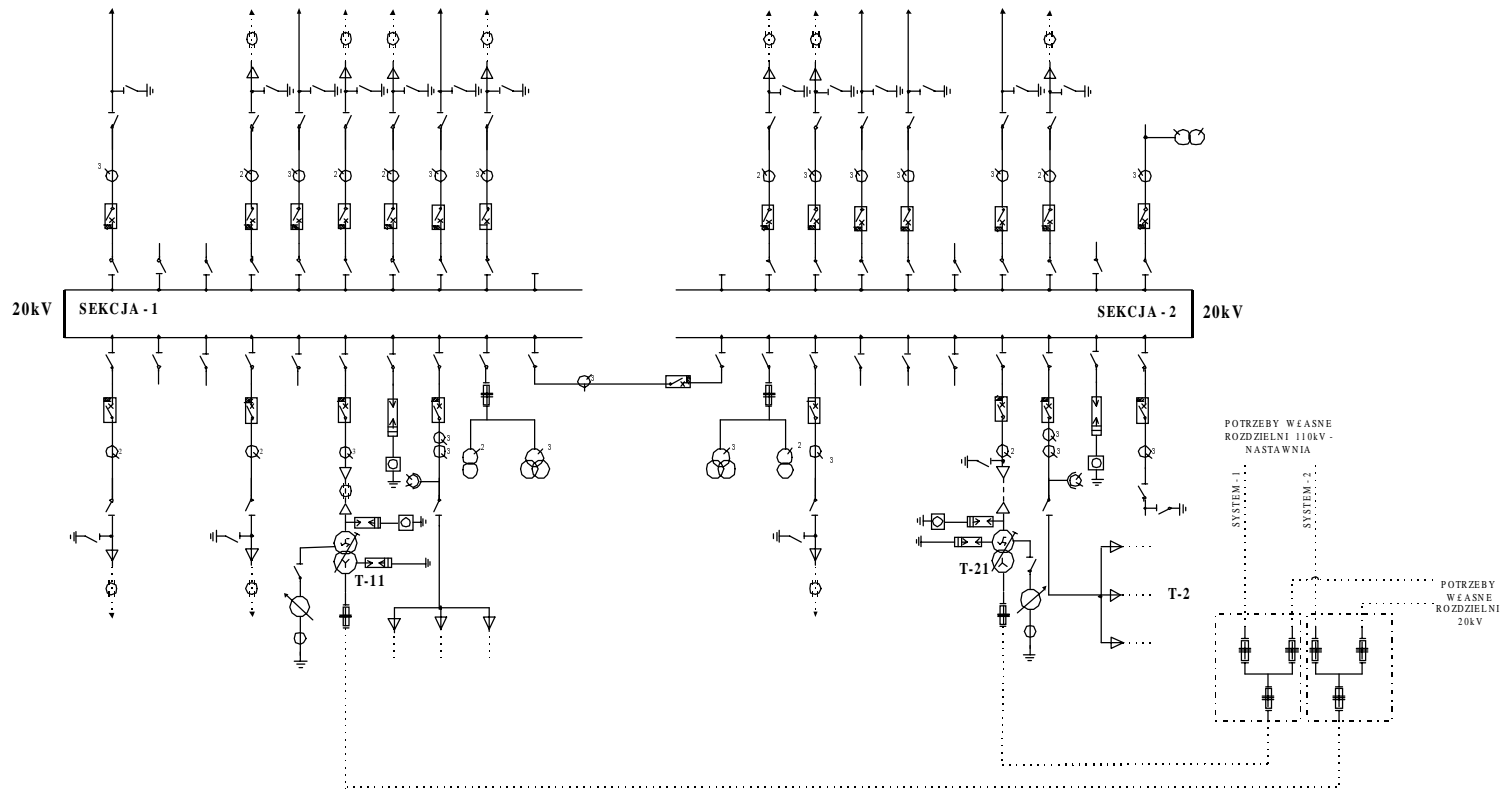
Rozdzielnice SN o pojedynczym systemie szyn zbiorczych są stosowane do zasilania odbiorników niewymagających rezerwowania oraz w sieciach mających wewnętrzne połączenia rezerwujące. Pojedyncze niesekcjonowane systemy szyn zbiorczych zazwyczaj stanowią rozdzielnie niższego napięcia dla blokowych układów

stacji WN. Na rysunku 4.7 przedstawiono najprostszy, przykładowy schemat rozdzielni 20 kV zrealizowany w takim układzie.



Rysunek 4.7. Rozdzielnia 20 kV w układzie z pojedynczym niesekcjonowanym systemem szyn zbiorczych

Udoskonaleniem pojedynczego systemu szyn jest wprowadzenie sekcjonowania, najczęściej za pomocą wyłącznika jako łącznika sekcyjnego. Rzeczywisty schemat rozdzielni 20 kV zrealizowany w takim układzie przedstawiono na rysunku 4.8.



Rysunek 4.8. Rozdzielnia 20 kV w układzie z pojedynczym sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych z wyłącznikiem jako łącznikiem sekcyjnym

Urządzenie SZR między łącznikiem sekcyjnym i zasilającymi zwiększa dodatkowo niezawodność takiego rozwiązania. Rozdzielnice o dużej liczbie pól odbiorczych, w tym o zwiększonych wymaganiach dotyczących pewności zasilania, mogą mieć pojedynczy sekcjonowany system szyn zbiorczych. Dotyczy to zwłaszcza sytuacji, gdy mogą być zasilane z dwóch niezależnych źródeł. Stacja w warunkach normalnych może być zasilana dwiema liniami lub jedną linią (druga pozostaje w rezerwie). Obciążalność każdej linii musi być wówczas wystarczająca do zasilania całej stacji.

W przypadku dużej liczby pól są także stosowane pojedyncze systemy szyn zbiorczych podzielone na cztery sekcje, zasilane z dwóch transformatorów. Przykład modyfikacji takiego rozwiązania dla dużej rozdzielni 20 kV przedstawiono na rysunku 4.9. Rozdzielnica 20 kV jest tu wyposażona w dwa wyłączniki sekcyjne.

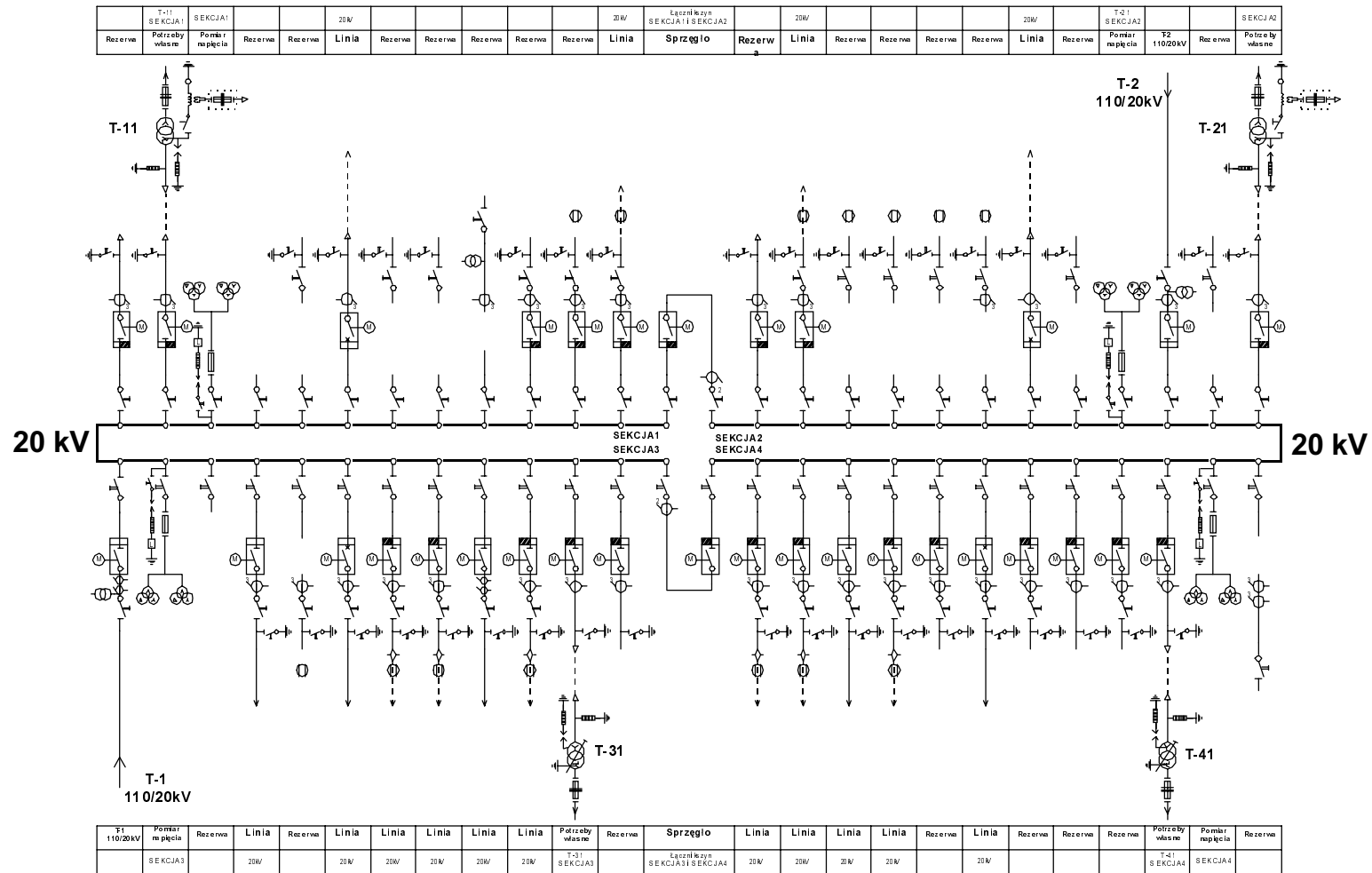
Uwzględniając miejsce potrzebne do zabudowania rozdzielnicy, można zaoszczędzić miejsce, stosując odmianę powyższego układu, zwaną – ze względu na ukształtowanie jednego systemu szyn zbiorczych – układem U. Takie rozwiązanie przedstawiono na rysunku 4.10. Dalszą modyfikacją układu 1U, dostosowaną do przemysłowych rozdzielni wewnętrznych, jest układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych w kształcie U, określane jako 2U, przedstawiony na rysunku 4.11.

Podwójny system szyn zbiorczych stosuje się w rozdzielnicach mających zapewnić większą niezawodność i elastyczność.

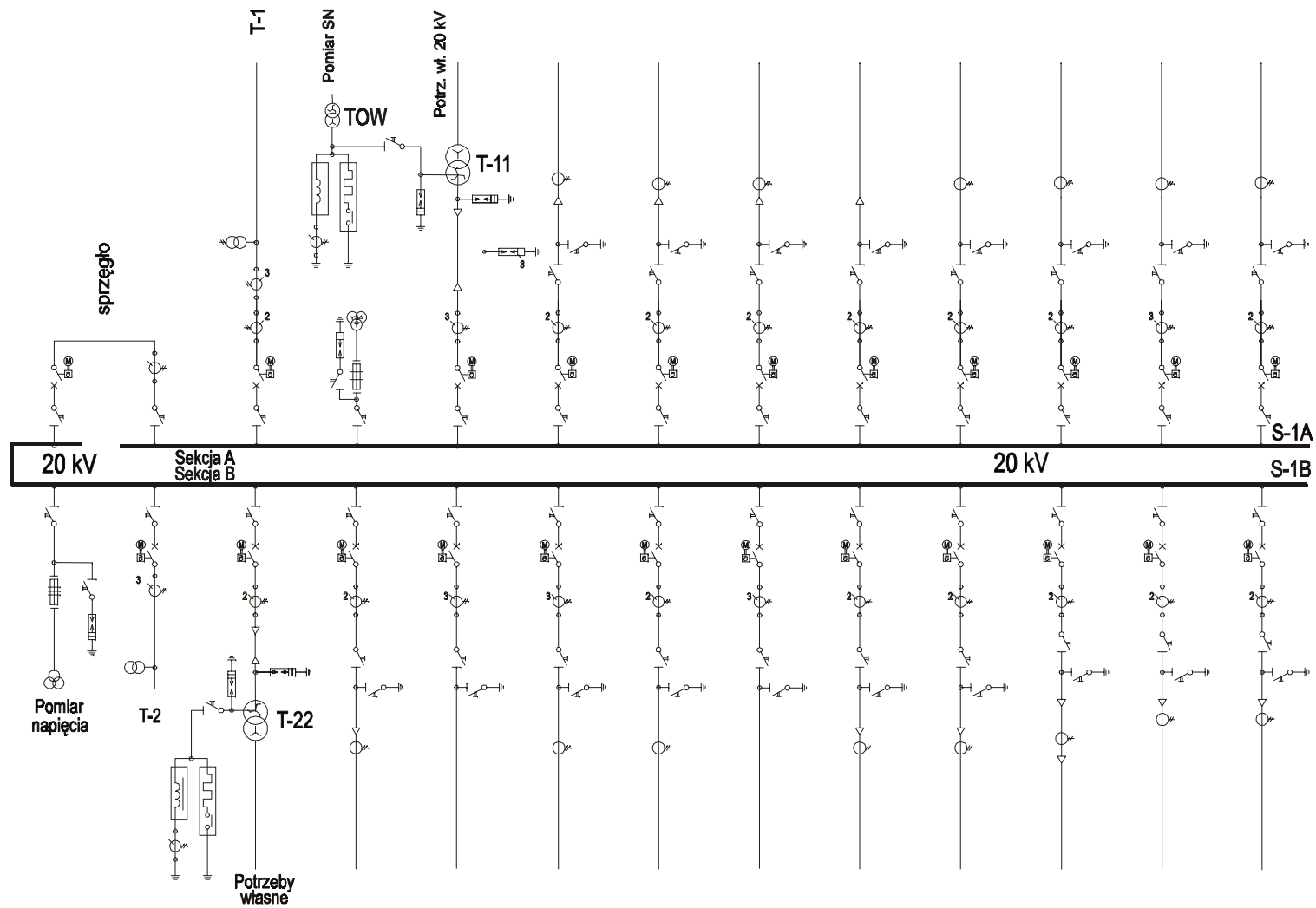
Rozwiązanie z podwójnym systemem szyn zbiorczych eliminuje niektóre wady występujące w rozdzielnicach o pojedynczym systemie szyn (przerwy przy uszkodzeniu szyn czy łączników szynowych). Układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych, mimo większej niezawodności niż system pojedynczy sekcjonowany, może mieć niewystarczającą elastyczność i pewność. Zwiększa się ją dość znacznie poprzez sekcjonowanie szyn. W rozdzielnicach o podwójnym systemie szyn zbiorczych, aby uniemożliwić błędne działania odłącznikami, konieczne jest wprowadzenie blokad między łącznikami pola. Blokady te uzależniają się od położenia łączników sprzęgających.

Wariant sekcjonowania podwójnych szyn zbiorczych łącznikiem systemowo-sekcyjnym jest stosowany w rozdzielnicach ze stałą obsługą do zasilania odbiorników, w przypadku których dopuszcza się przerwy potrzebne do ręcznych przełączeń. Obecnie oba warianty nie są zbyt często stosowane ze względu na dość kłopotliwe blokady łączników oraz zdarzające się błędne manipulacje łącznikiem systemowo-sekcyjnym.

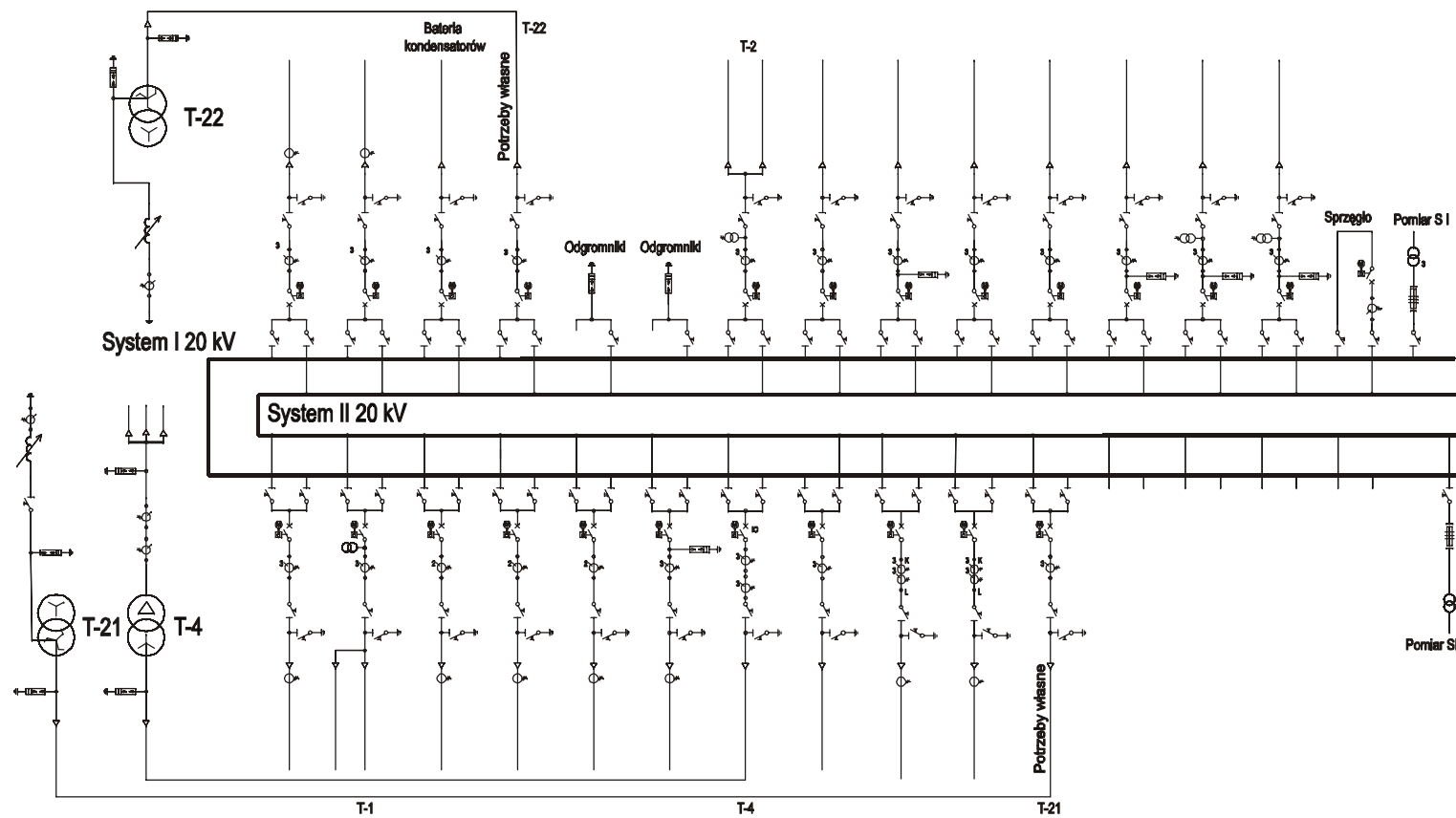
W dużych stacjach elektroenergetycznych 110 kV, wyposażonych w transformatory trójzwojeniowe 110/20/6 kV, występują niekiedy duże rozdzielnie komunalno-przemysłowe SN o dwóch poziomach napięć 20 kV i 6 kV. Rozdzielnia 20 kV zasilą obiekty infrastruktury miejskiej, natomiast rozdzielnia 6 kV jest przeznaczona wyłącznie do zasilania urządzeń zakładu przemysłowego (np. kopalni odkrywkowej węgla brunatnego).



Rysunek 4.9. Rozdzielnia 20 kV w układzie z pojedynczym sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych z wyłącznikiem jako łącznikiem sekcyjnym



Rysunek 4.10. Rozdzielnia 20 kV w układzie z pojedynczym sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych w kształcie U (IU)



Rysunek 4.11. Rozdzielnia 20 kV w układzie z podwójnym systemem szyn zbiorczych w kształcie U (2U)

Na przykład w rozwiązaniu zastosowanym na stacji 110 kV zlokalizowanej na Dolnym Śląsku rozdzielnia 20 kV jest zasilana trzema transformatorami trójzwojowymi 110/20/6 kV. Rozdzielnica 20 kV jest wykonana w postaci pojedynczego sekcjonowanego układu szyn zbiorczych, który zapewnia w stopniu wystarczającym niezawodne zasilanie pobliskich miejscowości. Rozdzielnia 6 kV w tej stacji jest podobnie jak rozdzielnia 20 kV zasilana trzema transformatorami trójzwojowymi 110/20/6 kV. Ze względu na bardzo dużą liczbę odbiorników układ rozdzielnicy 6 kV został wykonany jako dwusystemowy sekcjonowany układ szyn zbiorczych. Każda z sekcji jest zasilana z oddzielnego źródła.

W celu zapewnienia odbiornikom dużej pewności zasilania przyjęto w rozdzielnicy 6 kV rozwiązanie sekcjonowania szyn zbiorczych ze sprzęgłem systemowym. Układ z trzema polami zasilającymi, pracującymi w sposób rozdzielony, umożliwia, dzięki zastosowaniu automatyki SZR, zasilanie odbiorników I kategorii, dopuszczających przerwę jedynie na czas działania automatyki.

Rozwiązanie to jest dużo droższe niż ze sprzęgłem systemowo-sekcyjnym, ale bardziej elastyczne, przejrzyste i proste w działaniu, przez rozdzielenie funkcji łącznika systemowo-sekcyjnego. Omówiony układ rozdzielni 6 kV stanowi przykład bardzo złożonego układu zasilania zapewniającego dużą pewność zasilania i dobre walory ruchowe.

Rozdzielnice SN na ogół buduje się jako wewnętrzne, wyposażone w szynowe układy szyn zbiorczych w izolacji powietrznej lub gazowej. Wyjątek stanowią jedynie blokowe układy stacji SN/nn, które nie są wyposażane w układy szynowe po stronie SN.

4.4. ROZDZIELNIE 220 kV I 400 kV

Rozdzielnie 220 kV i 400 kV są zlokalizowane stacjach NN. Mają one kluczowe znaczenie dla funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE). Rozdzielnie te, podobnie jak powiązana z nimi sieć przesyłowa, należą do operatora sieci przesyłowej – spółki Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

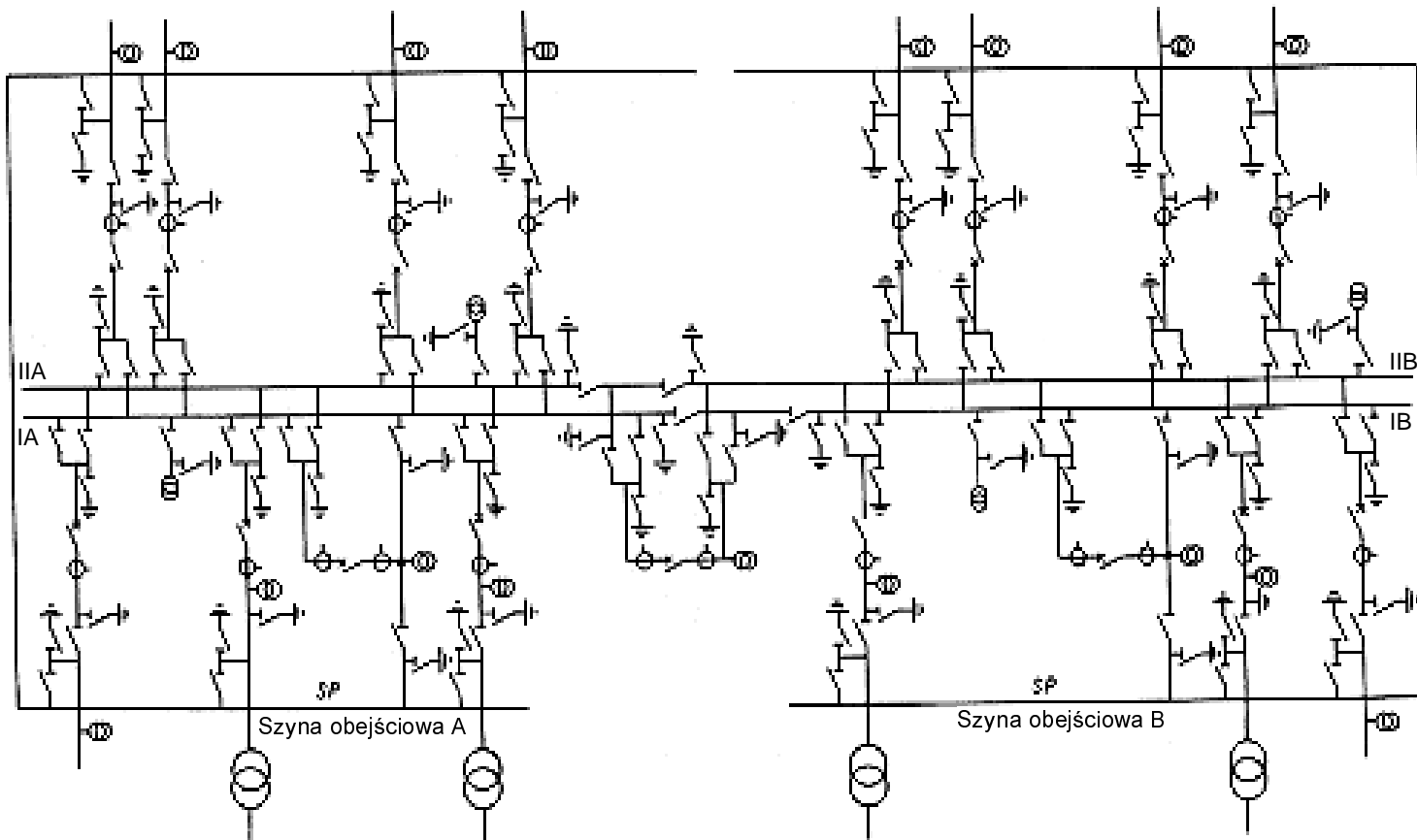
Sieć przesyłowa w Polsce obejmuje napięcia 220 kV i 400 kV, przy czym za perspektywiczną i rozwojową uznaje się sieć 400 kV. Realizuje ona w KSE główne zadanie przesyłu energii. Sieć 220 kV nie jest obecnie rozbudowywana i liczba stacji 220 kV utrzymuje się na stałym poziomie.

W stacjach 400 kV stosuje się zazwyczaj rozbudowane i bogato wyposażone w wyłączniki układy połączeń.

Rozdzielnie 400 kV dzieli się na: sieciowe i przy elektrowniach.

Najprostszym układem połączeń realizowanym w pierwszym etapie budowy stacji 400 kV dla rozdzielni sieciowych jest blok linia–transformator (L–T).

W małych rozdzielniach sieciowych 400 kV stosuje się układy wielobokowe: w kształcie trójkąta – w przypadku dwóch linii i jednego transformatora oraz w kształcie czworoboku przy dwóch liniach i dwóch transformatorach.



Rysunek 4.12. Rozdzielnia 220 kV w układzie z podwójnym sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych i dwuczęściową szyną obejściową [1]

W dużych rozdzielniach sieciowych 400 kV z trzema lub czterema liniami oraz dwoma transformatorami stosuje się układy o zwiększonych wymaganiach dotyczących pewności zasilania. Takie rozdzielnie są realizowane na bazie układów z podwójnym sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych w postaci 2S+SO lub w postaci wielowylącznikowej 2W lub 3/2W.

W zlokalizowanych przy elektrowniach rozdzielniach 400 kV układy połączeń należy rozpatrywać indywidualnie.

Rozdzielnie 220 kV dzieli się na:

- małe – do 4 odejść,
- średniej wielkości – 5÷6 odejść,
- duże – powyżej 6 odejść.

W małych rozdzielniach 220 kV zwykle stosuje się układ jednoblokowy (L–T), a w przypadku dwóch linii i dwóch transformatorów – układ mostkowy typu H4 lub H3.

W rozdzielniach 220 kV średniej wielkości zaleca się przyjmować układ z podwójnym sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych i z jednym łącznikiem systemowo-sekcyjnym. W przypadkach uzasadnionych dopuszcza się stosowanie układu 2S z częściową szyną obejściową dla niektórych lub wszystkich pól.

W dużych rozdzielniach 220 kV stosuje się na ogół układ z podwójnym sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych, z dwuczęściową szyną obejściową oraz z jednym łącznikiem systemowo-sekcyjnym i dwoma łącznikami systemowo-obejściowymi szyn. Schemat takiej rozdzielni przedstawiono na rysunku 4.12.

Przy występowaniu dużej mocy zwarciowej, lokalizacji rozdzielni na terenie objętym trzecią strefą zabrudzenia oraz gdy przewiduje się wyprowadzenie kilku linii dwutorowych, stosowany bywa układ z trzema systemami szyn zbiorczych z trzema łącznikami systemowymi i połączeniami obejściowymi.

W związku ze specyficznymi wymaganiami pracy w rozdzielniach 220 kV zlokalizowanych przy elektrowniach, z blokami o mocach większych niż 350 MW, niekiedy znajduje zastosowanie układ półtorawylącznikowy.

4.5. ROZDZIELNICE NISKIEGO NAPIĘCIA

Rozdzielnice niskiego napięcia często są realizowane na podstawie rozwiązań uproszczonych na bazie najprostszych układów szynowych. Najczęściej jest to układ z pojedynczym niesekcjonowanym systemem szyn zbiorczych. Taki układ powszechnie stosuje się przy zasilaniu rozdzielnic jedną linią z jednego transformatora o stosunkowo niewielkiej mocy znamionowej. W takim rozwiązaniu nie ma możliwości rezerwowania jakiegokolwiek podstawowego elementu, dlatego układ ten znajduje zastosowanie wówczas, gdy nie jest wymagana duża pewność zasilania odbiorników.

Rozdzielnice niskiego napięcia o dużej liczbie pól odbiorczych oraz o zwiększonych wymaganiach dotyczących pewności zasilania mogą być wyposażone w poje-

dynczy sekcjonowany system szyn zbiorczych. Najczęściej są one zasilane z dwóch niezależnych źródeł. Stacja SN/nn, w której znajduje się taka rozdzielnia, w warunkach normalnych może być zasilana dwiema liniami lub jedną linią (druga pozostaje w rezerwie). Obciążalność każdej linii musi być w takim przypadku wystarczająca do zasilania całej stacji.

W jednotransformatorowej stacji SN/nn wyłączanie i załączanie rozdzielnic nn jest możliwe zawsze po stronie niskiego napięcia transformatora. Po stronie wysokiego napięcia stosuje się natomiast rozwiązania uproszczone, z odłącznikiem i bezpiecznikami lub rozłącznikiem i bezpiecznikami, przedstawione w p. 3.3.2.

5. ROZWIĄZANIA KONSTRUKCYJNE STACJI I ROZDZIELNI

5.1. WYMAGANIA OGÓLNE

Pod względem konstrukcyjnym stacje elektroenergetyczne dzieli się na wewnętrzne i napowietrzne.

Stacje wewnętrzne można podzielić na: stacje osłonięte z izolacją powietrzną i stacje hermetyzowane z izolacją gazową SF₆.

Stacje hermetyzowane wykonuje się powszechnie jako wewnętrzne, z racji bardzo dużych kosztów przystosowania urządzeń obwodu głównego i układów sterowniczych do warunków napowietrznych. Taka stacja może być usytuowana w specjalnie do tego celu wybudowanej lekkiej hali.

Stacje napowietrzne realizowane są na podstawie dwóch układów:

- średniowysokie, w których aparatura łączeniowa jest umieszczona na wysokości nie mniejszej niż 3 m, a pozostałe urządzenia są nisko za ogrodzeniami,
- wysokie, w których odłączniki są umieszczone na wysokości 8÷10 m, a pozostała aparatura jest instalowana w układach pionowych jedna nad drugą.

Rozdzielnie średniowysokie są budowane w ten sposób, że urządzenia są rozmieszczane na konstrukcjach tak, aby personel obsługi mógł poruszać się bezpiecznie na terenie stacji – z zachowaniem dopuszczalnych odległości do części urządzeń znajdujących się pod napięciem.

Rozdzielnie wysokie zajmują znacznie mniej miejsca, w porównaniu z analogicznym układem średniowysokim, ale są znacznie droższe.

W Polsce spotyka się przede wszystkim rozwiązania średniowysokie rozdzielni napowietrznych. Sporadycznie spotykane są rozwiązania wysokie, które wymuszone były głównie względami technicznymi, wynikającymi z ograniczenia wielkości terenu przeznaczonego do dyspozycji budowy stacji elektroenergetycznej.

Stacje w wykonaniu napowietrznym są stosowane powszechnie, począwszy od 30 kV wzwyż, z wyjątkiem sytuacji:

- jest duże zapylenie terenu,
- otaczająca atmosfera zawiera związki gazowe o silnie korodujących właściwościach,
- w warunkach nadmorskich.

Do stacji napowietrznych należą również stacje słupowe instalowane w sieciach dystrybucyjnych SN na napięciu do 30 kV. Słup stanowi konstrukcję wsporczą, na której znajduje się transformator o mocy nieprzekraczającej 630 kVA oraz rozłącznik SN lub odłącznik SN z bezpiecznikami, w dolnej części konstrukcji znajduje się rozdzielnica niskiego napięcia dla kilku obwodów wyprowadzonych z tej stacji [73].

Do charakterystycznych cech stacji napowietrznych, w stosunku do wewnątrzowych, należy:

- brak budynku dla aparatury rozdzielczej,
- łatwość budowy i rozbudowy,
- stosunkowo krótki czas budowy,
- przejrzystość układu stacji,
- zależność warunków eksploatacji od warunków zewnętrznych,
- zajmowanie dużego terenu,
- konieczność posiadania rozbudowanej ochrony odgromowej.

Stacje w wykonaniu wewnątrzowym na ogół stosuje się dla napięć do 30 kV, z wyjątkiem stacji słupowych, oraz tam, gdzie jest to uzasadnione innymi względami. W dużych aglomeracjach miejskich takie rozwiązania stosuje się niekiedy również w stacjach 110 kV.

Stacje wewnątrzowe, w porównaniu z napowietrznymi, cechują się następującymi właściwościami:

- niezależność warunków eksploatacji od warunków atmosferycznych,
- małe zapotrzebowanie terenu,
- łatwiejsza lokalizacja,
- stosunkowo długi cykl budowy,
- trudność rozbudowy,
- duże skupienie urządzeń sprzyjające rozprzestrzenianiu się awarii,
- konieczność wznoszenia budynku o odpowiedniej kubaturze.

Koszt stacji wewnątrzowej dla napięć niższych niż 30 kV jest mniejszy niż stacji napowietrznej. Dla napięć powyżej 30 kV stacje napowietrzne są tańsze od wewnątrzowych.

Wymagania dla stacji napowietrznych i wewnątrzowych w zakresie konstrukcji rozdzielni i całych stacji dotyczą następujących zagadnień:

- wyboru źródeł i sposobu zasilania stacji, układu szyn zbiorczych, wyposażenia w transformatory, aparaturę rozdzielczą, pomiarową i inną oraz ich rozmieszczenia w obiekcie, w sposób spełniający różnorodne wymagania odbiorców,
- doboru właściwej izolacji rozdzielni i zachowania bezpiecznych odległości pomiędzy częściami znajdującymi się pod napięciem oraz między uziemionymi częściami konstrukcji,
- dostosowania rozdzielni do warunków zwarciovych,
- ochrony przed działaniem łuku elektrycznego,
- bezpieczeństwa obsługi.

Pierwsze wymaganie jest kluczowe i związane ściśle z fazą projektową. W odniesieniu do stacji SN i WN preferuje się rozwiązania typowe, wybierane spośród opracowań wielu różnych firm i biur projektowych działających w sektorze elektroenergetyki (np. ZPUE Włoszczowa, Grupa Elektromontaż-Export S.A., ABB, Siemens, Grupa Schneider Electric itp.). Rozwiązania stosowane w stacjach NN mają z reguły zindywidualizowany charakter.

Wymaganie dotyczące minimalnych odległości między elementami urządzeń pod napięciem oraz między tymi elementami a ziemią w rozdzielniach wewnętrznych i napowietrznych o różnych napięciach znamionowych określają ściśle odpowiednie przepisy i normy [18, 23, 24, 25, 58].

Aparatura i inne elementy konstrukcyjne rozdzielni, np. izolatory i szyny zbiorcze, muszą być dobrane m.in. ze względu na cieplne i dynamiczne działanie prądów zwarciovych. Zdolności łączeniowe zastosowanych łączników nie mogą być mniejsze niż spodziewane wartości prądów wyłączeniowych.

Wymaganie dotyczące warunków zwarciovych wynika z faktu, że wzrost poziomu mocy zwarciovwej w sieci, w stosunku do założonego, może wymuszać działania polegające na: przebudowie rozdzielni i wymianie zainstalowanej w niej aparatury lub ograniczenia poziomu mocy zwarciovwej, lub skrócenia czasu trwania zwarcia.

Uszkodzenia izolacji lub błędne czynności eksploatacyjne i łączeniowe mogą być przyczyną powstawania otwartego łuku elektrycznego. Rozdzielnie powinny być wykonane w sposób ograniczający zarówno powstawanie, przenoszenie, jak i szkodliwe działanie łuku elektrycznego.

Zmniejszenie możliwości występowania łuku elektrycznego w stacjach elektroenergetycznych polega na izolowaniu części będących pod napięciem izolacją stałą, stosowaniu blokad napędów łączników oraz eliminowaniu odłączników. Skutki działania łuku ogranicza się, stosując specjalne daszki ochronne, niepalne osłony i dzielenie rozdzielnic na przedziały, co zapobiega m.in. przemieszczaniu się łuku. Zmniejszenie energii łuku uzyskuje się przede wszystkim dzięki skróceniu czasu trwania zwarcia, a także przez zastosowanie szybkich i pewnie działających zabezpieczeń oraz wyłączników.

Spełnienie wymagań dotyczących bezpieczeństwa uzyskuje się m.in. poprzez osłonięcie całych urządzeń uziemionymi metalowymi osłonami, ograniczenie dostępu do urządzeń pod napięciem (użycie ogrodzeń i barier), podział urządzeń na przedziały z uziemionymi ściankami w rozdzielnicach osłoniętych, izolowanie części będących pod napięciem oraz wykorzystanie specjalnych środków chroniących personel zarówno przed skutkami zwarc, jak i przy czynnościach łączeniowych, zwłaszcza podczas uziemiania.

Bezpieczeństwo obsługi zależy także od rodzaju i sposobu wykonania osłon, poręczy, korytarzy nadzoru i obsługi.

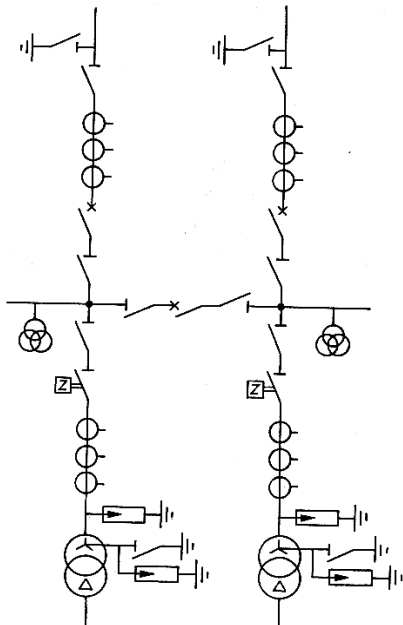
Rozważania dotyczące rozwiązań konstrukcyjnych rozdzielni i stacji elektroenergetycznych ograniczono, z racji obszerności zagadnienia, do kilku wybranych przykładów dotyczących stacji WN i SN.

5.2. ROZDZIELNIE 110 kV

5.2.1. ROZDZIELNIE NAPOWIETRZNE

Rozdzielnie 110 kV energetyki zawodowej i przemysłowej, z dwiema liniami oraz dwoma transformatorami, buduje się najczęściej w układzie połączeń H według typ-

wych, standardowych rozwiązań. Przykładem takiego oszczędnościowego rozwiązania, dość powszechnie stosowanego w przeszłości, jest stacja 110 kV, oznaczona symbolem KSU-3, opracowana przez Energo-



projekt Kraków [90]. Schemat jej zamieszczono na rysunku 5.1. W stacji tej jest układ H3 z wyłącznikami, zlokalizowanymi w polach liniowych i poprzeczce. Spotykane są jeszcze rozwiązania uproszczone stacji KSU z jednym wyłącznikiem w układzie H1.

W stacji KSU-3 programowe wyłączenia transformatorów wykonuje się odłącznikami z napędem zasobnikowym przy pracy jałowej transformatorów, bez przerywania przepływu energii liniami 110 kV. Awaryjne wyłączenie transformatora następuje przez samoczynne otwarcie odłącznika z napędem zasobnikowym, w przerwie beznapięciowej cyklu SPZ wyłączników pola odpowiedniej linii i wyłącznika zainstalowanego w połączeniu poprzecznym.

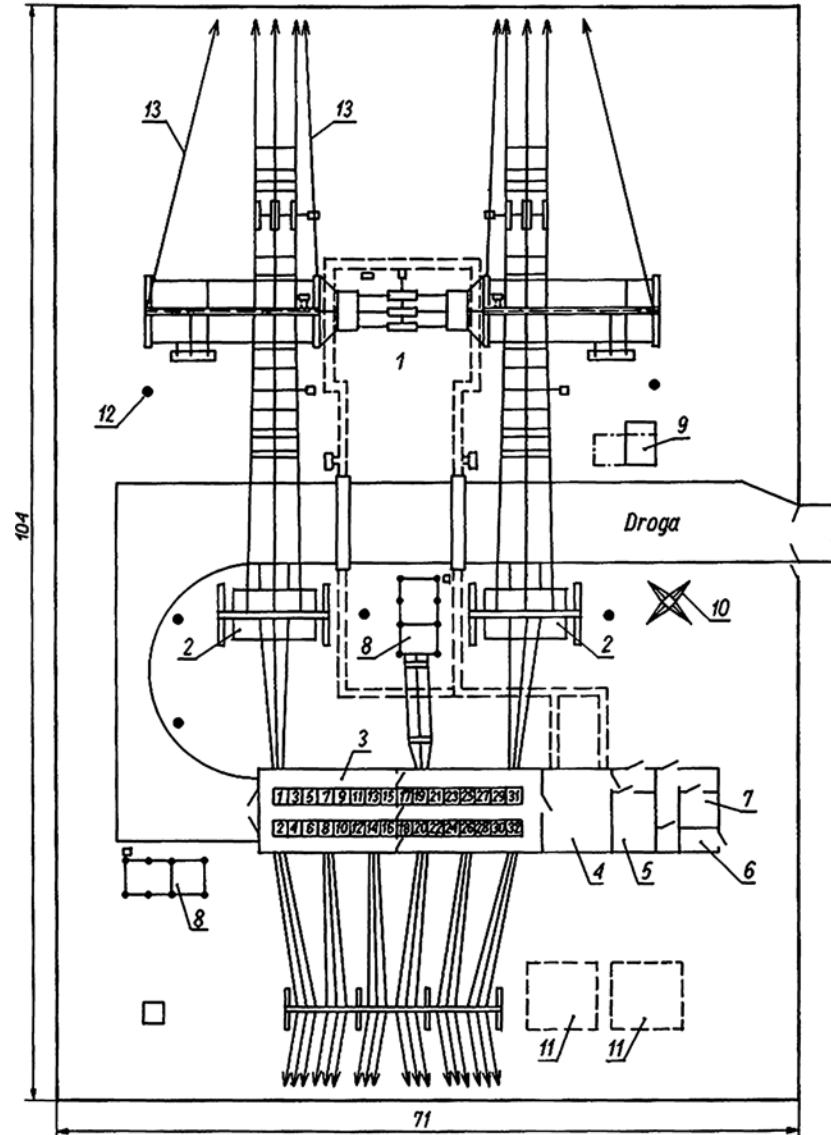
Rysunek 5.1. Rozdzielnia 110 kV stacji typu KSU-3

W stacjach typu KSU-3 instalowano dwa transformatory dwuuzwojeniowe o mocy od 6,3 do 25 MVA, z regulacją napięcia pod obciążeniem. Uziemienie punktu gwiazdowego ich uzwojeń 110 kV wynikało z warunkowań pracy sieci 110 kV, w której ta stacja była zlokalizowana.

Stacje KSU są eksploatowane w energetyce zawodowej i przemysłowej. W ostatnim okresie jednak, z racji sporych niedogodności natury eksploatacyjnej, powszechnie modernizuje się je do pełnego układu mostkowego (H5). Modernizacja ta polega na zastąpieniu w polach transformatorowych odłączników szybkich (z napędem zasobnikowym) wyłącznikami.

Plan generalny stacji KSU-3 w formie rzutu poziomego wraz z rozdzielnią 110 kV, rozdzielnią SN, transformatorami, nastawnią oraz obiektami pomocniczymi przedstawiono na rysunku 5.2 [10, 90], a przykładowe pole transformatorowe stacji KSU (z wyłącznikiem) – na rysunku 5.3.

Nowoczesność w budowie stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia napowietrznych przejawia się przede wszystkim w tym, że zamiast poszczególnych aparatów (wyłączników, odłączników, przekładników prądowych i napięciowych) stosuje się prefabrykowane modułowe pola rozdzielcze grupujące w jednej konstrukcji (bloku) wszystkie te aparaty lub jedynie niektóre z nich. Moduł zawiera również skrzynkę rozdzielczą z urządzeniami układu sterowania i zabezpieczenia pola.



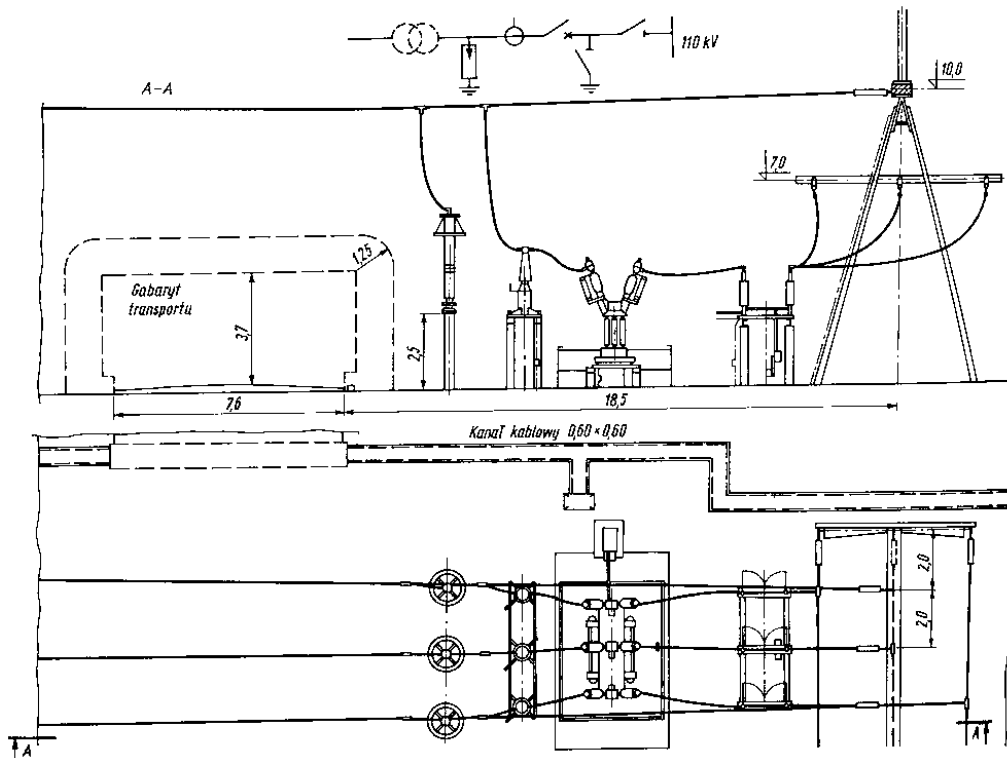
Rysunek 5.2. Plan generalny stacji typu KSU-3 [10, 90]:

- 1 – rozdzielnia 110 kV, 2 – transformator, 3 – rozdzielnia średniego napięcia 32-polowa,
 4 – pomieszczenie nastawni, 5 – pomieszczenie urządzeń telefonii, 6 – magazyn sprzętu bhp,
 7 – akumulatornia, 8 – transformatory potrzeb własnych, 9 – wiata, 10 – maszt antenowy,
 11 – stanowisko baterii kondensatorów, 12 – lampa oświetleniowa, 13 – przewód odgromowy

Zastosowanie modułowych pól rozdzielczych przynosi następujące korzyści:

- pozwala na uproszczenie projektu stacji,
- skraca czas budowy i obniża koszty,

- zmniejsza zapotrzebowanie na teren o 30÷45% w stosunku do rozwiązań konwencjonalnych,
- zmniejsza liczbę fundamentów,
- zwiększa przejrzystość układu,
- umożliwia szybką wymianę wyłącznika.



Rysunek 5.3. Pole transformatorowe stacji KSU-3 z wyłącznikiem [10, 90]

Stosowane są dwa rozwiązania modułowych pól rozdzielczych: z wyłącznikiem wysuwным i z wyłącznikiem i odłącznikami.

Pole z wyłącznikiem wysuwным nie wymaga stosowania odłączników. W położeniu odłączenia między szynami zbiorczymi a wyłącznikiem i odejściem powstaje dobrze widoczna przerwa izolacyjna, podobnie jak w rozdzielnicach dwuczłonowych średniego napięcia.

W polach rozdzielczych z odłącznikami wyłącznik jest zamontowany na stałe na konstrukcji. Odłączniki otwiera się przez obrót kolumny izolatora, podobnie jak w odłącznikach poziomoobrotowych dwuprzerwowych. Wyłącznik, odłączniki i przekładniki tworzą jedną zwartą konstrukcję, o sztywnych, krótkich połączeniach między poszczególnymi aparatami.

5.2.2. ROZDZIELNIE WNĘTRZOWE

Pobór mocy w centrach dużych miast i aglomeracji jest znaczny. Oznacza to konieczność budowy stacji 110 kV możliwie blisko tych obciążeń (głębokie wejście). W miastach stacje takie mogą być realizowane jako wewnętrzne, aczkolwiek architektura tych budowli – w tradycyjnym wykonaniu – jedynie z konieczności może być tolerowana w miejskiej zabudowie.

W stacjach wewnętrznych 110 kV jest stosowana aparatura przeznaczona do pracy w warunkach napowietrznych. Teren potrzebny na budowę takich stacji jest jednak znacznie mniejszy niż stacji napowietrznych. Uzyskuje się to dzięki umieszczeniu łączników, przekładników i innej aparatury pod szynami zbiorczymi. Dalsze ograniczenie terenu niezbędnego do budowy stacji można uzyskać przez umieszczenie rozdzielni wysokiego i średniego napięcia w jednym wielokondygnacyjnym budynku.

Jedną z typowych, krajowych konstrukcji rozdzielni wewnętrznych 110 kV stanowi stacja PUV-110, o układzie połączeń H, opracowana przez Energoprojekt [10].

Stacja ma wymiary 24×30 m i wysokość 9,5 m. Sposób wprowadzenia linii jest dowolny i wzajemnie niezależny. Mogą to być linie napowietrzne lub kablowe, a także jedna linia napowietrzna, a druga kablowa. Stanowiska transformatorów są usytuowane na zewnątrz, przeważnie przy czołowej ścianie budynku. Zasilanie transformatorów 110 kV może być wykonane jako napowietrzne lub kablowe. Rozdzielnia nie wyróżnia się oryginalnością zastosowanych rozwiązań.

Stacja PUV-110 jest bardzo zbliżona do stacji typu KSU, z tym że aparatura rozdzielcza 110 kV znajduje się w krytej hali i jest ustawiona na jednym poziomie. W związku z tym powierzchnia budynku jest znaczna, w porównaniu z rozwiązaniami zagranicznymi (nawet o bardziej rozbudowanych układach szyn zbiorczych). Istotne zmniejszenie wymiarów stacji wewnętrznych można uzyskać przez zastosowanie modułowych pól rozdzielczych.

5.2.3. ROZDZIELNIE Z SZEŚCIOFLUORKIEM SIARKI

Wymiary stacji elektroenergetycznych wewnętrznych na napięcie wysokie mogą być zmniejszone, pod warunkiem zastosowania izolacji o właściwościach znacznie lepszych niż powietrze o ciśnieniu atmosferycznym.

Wprowadzenie sześćciofluorku siarki (SF_6) jako izolacji międzybiegunowej i doziemnej urządzeń umożliwiło budowę stacji 110 kV oraz stacji SN jakościowo różnych od stacji o izolacji powietrznej oraz stałej. Uzyskano wielokrotne zmniejszenie wymiarów, a także zdecydowaną poprawę większości parametrów i właściwości technicznych, decydujących o niezawodności i jakości stacji.

Rozdzielnie z sześćciofluorkiem siarki są produkowane na skalę przemysłową od końca lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku w wielu przodujących gospodarczo krajach. Szyny zbiorcze i wszystkie urządzenia rozdzielcze są umieszczone w hermetycznych rurach i zbiornikach, wypełnionych sześćciofluorkiem siarki o odpowiednim ci-

śnieniu, wykorzystywanych również jako konstrukcje nośne. Osłony wykonuje się dość często ze stali, ze względu na łatwość uzyskania niezbędnej szczelności zbiorników, dużą wytrzymałość mechaniczną oraz odporność na działanie łuku. Osłony rozdzielni są dzielone na szczelne komory, zawierające jedno lub kilka urządzeń.

Ciśnienie gazu w zbiornikach powinno być możliwie wysokie (większa wytrzymałość elektryczna gazu pod wyższym ciśnieniem), ale jednocześnie takie, żeby nie następowała kondensacja SF₆ w najniższej temperaturze otoczenia, która może w praktyce wystąpić. Najczęściej stosuje się ciśnienie 0,20÷0,55 MPa. Odległości pomiędzy poszczególnymi fazami a uziemioną obudową są m.in. tak dobierane, aby pod ciśnieniem atmosferycznym gazu wytrzymały długotrwałe przepięcia równe 1,3÷1,5 wartości napięcia znamionowego, odpowiednio międzyprzewodowego i fazowego [10].

Rozdzielnie z sześciopłorkiem siarki są budowane jako rozdzielnie, w których poszczególne bieguny (fazy) szyn zbiorczych są prowadzone w oddzielnych osłonach (izolacja jednobiegunowa) lub jako rozdzielnie, w których wszystkie fazy są umieszczone we wspólnej osłonie (izolacja trójbiegunowa).

Rozdzielnie o izolacji jednobiegunowej odznaczają się większą niezawodnością i są nieco droższe w stosunku do tych z izolacją trójbiegunową. Dodatkowo przy izolacji jednobiegunowej nie występują zwarcia międzyfazowe, niższe są też przepięcia oraz bardziej równomierny jest rozkład pola elektrycznego. Na osłony muszą być używane materiały niemagnetyczne.

Rozdzielnie o izolacji trójbiegunowej zajmują mniejszy obszar, a na ich osłony można stosować stal.

Aparatura łączeniowa (wyłączniki, rozłączniki, odłączniki, uziemniki) i inne urządzenia w rozdzielniach z SF₆ różnią się od tradycyjnych, instalowanych w rozdzielniach napowietrznych i wewnątrzowych. Opracowane zostały nowe urządzenia, najczęściej o znacznie mniejszych wymiarach, przeznaczone tylko do tego typu rozdzielni.

Zawierające różne urządzenia elementy rozdzielni są konstruowane w postaci modułów umożliwiających budowę rozdzielni o dowolnym układzie szyn zbiorczych, a także o dowolnym wyposażeniu pól i różnym sposobie zasilania.

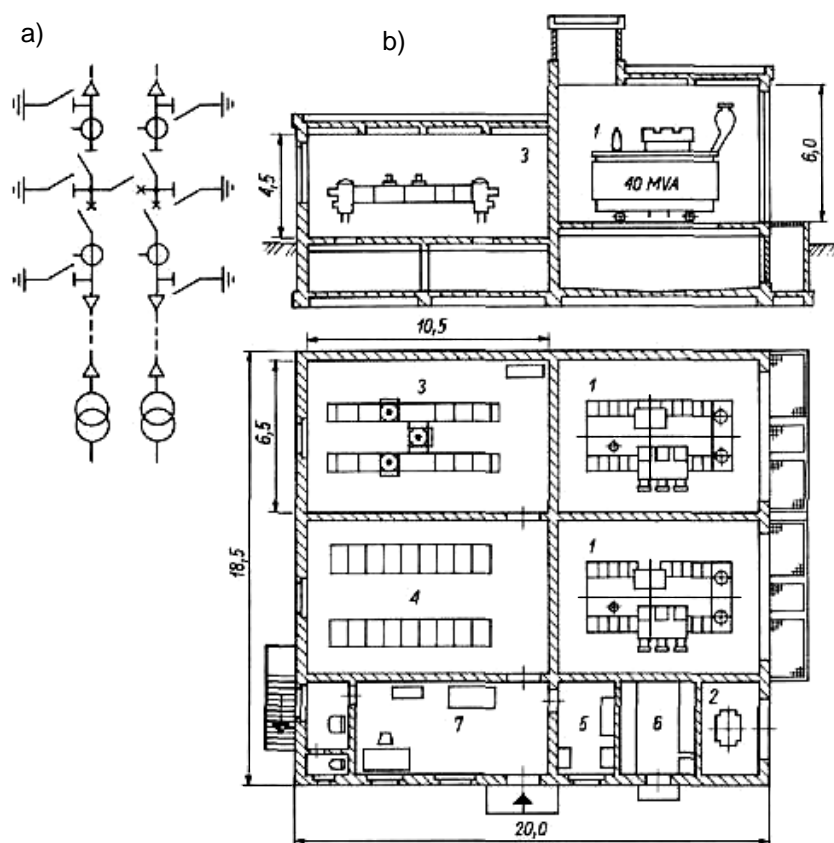
Schematy głównych rozdzielni z SF₆ są wybierane spośród rozwiązań tradycyjnych. Najczęściej są realizowane rozdzielnie w układach szynowych (pojedynczy system szyn zbiorczych, podwójny system szyn zbiorczych i ich modyfikacje).

Pola wyposaża się najczęściej w wyłączniki. Spotyka się też rozdzielnie z 3/2 lub 2 wyłącznikami na jedno pole. W rozdzielniach z sześciopłorkiem siarki przyjęto zasadę instalowania uziemników między wszystkimi odłącznikami a wyłącznikami oraz pełną wzajemną blokadę i uzależnienie działania wszystkich łączników, uniemożliwiające wykonanie błędnych czynności łączeniowych.

Rozdzielnie z SF₆ są budowane głównie z przeznaczeniem do współpracy z liniami kablowymi. Transformatory w stacjach z takimi rozdzielniami są lokalizowane w bliskiej odległości od tych rozdzielni. W celu uniknięcia stosowania krótkich odcinków linii kablowych zasilają się je często za pomocą przewodów szynowych w obudowie z izolacją gazową SF₆.

Stosowanie rozdzielni z SF₆ daje sporo korzyści. Jedną z głównych jest bardzo mały teren przez nie zajmowany, zwykle jest to przeważnie kilka procent terenu potrzebnego na stację napowietrzną o podobnym układzie połączeń. Kubatura takich stacji wynosi tylko kilkanaście procent kubatury stacji wewnętrznej w wykonaniu tradycyjnym.

Stacje z sześćfluorkiem siarki mogą być zlokalizowane w budynkach wolno stojących, których architektura nawiązuje do istniejącej zabudowy lub w zabudowanych terenach miejskich i przemysłowych. Często umieszcza się je w pomieszczeniach piwnicznych dużych budynków biurowych, handlowych, w istniejących halach fabrycznych i innych. Na rysunku 5.4 przedstawiono przykład typowego rozwiązania stacji z SF₆ [10].



Rysunek 5.4. Typowa stacja średniej wielkości, z dwoma transformatorami po 40 MVA każdy i rozdzielnią 110 kV typu ELK-O o układzie połączeń H (producent: ABB):

- a) schemat połączeń, b) przekrój pionowy i rzut poziomy stacji; 1 – transformator główny, 2 – transformator potrzeb własnych, 3 – rozdzielnia 110 kV z SF₆, 4 – rozdzielnia średniego napięcia, 5 – rozdzielnia niskiego napięcia, 6 – akumulatornia, 7 – pomieszczenie obsługi (nastawnia)
(wymiarly w metrach)

Podstawowa bariera w stosowaniu rozwiązań rozdzielni z SF₆ wynika z faktu, że koszt samych urządzeń takiej rozdzielni jest znacznie większy niż stacji w tradycyjnym wykonaniu. Rozdzielnie z SF₆ są jednak coraz powszechniej stosowane w dużych aglomeracjach miejskich.

5.3. ROZDZIELNICE SN

Rozdzielnice prefabrykowane SN w stacjach elektroenergetycznych cechuje duża różnorodność rozwiązań konstrukcyjnych. W związku z tym istnieje możliwość różnorodnego podziału rozdzielnic pod kątem różnych kryteriów.

W literaturze spotyka się podział rozdzielnic prefabrykowanych ze względu na:

- sposób wykonania ochrony przed dotknięciem części pod napięciem oraz przedostaniem się ciał stałych (rozdzielnice otwarte, częściowo osłonięte, osłonięte),
- sposób połączenia aparatów, głównie łączników, z innymi elementami rozdzielnic (rozdzielnice jedno- i dwuczłonowe),
- możliwość dostępu do urządzeń zainstalowanych w rozdzielnicy (jedynie od przodu, od przodu i z tyłu).

Rozdzielnice otwarte oraz częściowo osłonięte instaluje się w pomieszczeniach ruchu elektrycznego, dostępnych tylko dla wykwalifikowanej obsługi.

Rozdzielnice osłonięte są stosowane powszechnie w energetyce przemysłowej, gdyż mogą być instalowane również w halach produkcyjnych, nie zawsze w wydzielonych pomieszczeniach, blisko środka obciążenia elektrycznego.

Rozdzielnice prefabrykowane buduje się z jednakowych członów montażowych, zawierających pola o różnym przeznaczeniu (liniowe, transformatorowe, pomiarowe, odgromnikowe, łączników szyn i inne), różniących się ponadto niektórymi szczegółami technicznymi. Produkowane przemysłowo określone typy rozdzielnic zawierają najczęściej po kilkanaście, a nawet kilkadziesiąt różnych pól, ułatwiających tworzenie konstrukcji grupujących pola o różnorodnym przeznaczeniu, spełniających w możliwie największym stopniu wszystkie wymagania techniczne i eksploatacyjne.

Obecnie w Polsce wytwarza się wiele różnych konstrukcji rozdzielnic średniego napięcia. Większość z nich są to konstrukcje nowe lub starsze, znacznie zmodernizowane, w których zastosowano aparaty i osprzęt wysokiej jakości. Dzięki temu, w porównaniu z wcześniejszymi konstrukcjami, wzrósł poziom techniczny oraz zmniejszyły się różnice między poszczególnymi typami rozdzielnic.

Właściwości techniczne rozdzielnic, warunkujące ich przeznaczenie i możliwość instalowania w określonych warunkach technicznych i środowiskowych, są charakteryzowane przez:

- podstawowe dane znamionowe,
- konstrukcję mechaniczną szaf, określoną przez wymiary zewnętrzne i masę poszczególnych pól rozdzielnic, odporność na wpływ środowiska (IPXX), łukochronność, sposób zainstalowania aparatów (rozdzielnice jedno- i dwuczłonowe).

we), podział na przedziały, liczbę szyn zbiorczych, blokady przed błędnymi połączeniami i inne,

- liczbę typowych pól umożliwiających konstrukcję rozdzielnic o zróżnicowanym przeznaczeniu,
- łatwość transportu oraz możliwość i szybkość montażu różnych pól rozdzielnic, w tym również jedno- i dwuczłonowych, w miejscu ich ustawienia.

Obecnie najbardziej rozpowszechnione są rozdzielnice o izolacji powietrznej jednoczłonowe, o pojedynczym systemie szyn zbiorczych. Na rysunku 5.5 przedstawiono przykład takiego rozwiązania – rozdzielnicę RS-24 produkowaną we Wrocławiu [37], natomiast na rysunkach 5.6 i 5.7 – przykładowe rozwiązania pola liniowego i pola transformatorowego dla wersji RS-24Jm [38].

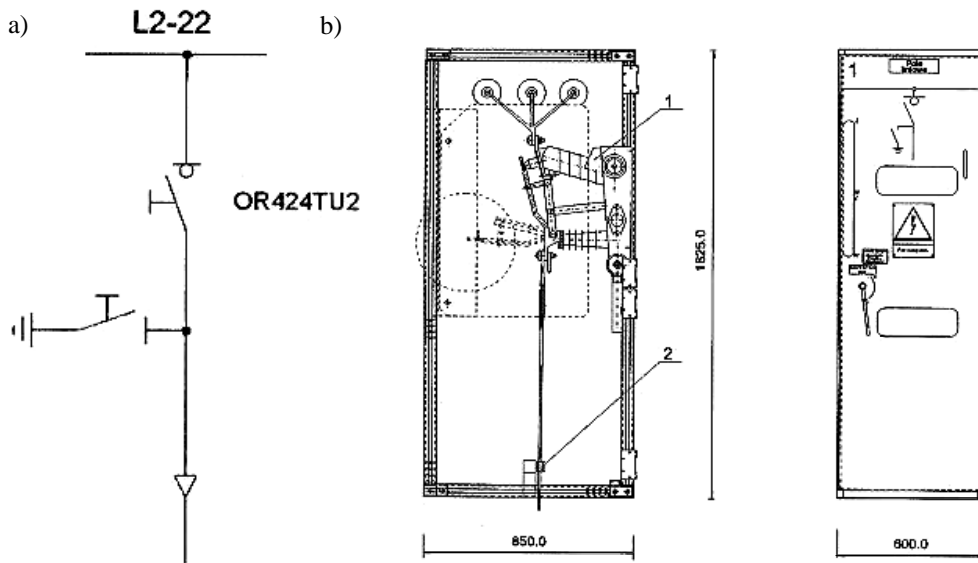


Rysunek 5.5. Rozdzielnica jednoczłonowa typu RS-24

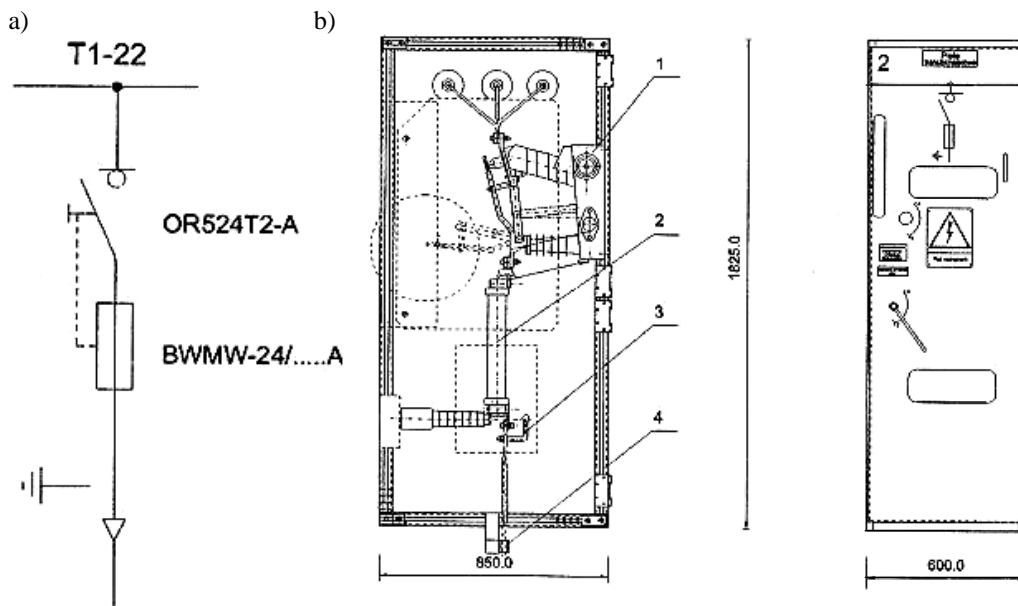
W rozdzielnicach jednoczłonowych wszystkie aparaty są trwale umocowane do konstrukcji. Pola rozdzielcze powszechnie wyposaża się w odłączniki. W takich rozdzielnicach mogą występować dłuższe przerwy w zasilaniu odbiorców w razie uszkodzenia dowolnego z aparatów w polu rozdzielnic czy konieczności dokonania prac konserwacyjnych aparatów, głównie łączników.

Rozdzielnice duże, składające się co najmniej z kilkunastu pól rozdzielczych, wykonuje się w układzie z pojedynczym sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych.

Rozdzielnice o podwójnym układzie szyn zbiorczych znajdują zastosowanie w węzłowych punktach sieci, gdzie wymagania dotyczące niezawodności zasilania są szczególnie duże. Najczęściej mają one znacznie większe wymiary i masę niż rozdzielnice o takich samych lub zbliżonych danych znamionowych, lecz o pojedynczym systemie szyn zbiorczych, i w konsekwencji są znacznie mniej rozpowszechnione.



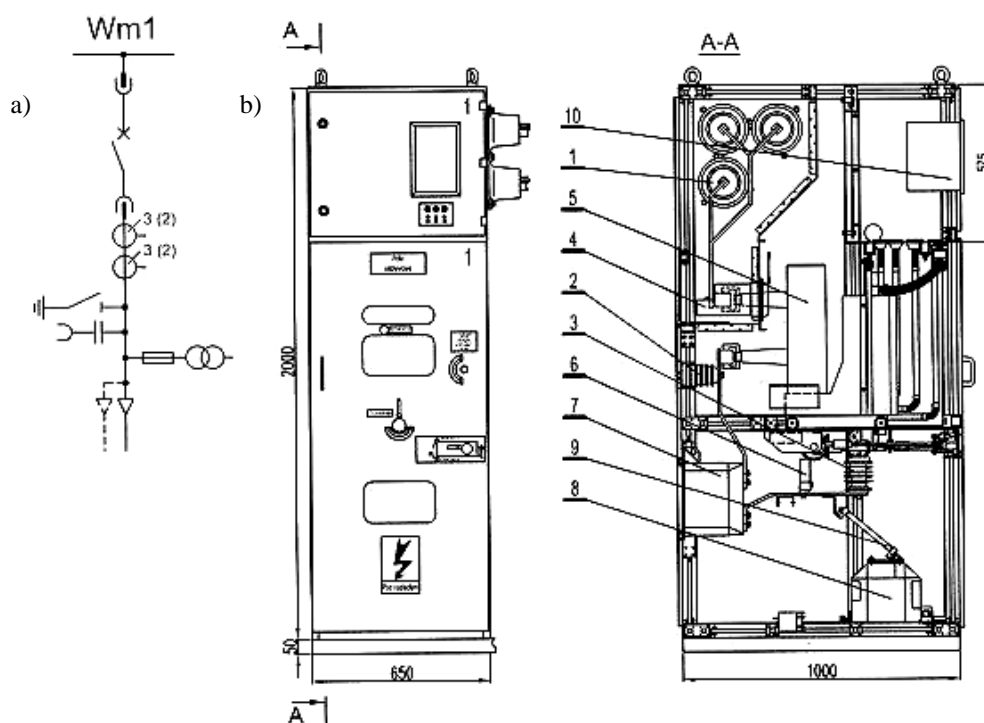
Rysunek 5.6. Rozdzielnica jednoczłonowa typu RS 24-Jm (pole liniowe):
a) układ połączeń, b) widok i przekrój; 1 – rozłącznik, 2 – uchwyty kablowe



Rysunek 5.7. Rozdzielnica jednoczłonowa typu RS 24-Jm (pole transformatorowe):
a) układ połączeń, b) widok i przekrój; 1 – rozłącznik, 2 – wkładka bezpiecznikowa,
3 – uchwyty uziemiaacza, 4 – uchwyty kablowe

Mniejsze wymiary poszczególnych pól i całej rozdzielni przy takich samych pozostałych parametrach technicznych stanowią często, oprócz ceny, główny argument decydujący o wyborze określonego typu rozdzielni.

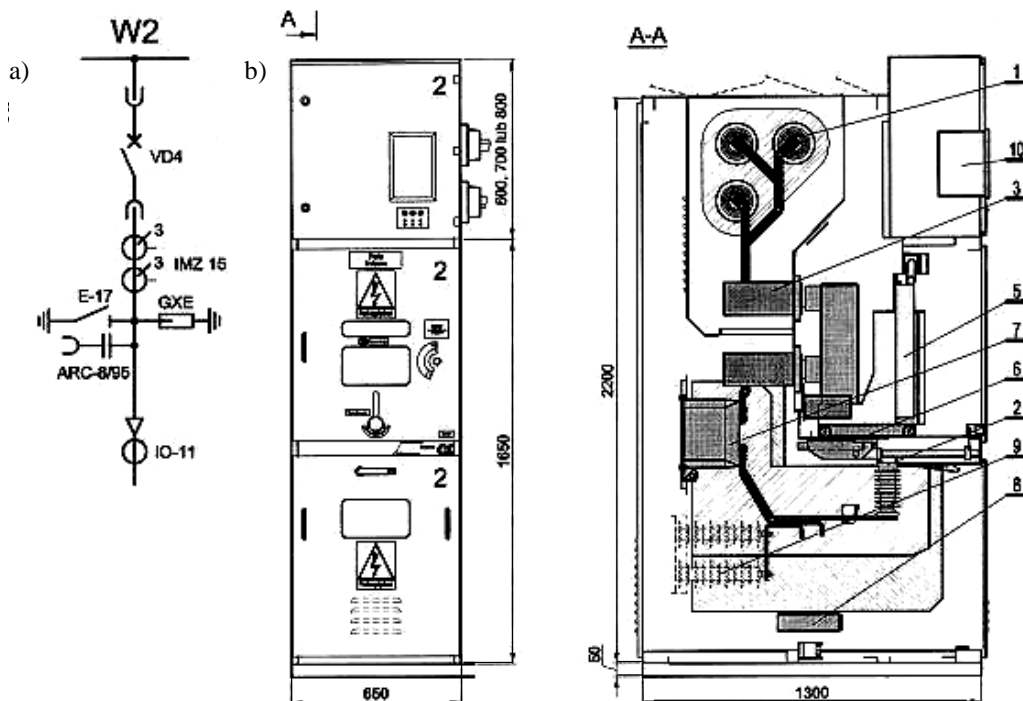
W stacjach elektroenergetycznych stosunkowo często spotyka się rozdzielnice o izolacji powietrznej dwuczłonowe, realizowane w układzie z pojedynczym systemem szyn zbiorczych niesekcjonowanym lub sekcjonowanym. Na rysunkach 5.8 i 5.9 przedstawiono przykłady pól liniowych realizowanych w różnych rozdzielnicach dwuczłonowych produkowanych przez Elektromontaż-Eksport S.A. [35, 36].



Rysunek 5.8. Rozdzielnica dwuczłonowa typu RS-12m (pole liniowe): a) układ połączeń, b) widok i przekrój; 1 – izolator przepustowy, 2 – izolator wsporczy, 3 – izolator reaktancyjny, 4 – izolator wsporczo-przepustowy, 5 – wyłącznik próżniowy, 6 – uziemnik, 7 – przekładnik prądowy, 8 – przekładnik napięciowy, 9 – wkładka bezpiecznikowa, 10 – zabezpieczenie

W rozdzielnicach dwuczłonowych część aparatów jest umieszczona na członie stałym rozdzielni, trwale przymocowanym do fundamentu, a część – na członie ruchomym (wysuwany wózek). Części te mogą być łączone oraz rozłączane mechanicznie i elektrycznie przez obsługę dzięki specjalnym napędom. Połączenia elektryczne członów wykonuje się za pomocą rozłącznych zestyków międzyczłonowych. W ten sposób umożliwiono łatwe i szybkie wyjęcie łącznika i zastąpienia go rezerwowym.

W rozdzielnicach dwuczłonowych o pojedynczym systemie szyn zbiorczych nie stosuje się odłączników. Przy wysuniętym wózku występuje widoczna i bezpieczna przerwa izolacyjna. Rola odłączników jest niejako spełniana przez połączenie sztywne części stałej z ruchomą. Pola rozdzielnic dwuczłonowej mogą się znajdować w trzech różnych stanach: pracy, próby i spoczynku. W stanie spoczynku człon ruchomy jest wysunięty do takiego położenia, że następuje odłączenie elektryczne wszystkich torów prądowych w członie stałym i ruchomym. W stanie próby stan torów głównych odpowiada stanowi spoczynku, a torów pomocniczych – stanowi pracy, co umożliwia sprawdzenie działania wyłącznika i jego napędu bez konieczności wymontowania go z rozdzielnic.



Rysunek 5.9. Rozdzielnic dwuczłonowa typu RS-17 (pole liniowe): a) układ połączeń, b) widok i przekrój; 1 – izolator przepustowy, 2 – izolator wsporczy, 3 – izolator reaktancyjny, 4 – izolator wsporzo-przepustowy, 5 – wyłącznik próżniowy, 6 – uziemnik, 7 – przekładnik prądowy, 8 – przekładnik napięciowy, 9 – wkładka bezpiecznikowa, 10 – ogranicznik przepięć, 11 – zabezpieczenie

W rozdzielnicach dwuczłonowych powszechnie stosuje się systemy blokad elektrycznych i mechanicznych, które uniemożliwiają otwarcie drzwi szafy rozdzielnic przy pracujących urządzeniach elektrycznych, wykonanie błędnych czynności łączeniowych itp.

Rozdzielnice jednoczłonowe i dwuczłonowe wykonuje się zarówno jako jednoprzedsiałowe, jak i wieloprzedsiałowe. W rozdzielnicach jednoprzedsiałowych wszystkie aparaty są umieszczone w jednej szafie rozdzielczej (rys. 5.6 i 5.7). W rozdzielnicach wieloprzedsiałowych wprowadzono podział na przedziały zawierające poszczególne urządzenia: szyny zbiorcze, aparaty, głowice kablowe i inne (rys. 5.8 i 5.9). Wprowadzenie takiego rozwiązania ogranicza możliwość powstania zwarcia, a w razie jego wystąpienia niszczące skutki dotyczą tylko objętości przedziału, gdzie pojawiło się zwarcie, nie powodując rozprzestrzeniania się uszkodzenia na całe pole rozdzielnicy lub nawet na wszystkie pola. Dzięki zastosowaniu konstrukcji wieloprzedsiałowej uzyskano poprawę niezawodności działania rozdzielnicy.

W ostatnim okresie coraz częściej stosuje się rozdzielnice SN z sześćciofluorkiem siarki jako izolacją. Rozdzielnice te wymagają nowoczesnej technologii i są produkowane przez ZPUE Włoszczowa oraz inne renomowane firmy branży elektrotechnicznej (ABB, Siemens, Grupa Schneider itp.).



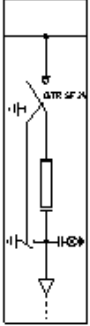

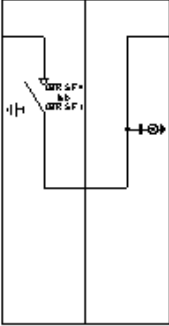
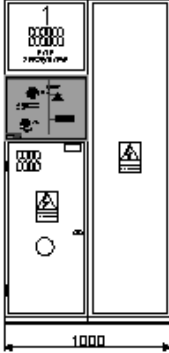
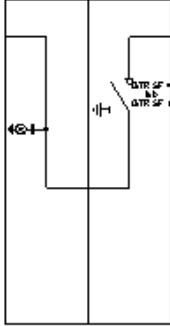
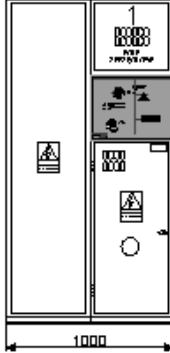
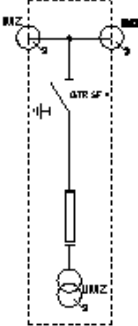
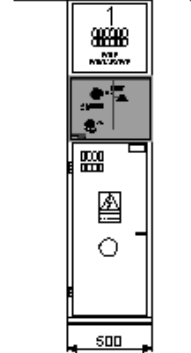
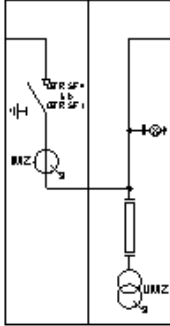
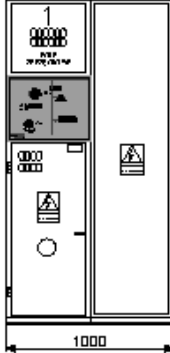
W rozdzielnicach z SF₆ szyny zbiorcze i niektóre aparaty znajdują się w szczelnie zamkniętych zbiornikach z sześćciofluorkiem siarki. Rozdzielnice z SF₆ są wyposażone w wyłączniki próżniowe lub z sześćciofluorkiem siarki.

Na rysunku 5.10 przedstawiono przykład takiego rozwiązania – rozdzielnicę Rotoblok SF produkowaną przez ZPUE Włoszczowa.



Rysunek 5.10. Rozdzielnica z sześćciofluorkiem siarki typu Rotoblok SF na napięcie do 24 kV (producent: ZPUE Włoszczowa S.A.) [68]

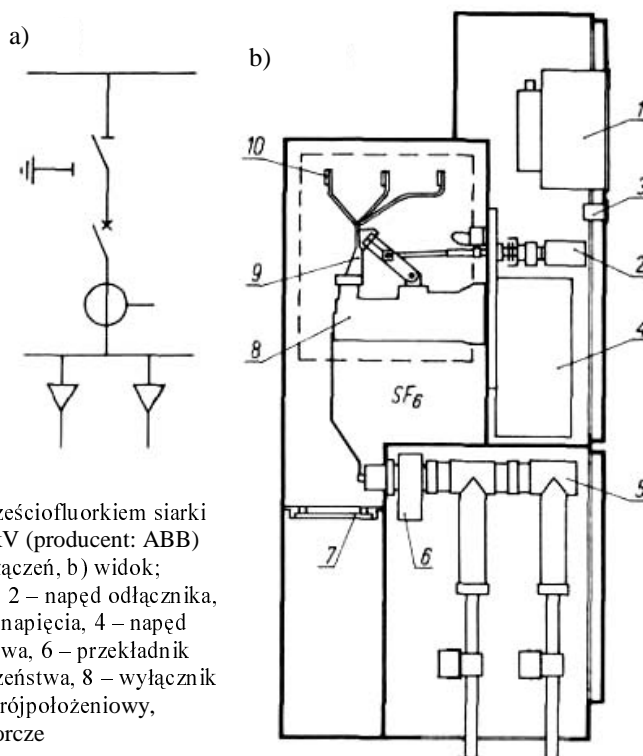
Tabela 5.1. Przykładowe warianty pól rozdzielnic Rotoblok SF [68]

Schemat elektryczny	Widok z frontu	Schemat elektryczny	Widok z frontu
<p>SL2 (pole liniowe)</p> 		<p>ST2 (pole transformatorowe)</p> 	
<p>SS1L (pole sprężelowe z odłącznikiem lub rozłącznikiem z lewej strony)</p> 		<p>SS1P (pole sprężelowe z odłącznikiem lub rozłącznikiem z prawej strony)</p> 	
<p>SP1 (pole pomiarowe)</p> 		<p>SSP2L (pole pomiarowo-sprężelowe z odłącznikiem lub rozłącznikiem z lewej strony)</p> 	

Rozdzielnica Rotoblok SF składa się z pojedynczych pól, stanowiących odrębne moduły. Przykładowe rozwiązania tych pól przedstawiono w tabeli 5.1. W każdym polu jest zbiornik ze stali nierdzewnej, wypełniony gazem SF₆, w którym znajduje się aparatura łączeniowa. Zastosowana w rozdzielnicy pełna izolacja aparatury łączeniowej w SF₆ pozwala z jednej strony na zachowanie doskonałego stanu technicznego rozdzielnicy przez długi okres, a z drugiej – ułatwia i ogranicza do niezbędnego minimum wymagane czynności eksploatacyjne. Poszczególne moduły rozdzielnicy są połączone w górnej części pól za pomocą trzech szyn zbiorczych, montowanych równoległe z zachowaniem izolacji powietrznej. Dolna część pola stanowi przedział przyłączy kablowych w izolacji powietrznej realizowanych standardowymi głowicami kablowymi.

Pola liniowe rozdzielnicy Rotoblok SF mogą być wyposażone w napęd silnikowy. Mechanizm elektryczny jest wówczas przystosowany do współpracy ze wszystkimi systemami sterowania i nadzoru, z wykorzystaniem sieci telefonicznej, łączy światłowodowych, radiolinii itp. Pola transformatorowe mogą być wyposażone w cewkę wyłączającą, umożliwiającą zdalne wyłączanie pola.

Produkowana przez koncern ABB rozdzielnica ZXO stanowi następny przykład rozdzielnicy z izolacją gazową SF₆. Na rysunku 5.11 przedstawiono klasyczne rozwiązanie pola liniowego stosowanego w takiej rozdzielnicy [10].



Rysunek 5.11. Rozdzielnica z sześćfluorkiem siarki typu ZXO na napięcie 12÷24 kV (producent: ABB) (pole liniowe): a) układ połączeń, b) widok;
 1 – skrzynka z zabezpieczeniami, 2 – napęd odłącznika,
 3 – pojemnościowy wskaźnik napięcia, 4 – napęd wyłącznika, 5 – głowica kablowa, 6 – przekładnik prądowy, 7 – membrana bezpieczeństwa, 8 – wyłącznik próżniowy, 9 – odłącznik trójpołożeniowy, 10 – szyny zbiorcze

Intensywny rozwój rozdzielnic SN z sześciofluorkiem siarki jest spowodowany ich licznymi zaletami. Rozdzielnice takie charakteryzują się m.in.: bardzo dużym bezpieczeństwem obsługi, dużą odpornością na wpływy środowiska, bardzo dużą trwałością mechaniczną i łączeniową zastosowanych łączników, blokadą napędów łączników, uniemożliwiająca wykonanie błędnych połączeń, oraz bardzo małymi wymaganiami dotyczącymi obsługi i konserwacji.

W rozdzielnicach z SF₆ pierwszy przegląd powinien być wykonany dopiero po 10 latach eksploatacji.

Rozdzielnice prefabrykowane SN są obecnie wytwarzane na napięcie od 7,2 do 36 kV, przy czym najczęściej spotyka się konstrukcje na 17,5 kV i 24 kV. W kraju są wytwarzane rozdzielnice jedno- i dwuczłonowe, jedno- i wieloprzedziałowe, o pojedynczym i podwójnym systemie szyn zbiorczych, o izolacji stałopowietrznej oraz z sześciofluorkiem siarki, a także o różnych innych cechach konstrukcyjnych.

Rozdzielnice te mają obudowy o stopniu ochrony przed narażeniami środowiskowymi od IP00 do IP64. Pierwsza cyfra przy symbolu stopnia IP (*International Protection*) oznacza stopień ochrony przed ciałami obcymi i dotykiem, druga natomiast przed wodą. Stopnie ochrony osób przed dostępem do części niebezpiecznych oraz przed obcymi ciałami stałymi są określane w normie [28]. Na przykład stopień ochrony na poziomie 0 oznacza brak takiej ochrony, na poziomie 6 oznacza natomiast ochronę pyłoszczelną, przy której pył nie może wnikać przez obudowę. Norma ta określa też stopnie ochrony przed wodą, na przykład stopień ochrony na poziomie 0 oznacza brak takiej ochrony, natomiast na poziomie 4 oznacza ochronę przed bryzgami wody (wówczas woda rozbryzgiwana na obudowę z dowolnego kierunku nie wywołuje szkodliwych skutków).

Duża różnorodność wytwarzanych w kraju rozdzielnic prefabrykowanych SN pozwala na wybór konstrukcji najbardziej przydatnej do określonych warunków eksploatacyjnych i środowiskowych, z uwzględnieniem możliwości finansowych i życzeń inwestora.

5.4. PREFABRYKOWANE STACJE SN

Sieci elektroenergetyczne rozdzielcze niskiego napięcia miejskie i przemysłowe są zasilane ze stacji transformatorowych średniego napięcia 6÷20 kV, wyjątkowo 30 kV, o mocy od 250 do 1000 kVA.

Obecnie prawie wyłącznie stosuje się stacje prefabrykowane, wytwarzane w całości w specjalistycznych zakładach. W miejscu zainstalowania wykonuje się jedynie ich montaż końcowy. Stacje są dostarczane bez transformatorów. Transformatory są wkładane do stacji od góry za pomocą dźwigu, po zdjęciu dachu nad przedziałem transformatorowym.

W zależności od przeznaczenia rozróżnia się stacje: miejskie, przemysłowe, przevoźne, wiejskie słupowe oraz specjalnego przeznaczenia (np. górnicze).

Prefabrykowane stacje SN są w Polsce wytwarzane przez różne specjalistyczne przedsiębiorstwa. Należą do nich m.in. ZPUE Włoszczowa S.A., Elektromontaż-Eksport S.A., Elektrobudowa S.A. Przedsiębiorstwa te wytwarzają wiele stacji transformatorowych różnych typów o wysokich parametrach technicznych i wysokiej jakości, w pełni porównywalnych z wyrobami renomowanych firm światowych. W stacjach tych instaluje się nowoczesną aparaturę, często produkowaną przez renomowane europejskie przedsiębiorstwa branży elektrotechnicznej. Dużą wagę przykładają się do odpowiedniego wyglądu zewnętrznego, dzięki czemu stacje te mogą być stosowane zarówno na terenie zabudowanym, jak i w innych miejscach, nie pogarszając estetyki miejsca, gdzie są zlokalizowane.

Każde z wymienionych przedsiębiorstw ma w swojej ofercie co najmniej kilka typów kontenerowych stacji transformatorowych końcowych i przelotowych. Stacje te są wykonywane w obudowie betonowej lub metalowej. Przykłady rozwiązań przedstawiono na rysunkach 5.12 i 5.13.



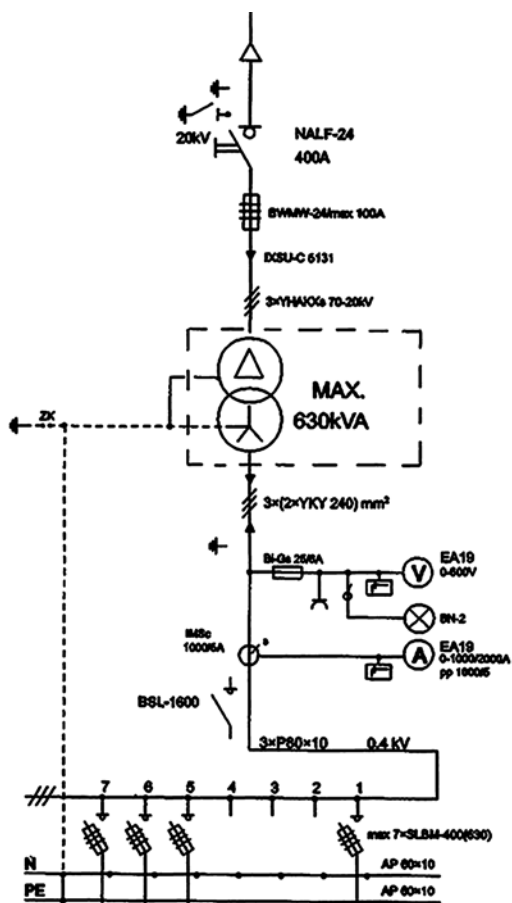
Rysunek 5.12. Kontenerowa stacja transformatorowa w obudowie betonowej typu MRw-b1 20/630 (producent: ZPUE Włoszczowa S.A.) [48]

Elektromontaż-Eksport S.A. wytwarza stacje prefabrykowane głównie w swoich oddziałach we Wrocławiu i Lublinie.

Wytwarzana we Wrocławiu kontenerowa stacja transformatorowa typu KKZ-24/630 (TKC-1000) to przykład małogabarytowej stacji końcowej w obudowie metalowej. Jej wyposażenie stanowi transformator o mocy do 630 kVA, jednopolowa rozdzielnica SN oraz siedmiopolowa rozdzielnica nn. Stacja ta jest przystosowana do zasilania jednożyłowymi kablami w izolacji z tworzywa sztucznego o przekroju do 240 mm².

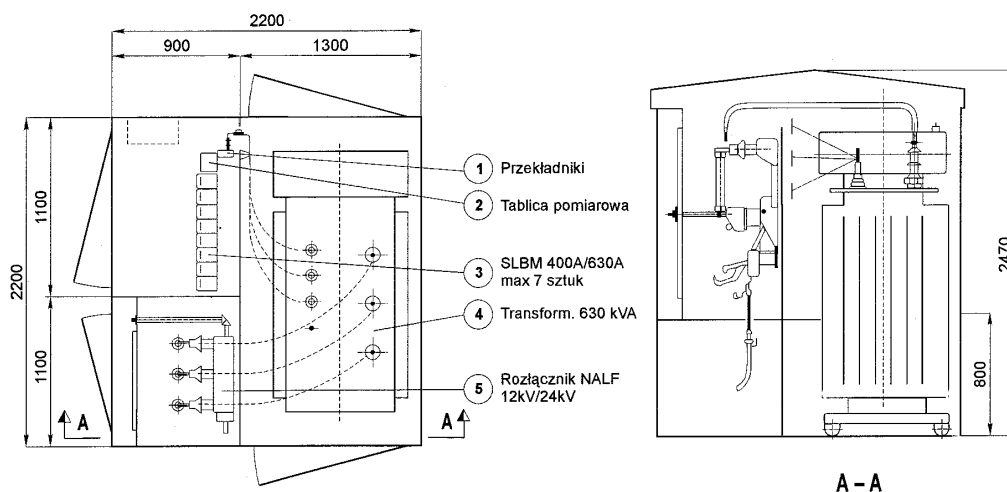


Rysunek 5.13. Kontenerowa stacja transformatorowa w obudowie aluminiowej typu MRw 20/630-3 (producent: ZPUE Włoszczowa S.A.) [48]



Na rysunku 5.14 przedstawiono schemat zasadniczy tej stacji, a na rysunku 5.15 – jej rzut poziomy wraz z przekrojem [47]. W wykonaniu standardowym w polu transformatorowym zastosowano powietrzny rozłącznik bezpiecznikowy typu NALF, a w polach liniowych nn – 7 rozłączników bezpiecznikowych typu SLBM 400A lub 630A.

Rysunek 5.14. Połączenia kontenerowej stacji transformatorowej typu KKZ-24/630 (TKC-1000) (producent: Elektromontaż-Eksport S.A. Zakład Produkcji Urządzeń Wrocław) [47]



Rysunek 5.15. Rzut poziomy i przekrój kontenerowej stacji transformatorowej typu KKZ-24/630 (TKC-1000) (producent: Elektromontaż-Eksport S.A. Zakład Produkcji Urządzeń Wrocław) [47]

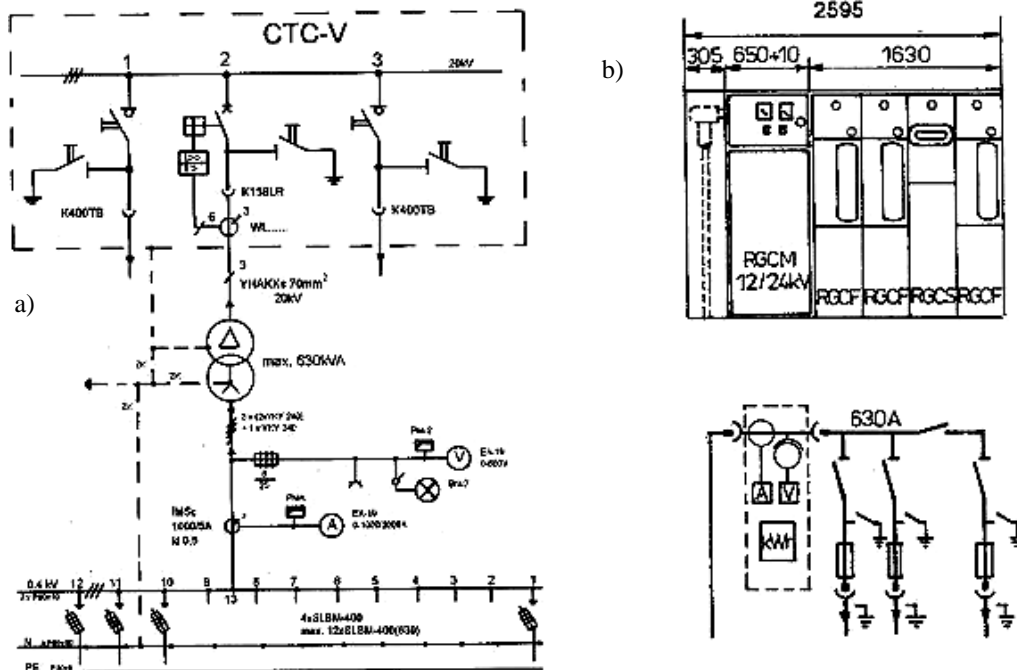
Kontenerowe stacje transformatorowe typu KPW5-24/630 i KPW7-24/630, również wytwarzane we Wrocławiu, są typowymi stacjami przelotowymi, przeznaczonymi do zasilania energią elektryczną odbiorców komunalnych i przemysłu. Ze względu na bardzo małe gabaryty szczególnie nadają się do zastosowania w gęstej zabudowie miejskiej. Wyposażenie stacji KPW5-24/630 stanowi transformator o mocy do 630 kVA, trój- lub czteropolowa rozdzielnica SN oraz dwunastopolowa rozdzielnica nn. Jako rozdzielnicę SN pierwotnie stosowano modułową rozdzielnicę typu RGC z izolacją powietrzną lub CTC-V z izolacją gazową SF₆. Obecnie w tych stacjach producent stosuje najczęściej własną rozdzielnicę SN typu RS-24Jm lub rozdzielnice produkowane przez koncern ABB typu SafeRing i SafePlus. Stacja KPW5-24/630 jest przystosowana do zasilania kablami jednożyłowymi.

Na rysunku 5.16 przedstawiono schemat zasadniczy tej stacji, a na rysunku 5.17 – rzut poziomy obu omawianych typów stacji KPW5-24/630 i KPW7-24/630 [49]. W rozdzielnicy CTC-V pola liniowe są wyposażone w rozłączniki z izolacją gazową SF₆, a pole transformatorowe w wyłącznik próżniowy.

W Lublinie wytwarza się kilka typów kontenerowych stacji transformatorowych, oznaczonych symbolami STMC, STLm-1, STLm-2, STLm-2b, STLmb, STLmb-3, STLmb-5, STLmb-6 i STLmb-8 [74–80].

Stacje STMC są przeznaczone do zasilania budynków mieszkalnych, użyteczności publicznej i innych. Stacje oznaczone symbolem STMC-t służą do okresowego zasilania placów budów, a STMC-p również do zasilania zakładów przemysłowych o umiarkowanym poborze mocy. Rozdzielnice średniego napięcia mogą być jedno- lub trójpolowe, rozdzielnice niskiego napięcia natomiast ośmio- lub dziesięciopolowe. Są też wytwarzane stacje miejskie typu STM o stopniu ochrony IP10 i IP00, przeznaczone

czony do instalowania w specjalnych pomieszczeniach zamkniętych. Poszczególne człony stacji (komora transformatora, rozdzielnica SN i rozdzielnica niskiego napięcia) mogą być usytuowane w różny sposób, w zależności od potrzeb i ograniczeń wynikających z kształtu i wymiarów pomieszczenia.



Rysunek 5.16. Kontenerowa stacja transformatorowa typu KPW5-24/630 (IN10C-5) (producent: Elektromontaż-Eksport S.A. Zakład Produkcji Urządzeń Wrocław) [49]:

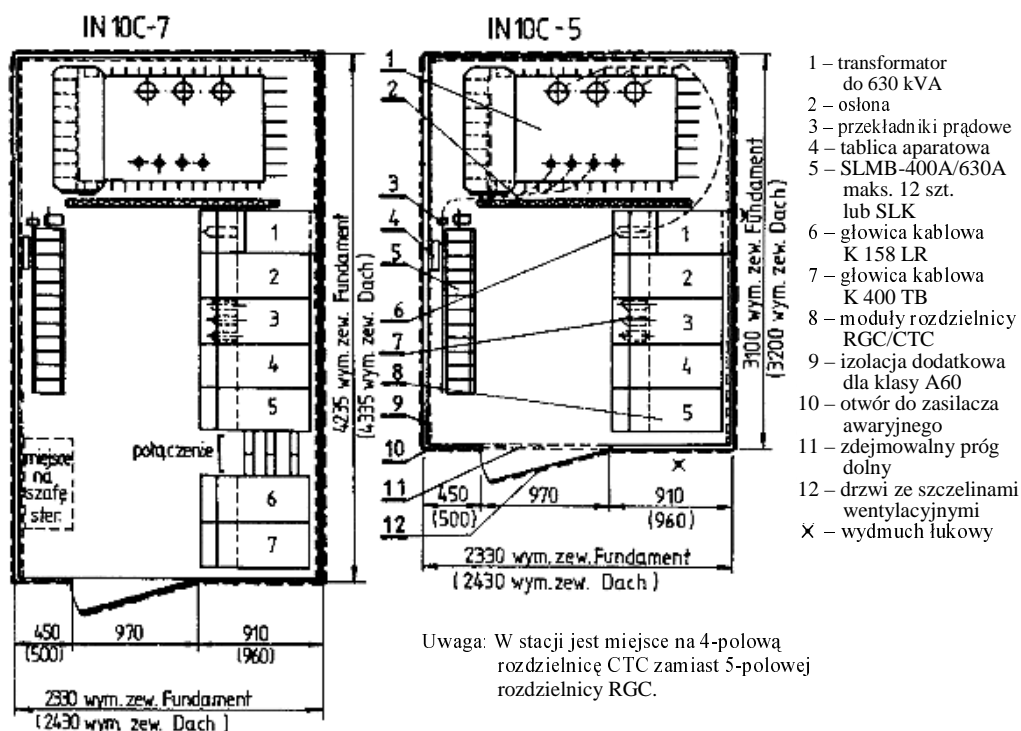
- a) schemat zasadniczy z rozdzielnicą SN typu CTC-V
b) przykład zestawienia rozdzielnicy SN w systemie RGC

Małogabarytowe stacje transformatorowe typu STLm mogą być stosowane w wielu układach zasilania, odpowiadają bowiem różnym warunkom technicznym i środowiskowym.

Stacja STLm-1 jest prefabrykowaną, małogabarytową stacją w obudowie metalowej, przeznaczoną do zasilania pierścieniowego odbiorców z sieci kablowej 20 kV i 15 kV. Jej wyposażenie stanowi transformator o mocy do 630 kVA, trójpolowa rozdzielnica SN oraz sześć- lub ośmiopolowa rozdzielnica nn z rozłącznikami bezpiecznikowymi [79]. Rozdzielnica SN składa się z jednego pola transformatorowego i dwóch pól liniowych, w których zastosowano rozłączniki z izolacją powietrzną.

Stacja STLm-2 różni się przede wszystkim tym od stacji STLm-1, że wyposażono ją w czteropolową kompaktową rozdzielnicę SN z izolacją gazową SF₆ i wyłącznik

w polu transformatorowym [80]. W stacji mogą być zainstalowane rozdzielnice z sześciofluorkiem siarki produkcji firm: Merlin Gerin z Grupy Schneider, ABB, AEG i Siemens.



wysokość stacji H = 2390 z dachem kalenicowym

Rysunek 5.17. Rzut poziomy kontenerowych stacji transformatorowych typu KPW5-24/630 (IN10C-5) i typu KPW7-24/630 (IN10C-7) (producent: Elektromontaż-Eksport S.A. Zakład Produkcji Urządzeń Wrocław) [49]

Stacja STLmb jest prefabrykowaną, małogabarytową stacją przeznaczoną do zasilania pierścieniowego odbiorców z sieci kablowej 20 kV i 15 kV. Stacja ta jest przystosowana do obsługi rozdzielnic ze wspólnego korytarza wewnątrz stacji. Obudowę stacji stanowi modułowa prefabrykowana konstrukcja żelbetowa, składająca się z prefabrykowanego betonowego kiosku i betonowego fundamentu. W wyposażeniu stacji STLmb znajdują się: transformator o mocy do 630 kVA, trój- lub czteropolowa rozdzielnica SN z rozłącznikami oraz dwunastopolowa rozdzielnica nn z rozłącznikami bezpiecznikowymi [74].

Stacja STLmb-3 jest najmniejszą stacją z rodziny stacji transformatorowych w obudowie betonowej produkowaną przez Elektromontaż Lublin. W stosunku do

poprzednio omawianej różni się tym, że wyposażono ją w małogabarytową rozdzielnicę SN z izolacją gazową SF₆ [75].

Stacja STLmb-5 jest wyposażona w pięciopolową rozdzielnicę SN w izolacji stałopowietrznej z rozłącznikami wyposażonymi w izolatory reaktancyjne [76]. Pozostałe elementy wyposażenia są takie same jak w stacji STLmb.

ZPUE Włoszczowa S.A. jest największym w Polsce producentem kontenerowych stacji transformatorowych SN/nn. W swojej ofercie ma prawie 40 różnych stacji. Wśród nich najliczniejszą grupę stanowią stacje typu MRw-b, występujące w 21 różnych wariantach, oraz stacje typu MRw, realizowane w 9 wariantach. Oprócz wymienionych, ZPUE Włoszczowa wytwarza jeszcze stacje typu: Minibox, WST, PST oraz ZK-SN/TPM [48, 51, 52].

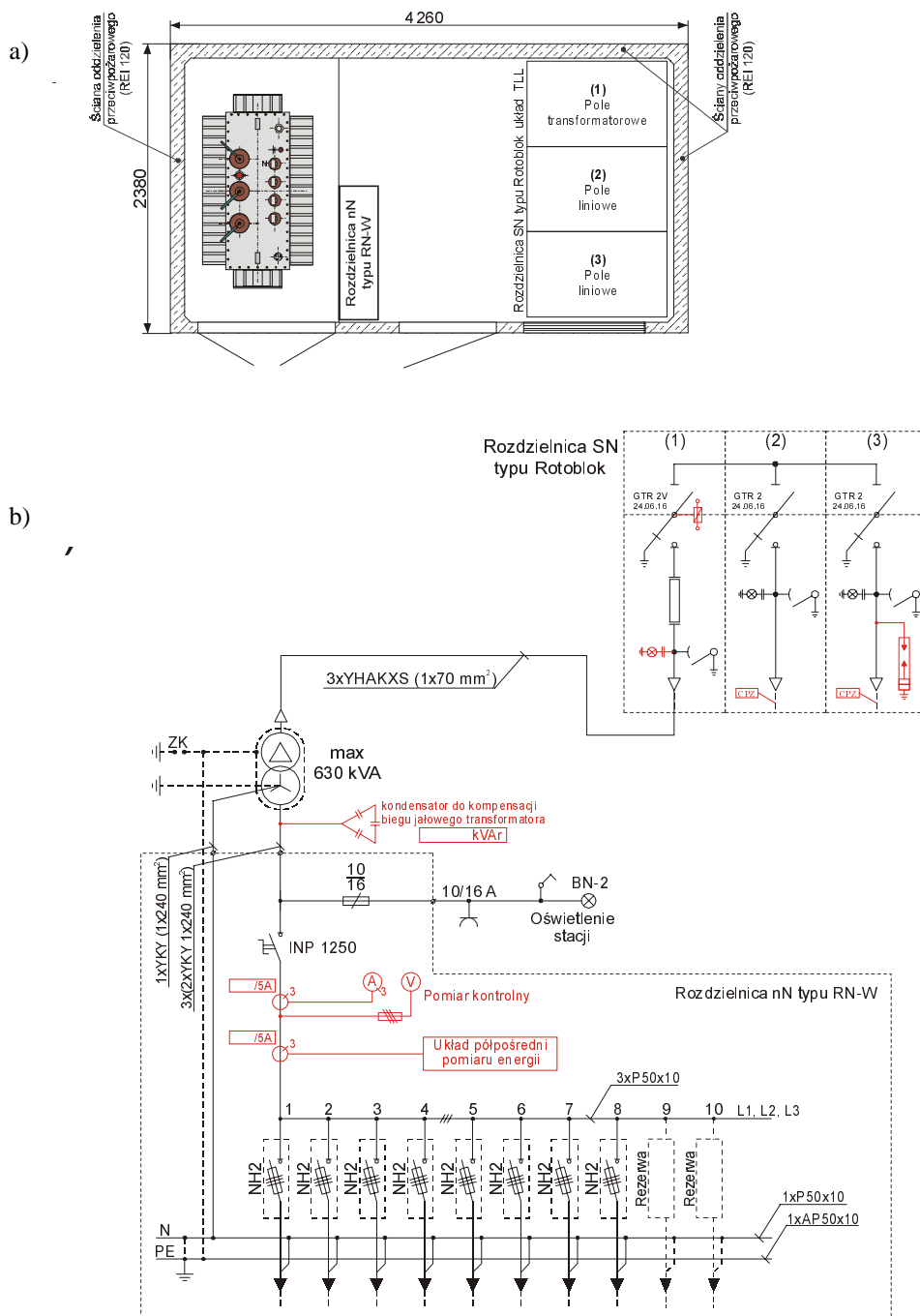
Stacje MRw-b są kontenerowymi stacjami transformatorowymi w obudowie betonowej z wewnętrznym korytarzem obsługi. Przystosowane są do współpracy z siecią kablową lub kablowo-napowietrzną średniego napięcia o układzie pierścieniowym lub promieniowym oraz z siecią kablową niskiego napięcia. Stacje MRw-b są przeznaczone do zasilania między innymi osiedli mieszkaniowych w miastach, osiedli podmiejskich i zakładów przemysłowych. Mogą być realizowane jako wolno stojące, z dala od zabudowań, lub zabudowane przy istniejących budynkach, pod warunkiem zapewnienia ścianom stacji zwróconych w stronę budynku, cech ścian oddzielenia przeciwpożarowego. Rozwiązania stacji spełniające ten warunek i oznaczające się podwyższoną ognioodpornością ścian określa się typoszeregiem MRw-bpp.

Stacja MRw-b jest kontenerem składającym się z trzech części, wykonywanych z żelbetu: fundamentu, bryły głównej i dachu. W standardowym wykonaniu wyposażona jest w transformator o mocy maksymalnej od 630 kVA do 1000 kVA, rozdzielnicę SN typu Rotoblok, Rotoblok SF, TPM 24 lub TPM-C oraz rozdzielnicę nn typu RN-W, RT-W lub PRW [48].

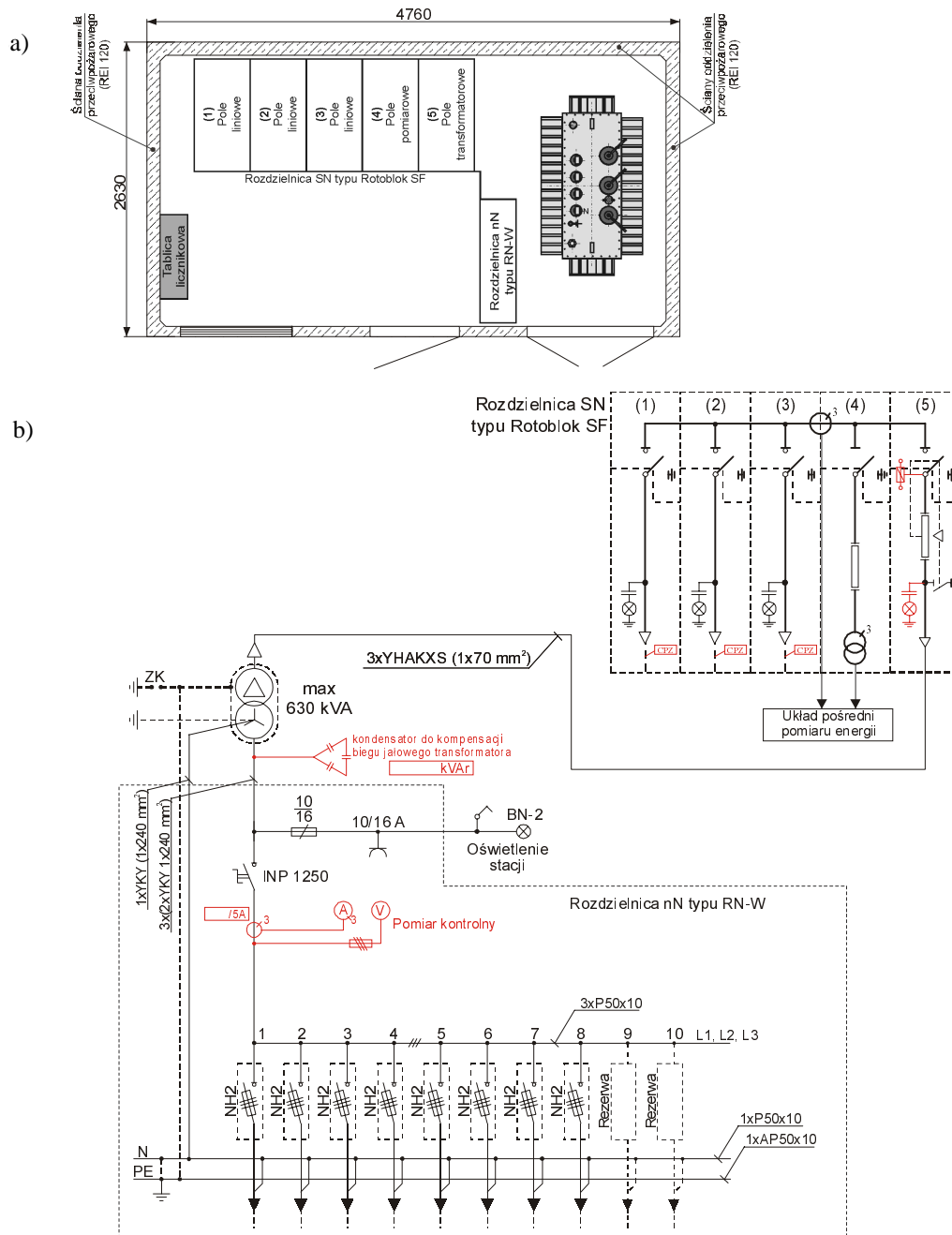
Na rysunku 5.18 przedstawiono rzut poziomy i schemat standardowej stacji typu MRw-b 20/630-3/3P [48]. Jej wyposażenie stanowi transformator o mocy do 630 kVA, trójpolowa rozdzielnica SN z izolacją powietrzną typu Rotoblok oraz dziesięciopolowa rozdzielnica nn z rozłącznikami bezpiecznikowymi. Rozdzielnica SN składa się z jednego pola transformatorowego i dwóch pól liniowych, w których zastosowano rozłączniki z izolacją powietrzną.

Na rysunku 5.19 pokazano rzut poziomy i schemat stacji typu MRw-b 20/630-4/5P, bardziej rozbudowanej niż poprzednio omawiana [48]. Zasadnicza różnica polega na zastosowaniu w niej pięciopolowej rozdzielnicy SN z izolacją gazową SF₆ typu Rotoblok SF. Rozdzielnica SN składa się z jednego pola transformatorowego, jednego pola pomiarowego i trzech pól liniowych.

Stacja Minibox 20/630 jest najmniejszą kontenerową stacją transformatorową w obudowie betonowej z obsługą zewnętrzną wśród stacji produkowanych przez ZPUE Włoszczowa. Jej przystosowanie do współpracy z siecią elektroenergetyczną i przeznaczenie jest analogiczne do stacji typu MRw-b.



Rysunek 5.18. Kontenerowa stacja transformatorowa typu MRw-b 20/630-3 (producent: ZPUE Włoszczowa S.A.) [48]: a) rzut poziomy, b) schemat zasadniczy



Rysunek 5.19. Kontenerowa stacja transformatorowa typu MRw-b 20/630-4/5P (producent: ZPUE Włoszczowa S.A.) [48]: a) rzut poziomy, b) schemat zasadniczy

Na rysunku 5.20 przedstawiono rzut poziomy dwóch wersji stacji Minibox, różniących się usytuowaniem rozdzielnic SN i nn w stosunku do transformatora, i schemat standardowej stacji typu Minibox 20/630 „a(b)"/3(4)G [48].

Wyposażenie stanowi Minibox transformator o mocy do 630 kVA, trój- lub czteropolowa rozdzielnica SN z izolacją gazową SF₆ typu TPM 24 oraz dziesięciopolowa rozdzielnica nn z rozłącznikami bezpiecznikowymi. W stacji mogą być zainstalowane rozdzielnice z sześćfluorkiem siarki produkcji firm: Merlin Gerin z Grupy Schneider i ABB.

Stacje MRw są kontenerowymi stacjami transformatorowymi w obudowie aluminiowej z wewnętrznym korytarzem obsługi. Przystosowane są do współpracy z siecią kablową lub kablowo-napowietrzną średniego napięcia o układzie pierścieniowym lub promieniowym oraz z siecią kablową niskiego napięcia.

Stacje MRw są przeznaczone przede wszystkim do zasilania w energię elektryczną odbiorców użyteczności publicznej, w tym między innymi osiedli mieszkaniowych w miastach, osiedli podmiejskich, placów budów i zakładów przemysłowych.

Stacje tego typu są przewożone na miejsce zainstalowania jako kompletnie wyposażone. Po usytuowaniu wymagane jest jedynie podłączenie kabli SN, nn, instalacji uziemiającej oraz wstawienie i podłączenie transformatora. W standardowym wykonaniu stacja MRw jest wyposażona w jeden lub dwa transformatory o mocy maksymalnej od 630 kVA do 1000 kVA, rozdzielnicę SN typu Rotoblok, Rotoblok SF, TPM 24 lub TPM-C oraz rozdzielnicę nn typu RN-W, RT-W lub PRW [48].

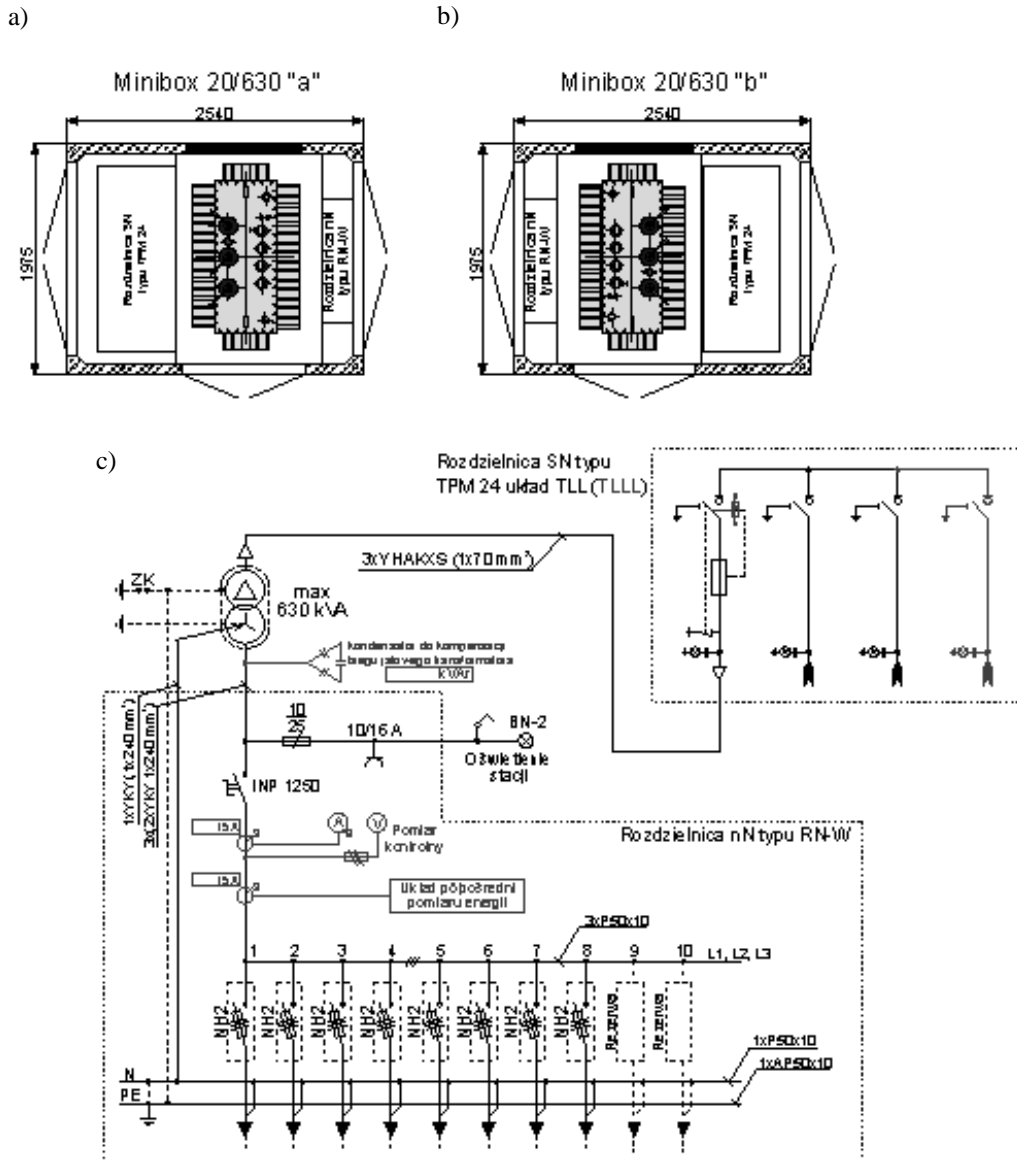
Na rysunku 5.21 przedstawiono widok elewacji frontowej, rzut poziomy i schemat stacji typu MRw 20/2×1000-5"P", najbardziej rozbudowanej w omawianej grupie [48].

Stacja ta jest przeznaczona na potrzeby kopalni i placów budów. Jej wyposażenie stanowią transformatory o mocy do 1000 kVA, pięciopolowa rozdzielnica SN z izolacją powietrzną typu Rotoblok oraz rozdzielnica nn typu ZR-W z rozłącznikami bezpiecznikowymi o liczbie pól uzależnionych od potrzeb inwestora.

Rozdzielnica SN składa się z dwóch pól transformatorowych, dwóch pól liniowych i jednego pola sprzęgłowego, w których zastosowano rozłączniki z izolacją powietrzną.

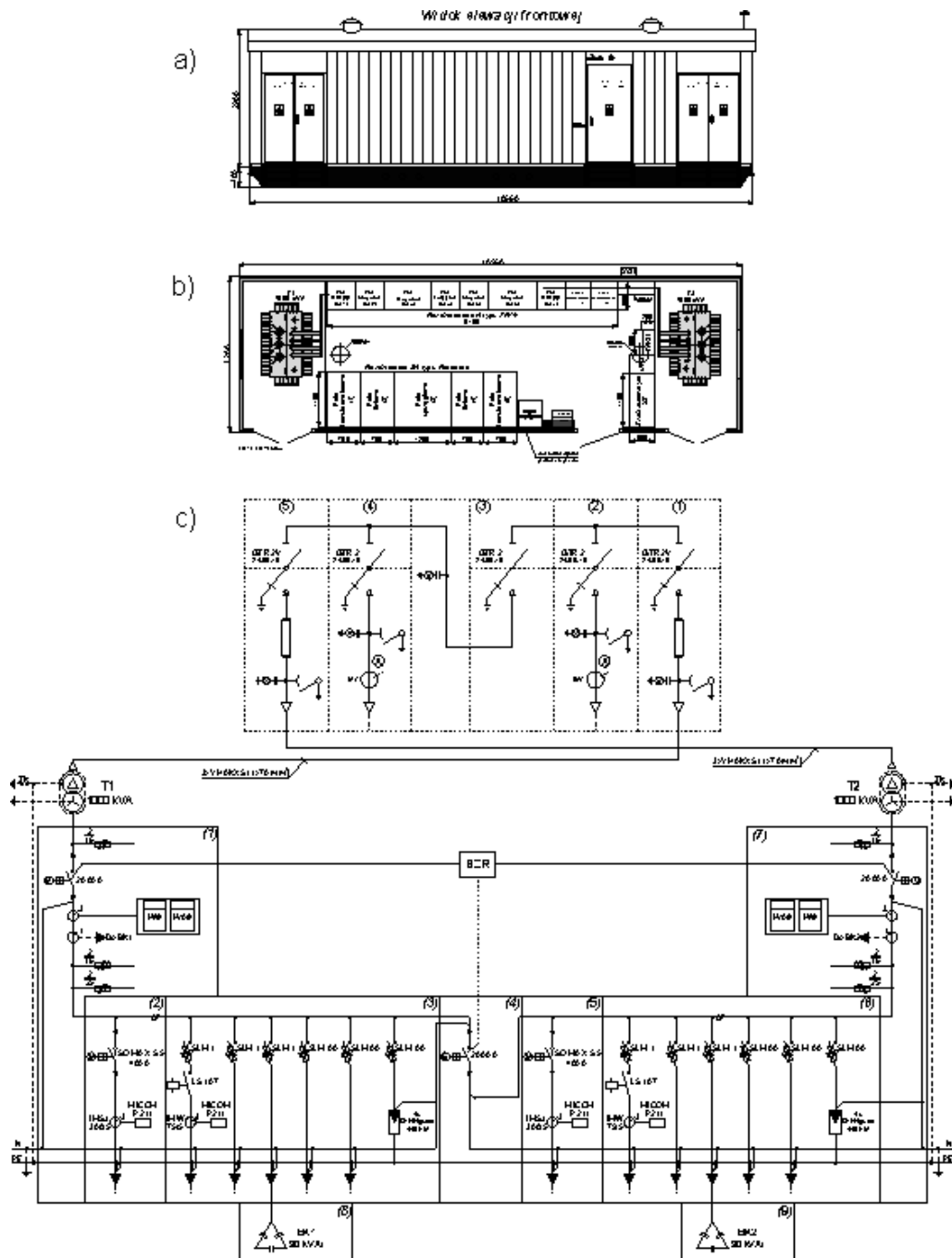
W sieciach rozdzielczych wiejskich na napięcie do 30 kV stosuje się powszechnie typowe stacje słupowe. Po stronie SN instaluje się odłącznik z bezpiecznikami lub rozłącznik z bezpiecznikami oraz ograniczniki przepięć. Rozdzielnice niskiego napięcia, zawierające zwykle bezpieczniki lub rozłączniki bezpiecznikowe zabezpieczające poszczególne linie sieci rozdzielczej nn, umieszcza się w skrzynce rozdzielczej zamkniętej na klucz. W stacjach słupowych instaluje się transformatory o mocy do 400 kVA, wyjątkowo do 630 kVA.

Na rysunku 5.22 przedstawiono przykładowe stacje słupowe wytwarzane przez ZPUE Włoszczowa S.A. [73].

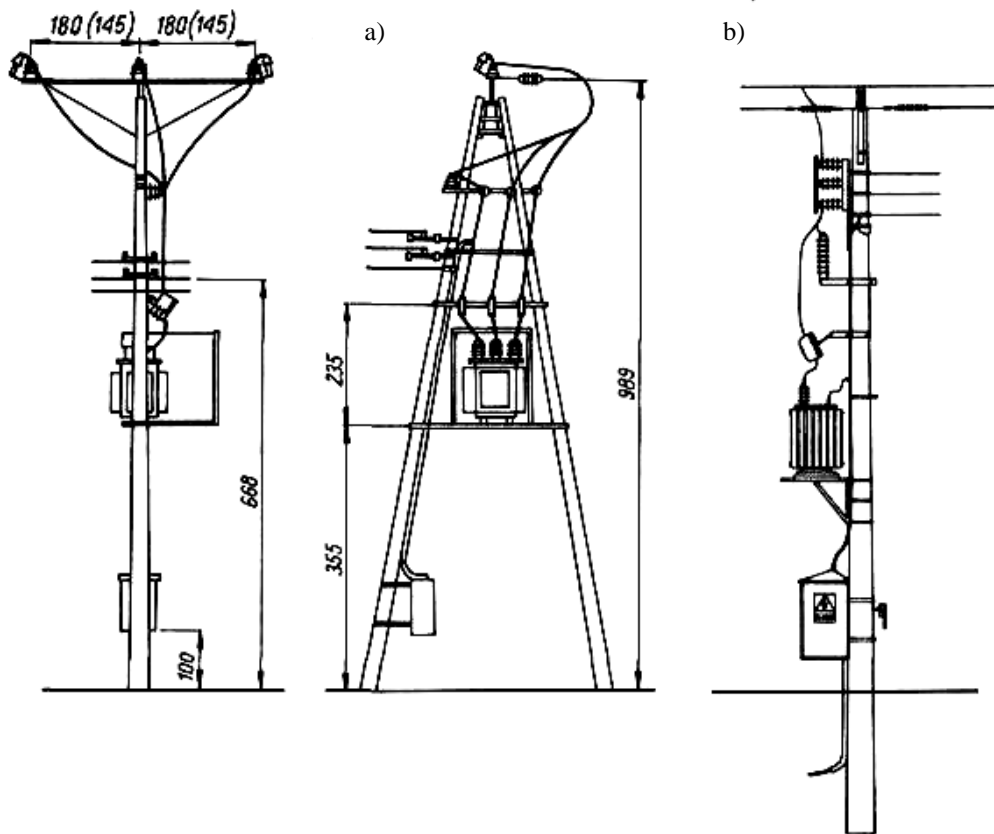


Rysunek 5.20. Kontenerowa stacja transformatorowa typu Minibox 20/630 (producent: ZPUE Włoszczowa S.A. [48]):

- a) rzut poziomy wersji „a”,
- b) rzut poziomy wersji „b”,
- c) schemat zasadniczy



Rysunek 5.21. Kontenerowa stacja transformatorowa typu MRw 20/2×1000-5''P'' (producent: ZPUE Włoszczowa S.A.) [48]: a) widok elewacji frontowej, b) rzut poziomy, c) schemat zasadniczy



Rysunek 5.22. Słupowe stacje transformatorowe o napięciu do 20 kV
(producent: ZPUE Włoszczowa S.A.) [73]
(wymiary w centymetrach):

- a) typu STS-20/100 o mocy znamionowej transformatora do 100 kVA,
b) typu STSR-P o mocy znamionowej transformatora do 400 kVA

5.5. ROZDZIELNICE NISKIEGO NAPIĘCIA

Rozdzielnice niskiego napięcia cechuje duża różnorodność rozwiązań konstrukcyjnych oraz sposób wykonania osłon części będących pod napięciem. W związku z tym istnieje możliwość różnorodnego podziału tych rozdzielnic pod kątem różnych kryteriów.

W literaturze spotyka się podział rozdzielnic niskiego napięcia ze względu na:

- przeznaczenie i zastosowanie (rozdzielnice energetyczno-dystrybucyjne, przemysłowe, mieszkaniowe, budowlane, słupowe),
- funkcję pełnioną w elektroenergetycznej sieci rozdzielczej (rozdzielnice główne, oddziałowe, manewrowo-stycznikowe),

- zasadę konstrukcji (rozdzielnice tablicowe, skrzynkowe, szafowe),
- odporność na wpływy atmosferyczne (rozdzielnice wewnętrzne, napowietrzne),
- możliwość przemieszczania (rozdzielnice stacjonarne, ruchome),
- dostęp do przedziału aparaturowego (z obsługą jednostronną, z obsługą dwustronną).

Poszczególne rodzaje rozdzielnic mogą mieć jeszcze bardziej szczegółowe klasyfikacje. Na przykład w obrębie najczęściej stosowanych w stacjach elektroenergetycznych rozdzielnic szafowych można dokonać podziału w zależności od:

- konstrukcji szaf (rozdzielnice szkieletowe, bezszkieletowe),
- sposobu montażu aparatury rozdzielczo-zabezpieczeniowej (rozdzielnice jednoczołonowe, dwuczołonowe),
- podziału funkcjonalnego szafy rozdzielnic (rozdzielnice jednoprzędziałowe, wieloprzędziałowe).

Obecnie na rynku krajowym jest dostępnych bardzo wiele typów rozdzielnic niskiego napięcia opartych na rozwiązaniach krajowych lub stanowiących wersje licencyjne rozdzielnic produkowanych przez największe koncerny branży elektrotechnicznej. Z racji obszerności zagadnienia, rozwiązania konstrukcyjne tych rozdzielnic przedstawiono w formie ograniczonej.

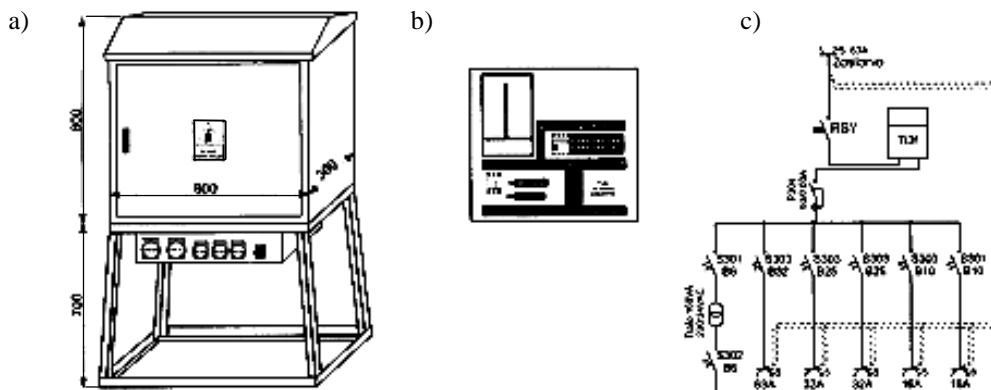
Rozdzielnice tablicowe są budowane na niewielkie prądy, nieprzekraczające wartości 100 A. Powszechnie stosuje się je w obiektach nieprzemysłowych, takich jak budynki mieszkalne, szkoły, sklepy i inne, dla stosunkowo niewielkiej liczby odbiorów.

W rozdzielnic tablicowej wszystkie aparaty (liczniki, wyłączniki instalacyjne, wyłączniki różnicowoprądowe, bezpieczniki itp.) są montowane na tablicy izolowanej, z wyprowadzeniem zacisków aparatów na listwy zaciskowe, a wzajemne połączenia są wykonywane przewodami o żyłach co najmniej $2,5 \text{ mm}^2$. Tablica powinna być zakotwiona w ścianie i w miarę możliwości umieszczona w skrzynce lub we wnęce z zamykanymi drzwiczkami w celu ograniczenia dostępu do części będących pod napięciem. W nowoczesnych konstrukcjach rozdzielnic tablicowych, w celu zwiększenia bezpieczeństwa porażeniowego i niezawodności, stosuje się obudowy szafek z materiału nieprzewodzącego, systemy osłon zacisków oraz zastępuje bezpieczniki wyłącznikami instalacyjnymi.

Na rysunku 5.23 przedstawiono przykładowe rozwiązanie rozdzielnic tablicowej [67]. Stanowi je rozdzielnica budowlana RB-1 służąca do bezpośredniego lub pośredniego zasilania urządzeń, narzędzi i oświetlenia placu budowy oraz do kontrolnego pomiaru energii elektrycznej. W szafce blaszanej jest umieszczona przesuwna, napowietrzna rozdzielnica tablicowa.

Rozdzielnice skrzynkowe są budowane na większe wartości prądów niż tablicowe. Powszechnie stosuje się je w układach niskiego napięcia prądu przemiennego i stałego, a zwłaszcza w obiektach przemysłowych i w stacjach elektroenergetycznych. Powszechność stosowania tego typu rozdzielnic wynika z ich zalet. Należą do nich: prostota konstrukcji, zwiększone bezpieczeństwo obsługi, niewielkie wymia-

ry, łatwość montażu i ewentualnej rozbudowy, duża odporność na narażenia mechaniczne i środowiskowe oraz możliwość stosowania w pomieszczeniach ogólnodostępnych.



Rysunek 5.23. Rozdzielnica budowlana typu RB-1 (producent: ZPUE Włoszczowa S.A.) [67]:
a) widok elewacji, b) widok tablicy i rozmieszczenie aparatury, c) schemat zasadniczy

W rozdzielnicach skrzynkowych aparatura elektryczna jest montowana w skrzynkach o znormalizowanych wymiarach. Skrzynki są następnie łączone między sobą za pomocą śrub lub klinów i montowane na ramie metalowej, która może być na stałe zakotwiona w ścianie pomieszczenia lub stanowić konstrukcję ruchomą.

Skrzynki mogą być wykonywane z żeliwa (starsze konstrukcje), blachy lub tworzyw sztucznych. Producenci rozdzielnic skrzynkowych oferują w katalogach skrzynki puste, przystosowane do zabudowy różnych aparatów, lub kompletne, z zabudowaną aparaturą elektryczną (np. skrzynki bezpiecznikowe, wyłącznikowe, stycznikowe, szynowe i in.), oraz osprzęt potrzebny do skompletowania rozdzielnic (mufy kablowe, dławice, pokrywy, wsporniki itd.). Zastosowanie skrzynek z wyposażeniem upraszcza w pewnym stopniu projektowanie rozdzielnic.

Skrzynki żeliwne, mimo że obecnie są już wycofywane z produkcji, dalej są jednak powszechnie używane. Podstawową ich zaletą jest bardzo duża wytrzymałość mechaniczna i odporność na wpływy środowiska. Wadą takiego rozwiązania jest natomiast duża masa i utrudniony dostęp do aparatury. Ta ostatnia wada jest szczególnie niekorzystna w razie awarii, wiąże się bowiem z koniecznością odkręcania żeliwnych pokryw skrzynek, co znacznie wydłuża czas przerwy bezprądowej.

Skrzynki blaszane mają mniejszą masę i są bardziej estetyczne niż skrzynki żeliwne, ale ich wytrzymałość mechaniczna i odporność na wpływy środowiskowe są znacznie mniejsze.

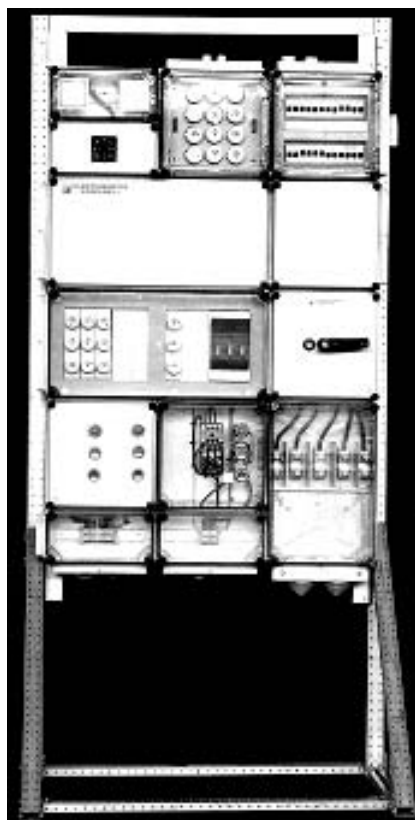
Obydwie konstrukcje, z uwagi na przewodzącą obudowę, mogą stwarzać zagrożenie porażeniowe. Wady tej nie mają najnowsze konstrukcje rozdzielnic skrzynkowych.

W obecnie stosowanych rozwiązaniach skrzynki są wykonywane z izolacyjnych, wysokoudarowych i niepalnych termoplastycznych tworzyw sztucznych. W rozdzielnicach tych istnieje możliwość zastosowania na zawiasach uchylnych przezroczystych pokryw. Dzięki temu znacznie ułatwiona jest kontrola i obsługa aparatury elektrycznej znajdującej się w skrzynkach. Rozdzielnice z tworzyw sztucznych mogą mieć bardzo wysoki poziom ochrony (IP65), uzyskany przez zastosowanie specjalnych maskownic, tj. osłon izolacyjnych zacisków elektrycznych aparatów. Zwiększa się przez to bezpieczeństwo porażeniowe.





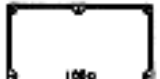
W Polsce rozdzielnice skrzynkowe są produkowane przez różne specjalistyczne przedsiębiorstwa. Należą do nich m.in. Elektromontaż-Eksport S.A., SPIN, Polam Nakło S.A. Przedsiębiorstwa te często wytwarzają rozdzielnice skrzynkowe na licencji renomowanych koncernów działających w sektorze elektroenergetyki.

Przykładem nowoczesnej konstrukcji jest rozdzielnica skrzynkowa typu INS, produkowana na licencji ABB we Wrocławiu przez Elektromontaż-Eksport S.A (rys. 5.24). Rozdzielnice tego typu są przeznaczone do stosowania w instalacjach elektrycznych przemysłowych i dowolnych innych. Charakteryzują się bardzo dobrymi parametrami elektrycznymi, mechanicznymi i eksploatacyjnymi, m.in. prądem znamionowym od 200 do 1000 A, znamionowym napięciem izolacji do 1000 V prądu przemiennego i 1200 V prądu stałego oraz wysokim stopniem ochrony (IP65). Standardowa aparatura elektryczna różnego rodzaju może być montowana w pięciu rodzajach skrzynek o bardzo zróżnicowanych wymiarach i wyposażeniu (rys. 5.25). Skrzynki te łączy się w sposób prosty i szybki za pomocą specjalnych klinów. Pokrywy skrzynek są przezroczyste lub matowe, wytwarzane w wersji zwykłej albo podwyższonej (większa głębokość użytkowa). Przykręcane są śrubami lub mają specjalne zawiasy i zamki zatraskowe umożliwiające łatwe otwarcie skrzynek. Wyposażenie rozdzielnicy w aparaturę montuje się w zakładzie wytwórczym, zgodnie z życzeniami klientów i ustaleniami projektanta.

Rysunek 5.24. Rozdzielnica skrzynkowa niskiego napięcia typu INS (producent: Elektromontaż-Eksport S.A. Zakład Produkcji Urządzeń Wrocław) [59]



Skrzynki w wersji zamkniętej

Wielkość skrzynki Wymiar zewnętrzny mm	Wymiar wewnętrzny skrzynki H x W x D	Podsta- wowe jed- nostki po- wierzchni BE	Pokrywa
 120g 300 x 150	265 x 115 x 150 265 x 115 x 150	12 12	DN DT
 130g 300 x 300	265 x 265 x 150 265 x 265 x 150 265 x 265 x 194	36 36 36	DN DT DTh
 140g 450 x 300	415 x 265 x 150 415 x 265 x 150 415 x 265 x 194	48 48 72	DN DT DTh
 150g 600 x 300	565 x 265 x 150 565 x 265 x 150 565 x 265 x 194 565 x 265 x 235 565 x 265 x 235 565 x 265 x 320 565 x 265 x 320	72 72 72 72 72 72 72	DN DT DTh DN DT DN DT
 160g 600 x 600	565 x 565 x 150 565 x 565 x 150 565 x 565 x 235 565 x 565 x 235 565 x 565 x 320 565 x 565 x 320 565 x 565 x 405 565 x 565 x 405	144 144 144 144 144 144 144 144	DN DT DN DT DN DT DN DT

Rysunek 5.25. Przykładowe wielkości skrzynek aparaturowych systemu INS [59]:

BE – (podstawowa jednostka powierzchni) = 18×100 mm,

DT – pokrywy przezroczyste, DN – pokrywy matowe,

DTh – pokrywy przezroczyste podwyższone

Rozdzielnica skrzynkowa typu Mi-1000, produkowana na licencji firmy G. Hensel przez przedsiębiorstwo SPIN, jest przeznaczona do stosowania w instalacjach elektrycznych przemysłowych [9]. Rozdzielnice te charakteryzują się bardzo dobrymi parametrami elektrycznymi, mechanicznymi i eksploatacyjnymi, podobnymi do tych jakimi cechuje się rozdzielnica INS. Standardowa aparatura elektryczna różnego rodzaju może być montowana w pięciu rodzajach skrzynek o bardzo zróżnicowanych wymiarach i wyposażeniu, przy czym skrzynki o większych wymiarach są całkowitą

krotnością wymiaru podstawowego (najmniejszego). Możliwe jest przez to tworzenie rozdzielnic zestawionych ze skrzynek o różnych wymiarach. Skrzynki łączy się ze sobą za pomocą klinów, stosując specjalne uszczelki samoprzylepne. Pokrywy skrzynek mogą być przezroczyste lub nieprzezroczyste. Aparaty przeznaczone do obsługi oraz montowane na szynach zbiorczych (bezpieczniki, rozłączniki bezpiecznikowe) mają dodatkową pokrywę izolacyjną, chroniącą przed przypadkowym dotknięciem części pod napięciem po zdjęciu pokrywy.

Możliwość wyposażenia skrzynek w różnorodną aparaturę i o różnych prądach znamionowych umożliwia budowę rozdzielnic o pożądanych właściwościach i przeznaczeniu.

Inne systemy rozdzielnic skrzynkowych wykonanych z materiałów izolacyjnych mają właściwości techniczne podobne lub zbliżone do omawianych.

Rozdzielnice szafowe stosuje się na największe prądy obciążenia od kilkuset do kilku tysięcy amperów, gdy niemożliwe jest stosowanie rozdzielnic skrzynkowych. W rozdzielnicach tych aparatura elektryczna jest montowana w pojedynczej szafie lub zestawach szaf, ustawionych obok siebie i połączonych wspólnym torem szynowym.

Wyróżnia się wiele rozwiązań konstrukcyjnych rozdzielnic szafowych.

W rozdzielnicach szkieletowych konstrukcja wsporcza opiera się na szkielecie z kątowników stalowych osłoniętych blachami. Rozdzielnice bezszkieletowe to takie, w których szafa stanowi podstawę montażu aparatury. Szafa rozdzielnic jest wykonana z odpowiednio ukształtowanych skręcanych śrubami blach, które są osłonami zarówno między poszczególnymi aparatami, jak i między poszczególnymi szafami. Jest to rozwiązanie spotykane w mniejszych rozdzielnicach wyposażonych w stosunkowo lekkie aparaty.

W rozdzielnicach jednoczłonowych aparatura rozdzielczo-zabezpieczeniowa zamontowana jest na stałe, w rozdzielnicach dwuczłonowych natomiast niektóre łączniki są zamontowane na wysuwnych wózkach, w szufladach lub jako łączniki wtykowe.

W rozdzielnicach wieloprzedziałowych aparatura rozdzielcza, zabezpieczeniowa i pomiarowa jest montowana w oddzielnych przedziałach szafy.

Rozdzielnice wolno stojące są osłonięte ze wszystkich stron, z możliwością dostępu jedno- i dwustronnego. Rozdzielnice przyścienne są natomiast często wykonane jako otwarte od strony ściany i możliwa jest jedynie obsługa jednostronna.

Obecnie konstrukcje rozdzielnic szafowych niskiego napięcia są często budowane jako tzw. rozdzielnice modułowe, w których pole rozdzielnic stanowi wydzieloną część funkcjonalną i konstrukcyjną, o określonych, znormalizowanych wymiarach i standardowym wyposażeniu.

Na rynku krajowym istnieje bardzo wiele konstrukcji rozdzielnic szafowych niskiego napięcia o różnorodnych cechach konstrukcyjnych, wyposażeniu, przeznaczeniu i różnorodnych właściwościach eksploatacyjnych.

W Polsce rozdzielnice szafowe są produkowane przez różne specjalistyczne przedsiębiorstwa. Należą do nich między innymi Elektromontaż-Eksport S.A.,

ZPUE Włoszczowa S.A., SPIN, DESA. Przedsiębiorstwa te wytwarzają często rozdzielnice szafowe na licencji renomowanych koncernów działających w sektorze elektroenergetyki.

Przykładem nowoczesnej i najbardziej rozpowszechnionej konstrukcji jest rozdzielnica szafowa typu MNS, produkowana na licencji ABB we Wrocławiu przez Elektromontaż-Eksport S.A. [33]. Rozdzielnice tego typu są przeznaczone do stosowania w energetyce zawodowej i przemysłowej. Charakteryzują się bardzo dobrymi parametrami elektrycznymi, mechanicznymi i eksploatacyjnymi, między innymi prądem znamionowym szyn zbiorczych do 5500 A, prądem znamionowym pól odpływowych do 2000 A, znamionowym napięciem izolacji do 1000 V prądu przemiennego i 1500 V prądu stałego oraz wysokim stopniem ochrony (IP54).

Rozdzielnica typu MNS jest wnętrzową rozdzielnicą szafową o budowie szkieletowej. Szafa rozdzielnicy jest zbudowana z ram skręcanych z perforowanych kształtowników i osłon blaszanych, chronionych skutecznie przed wpływami zewnętrznymi przez ocynkowanie galwaniczne oraz pokrycie farbą epoksydową proszkową. Szafa rozdzielnicy jest podzielona na izolowane między sobą przedziały: aparatowy, szynowy i kablowy, co ogranicza praktycznie rozprzestrzenianie się skutków zwarć elektrycznych.

Rozdzielnice są produkowane jako jedno- lub wieloszafowe, przy czym do dyspozycji projektanta jest wiele konfiguracji szaf z możliwością dostępu do przedziału aparatowego jednostronnego lub dwustronnego (rys. 5.26). Szafy mogą być wykonane jako wolno stojące lub przyścienne.

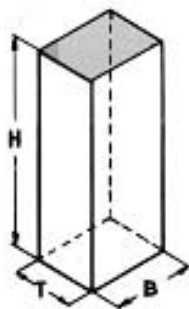
Aparatura w przedziale aparatowym jest montowana w postaci modułów stacjonarnych lub wysuwnych o określonych modułowych wymiarach (rys. 5.27), przy czym możliwe jest zastosowanie w jednej szafie jednocześnie modułów stałych i stacjonarnych.

Najlepszymi parametrami funkcjonalnymi rozdzielnice typu MNS cechują się po zastosowaniu modułów wysuwnych, dzięki czemu uzyskuje się:

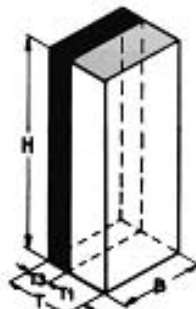
- możliwość wymiany modułów pod napięciem,
- ochronę przed porażeniem prądem elektrycznym bez potrzeby dodatkowych systemów blokad i osłon,
- ochronę przeciwłukową,
- trwałą mechaniczną blokadę pozycji łącznika uniemożliwiającą błędne operacje,
- możliwość testowania układów sterowania.

Dostępne są moduły wyposażone w różnorodną aparaturę łączeniową i zabezpieczeniową: rozłączniki, rozłączniki bezpiecznikowe lub wyłączniki samoczynne wielu typów oraz aparaturę sterowniczą, pomiarową i kontrolną. Wszystkie moduły, z wyjątkiem rozłączników, są wykonywane jako stacjonarne lub wysuwne. Moduły z rozłącznikami są wykonywane wyłącznie w wersji stacjonarnej. Aparatura wyłączająca składa się z najnowocześniejszych aparatów produkowanych w ramach koncernu ABB.

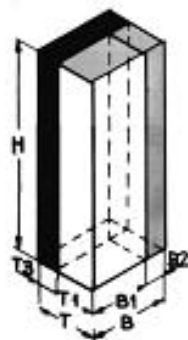
Dostępne z przodu



Rys. 1
bez przedziału szyn
bez przedziału kablowego

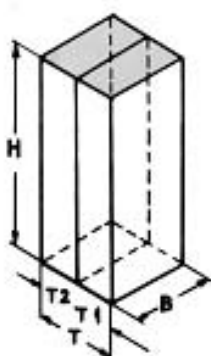


Rys. 2
z przedziałem szyn
bez przedziału kablowego

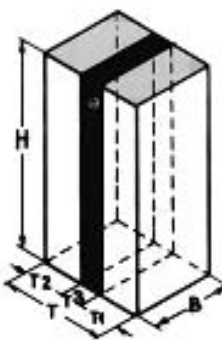


Rys. 3
z przedziałem szyn
z przedziałem kablowym

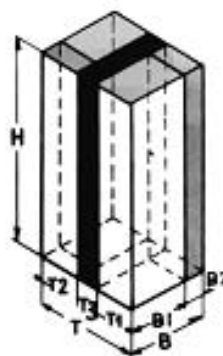
Dostępne z przodu i z tyłu



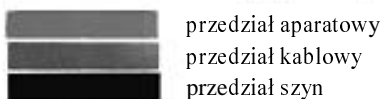
Rys. 4
bez przedziału szyn
bez przedziału kablowego



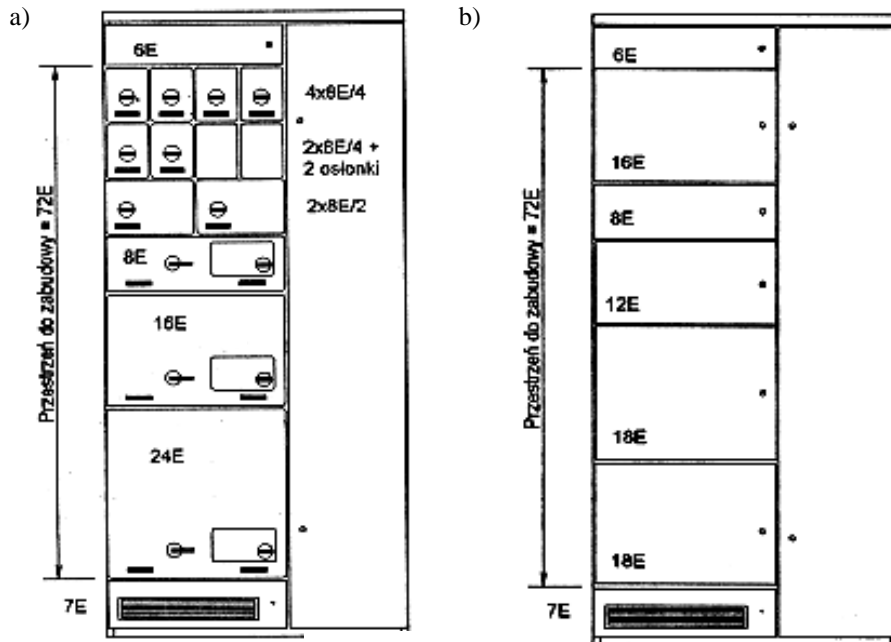
Rys. 5
z przedziałem szyn
bez przedziału kablowego



Rys. 3
z przedziałem szyn
z przedziałem kablowym



Rysunek 5.26. Wybrane konfiguracje szaf rozdzielnic MNS [3, 33]:
H – wysokość 2200 mm, B – szerokość szafy, T – głębokość szafy
(szerokość i głębokość szaf mogą się zmieniać w zależności
od przyjętego rozwiązania od 200 mm do 1400 mm, w odstępach co 200 mm)



Rysunek 5.27. Przykładowe szafy rozdzielniczy MNS z pokazaniem wielkości modułów [3, 33]:

a) szafa z modułami wysuwными, b) szafa z modułami stałymi;

E – podstawowy wymiar modułowy, E = 25 mm

W ramach modułów wysuwanych znajdują się cztery podstawowe układy sterowania silników ze stycznikami i przekaźnikami termicznymi:

- napęd jednokierunkowy,
- napęd jednokierunkowy dla ciężkiego rozruchu,
- napęd nawrotny,
- napęd jednokierunkowy z przełącznikiem gwiazda–trójkąt.

Opcjonalnie można zastosować układy pomiaru prądu z kontrolą lub bez kontroli stanu bezpieczników, lub z przekładnikiem ziemnozwarciowym.

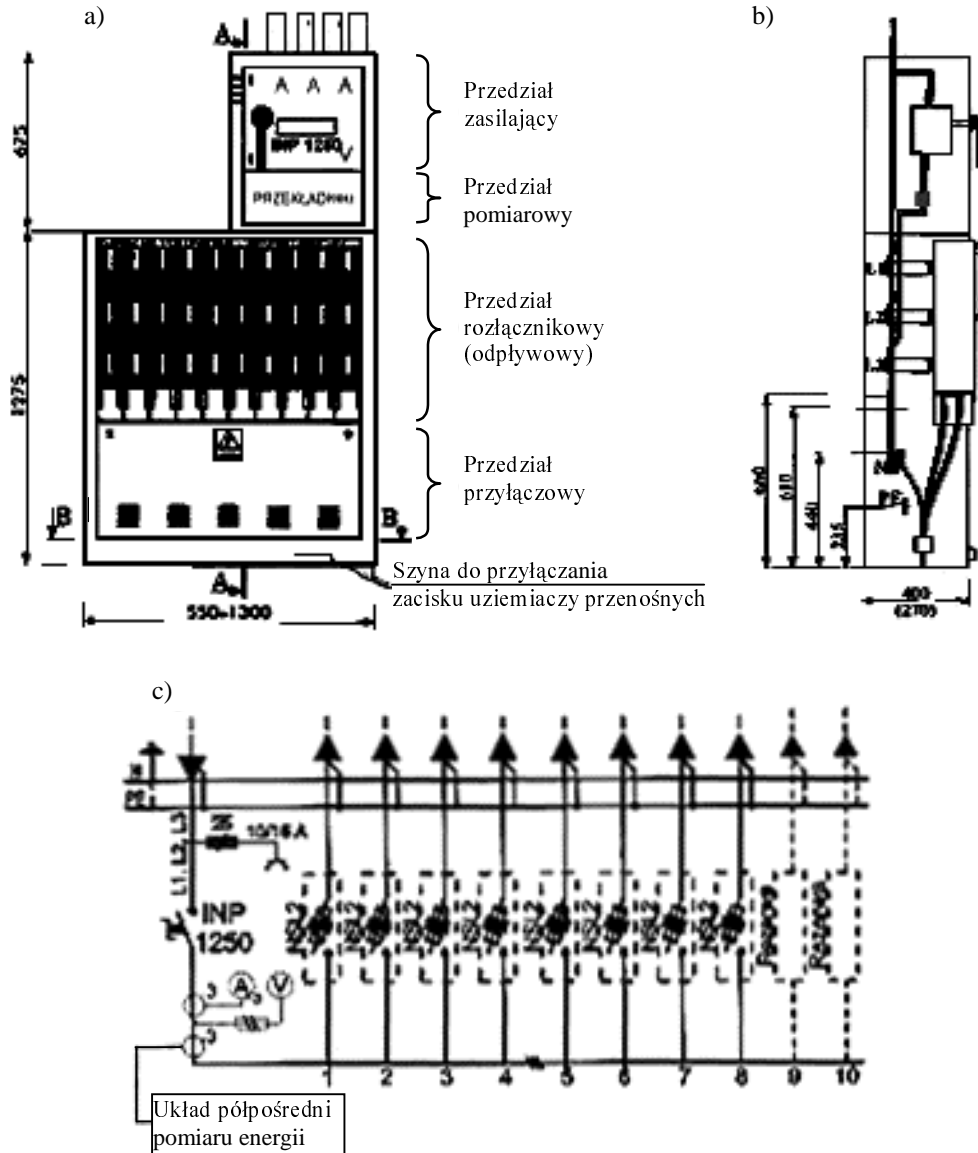
W jednej szafie rozdzielniczy MNS mogą być umieszczone: pole zasilające lub sprzęgłowe z wyłącznikiem, dwa pola odbiorcze z wyłącznikami oraz do 36 pól odbiorczych o innym wyposażeniu.

Bardzo szeroki zakres parametrów prądowych modułów decyduje o uniwersalności rozdzielniczy MNS. Budowa modułowa umożliwia łatwe przystosowanie rozdzielniczy do indywidualnych potrzeb, dokonywanie zmian oraz rozbudowy. Konstrukcja rozdzielniczy zapewnia ponadto bardzo wysoki stopień bezpieczeństwa oraz komfort obsługi.

Elektromontaż-Eksport S.A. wytwarza także inne typy rozdzielnic szafowych niskiego napięcia o cechach konstrukcyjnych zbliżonych do rozdzielnic typu MNS. Należy do nich m.in. rozdzielnica typu ZMR przystosowana do wykorzystania aparatów produkowanych w kraju. W szafie rozdzielnicy zastosowano konstrukcję bezszkieletową, podzieloną na odizolowane od siebie przedziały: szynowy, aparatowy i przyłączowy. Rozdzielnica ta ma budowę modułową, przy czym podstawową jednostką jest blok funkcjonalny (pole). Realizowany w ramach rozdzielnic typu ZMR system jest systemem otwartym, umożliwiającym budowę rozdzielnic ze standardowych pól (modułów), których jest ponad 20, oraz szaf o pożądanym układzie i wyposażeniu. Rozdzielnice typu ZMR charakteryzują się stosunkowo dobrymi parametrami elektrycznymi, mechanicznymi i eksploatacyjnymi, m.in. prądem znamionowym szyn zbiorczych do 4500 A, znamionowym napięciem izolacji do 660 V prądu przemiennego oraz stopniem ochrony (IP40).

Standardowe pola rozdzielnic typu ZMR mogą być wykonane z członami stałymi, wysuwanymi lub ruchomymi wtykowymi. Człony wysuwne, zainstalowane na ruchomym wózku (kasecie), zawierające pojedyncze aparaty lub zestawy różnorodnych aparatów, mogą się znajdować w położeniu pracy, próby, odłączenia oraz całkowitego rozdzielania (wyjęcie kasety). Człony ruchome wtykowe mogą natomiast pozostawać w położeniu pracy albo rozdzielania. Członem ruchomym może być sam wyłącznik lub rozłącznik, lub blok utworzony z kilku aparatów (bezpieczniki, stycznik, wyłącznik, przekładnik i in.). Człony te mogą być mocowane do wspólnej konstrukcji poprzez styki wtykowe obwodów głównych (od strony zasilania) oraz listwę zaciskową do bezpośredniego przyłączenia kabli (od strony odbiorców). Obwody pomocnicze są wyprowadzone przez listwę zaciskową lub wtyczkę i gniazdo wtyczkowe.

ZPUE Włoszczowa S.A. produkuje kilka typów rozdzielnic szafowych niskiego napięcia na potrzeby energetyki zawodowej, przemysłu i budownictwa. Najpopularniejsze z nich to m.in. rozdzielnice typu Instal-Blok, ZR-W, RT-W, PRW i RNW [66, 67]. Tę ostatnią przedstawiono na rysunku 5.28. Rozdzielnica typu RN-W jest rozdzielnicą energetyczno-dystrybucyjną, wykorzystywaną m.in. w stacjach transformatorowych miejskich. Jest to rozdzielnica wolno stojąca, wieloprzedziałowa jednoczłonowa. Odznacza się zwartą budową i stosunkowo małymi gabarytami. Wadą tego typu rozdzielnic jest stosunkowo niewielka liczba odbiorów zasilanych z jednej szafy, ograniczony zakres stosowanych układów połączeń oraz wyposażenia pól. Przedstawiony typ rozdzielnic może być wyposażony jedynie w rozłączniki bezpiecznikowe określonego typu w polach odpływowych oraz rozłącznik bezpiecznikowy lub opcjonalnie w wyłącznik w polu zasilającym (rys. 5.25c). Konstrukcja rozdzielnic umożliwia bezpieczną wymianę bezpieczników tylko poza rozdzielnicą. Jest to możliwe po wyłączeniu obwodu i zdjęciu pokrywy rozłącznika bezpiecznikowego. Ze względu na możliwość dokonywania niepowołanych załączeń rozdzielnica może być umieszczona w wydzielonych pomieszczeniach ruchu elektrycznego o ograniczonym dostępie.



Rysunek 5.28. Rozdzielnica szafowa niskiego napięcia typu RN-W
(producent: ZPUE Włoszczowa S.A.) [3, 66]:
a) przekrój czołowy, b) przekrój boczny, c) schemat zasadniczy

6. POTRZEBY WŁASNE STACJI

6.1. WPROWADZENIE

Urządzenia potrzeb własnych i urządzenia obwodów pomocniczych tworzą w stacji elektroenergetycznej grupę określaną jako urządzenia pomocnicze.

Urządzenia potrzeb własnych są ważnymi obiektami stacji elektroenergetycznej, niezbędnymi do zapewnienia jej prawidłowej pracy w warunkach normalnych i w razie wszelkiego rodzaju zakłóceń. Urządzenia te, mimo że nie biorą bezpośredniego udziału w dostawie energii do odbiorców, mają istotny wpływ na prawidłową pracę urządzeń obwodów głównych i personelu stacji.

Urządzenia pomocnicze można podzielić na instalacje i odbiorniki energii elektrycznej prądu przemiennego oraz prądu stałego.

Odbiorniki prądu przemiennego w stacjach to:

- obwody oświetlenia terenu stacji i budynków stacyjnych oraz obwody gniazd wtyczkowych,
- urządzenia grzewcze pomieszczeń, szafek kablowych, napędów łączników itp.,
- silniki wentylatorów i pomp chłodzenia transformatorów,
- silniki napędów przełączników zaczepów transformatorów,
- prostowniki i agregaty do ładowania i podładowywania baterii akumulatorów,
- silniki sprężarek i innych urządzeń instalacji sprężonego powietrza,
- silniki napędów łączników,
- silniki wentylatorów w pomieszczeniach stacyjnych,
- urządzenia elektryczne w warsztatach oraz budynkach personelu stacji znajdujących się w pobliżu stacji,
- urządzenia instalacji olejowej,
- urządzenia pomocnicze kompensatorów synchronicznych,
- przetwornice do zasilania TEN,
- niektóre zabezpieczenia przekaźnikowe, urządzenia automatyki, sygnalizacyjne, sterownicze, blokujące i rejestrujące,

Niektóre z wymienionych odbiorników prądu przemiennego, a zwłaszcza część oświetlenia oraz przetwornice telefonii w.cz., na ogół mają rezerwowe zasilanie z baterii akumulatorowej.

Odbiorniki prądu stałego w stacjach to:

- zabezpieczenia przekaźnikowe,
- urządzenia automatyki, sygnalizacyjne, blokujące, sterujące,
- rejestratory zakłóceń sieciowych,
- oświetlenie awaryjne,
- silniki napędów łączników,

- urządzenia pomocnicze kompensatorów synchronicznych,
- przetwornice telefonii wielkiej częstotliwości (zasilanie rezerwowe).

Podczas pracy odbiorniki potrzeb własnych pobierają energię elektryczną w ilości zależnej od wielkości stacji. W małych stacjach elektroenergetycznych jest to na ogół kilkanaście kilowatów, natomiast w dużych, o rozbudowanych obwodach głównych, jest to z reguły kilkaset kilowatów. Potrzeby własne w małych stacjach SN to zwykle oświetlenie stacji oraz elektryczne narzędzia przenośne. W dużych stacjach SN dochodzą dodatkowo urządzenia grzewcze i prostownik lub przetwornica do ładowania baterii akumulatorów.

Charakter pracy odbiorników potrzeb własnych jest bardzo zróżnicowany. Niektóre z nich działają (tzn. pobierają energię elektryczną) tylko w warunkach normalnej pracy stacji, inne także podczas zakłóceń połączonych z zanikiem napięcia przemiennego na szynach zbiorczych stacji (np. cewki wyzwajające wyłączników, lampy sygnalizacyjne i wskaźniki położenia). Niektóre z nich pobierają prąd krótkotrwale (np. przekaźniki pomocnicze), inne pobierają prąd trwale (np. lampy sygnalizacyjne, wskaźniki położenia). Są również i takie odbiorniki, które pobierają prąd doraźnie, np. lampy oświetlenia zapasowego przełączane do obwodów prądu stałego na czas trwania zakłócenia.

Większość z wymienionych urządzeń spełnia w stacjach bardzo ważne zadania i dlatego podstawowe znaczenie dla zapewnienia nieprzerwanej pracy stacji ma odpowiedni dobór źródeł zasilania oraz właściwe zaprojektowanie sieci zasilającej.

Urządzenia pomocnicze i układy zasilania potrzeb własnych w stacjach elektroenergetycznych powinny spełniać następujące wymagania:

- niezawodność zasilania układów prądu przemiennego,
- niezawodność zasilania układów prądu stałego,
- zapewnienie zdolności manewrowej stacji w warunkach katastrofalnych,
- dostosowanie układów zasilania potrzeb własnych do ewentualnej rozbudowy i zmian urządzeń zasilanych,
- zapewnienie odpowiedniej jakości oświetlenia zarówno w pomieszczeniach, jak i na terenie stacji w warunkach pracy normalnej i awaryjnej,
- utrzymanie odpowiedniej temperatury w pomieszczeniach stacyjnych (ogrzewanie, wentylacja),
- zapewnienie wymaganych parametrów sprężonego powietrza i rezerwowanie zasilania w powietrze,
- standaryzacja urządzeń,
- prostota obsługi, łatwość eksploatacji.

6.2. UKŁADY ZASILANIA URZĄDZEŃ POTRZEB WŁASNYCH PRĄDU PRZEMIENNEGO

Zapotrzebowanie urządzeń potrzeb własnych na moc prądu przemiennego zależy – jak wspomniano – od wielkości stacji oraz zainstalowanych w nich urządzeń i na ogół zawiera się w przedziale pomiędzy 20 a 500 kW.

Odbiorniki potrzeb własnych prądu przemiennego (PW) wymagają zasilania na napięciu 400 V/230 V.

W stacjach o dolnym napięciu 400 V potrzeby własne zasila się bezpośrednio z szyn zbiorczych dolnego napięcia.

W przypadku większych stacji do zasilania odbiorników potrzeb własnych prądu przemiennego stosuje się:

- transformatory obniżające,
- transformatory uziemiające z uzwojeniem dodatkowym 400/230 V, służące do wykonania sztucznego punktu neutralnego sieci w celu jej uziemienia,
- obce źródła, np. inne transformatory znajdujące się poza stacją,
- przekładniki napięciowe.

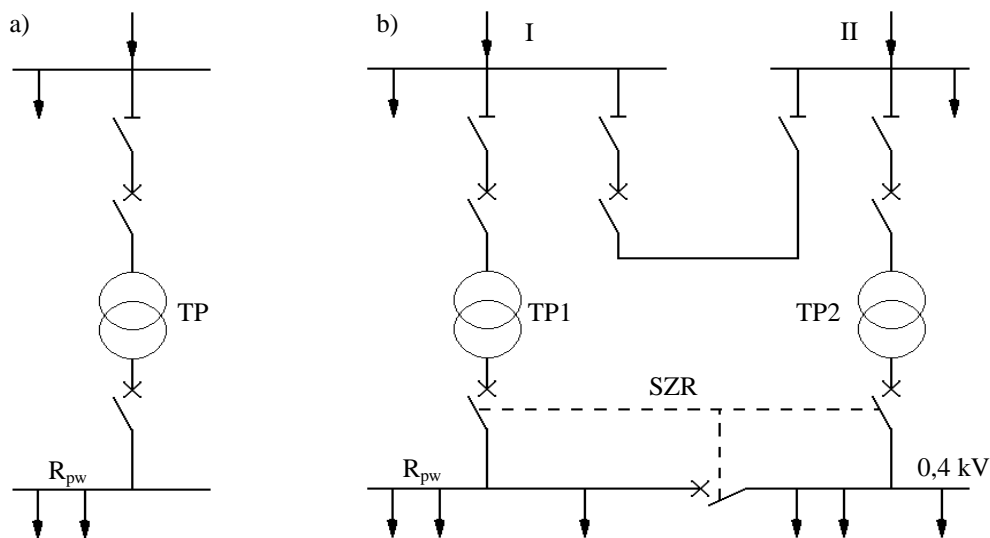
W stacjach SN/nn odbiorniki PW są najczęściej zasilane bezpośrednio z szyn zbiorczych dolnego napięcia stacji 400 V.

W stacjach SN/SN (np. 30 kV/6 kV, 20 kV/6 kV) do zasilania odbiorników potrzeb własnych prądu przemiennego instaluje się jeden transformator potrzeb własnych TP, przyłączony do szyn zbiorczych dolnego napięcia stacji (rys. 6.1a). Rozdzielnia potrzeb własnych prądu przemiennego jest realizowana w układzie z pojedynczym, niesekcjonowanym systemem szyn zbiorczych. Czasami w tych stacjach do zasilania odbiorników PW wykorzystuje się transformatory uziemiające lub obce źródła znajdujące się poza stacją. Transformatory uziemiające generalnie służą do tworzenia sztucznego punktu zerowego. Mogą jednak mieć dodatkowe uzwojenie o napięciu 400 V/230 V, wykorzystywane do zasilania odbiorników PW. Niekiedy w stacjach SN/SN do zasilania odbiorników potrzeb własnych prądu przemiennego, zamiast transformatora potrzeb własnych TP, stosuje się tańsze rozwiązania w postaci oddzielnych przekładników napięciowych obciążonych do wartości mocy granicznej i przyłączone do szyn zbiorczych ewentualnie do linii zasilającej.

W ważniejszych stacjach SN/SN do zasilania odbiorników PW, oprócz transformatora potrzeb własnych TP, przewiduje się dodatkowo dla tych odbiorników zasilanie rezerwowe poprzez urządzenia SZR z pobliskiej sieci zewnętrznej nn, zasilanej niezależnie od danej stacji, np. z lokalnej sieci miejskiej, z sieci pobliskiego zakładu przemysłowego itp.

W bardzo dużych stacjach SN/SN, stacjach 110 kV i stacjach 220 kV z dwoma niezależnymi źródłami zasilania rozdzielnice potrzeb własnych prądu przemiennego zasila się z dwóch transformatorów TP1 i TP2, wyposażonych w automatykę samoczynnego załączania rezerwy SZR (rys. 6.1b). W normalnych warunkach pracy stacji jeden z tych transformatorów zasila rozdzielnię potrzeb własnych, drugi znajduje się w rezerwie. W takim rozwiązaniu nie przewiduje się możliwości pracy równoległej tych transformatorów. Moce znamionowe transformatorów potrzeb własnych dobiera się tak, aby każdy z nich mógł zasilać wszystkie odbiorniki, jakie mogą pracować w normalnych warunkach pracy stacji oraz odbiorniki włączane dorywczo, z zachowaniem dopuszczalnego poziomu przeciążenia transformatora. Sposób przyłączenia obu transformatorów po stronie ich górnego napięcia zależy od układu

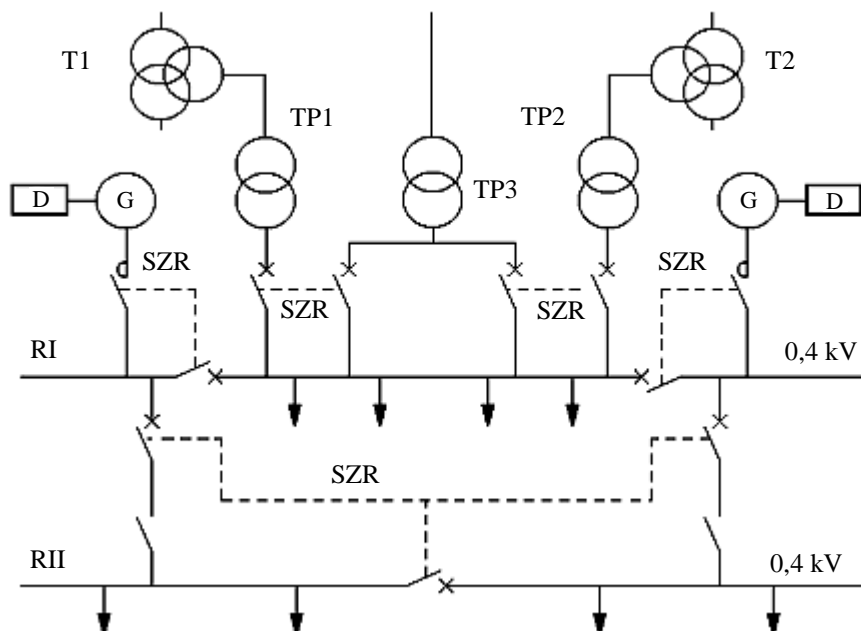
połączeń stacji, źródeł napięcia pomocniczego, liczby transformatorów głównych stacji oraz istnienia lub braku możliwości rezerwowego zasilania potrzeb własnych z sieci lokalnej.



Rysunek 6.1. Układ zasilania rozdzielnic potrzeb własnych prądu przemiennego:
 a) rozdzielnica zasilana jednym transformatorem potrzeb własnych, b) rozdzielnica zasilana z dwóch transformatorów potrzeb własnych (R_{pw} – rozdzielnica potrzeb własnych)

W dużych stacjach 220 kV i stacjach 400 kV do zasilania odbiorników PW instaluje się trzy transformatory potrzeb własnych, zasilane z trzecich uzwojeń transformatorów 220 kV i 400 kV bądź z dodatkowych uzwojeń autotransformatorów 220 kV/110 kV, bądź z zewnętrznych sieci SN. Moc znamionowa każdego z transformatorów powinna być nie mniejsza niż 50% zapotrzebowania na moc, bez wykorzystania możliwości przeciążenia transformatorów. W trakcie pracy normalnej dwa z zainstalowanych transformatorów zasilają osobne sekcje rozdzielni 400/230 V, trzeci zaś stanowi rezerwę. Transformator rezerwowo może być przyłączony ręcznie lub za pomocą automatyki SZR do dowolnej sekcji rozdzielni potrzeb własnych.

W szczególnie ważnych stacjach 220 kV i 400 kV, charakteryzujących się dużymi wymaganiami w zakresie niezawodności, do zasilania odbiorników PW wykorzystuje się trzy transformatory TP oraz prądotwórcze agregaty spalinowe (rys. 6.2). Agregaty prądotwórcze umożliwiają zasilanie najważniejszych odbiorników warunkujących utrzymanie ruchu stacji w okolicznościach katastrofalnych i szybkie przywrócenie do pracy normalnej po usunięciu awarii. Do napędu prądnic stosuje się silniki spalinowe, wyposażone w układy samoczynnego rozruchu, załączane w razie zaniku napięcia na szynach zbiorczych rozdzielnic potrzeb własnych. Czas rozruchu takich zespołów wynosi zwykle około 10 s.



Rysunek 6.2. Układ zasilania rozdzielni potrzeb własnych prądu przemiennego w szczególnie ważnych stacjach 220 kV i 400 kV

Transformatory potrzeb własnych zasilane z trzecich uzwojeń transformatorów głównych lub dodatkowych uzwojeń autotransformatorów mogą być przyłączane bezpośrednio do zacisków transformatora głównego lub za pomocą wyłącznika o bardzo dużej mocy wyłączalnej, lub za pomocą dławika i wyłącznika o mniejszej mocy wyłączalnej.

W przypadku bezpośredniego przyłączenia transformator potrzeb własnych ustawa się jak najbliższym transformatorowi głównemu; ma to na celu zmniejszenie prawdopodobieństwa wystąpienia zwarcia na połączeniach pomiędzy zaciskami transformatorów powodujących wyłączenie transformatorów głównych.

6.3. SPOSOBY ZASILANIA URZĄDZEŃ POTRZEB WŁASNYCH PRĄDU PRZEMIENNEGO

Ze względu na sposób zasilania odbiorniki prądu przemiennego w stacjach można podzielić na trzy grupy:

- odbiorniki mające rezerwowe zasilanie z sieci potrzeb własnych prądu stałego,
- odbiorniki z podwójnym zasilaniem z sieci prądu przemiennego,
- odbiorniki z pojedynczym zasilaniem.

Do pierwszej grupy należą zazwyczaj przetwornice telefonii w.cz. oraz część odbiorników oświetleniowych. Do drugiej zalicza się napędy silnikowe wyłączników wysokonapięciowych, silniki napędzające wentylatory i przełączniki zacze­pów transformatorów oraz silniki sprężarek i schładzarek. Pozostałe odbiorniki prądu przemiennego zalicza się na ogół do grupy trzeciej, ponieważ nie mają one zasilania rezerwowego.

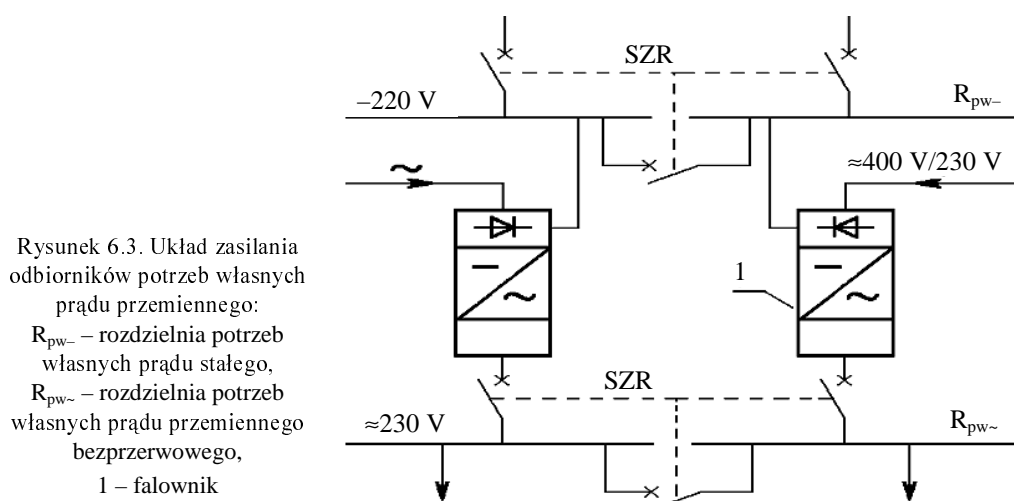
Charakterystyczną cechą napędów silnikowych jest to, iż każdy z nich jest umiesz­czony w innym polu rozdzielni. Powoduje to, że sieć zasilająca te napędy ma najczęściej układ pierścieniowy, przechodzący przez szafki kablowe poszczególnych pól rozdzielni. W pobliżu środka pierścienia zasilającego umieszcza się wyłącznik sekcjonujący. W czasie normalnej pracy jest on wyłączony, natomiast w razie zwarcia w którymkol­wiek punkcie pierścienia umożliwia odłączenie uszkodzonego odcinka kabla. W dużych rozdzielniach w pierścieniu zasilającym przewiduje się kilka wyłączników sekcjonują­cych, wszystkie, z wyjątkiem jednego, są załączone w normalnych warunkach.

Silniki napędowe wentylatorów i przełącznika zacze­pów transformatora są zwykle przyłączone do niewielkiej rozdzielni niskiego napięcia, umieszczonej w szafce przy transformatorze. Do szafki tej są wprowadzone dwie linie zasilające, z których jedna stanowi rezerwę w normalnych warunkach. W przypadku stacji wyposażonych w dwa transformatory można doprowadzić do każdego z nich tylko jedną linię zasilającą, a rozdzielnie obu transformatorów połączyć linią rezerwową, która w normalnych warunkach jest wyłączona. W tym przypadku każda linia zasilająca powinna być przystosowana do zasilania silników obydwu transformatorów.

Silniki sprężarek i schładzarek ustawia się zwykle wraz z napędzanymi przez nie urządzeniami w pomieszczeniu sprężarkowym, które jest wyposażone w rozdzielnię niskiego napięcia. W stacji znajdują się z reguły dwa zespoły sprężarkowe zasilane z osobnych linii. Każda z linii zasilających ma przekrój wystarczający do zasilania obydwu zespołów sprężarkowych, dzięki temu zapewnione jest rezerwowanie w razie uszkodzenia jednej z nich.

Jeżeli rozdzielnia potrzeb własnych 400/230 V stacji ma sekcjonowany system szyn zbiorczych, to odbiorniki wymagające podwójnego zasilania z sieci prądu przemiennego zasila się w sposób „krzyżowy” z różnych sekcji. Dzięki temu w razie uszkodzenia jednej sekcji szyn zasilanie tej kategorii odbiorników nie zostaje przerwane.

Niektóre rodzaje odbiorników potrzeb własnych prądu przemiennego w dużych stacjach elektroenergetycznych – zasilających urządzenia telemechaniki, telekomuni­kacji, telefonii energetycznej nośnej, urządzenia komputerowe i inne, służące do prze­kazywania i odbierania wszelkiego rodzaju sygnałów informacyjnych o stanie obiektów oraz poszczególnych urządzeń do celów zabezpieczeń, regulacji i sterowania – wymagają szczególnej pewności zasilania. W tych urządzeniach nawet krótkie prze­rwy w zasilaniu mogą powodować duże zakłócenia w pracy całej stacji. Do zasilania takich urządzeń stosuje się zwykle dwie specjalne przetwornice tyrystorowe (rys. 6.3), z których każda może pokryć pełne zapotrzebowanie na moc przyłączonych odbiorni­ków. Są one zasilane z sieci prądu przemiennego oraz z baterii akumulatorów.



W nowoczesnych rozwiązaniach stacji elektroenergetycznych jako rezerwę napięcia przemiennego stosuje się układy zasilaczy UPS (rys. 6.4). Urządzenia te pracują w systemie pracy ciągłej w taki sposób, że odbiorniki są zasilane nie bezpośrednio z sieci, lecz za pośrednictwem zasilacza. W razie zaniku napięcia przemiennego w sieci zasilającej urządzenie, pobierając energię z dołączonej, zewnętrznej baterii akumulatorów, wytwarza napięcie przemiennie 230 V o częstotliwości 50 Hz. W większości spotykanych rozwiązań zasilaczy UPS, przy braku napięcia w sieci zasilającej urządzenie pracuje do chwili, gdy napięcie baterii spadnie poniżej 176 V – następuje wówczas automatyczne wyłączenie zasilacza. Ponowne załączenie zasilacza następuje, gdy napięcie baterii zwiększy się powyżej 185 V. Urządzenia UPS stanowią źródło napięcia gwarantowanego 230 V o częstotliwości 50 Hz dla odbiorników potrzeb własnych prądu przemiennego.



Rysunek 6.4. Zasilacze UPS firmy GE na stacji elektroenergetycznej w pomieszczeniu urządzeń teletransmisji i telefonii nośnej

6.4. DOBÓR TRANSFORMATORÓW POTRZEB WŁASNYCH

Dobór transformatorów potrzeb własnych wiąże się z określeniem liczby transformatorów TP i ich mocy znamionowej. Liczba wymaganych w stacji transformatorów TP zależy od wielkości stacji, poziomu napięć znamionowych oraz roli i znaczenia stacji w systemie elektroenergetycznym. Sumaryczne zapotrzebowanie na moc przez odbiorniki potrzeb własnych oblicza się najczęściej za pomocą metody wskaźnika zapotrzebowania mocy. Kształtuje się ono średnio na poziomie 30÷50% w odniesieniu do sumarycznej mocy zainstalowanej tych odbiorników.

Moc znamionową transformatorów TP wyznacza się z uwzględnieniem tylko obciążenia ciągłego przewidywanego w porze zimowej. Obciążenie dorywcze pokrywa się, wykorzystując dopuszczalne przeciążenie transformatorów.

W stacjach z dwoma transformatorami potrzeb własnych moc każdego transformatora powinna zapewnić w normalnych warunkach zasilanie wszystkich odbiorników charakteryzujących się obciążeniem ciągłym.

W stacjach z trzema transformatorami TP moc każdego transformatora powinna pokryć 50% zapotrzebowania mocy odbiorników PW.

W stacjach elektroenergetycznych zaleca się stosować transformatory potrzeb własnych o znamionowej mocy 250, 400 lub 630 kVA [13].

6.5. UKŁADY ZASILANIA ROZDZIELNI POTRZEB WŁASNYCH PRĄDU STAŁEGO

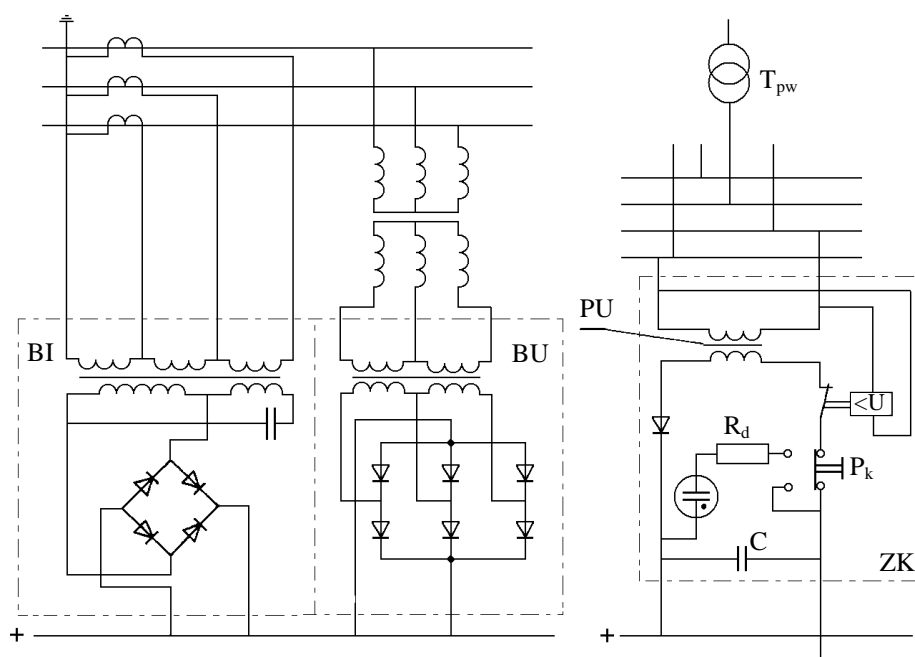
Ze względu na szczególnie ważną rolę, jaką odgrywają w stacjach urządzenia prądu stałego, układ zasilania projektuje się tak, aby zapewnić ciągłość zasilania oraz możliwie największą pewność ruchową. Napięcie dostarczane przez urządzenia zasilające powinno utrzymywać się w określonych granicach. Zazwyczaj przyjmuje się, że wahania napięcia w warunkach zakłóceń nie powinny przekraczać $\pm 10\%$ wartości napięcia znamionowego.

Do zasilania odbiorników i obwodów potrzeb własnych stacji prądu stałego stosuje się:

- baterie akumulatorów, zlokalizowane na terenie stacji,
- specjalne bloki prostownikowe zasilane ze źródeł prądu przemiennego, takich jak: przekładniki napięciowe i prądowe, transformatory potrzeb własnych.

Baterie akumulatorów pracują połączone równolegle z urządzeniami prostownikowymi, które w warunkach normalnych zasilają odbiorniki prądu stałego, a jednocześnie podładowują baterię i utrzymują stałą wartość napięcia na szynach zbiorczych. Baterie akumulatorów przejmują obciążenie przy zakłóceniach powodujących brak zasilania urządzeń prostownikowych.

W niewielkich stacjach do zasilania obwodów zabezpieczeń, sterowania i sygnalizacji prąd stały może być uzyskiwany ze specjalnych bloków prostownikowych (rys. 6.5). Źródłem napięcia przemiennego o niskim poziomie są specjalne przekładniki prądowe, przekładniki napięciowe lub transformatory potrzeb własnych. Utrzymanie wymaganego poziomu napięcia wyprostowanego uzyskuje się przez równoległe zasilanie (poprzez prostowniki) z przekładnika nasyceniowego i przekładnika napięciowego. Zapewnia to wymagany poziom napięcia przy zwarcjach i przy niewielkich obciążeniach obwodu zasilającego. Bloki prostownikowe są wyposażone w urządzenia stabilizujące wartość napięcia wyprostowanego. Bloki prostownikowe mogą być rozbudowane o człon zasobnikowy kondensatorowy, ładowany w warunkach normalnych napięciem wyprostowanym poprzez przekładnik napięciowy pomocniczy z transformatora potrzeb własnych. W razie zaniku napięcia na wyjściu bloku prostownikowego, wywołanego dowolnymi zakłóceniami lub przełączeniami, zasobnik kondensatorowy zostaje odłączony przez przełącznik podnapięciowy od źródła zasilania (pozostającego w danej chwili również bez napięcia). W ten sposób zapobiega się rozładowaniu kondensatora przez przekładnik pomocniczy, co powoduje, że kondensator pozostaje przez dłuższy czas pod napięciem. Zapewnia się więc możliwość zasilania dowolnego z odbiorników prądu stałego, albo częściej obwodów wyłącznika pracującego w układzie SPZ.



Rysunek 6.5. Uproszczone układy połączeń bloku prostownikowego: BI – część prądowa, BU – część napięciowa, ZK – zasobnik kondensatorowy, T_{pw} – transformator potrzeb własnych, PU – przekładnik pomocniczy napięciowy

W dużych stacjach źródłem napięcia stałego są dwie baterie akumulatorowe (z których jedna stanowi rezerwę) oraz przyłączone do nich równolegle prostowniki.

Poziom napięcia znamionowego zależy od wielkości stacji i funkcji pełnionej przez nią w systemie. W dużych i średnich stacjach 110 kV i wyższych napięć stosuje się akumulatornie o napięciu znamionowym 220 lub 110 V, przy czym w stacjach rozległych o znacznym poborze mocy prądu stałego i rozbudowanych układach zabezpieczeń, sterowania, blokad i sygnalizacji stosuje się napięcie 220 V. Proste stacje energetyki zawodowej o napięciu do 110 kV oraz stacje oddziałowe przemysłowe o niezbyt skomplikowanych obwodach pomocniczych i małym poborze mocy prądu stałego mogą być wyposażone jedynie w bloki prostownikowe. W niektórych niewielkich stacjach oraz w stacjach dużych do zasilania urządzeń telemechaniki są także stosowane baterie o napięciach znamionowych 48 V oraz 24 V. Dobór źródeł prądu stałego oraz stosowane poziomy napięć zamieszczono w tabeli 6.1.

Tabela 6.1. Dobór źródeł prądu stałego oraz stosowane poziomy napięć w stacjach elektroenergetycznych

Rodzaje stacji		Źródła prądu stałego	
		rodzaj	napięcie, V
Stacje energetyki zawodowej	Stacje o napięciu górnym 400 kV i 220 kV, stacje elektrowniane	akumulatornie własne	220
	Stacje o napięciu do 110 kV w układzie szynowym	akumulatornie własne	220 110
	Stacje uproszczone o napięciu górnym do 110 kV	akumulatornie własne	220
Stacje przemysłowe	Główne stacje zasilające. Główne stacje transformatorowe. Główne stacje rozdzielcze o dużym poborze mocy prądu stałego i o skomplikowanym układzie zabezpieczeń, sterowania blokad i sygnalizacji	akumulatornie własne	220 110
	Główne stacje zasilające. Główne stacje transformatorowe. Główne stacje rozdzielcze o małym poborze mocy prądu stałego i prostych zabezpieczeniach	źródła obce	110 220
		akumulatornie	110 220
	Oddziałowe stacje transformatorowe i oddziałowe stacje rozdzielcze o dużym poborze mocy prądu stałego i o skomplikowanym układzie zabezpieczeń	źródła obce	220 110
		akumulatornie własne	110
	Proste oddziałowe stacje transformatorowe i oddziałowe stacje rozdzielcze mające niezbyt rozbudowane obwody pomocnicze prądu stałego o małym poborze mocy	źródła obce	220 110
		akumulatornie własne	48 24
			bloki prostownikowe

Współpraca baterii akumulatorów z prostownikiem jest realizowana dwoma sposobami. Pierwszy polega na tym, że bateria jest ładowana tylko okresowo. W drugim bateria jest ciągle doładowywana (tzw. praca buforowa).

Bateria ładowana okresowo wymaga dość częstego ładowania. Powoduje to szybkie zużycie płyt akumulatorów (głównie dodatnich) i komplikuje eksploatację stacji. Z tych względów zaleca się stosowanie układów baterii ciągle podładowywanych. Praca baterii z ciągłym podładowywaniem zwiększa ekonomię eksploatacji urządzeń i pewność zasilania odbiorników prądu stałego. Umożliwia też dobór baterii o nieco mniejszej pojemności, ponieważ bateria zawsze znajduje się w stanie naładowanej, gotowa do zasilania odbiorników. Taki system współpracy baterii z akumulatorem zwiększa trwałość akumulatorów, zbędne jest bowiem częste doładowywanie baterii.

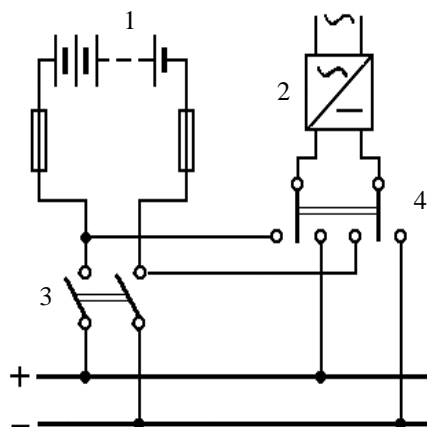
W zależności od schematu połączeń i sposobu współpracy baterii z prostownikiem stosuje się następujące układy zasilania rozdzielni potrzeb własnych prądu stałego:

- układ buforowy,
- układ z podwójną ładownicą,
- układ z przeciwoogniwami,
- układ buforowo-różnicowy,
- układ obejściowy,
- układ z baterią dodatkową.

Najprostszym i powszechnie stosowanym układem jest układ buforowy (rys. 6.6), w którym bateria i prostownik są przyłączone równolegle do szyn zbiorczych rozdzielni potrzeb własnych. W normalnych warunkach pracy buforowej wyłącznik (3) jest załączony, natomiast przełącznik (4) znajduje się w prawym położeniu. Napięcie pracy buforowej jest przyjmowane na poziomie $2,18 \div 2,25$ V na ogniwo, co zwiększa żywotność akumulatorów.

Rysunek 6.6. Schemat zasadniczy układu buforowego:

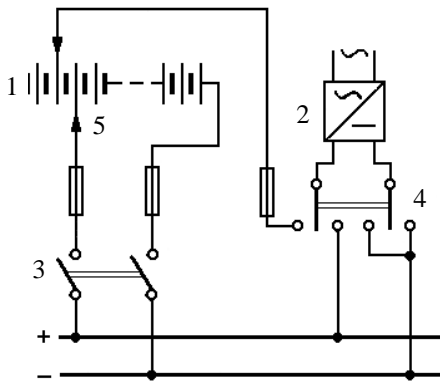
- 1 – bateria, 2 – prostownik, 3 – wyłącznik,
4 – przełącznik



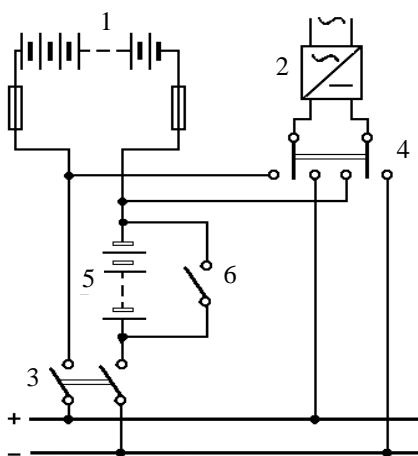
Przeznaczony do pracy buforowej prostownik powinien być stabilizowany i utrzymywać w normalnych warunkach na stałym poziomie napięcie na baterii z dokładnością do $1 \div 2\%$. Zwykle instaluje się prostownik umożliwiający również przyspieszone ładowanie baterii. Ładowanie takie występuje w stanach powaryjnych, tj. po powrocie napięcia przemiennego potrzeb własnych po pewnej przerwie. Oprócz tego ładowanie przyspieszone jest stosowane w czasie okresowych uzupełniających wyładowań i ładowań baterii, ładowania te nie są konieczne, jeżeli napięcie pracy buforowej zawiera się

w zakresie $2,18 \div 2,25$ V. Jeżeli w trakcie ładowania uzupełniającego napięcie na baterii przekracza granice dopuszczalne dla odbiorników, szyny zbiorcze rozdzielni potrzeb własnych zasilają się przez pewien czas z innego źródła. W takim przypadku wyłącznik (3) jest wyłączony, a przełącznik (4) powinien się znajdować w położeniu lewym.

W układzie z podwójną ładownicą (rys. 6.7) w warunkach normalnej pracy prostownik jest przyłączony do szyn zbiorczych równolegle z baterią akumulatorową (podobnie jak w układzie buforowym). Ładowanie przyspieszone przy podwyższonym napięciu na ogniwach odbywa się natomiast bez odłączania baterii od szyn. W tym przypadku napięcia na szynach reguluje się za pomocą ładownicy przez zmianę liczby ogniw baterii, przyłączonych do szyn zbiorczych. W razie zaniku napięcia przemiennego zasilającego prostownik zwiększa się liczbę ogniw przyłączonych do szyn. Wadą układu z podwójną ładownicą jest to, że wymaga on wyprowadzenia dużej liczby przewodów z ogniw odłączalnych i w praktyce jest rzadko stosowany.



Rysunek 6.7. Schemat zasadniczy układu z podwójną ładownicą:
5 – podwójna ładownica
(pozostałe oznaczenia jak na rys. 6.6)



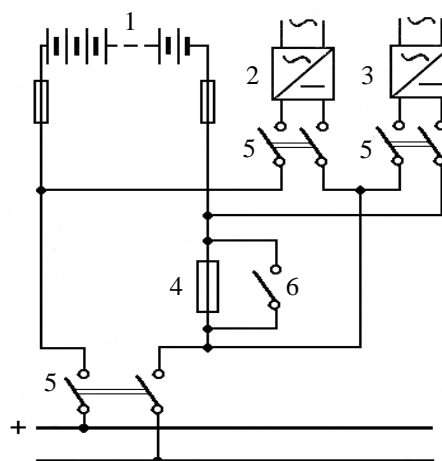
W układzie z przeciwoogniwami (rys. 6.8) prostownik pracuje buforowo z baterią akumulatorową, a napięcie na szynach zbiorczych jest obniżane za pomocą przeciwoogniw. W warunkach pracy normalnej przełącznik (4) znajduje się w lewym położeniu, a wyłącznik (6) jest wyłączony. W razie zaniku napięcia przemiennego zasilającego prostownik przełącznik (4) otwiera się, natomiast wyłącznik (6) załącza się ręcznie lub samoczynnie.

Rysunek 6.8. Schemat zasadniczy układu z przeciwoogniwami: 5 – przeciwoogniwa, 6 – wyłącznik do zwierania przeciwoogniw
(pozostałe oznaczenia jak na rys. 6.6)

Zwieranie przeciwogniwnie nie jest szkodliwe ze względu na ich bardzo małą pojemność. Liczba przeciwogniwnie jest dobierana w taki sposób, aby w warunkach pracy normalnej napięcie na szynach zbiorczych wynosiło około 1,05 napięcia znamionowego.

W układzie buforowo-różnicowym (rys. 6.9) szeregowo z prostownikiem głównym (2) jest połączony prostownik dodatkowy (3), którego napięcie wynosi około 10% napięcia prostownika głównego. W warunkach pracy normalnej w układzie tym na zaciskach baterii akumulatorowej utrzymuje się napięcie o około 10% większe niż na szynach zbiorczych. W chwili zaniku napięcia przemiennego obydwaj prostowniki zostają odłączone, załącza się natomiast wyłącznik (6), zwierający opornik (4). Opornik zapewnia połączenie pomiędzy baterią a szynami zbiorczymi w chwili, gdy nie nastąpiło jeszcze załączenie wyłącznika (6). Ponieważ jednak w normalnych warunkach opornik ten jest równolegle przyłączony do zacisków prostownika dodatkowego, na oporniku występuje ciągła strata mocy, co jest istotną wadą układu. Drugą ważną wadą układu buforowo-różnicowego jest to, iż w okresie przejściowym, tj. w chwili poprzedzającej załączenie wyłącznika (6), napięcie na szynach zbiorczych chwilowo obniża się wskutek dużego spadku napięcia na oporniku (4), co może spowodować odzwbudzenie szeregu przekaźników, które w normalnych warunkach znajdują się stale pod napięciem. Ze względu na wymienione wady układ buforowo-różnicowy nie znalazł szerszego zastosowania w stacjach elektroenergetycznych.

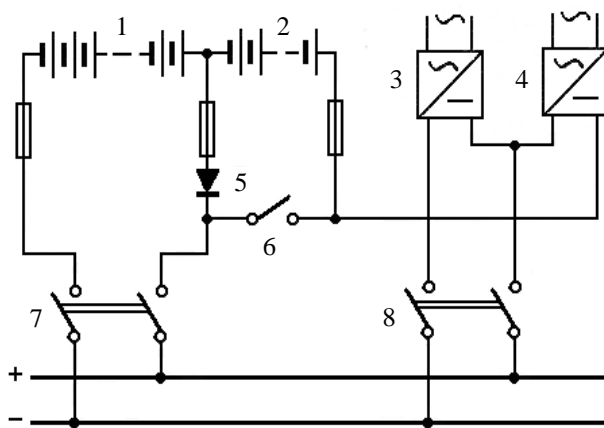
Rysunek 6.9. Schemat zasadniczy układu buforowo-różnicowego: 1 – bateria, 2 – prostownik, 3 – prostownik dodatkowy, 4 – opornik, 5 – wyłączniki, 6 – wyłącznik do zwierania opornika



W stacjach spotyka się niekiedy odmianę układu buforowo-różnicowego, w której zamiast opornika stosuje się przeciwogniwa. Zaletą zmodyfikowanego układu jest to, że w okresie przejściowym napięcie na szynach zbiorczych nie ulega tak znacznemu obniżeniu jak przy zastosowaniu opornika, konieczność instalowania przeciwogniwnie oraz dodatkowego prostownika powodują jednak, że układ jest droższy od innych rozwiązań.

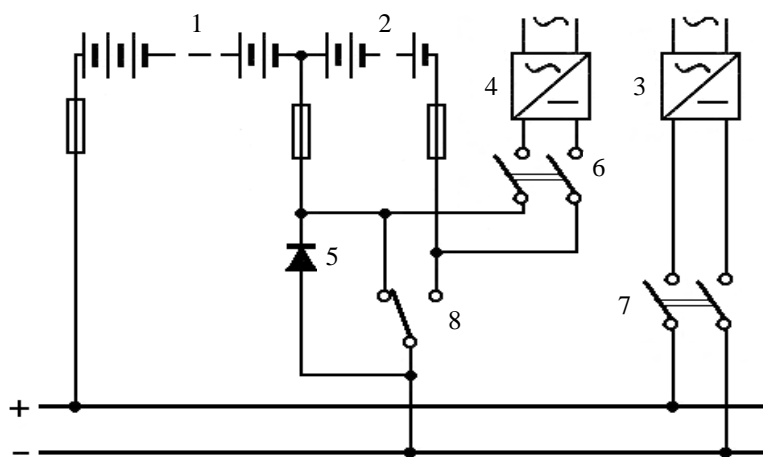
W układzie obejściowym (rys. 6.10) bateria akumulatorowa jest zbudowana z dwóch części: baterii głównej (1) i dodatkowej (2). W trakcie normalnej pracy wyłącznik (6) jest wyłączony i przez obie baterie płynie jednakowy prąd, tzw. prąd konserwacyjny, z połączonych szeregowo prostowników, głównego (3) i dodatkowego (4). Odbiory przyłączone do szyn zbiorczych są zasilane z prostownika głów-

nego, a przy pojawieniu się dużych obciążeń chwilowych również z baterii głównej. W razie zaniku napięcia przemiennego wyłącznik prostownika (8) wyłącza się, natomiast wyłącznik pomocniczy (6) załącza się, dzięki temu zasilanie odbiorów odbywa się z połączonych szeregowo baterii głównej i dodatkowej. Zawór prostowniczy (5) zapobiega zwarceniu baterii dodatkowej po załączeniu wyłącznika pomocniczego (6).



Rysunek 6.10. Schemat zasadniczy układu obejściowego: 1 – bateria główna, 2 – bateria dodatkowa, 3 – prostownik główny, 4 – prostownik dodatkowy, 5 – zawór prostowniczy, 6, 7, 8 – wyłączniki

Układ z baterią dodatkową (rys. 6.11) charakteryzuje się tym, że w normalnych warunkach bateria główna (1) pracuje buforowo z prostownikiem głównym (3), a bateria dodatkowa (2) jest utrzymywana w stanie naładowanym prądem konserwującym z prostownika dodatkowego (4).



Rysunek 6.11. Schemat zasadniczy układu z baterią dodatkową: 8 – przełącznik (pozostałe oznaczenia jak na rys. 6.10)

Bateria główna zawiera około 90% całkowitej liczby ogniw. Szyny zbiorcze są w normalnych warunkach przyłączone do baterii głównej i prostownika głównego, tj. przełącznik (8) znajduje się w lewym położeniu. W razie zaniku napięcia prądu przemiennego zasilającego prostowniki zostają wyłączone wyłączniki (6) i (7), a przełącznik (8) ustawia się w prawym położeniu. W ten sposób szyny zbiorcze są zasilane z baterii głównej i dodatkowej połączonych szeregowo. Zawór prostowniczy (5) służy do tego, aby w chwili zmiany położenia przełącznika (8) nie było przerwy w zasilaniu odbiorców. Po przywróceniu napięcia prądu przemiennego wszystkie łączniki zostają ustawione w położeniu odpowiadającym normalnym warunkom pracy.

6.6. BATERIE AKUMULATORÓW

W stacjach elektroenergetycznych stosuje się dwa rodzaje ogniw:

- ogniwa kwasowe (ołowiowe),
- ogniwa zasadowe (kadmowo-niklowe).

Baterie zbudowane z ogniw kwasowych nadają się do takich warunków pracy, gdzie korzysta się z baterii często i gdzie następuje pobieranie dużych prądów w stosunkowo krótkim czasie. Nie nadają się do zastosowania wówczas, gdy są rzadko stosowane. Baterie zbudowane z ogniw zasadowych nadają się do pracy w długich okresach bez rozładowania. Nie nadają się do pracy w warunkach znacznego przeciążenia prądowego. W związku z tym w stacjach elektroenergetycznych powszechnie stosuje się do budowy baterii akumulatorów stacyjnych ogniwa kwasowe, charakteryzujące się, w porównaniu z ogniwami zasadowymi, następującymi właściwościami:

- mniejszymi różnicami napięć w stanie pełnego naładowania i rozładowania,
- większą sprawnością,
- mniejszą rezystancją wewnętrzną,
- niższymi kosztami,
- koniecznością stałego nadzoru,
- wymogiem okresowej wymiany płyt.

Ogniwa zasadowe wyróżniają się jednak większą odpornością na wstrząsy mechaniczne i niską temperaturę oraz są mniej wrażliwe na przeciążenia. Mogą pozostawać w stanie rozładowania przez dłuższy czas bez uszkodzeń. Są jednak przy tym znacznie droższe od ogniw kwasowych. Baterie z ogniwami zasadowymi znajdują zastosowanie w urządzeniach przewoźnych.

W stacjach elektroenergetycznych spotyka się jedną lub dwie baterie akumulatorów o określonym poziomie napięcia (220 V, 110 V, 48 V i 24 V), przy czym dwie baterie o napięciu 220 V spotyka się w dużych stacjach 400 i 220 kV oraz bardzo dużych stacjach 110 kV. Jedną z tych baterii stanowi rezerwę.

Na rysunku 6.12 przedstawiono baterię o napięciu 220 V zlokalizowaną w stacji elektroenergetycznej 220 kV w pomieszczeniu określanym często jako akumulatornia.



Rysunek 6.12. Bateria akumulatorów o napięciu 220 V w stacji elektroenergetycznej

Liczba ogniw baterii akumulatorów zależy od napięcia znamionowego baterii oraz układu połączeń i sposobu współpracy baterii z prostownikami, przy czym napięcie przypadające na jedno ogniwo kwasowe przyjmuje się w przedziale $2,18 \div 2,25$ V.

Napięcie znamionowe baterii zasilającej obwody zabezpieczeń przekaźnikowych, automatyki i sterowania łączników wynosi zwykle 110 lub 220 V. Niekiedy do zasilania obwodów sygnalizacyjnych przewiduje się odrębną baterię o napięciu 24 i 48 V.

Wybór pomiędzy napięciem 110 V i 220 V zależy przede wszystkim od wielkości i rozległości stacji, przy czym w stacjach o rozbudowanych układach zabezpieczeń, sterowania, blokad i sygnalizacji stosuje się napięcie 220 V.

Najbardziej popularne baterie akumulatorów o napięciu 220 V składają się z dwóch członów:

1. Członu głównego, zestawionego z 104 ogniw, współpracującego buforowo z prostownikiem,
2. Członu dodatkowego, złożonego z 12 ogniw, utrzymywanego w stanie pełnego naładowania przez osobny prostownik stabilizowany, nieprzyłączony do odbiorników. Po zaniku napięcia prądu przemiennego i obniżeniu się napięcia w członie głównym poniżej 2 V na ogniwie, automatycznie człon dodatkowy jest włączany w szereg z członem głównym, który podnosi napięcie na całej baterii o około 24 V.

Pojemność baterii akumulatorów (Ah) dobiera się w taki sposób, aby w przypadku stanu zakłóceniewego (zanik napięcia prądu przemiennego lub uszkodzenie prostownika) bateria mogła w ciągu określonego czasu zasilć wszystkie przyłączone do niej odbiorniki. Pojemność baterii powinna być co najmniej taka, aby było możliwe pokrycie nie tylko obciążenia występującego w czasie normalnej pracy stacji (zabezpieczenia

i automatyka, urządzenia sygnalizacyjne, rejestratory zakłóceń, napędy łączników i inne), lecz także obciążenia dodatkowego (oświetlenie awaryjne, przetwornice urządzeń w.cz., telemechanika, awaryjne działanie łączników i inne), które pojawia się podczas zakłócenia, a czas jego trwania jest szacowany na 2 godziny w stacjach ze stałą obsługą [10]. Pojemność baterii zależy od czasu jej wyładowania, który przyjmuje się równy czasowi trwania stanu zakłóceniewego. Obliczając pojemność znamionową baterii, uwzględnia się ponadto jej starzenie, które powoduje stopniowe zmniejszanie się pojemności użytkowej. Najczęściej z tego powodu uwzględnia się dodatkowo nadwyżkę pojemności na poziomie 30÷40%.

Baterie stosowane w dużych stacjach 110 kV, 220 kV i 400 kV o napięciu 220 V mają często pojemność 228 Ah. Te natomiast, które instaluje się w małych stacjach 110 kV mają pojemność przeważnie od 100 do 120 Ah. Baterie o napięciu 24 i 48 V mają najczęściej pojemność 72 Ah, i składają się zwykle z 12 lub 26 ogniw współpracujących buforowo z prostownikiem. We współcześnie budowanych stacjach elektroenergetycznych jako źródło prądu stałego stosuje się akumulatory kwasowe szczelne z zaworami, zwane również bezobsługowymi.

W zależności od rodzaju zastosowanego elektrolitu rozróżnia się trzy rodzaje akumulatorów szczelnych z zaworami:

- z elektrolitem w postaci żelu,
- z elektrolitem uwięzionym w strukturze mikroporowatych separatorów z maty szklanej (technologia AGM),
- z elektrolitem płynnym i rekombinacją gazów VRLA.

W stosunku do tradycyjnych akumulatorów budowy otwartej, z płynnym elektrolitem, do zalet akumulatorów szczelnych należą:

- znaczne ograniczenie zabiegów eksploatacyjnych,
- ograniczenie wymaganej powierzchni akumulatorni (do ok. 30% w stosunku do tradycyjnych), a także możliwość instalowania we wspólnych pomieszczeniach z innymi urządzeniami elektrycznymi, a nawet we wspólnych obudowach (dla akumulatorów żelowych i AGM),
- zdecydowanie mniejsze wymagania instalacyjno-budowlane (wentylacja, rodzaj podłogi itp.).

Nowoczesne baterie VRLA stawiają przed użytkownikiem szczególne wymagania. Przede wszystkim wymagają one współpracy z nowoczesnymi układami prostowników, które zapewniają dużą stabilność i dokładność napięcia, co chroni baterie przed ewentualnym przeładowaniem. Zjawisko przeładowania jest szczególnie groźne dla tych baterii, gdyż ze względu na szczelną budowę doprowadzenie do wysuszenia akumulatorów jest procesem bezpowrotnym.

Dużą rolę w eksploatacji nowoczesnych ogniw odgrywa temperatura w pomieszczeniu akumulatorni. Wszystkie parametry ogniw są określone dla temperatury 20 °C i wszelkie zmiany temperatury otoczenia wymagają odpowiedniej korekty napięcia konserwującego.

6.7. WYBRANE URZĄDZENIA POTRZEB WŁASNYCH STACJI

Urządzenia potrzeb własnych odgrywają istotną rolę w funkcjonowaniu każdej stacji elektroenergetycznej. Najczęściej potrzeby własne wiążą się z oświetleniem stacji i budynków stacyjnych, ogrzewaniem pomieszczeń i szafek kablowych oraz napędami łączników. W dużych stacjach elektroenergetycznych, wyposażonych w instalacje sprężonego powietrza, dochodzą do tego m.in. urządzenia sprężonego powietrza. Poniżej szczegółowo omówiono te charakterystyczne i często występujące grupy odbiorników potrzeb własnych.

6.7.1. OŚWIETLENIE TERENU STACJI I BUDYNKÓW STACYJNYCH

W celu umożliwienia poruszania się po terenie stacji, wykonywania prac oraz przeprowadzania obserwacji, stacje elektroenergetyczne wyposaża się w elektryczne oświetlenie terenu.

Jako źródła światła w stacjach elektroenergetycznych zaleca się stosować świetlówki, żarówki oraz w niektórych przypadkach lampy rtęciowe lub sodowe. Źródła światła na stacjach powinny się charakteryzować dużym strumieniem świetlnym, tak aby można było ograniczyć do minimum liczbę punktów świetlnych, ze względu na liczne przewody wysokiego napięcia utrudniające usytuowanie lamp. Jaskrawość zastosowanych źródeł światła nie powinna wywoływać olśnienia i stwarzać trudności obsłudze stacji w trakcie wykonywania czynności eksploatacyjnych.

Wymagania dotyczące oświetlenia stacji nie dotyczą jedynie oświetlenia powierzchni terenu, lecz także oświetlenia aparatów wysokiego napięcia i rozwieszonych przewodów. W związku z tym zastosowane źródła światła oraz oprawy muszą mieć odpowiedni rozsył strumienia świetlnego. Istotne znaczenie ma tutaj wysokość zamocowania punktów świetlnych. Źródła światła zawieszane nisko (na wysokości ok. 2 m) powinny się charakteryzować całościowym rozsyłem strumienia świetlnego, źródła światła usytuowane wysoko (na wysokości ok. 9 m) powinny natomiast mieć strumień świetlny skierowany ku dołowi.

Przy usytuowaniu lamp konieczne jest zachowanie bezpiecznych odległości od części urządzeń będących pod napięciem. Pozwala to na bezpieczną wymianę uszkodzonych źródeł światła bez konieczności wyłączenia z ruchu urządzeń elektrycznych pracujących w sąsiedztwie.

Do oświetlenia terenu stacji najczęściej są stosowane lampy o wysokości 9 m z pojedynczymi lub podwójnymi oprawami, usytuowane w miejscach wolnych od przewodów wysokiego napięcia. Oprawy są również umieszczane na wolno stojących piorunochronach. Nie montuje się natomiast opraw na konstrukcjach rozdzielni, ponieważ utrudnione jest wtedy zachowanie bezpiecznych odległości od części będących pod napięciem.

Ze względu na stawiane zadania, a co za tym idzie – wymogi, które musi spełniać, oświetlenie stacji można podzielić na trzy grupy:

- oświetlenie ogólne,
- oświetlenie miejscowe,
- oświetlenie awaryjne (zakłóceniewe).

Oświetlenie ogólne ma na celu zapewnienie swobodnego poruszania się po terenie stacji lub rozdzielni oraz umożliwienie nadzorowania urządzeń elektroenergetycznych. Oświetlenie to jest wykonywane z wykorzystaniem lamp wolno stojących, na słupach stalowych lub żelbetowych wyposażonych w rtęciówki o mocy 250 W, umieszczone najczęściej na wysokości około 9 m. Na niektórych lampach instaluje się dodatkowo żarówki, które zapewniają ciągłość oświetlenia po krótkich zanikach napięcia, powodujących nieświecenie rtęciówek, do ponownego zapłonu.

Zamontowane na terenie stacji lampy stalowe i żelbetowe wyposaża się odpowiednio w szczeble i otwory, które pozwalają obsłudze na wymianę rtęciówek lub żarówek, bez konieczności używania drabin. Lampy są lokalizowane w punktach łatwo dostępnych, umożliwiających bezpieczną obsługę, oraz w pobliżu miejsc, w których wymagane jest największe natężenie oświetlenia. Natężenie oświetlenia zależy także od rodzaju oświetlanego miejsca. Normy i przepisy [20, 21] przewidują różne minimalne natężenia oświetlenia dróg komunikacyjnych, stanowisk baterii kondensatorów, konstrukcji krańcowych linii oraz innych części stacji. Dodatkowym kryterium zwiększającym natężenie oświetlenia jest poziom skomplikowania układu stacji oraz łatwość dostępu obsługi do poszczególnych urządzeń zamontowanych na terenie stacji.

Oświetlenie miejscowe ma za zadanie umożliwienie przeprowadzenia szczegółowej kontroli stanu elementów urządzeń lub konstrukcji i wykonania prac montażowych lub naprawczych. Oświetlenie to jest realizowane przez zastosowanie naświetlaczy mocowanych na stałe do konstrukcji lub naświetlaczy przenośnych na statywach. Liczba naświetlaczy zamontowanych na stałe zależy od wielkości stacji i rodzaju zamontowanych urządzeń. Zwykle instaluje się je w pobliżu wyłączników i transformatorów najwyższych napięć. Naświetlacze przenośne stosuje się na wszystkich stacjach, zarówno z obsługą, jak i bez obsługi. Ich liczba zależy od liczby i wielkości rozdzielni, z reguły jest ich nie mniej niż dwa. Natężenie oświetlenia miejscowego powinno się zawierać w przedziale od 50 lx dla robót mniej precyzyjnych do 500 lx dla prac wymagających szczególnej uwagi [21].

Przewidywane w stacjach wyposażonych w baterie akumulatorów **oświetlenie awaryjne**, nazywane też zakłóceniewym, ma na celu umożliwienie prowadzenia eksploatacji wówczas, gdy oświetlenie ogólne jest nieczynne. Oświetlenie awaryjne powinno stanowić około 30% całości oświetlenia. W stacjach wyposażonych w akumulatornie należy je zasilać z baterii akumulatorów. Do oświetlenia awaryjnego stosuje się najczęściej żarówki, umieszczone dodatkowo na niektórych lampach oświetlenia ogólnego, służące do zapewnienia ciągłości oświetlenia po krótkotrwałych zanikach napięcia.

Wymogi stawiane oświetleniu awaryjnemu to zapewnienie minimalnego natężenia oświetlenia na poziomie 1 lx dla terenu stacji zabudowanego urządzeniami oraz 0,5 lx dla głównych dróg komunikacyjnych [19].

W razie zaniku napięcia prądu przemiennego wszelkie czynności wymagające większej jasności niż ta, którą zapewnia oświetlenie awaryjne, są wykonywane przy oświetleniu uzupełniającym, uzyskiwanym z naświetlaczy przenośnych wyposażonych we własne zasilanie.

Stosowane źródła oświetlenia ogólnego, miejscowego i awaryjnego różnią się między sobą wykonaniem i rodzajem zastosowanych opraw.

Szczególne uwagi należy zwrócić na oświetlenie akumulatorni, w której – ze względu na warunki środowiskowe – stosowane są oprawy oświetleniowe o specjalnej budowie. W pomieszczeniach zawierających baterie akumulatorów należy stosować oprawy oświetleniowe wodoszczelne, kwasoodporne (porcelanowe), a wyłączniki oświetlenia umieszczać poza pomieszczeniem akumulatorni. Lamy powinny być tak umieszczone, aby możliwa była ich wymiana z korytarza obsługi bez używania drabin i stołków. Nie wolno umieszczać opraw nad odkrytymi ogniwami akumulatorów.

W komorach transformatorowych i dławikowych zaleca się stosować oprawy porcelanowe naścienne z kulą mleczną.

W pomieszczeniach rozdzielni wewnętrznych z szynami nieosłoniętymi zabrania się instalowania opraw oświetleniowych na sufitach, w sposób ograniczający bezpieczną wymianę żarówek czy świetlówek, bez konieczności wyłączenia rozdzielni spod napięcia. Zaleca się umieszczać oprawy na ścianach albo na konstrukcjach rozdzielni na wysokości umożliwiającej bezpieczną wymianę lamp. W innych pomieszczeniach oprawy powinny być dobrane odpowiednio do występujących narażeń.

6.7.2. URZĄDZENIA GRZEWcze

Na terenie stacji elektroenergetycznej spotyka się powszechnie urządzenia grzewcze. Stanowią one ważną grupę urządzeń potrzeb własnych i są montowane z reguły w budynkach nastawni i pomieszczeniach obsługi stacji. W przypadku nowoczesnych stacji, wykorzystujących jako źródło napięcia stałego baterie VRLA, w celu zapewnienia ich poprawnej pracy źródła ciepła są również instalowane w pomieszczeniach akumulatorni. Ich zadaniem jest utrzymywanie stałej temperatury w otoczeniu ogniw, co ma duży wpływ na parametry napięcia konserwującego, a co za tym idzie – na żywotność baterii.

W zależności od liczby i wielkości pomieszczeń oraz ich przeznaczenia, moc zamontowanych urządzeń grzewczych wynosi od kilku do kilkunastu kilowatów. Łączenie na potrzeby ogrzewania na terenie całej stacji przewiduje się obciążenia rzędu od kilkudziesięciu do kilkuset kilowatów dla dużych stacji z rozbudowanymi pomieszczeniami dozoru i obsługi. Jako źródła ciepła są montowane piece oporowe, a w nowocześniejszych stacjach piece akumulacyjne i panelowe promienniki ciepła.

6.7.3. NAPĘDY ŁĄCZNIKÓW

Wszystkie czynności łączeniowe prowadzone w stacji elektroenergetycznej (załączanie–wyłączanie wyłączników, zamykanie–otwieranie odłączników itp.) wymagają zastosowania odpowiednich układów sterowania i napędów poszczególnych urządzeń. W celu zapewnienia prawidłowego działania styków ruchomych oraz bezpiecznej obsługi, wyłączniki wyposaża się w napędy maszynowe. Umożliwiają one obsłudze prowadzenie czynności łączeniowych na terenie stacji bezpośrednio z pomieszczenia nastawni.

W zależności od rozwiązań projektowych oraz zainstalowanych w danej stacji elektroenergetycznej aparatów elektrycznych do zasilania napędów wyłączników stosuje się napięcie stałe i przemiennie.

Oprócz podziału ze względu na rodzaj napięcia zasilającego, stosowane rodzaje napędów można podzielić na:

- bezpośrednie,
- pośrednie.

Napęd bezpośredni jest to napęd łącznika, w którym zewnętrzna energia napędowa jest przenoszona na przekładnię lub styki ruchome łącznika bez pośrednictwa zasobnika energii. W rzeczywistych układach napęd ten jest wykonywany przez silniki i elektromagnesy. W zależności od zastosowanego rozwiązania, w chwili podania sygnału sterującego następuje uruchomienie silnika lub elektromagnesu i przemieszczenie styków łącznika.

Napęd pośredni jest to napęd łącznika, w którym zewnętrzna energia napędowa jest przenoszona na przekładnię lub styki ruchome łącznika za pośrednictwem zasobnika energii.

W praktyce napędy pośrednie to napędy, w których wytworzona przez silnik lub elektromagnes energia mechaniczna służy do napięcia sprężyny. W chwili podania sygnału sterującego następuje zwolnienie blokady i sprężyna oddaje zgromadzoną energię, powodując przemieszczenie styków łącznika.

Zakres zastosowania poszczególnych rodzajów napędów zależy bezpośrednio od rodzaju łączników, ich parametrów i sposobu sterowania.

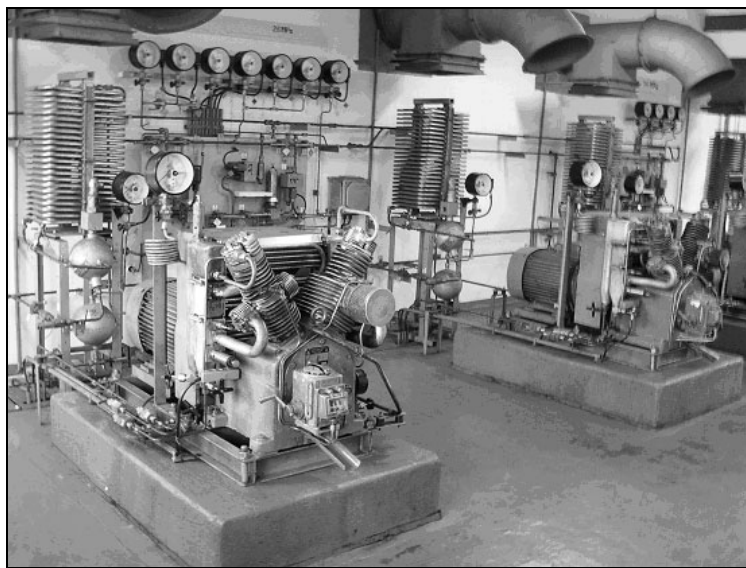
6.7.4. URZĄDZENIA SPRĘŻONEGO POWIETRZA

Powietrze, dzięki swym zaletom, jest często stosowanym środkiem do napędu i gaszenia łuku elektrycznego w łącznikach wysokiego napięcia. Sprężenie powietrza do dowolnego, nieraz bardzo wysokiego ciśnienia, nie stwarza ze względów technicznych większych trudności. Z tego powodu sprężone powietrze nadaje się specjalnie jako środek napędowy łączników, gdyż jest w stanie w bardzo krótkim czasie poruszać i nadawać przyspieszenia znacznym masom ruchomym łączników. Sprężone powietrze stało się więc w stacji elektroenergetycznej jednym z podstawowych czynników prawidłowej i bezawaryjnej pracy łączników wysokiego napięcia.

W skład urządzeń sprężonego powietrza stosowanych w stacjach elektroenergetycznych wchodzi następujące zespoły:

- urządzenia wytwórcze (wytwarzające i magazynujące sprężone powietrze), są to sprężarki i zbiorniki główne,
- sieć rozdzielcza, która doprowadza sprężone powietrze do urządzeń odbiorczych (rurociągi, zbiorniki wyrównawcze, armatura),
- urządzenia pomocnicze, które nie biorą bezpośredniego udziału w wytwarzaniu i rozprowadzaniu sprężonego powietrza, umożliwiają natomiast prawidłową pracę wymienionych urządzeń (są to urządzenia sterownicze, sygnalizacyjne itp.).

W stacjach elektroenergetycznych wykorzystuje się sprężone powietrze pod wysokim ciśnieniem, lecz w stosunkowo niewielkich ilościach, dlatego też do sprężania powietrza stosuje się sprężarki tłokowe jedno- lub wielostopniowe chłodzone powietrzem, których napęd stanowią silniki elektryczne (najczęściej indukcyjne klatkowe). (rys. 6.13). Urządzenia sprężarkowe są zautomatyzowane i nie wymagają stałej obsługi. Załączanie i wyłączanie sprężarek odbywa się samoczynnie przy obniżeniu się lub wzroście ciśnienia poniżej lub powyżej określonego zakresu ciśnienia nastawionego na przekaźniku ciśnieniowym (manometrze).



Rysunek 6.13. Sprężarki w stacji elektroenergetycznej 110 kV

Zapotrzebowanie na powietrze pokrywają w stacji elektroenergetycznej dwie lub trzy sprężarki. Zwykle pracuje tylko jedna sprężarka, która powinna pokrywać pełne zapotrzebowanie na sprężone powietrze. Sprężarka rezerwowa załącza się wówczas, gdy mimo pracy sprężarki podstawowej ciśnienie w zbiornikach spada poniżej wartości nastawionej na przekaźniku ciśnieniowym, służącym do sterowania sprężarką rezerwową.

W warunkach normalnej pracy stacji sprężarki pracują dorywczo, a ich czas pracy przy załączeniu nie przekracza zwykle 25 min, a w ciągu całej doby 250 min.

Wytworzone w sprężarkach i magazynowane w zbiornikach głównych urządzeń wytwórczych sprężone powietrze jest dostarczane do odbiorników (łączników wysokiego napięcia) systemem rurociągów, zwanym instalacją sprężonego powietrza. Stanowi ją część zasilająca, utworzona z rurociągów głównych wraz ze zbiornikami wyrównawczymi i urządzeniami pomocniczymi, oraz część odbiorcza, którą tworzą rurociągi i armatura umieszczona w polach rozdzielni, doprowadzająca sprężone powietrze do odbiorników (wyłączników i odłączników).

Używane do napędów łączników sprężone powietrze nie może zawierać zanieczyszczeń, takich jak cząsteczki pyłów, oleju itp., oraz musi być technicznie suche, tzn. nie może dochodzić do wykraplania się pary wodnej w rurociągach i armaturze. Suche powietrze uzyskuje się przez sprężanie go do ciśnienia znacznie wyższego niż ciśnienie znamionowe aparatury, jak też przez stosowanie specjalnych odwilżaczy.

Zakres ciśnienia sprężonego powietrza stosowanego w urządzeniach rozdzielczych wysokiego napięcia jest szeroki (tab. 6.2). Obserwuje się tendencję do wprowadzania coraz wyższego ciśnienia znamionowego aparatury oraz urządzeń sprężarkowych.

Używane w urządzeniach elektroenergetycznych powietrze powinno być czyste i suche. Czystość powietrza uzyskuje się przez stosowanie przy sprężarkach odpowiednich filtrów ssawnych. W celu natomiast osuszenia powietrza spręża się je do wysokiego ciśnienia, co powoduje skroplenie się nadmiaru wilgoci (pary wodnej). Skropliny odprowadza się na zewnątrz przez urządzenia odwadniające. Obecnie do zasilania wyłączników 110÷400 kV powietrze spręża się do ciśnienia 16÷30 MPa, wyłączniki natomiast pracują pod ciśnieniem 2,0÷3,0 MPa. Redukcja wysokiego ciśnienia do ciśnienia roboczego zasilanych urządzeń odbywa się za pomocą zaworów redukcyjnych, przeważnie elektromagnetycznych lub pneumatycznych.

Tabela 6.2. Zakres ciśnienia sprężonego powietrza stosowanego w urządzeniach elektroenergetycznych

Ciśnienie znamionowe MPa	Dopuszczalny zakres ciśnienia MPa	Zakres zastosowania
Aparatura	0,5	do napędów powietrznych
	1,1	do napędów powietrznych i gaszenia łuku w urządzeniach rozdzielczych do 30 kV
	1,5	do napędów powietrznych i gaszenia łuku w urządzeniach rozdzielczych wszystkich napięć
	2,0	
	0,8	gaszenie łuku w urządzeniach powyżej 220 kV
Urządzenia wytwórcze sprężonego powietrza	2,0	do napędów powietrznych o ciśnieniu 0,5 MPa
	3,0	do napędów powietrznych i gaszenia łuku w urządzeniach o ciśnieniu znamionowym 1,5 MPa
	4,0	do napędów powietrznych i gaszenia łuku w urządzeniach rozdzielczych o ciśnieniu znamionowym 2,0 MPa i wyższym

6.8. PRZEGLĄD POTRZEB WŁASNYCH W RZECZYWISTYCH OBIEKTACH

Pełna znajomość problematyki dotyczącej potrzeb własnych w stacjach elektroenergetycznych wymaga dokonania przynajmniej skróconego przeglądu rzeczywistych rozwiązań stosowanych w energetyce zawodowej. Przedstawione rozwiązania dotyczą trzech reprezentatywnych stacji zlokalizowanych na terenie jednego z oddziałów koncernu energetycznego. Dla lepszego zrozumienia opis tych stacji przeprowadzono w formule: charakterystyka stacji, potrzeby własne prądu przemiennego, potrzeby własne prądu stałego i instalacja sprężonego powietrza. Z uwagi na przepisy dotyczące ochrony informacji omawiane stacje zostały określone jako:

- stacja A, o napięciu górnym 110 kV,
- stacja B, o napięciu górnym 110 kV,
- stacja C, o napięciu górnym 220 kV.

Stacja A jest stacją o napięciu 110/20 kV bez stałej obsługi. W stacji pracują 2 transformatory główne o napięciu górnym 110 kV każdy. Urządzenia potrzeb własnych są zasilane z sekcjonowanego układu dwóch transformatorów potrzeb własnych o mocy 100 kVA, połączonych wyłącznikiem sekcyjnym. W warunkach pracy normalnej wszystkie urządzenia potrzeb własnych są zasilane z dwóch transformatorów, a wyłącznik sekcyjny jest wyłączony. W razie braku zasilania jednego z transformatorów załączony zostaje wyłącznik sekcyjny i jeden sprawny transformator zasila wszystkie odbiory obu sekcji.

Źródłem napięcia stałego dla urządzeń potrzeb własnych są w opisywanej stacji trzy baterie akumulatorów współpracujące z prostownikiem w układzie buforowym. Zamontowane baterie, stanowiące źródła napięć 220 V oraz 24 V, są zbudowane z ogniw kwasowych otwartych, natomiast bateria o napięciu 48 V została zbudowana z czterech akumulatorów szczelnych o napięciu 12 V.

Odbiorniki prądu stałego oraz baterii akumulatorów są zasilane za pomocą tranzystorowego zasilacza impulsowego.

Ze względu na mały stopień rozbudowy omawianej stacji pozostałe urządzenia potrzeb własnych, o których należy wspomnieć, to oświetlenie stacji oraz ogrzewanie pomieszczenia nastawni. Teren stacji jest oświetlany lampami rtęciowymi, natomiast oświetlenie wnętrza budynku stanowią świetlówki oraz żarówki w pomieszczeniu akumulatorni. Do ogrzewania pomieszczenia nastawni wykorzystano promienniki panelowe, a w pozostałych pomieszczeniach zamontowano piece elektryczne.

Stacja B to nowoczesna, zbudowana stosunkowo niedawno, stacja o napięciu 110/20 kV, przeznaczona do zasilania odbiorców przemysłowych. Wyposażona jest w dwa transformatory główne 110/20 kV oraz dwa transformatory potrzeb własnych 20/0,4 kV o mocy 200 kVA każdy. W stanie normalnej pracy pracuje tylko jeden transformator, drugi natomiast stanowi rezerwę. Rozdzielnia potrzeb wła-

snych prądu przemiennego jest zasilana z dwóch sekcji, połączonych wyłącznikiem sekcyjnym. Rozdzielnice potrzeb własnych prądu przemiennego i stałego są wykonane w wersji szafowej, a wszystkie urządzenia sterujące i pomiarowe są urządzeniami cyfrowymi.

Źródło napięcia stałego stanowią w tej stacji dwie baterie akumulatorów o napięciu 220 V i 48 V, wykonane w technice VRLA, współpracujące buforowo z tranzystorowym zasilaczem impulsowym. Bateria 220 V została zbudowana z 35 ogniw o napięciu 6,81 V każde, natomiast baterię 48 V wykonano z 4 ogniw 12 V. Zastosowanie bezobsługowych akumulatorów VRLA wymagało również zainstalowania odpowiednich urządzeń grzewczych, które zabezpieczają je przed wahaniami temperatury i dzięki temu zwiększają żywotność zainstalowanych ogniw kwasowych. W celu spełnienia tych szczególnych warunków zastosowano w pomieszczeniach stacji piece akumulacyjne z rozładowaniem dynamicznym. Oprócz urządzeń grzewczych, na terenie stacji zamontowano klimatyzatory, których zadaniem jest utrzymywanie odpowiedniej temperatury w pomieszczeniach urządzeń teletechnicznych.

Stacja nie jest wyposażona w instalację sprężonego powietrza, wszystkie operacje łączeniowe są realizowane za pomocą napędów elektrycznych.

Stacja C jest dużą stacją rozdzielczą o napięciu górnym 220 kV i stałą obsługą. Na terenie stacji są zainstalowane dwa autotransformatory główne o napięciach 220/110/10,5 kV i mocy 160/160/50 MVA oraz trzy transformatory potrzeb własnych, zasilane z odczepów transformatorów głównych. W warunkach pracy normalnej urządzenia potrzeb własnych są zasilane z dwóch transformatorów, a trzeci stanowi rezerwę. Ze względu na ważną rolę pełnioną przez stację w systemie elektroenergetycznym rezerwowo transformator potrzeb własnych 20/0,4 kV jest przyłączony do zewnętrznej linii 20 kV, zasilanej niezależnie od stacji C. Dodatkowym źródłem napięcia przemiennego w stanach awaryjnych jest na omawianej stacji agregat prądowórczy napędzany silnikiem Diesla.

Źródłem napięcia stałego na stacji są dwie baterie akumulatorów o napięciu 220 V każda oraz bateria o napięciu 48 V zasilająca urządzenia teletransmisji. W warunkach normalnej pracy do zasilania odbiorników potrzeb własnych prądu stałego wykorzystywana jest jedna bateria, druga natomiast jest baterią rezerwową.

Baterie akumulatorów 220 V są zbudowane z ogniw kwasowych otwartych, współpracujących w układzie buforowym z dwoma zasilaczami impulsowymi. Napięcie 48 V do urządzeń teletransmisyjnych jest wyprowadzone z połączonych szeregowo akumulatorów kwasowych o napięciu 12 V, wykonanych w technice VRLA.

Oprócz napędów elektrycznych w omawianej stacji do napędu łączników wysokiego napięcia stosuje się sprężone powietrze. Jest ono wytwarzane za pomocą czterech sprężarek tłokowych zainstalowanych na terenie stacji. Trzy urządzenia pokrywają bieżące zapotrzebowanie na sprężone powietrze, czwarta sprężarka jest natomiast urządzeniem rezerwowym.

W tabeli 6.3 przedstawiono porównanie rozwiązań układów zasilania potrzeb własnych stosowanych w omawianych stacjach elektroenergetycznych.

Tabela 6.3. Porównanie zestawu urządzeń pomocniczych i układów zasilania potrzeb własnych w wybranych stacjach elektroenergetycznych

Charakterystyka	Stacja A	Stacja B	Stacja C
	bez stałej obsługi	bez stałej obsługi	ze stałą obsługą
Napięcie	110/20 kV	110/20 kV	220/110 kV
Transformatory	2	2	2
Rola w systemie elektroenergetycznym	zasilanie odbiorców indywidualnych	zasilanie odbiorców przemysłowych	duża stacja rozdzielcza energetyki zawodowej
Potrzeby własne prądu przemiennego			
Układ zasilania	pojedynczy sekcjonowany	podwójny sekcjonowany	podwójny sekcjonowany
Liczba transformatorów	2	2	3 + agregat prądotwórczy
Odbiorniki potrzeb własnych prądu przemiennego	<ul style="list-style-type: none"> – oświetlenie – ogrzewanie – prostowniki – przetwornice telefonii nośnej w.c.z. – napędy odłączników – napędy przełączników transformatorów 	<ul style="list-style-type: none"> – oświetlenie – ogrzewanie, klimatyzacja – prostowniki – przetwornice telefonii nośnej w.c.z. – napędy łączników – napędy przełączników transformatorów 	<ul style="list-style-type: none"> – oświetlenie – ogrzewanie – prostowniki – przetwornice telefonii nośnej w.c.z. – napędy łączników przełączników transformatorów – napędy sprzężarek – automatyka SZR
Moce znamionowe transformatorów potrzeb własnych	2×100 kVA	2×200 kVA	2×630 kVA
Potrzeby własne prądu stałego			
Układ zasilania	buforowy	buforowy	buforowy
Poziom napięcia	220 V, 48 V, 24 V	220 V, 48 V	220 V, 48 V
Liczba baterii akumulatorów i ich pojemność	1 – 220 V, 165 Ah 1 – 48 V, 100 Ah 1 – 24 V, 50 Ah	1 – 220 V, 165 Ah 1 – 48 V, 100 Ah	2 – 220 V, 312 Ah 1 – 48 V, 100 Ah
Instalacja sprężonego powietrza			
Poziom ciśnienia	brak	brak	2,6 MPa, 1,4 MPa
Układ sprzężarek	brak	brak	pętlowy
Liczba sprzężarek	brak	brak	4
Odbiorniki zasilane sprężonym powietrzem	brak	brak	2,6 MPa – wyłączniki rozdzielni 220 kV 1,4 MPa – odłączniki rozdzielni 110 kV

7. URZĄDZENIA AUTOMATYKI STACJI

7.1. WPROWADZENIE

Działanie obsługi w stacji elektroenergetycznej, mające na celu przede wszystkim spełnienie zadań wynikających z roli tych stacji w systemie elektroenergetycznym, jest określone jako prowadzenie ruchu [12]. Zadania te obejmują: zapewnienie zasilania odbiorców, wyprowadzenie mocy z elektrowni, rozdział energii i właściwą pracę systemu.

Prowadzenie ruchu opiera się na trzech podstawowych zasadach, do których należą:

- prawidłowe użytkowanie urządzeń, zapewniające ich trwałość, niezawodność i dyspozycyjność,
- ekonomiczne wykorzystanie urządzeń – dążenie do zmniejszania kosztów dostawy energii elektrycznej,
- pełne bezpieczeństwo obsługi stacji.

Prowadzenie ruchu wymusza przyjęcie odpowiednich rozwiązań organizacyjnych w zakresie obsługi stacji. Stosowane są głównie trzy rozwiązania: ze stałą obsługą, z obsługą jednozmianową i bez stałej obsługi.

Duże stacje elektroenergetyczne, odgrywające kluczową rolę w KSE, wymagają stałej 24-godzinnej obsługi. Należą do tej grupy: stacje elektrowniane, stacje NN oraz – ważne dla zasilania danego regionu – stacje 110 kV.

W stacjach z jednozmianową obsługą lub czasami spotykana dwuzmianową dyspozytorzy są na stacji obecni odpowiednio przez 8 lub 16 godzin. Na pozostałych zmianach wyznaczeni pracownicy pełnią dyżur domowy lub dyżur pełni brygada pogotowia energetycznego (PE). Forma tak realizowanej obsługi jest stosowana przede wszystkim w ważnych dla zasilania danego regionu stacjach WN.

Stacje bez stałej obsługi najczęściej są sterowane zdalnie i pracują pod nadzorem systemów dyspozytorskich. Mogą być obsługiwane przez pracownika pełniącego dyżur domowy lub przez pogotowie energetyczne.

W ostatnim okresie zauważalna jest tendencja do ograniczania, a nawet eliminowania personelu ruchowego ze stacji elektroenergetycznych. Uzyskuje się to przez stosowanie nowoczesnych rozwiązań w stacjach oraz optymalne wykorzystanie środków i narzędzi telemechaniki.

7.2. AUTOMATYKA STACYJNA

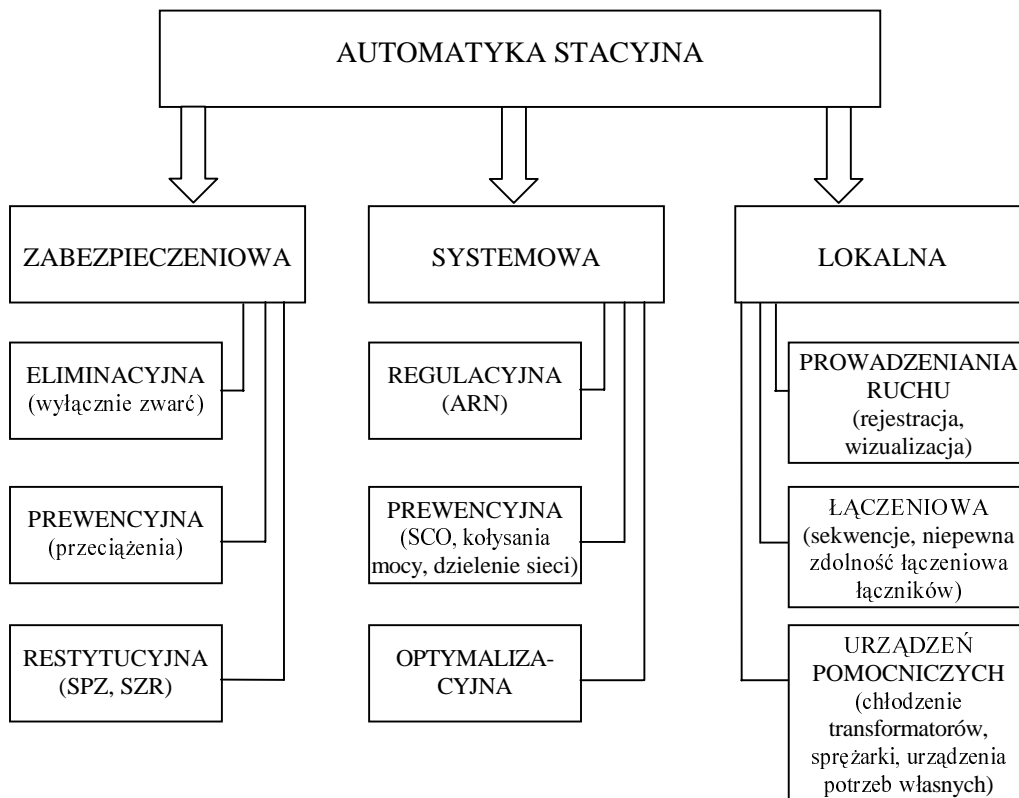
Stacje elektroenergetyczne są punktami węzłowymi sieci wyposażonymi w aparaturę łączeniową. Są one miejscem, w którym wykonywane są czynności związane z prowadzeniem ruchu stacji, przez obsługę stacji, wspomaganą urządzeniami auto-

matyki. W mniejszych stacjach elektroenergetycznych (bez stałej obsługi) zadania prowadzenia ruchu wykonują wyłącznie urządzenia automatyki.

Gwałtowny postęp w zakresie technik komputerowych, mikroprocesorowych i elektronicznych w ostatnich latach spowodował znaczny, dynamiczny i jakościowy wzrost liczby i rodzajów urządzeń automatyki stosowanych w stacjach elektroenergetycznych. Przyczynił się także do przeniesienia punktu ciężkości w zakresie prowadzenia ruchu na automatykę stacyjną, z racji znacznego zwiększenia liczby zadań przez nią realizowanych.

Dynamiczny rozwój automatyki stacyjnej wiąże się też z jej licznymi zaletami – do najważniejszych należą:

- stała gotowość do działania,
- szybkość działania,
- obiektywność reakcji.



Rysunek 7.1. Klasyfikacja automatyki stacyjnej

Prowadzenie ruchu nowoczesnego systemu elektroenergetycznego wymaga podjęcia wielu działań w bardzo krótkim okresie. Bez nowoczesnych urządzeń automatyki nie byłoby możliwe uniknięcie dużych awarii i przerw w dostawie mocy i energii.

Automatyka zapewnia także zmniejszenie nakładów inwestycyjnych dzięki ograniczeniu konieczności budowy rezerwowych linii lub transformatorów. Szybkie przełączenia mogą doprowadzić do przywrócenia zasilania.

Automatyka stacyjna stanowi odrębny i obszerny dział elektroenergetyki (jej klasyfikację przedstawiono na rysunku 7.1).

Automatyka stacyjna obejmuje trzy podstawowe działy:

- automatykę zabezpieczeniową,
- automatykę systemową,
- automatykę lokalną.

Zadaniem automatyki zabezpieczeniowej jest wyłączenie uszkodzonych elementów sieci, sygnalizowanie (lub w razie konieczności wyłączenie) elementów przeciążonych oraz samoczynne przywracanie zasilania (przez układy samoczynnego ponownego załączenia SPZ lub samoczynnego załączenia rezerwowego SZR).

Do zadań automatyki systemowej należy nadzorowanie i regulacja warunków pracy sieci poprzez automatyczną regulację napięcia, samoczynne częstotliwościowe odciążenie i optymalizację parametrów sieci przy zmieniających się warunkach pracy.

Zadaniem automatyki lokalnej jest realizacja czynności związanych z prowadzeniem ruchu stacji (sterowanie sekwencjami przełączeń, rejestracja stanów pracy, łączenie urządzeń pomocniczych itp.).

7.3. AUTOMATYKA ZABEZPIECZENIOWA

Automatyka zabezpieczeniowa dzieli się na: eliminacyjną, prewencyjną i restytucyjną.

Automatyka eliminacyjna jest przeznaczona do eliminowania z pracy tych urządzeń i linii, w których wystąpiło uszkodzenie uniemożliwiające prawidłową pracę innych elementów systemu. Do najgroźniejszych uszkodzeń zalicza się różnego rodzaju zwarcia. Szczególnie groźne są zwarcia, przy których występują duże wartości prądów zwarciovych.

Automatyka prewencyjna ma na celu zapobieganie zakłóceniom, jakie mogą wystąpić w pracy systemu elektroenergetycznego. Odbywa się to poprzez wykrywanie, sygnalizację i likwidację nienormalnych stanów pracy systemu lub jego elementów, takich jak: przeciążenie, nadmierne wahania i odchylenia napięcia oraz częstotliwości.

Automatyka restytucyjna ma za zadanie zarówno samoczynną zmianę konfiguracji tych części systemu elektroenergetycznego, w których wystąpiło zakłócenie i działanie automatyki prewencyjnej lub eliminującej, jak i przywrócenie normalnego lub optymalnego – w warunkach istniejących ograniczeń – stanu pracy systemu. Do automatyki restytucyjnej zalicza się między innymi układy: samoczynnego ponownego załączania (SPZ) i samoczynnego załączania do pracy elementów rezerwowych (SZR).

Automatyka zabezpieczeniowa poszczególnych urządzeń elektroenergetycznych stacji, takich jak transformatory, szyny zbiorcze, linie elektroenergetyczne i inne, była w przeszłości realizowana z zastosowaniem wielu specjalistycznych przekaźników (nadprądowych, napięciowych, różnicowych, mocowokierunkowych, odległościowych, częstotliwościowych, gazowo-przepływowych i innych), dokonujących pożądanych wyłączeń i przełączeń pod wpływem zmian wartości różnych wielkości elektrycznych oraz za pomocą przekaźników pomocniczych.

Obecnie w automatyce zabezpieczeniowej urządzeń elektroenergetycznych najczęściej wykorzystuje się zintegrowane cyfrowe przekaźniki z mikroprocesorami, realizujące wiele różnorodnych funkcji, które dawniej były realizowane przez wiele przekaźników.

W stacjach elektroenergetycznych występuje duża różnorodność układów automatyki zabezpieczeniowej ze względu na wiele wersji urządzeń i elementów systemu podlegających ochronie, stosowanie urządzeń wytwarzanych przez różne firmy polskie i zagraniczne, pojawienie się nowych urządzeń i układów automatyki oraz modernizacje już istniejących, przy jednoczesnym istnieniu sprawnie działających zabezpieczeń zainstalowanych w przeszłości.

7.3.1. CYFROWE ZINTEGROWANE SYSTEMY ZABEZPIECZEŃ W STACJACH

W stacjach elektroenergetycznych coraz bardziej rozpowszechnione są cyfrowe systemy zabezpieczeń, automatyki, sterowania i pomiarów, oznaczone symbolami: CZIP, CZAZ, SEPAM, REF, REL oraz inne wytwarzane przez duże specjalistyczne koncerny elektrotechniczne, takie jak np. Alstom czy Siemens.

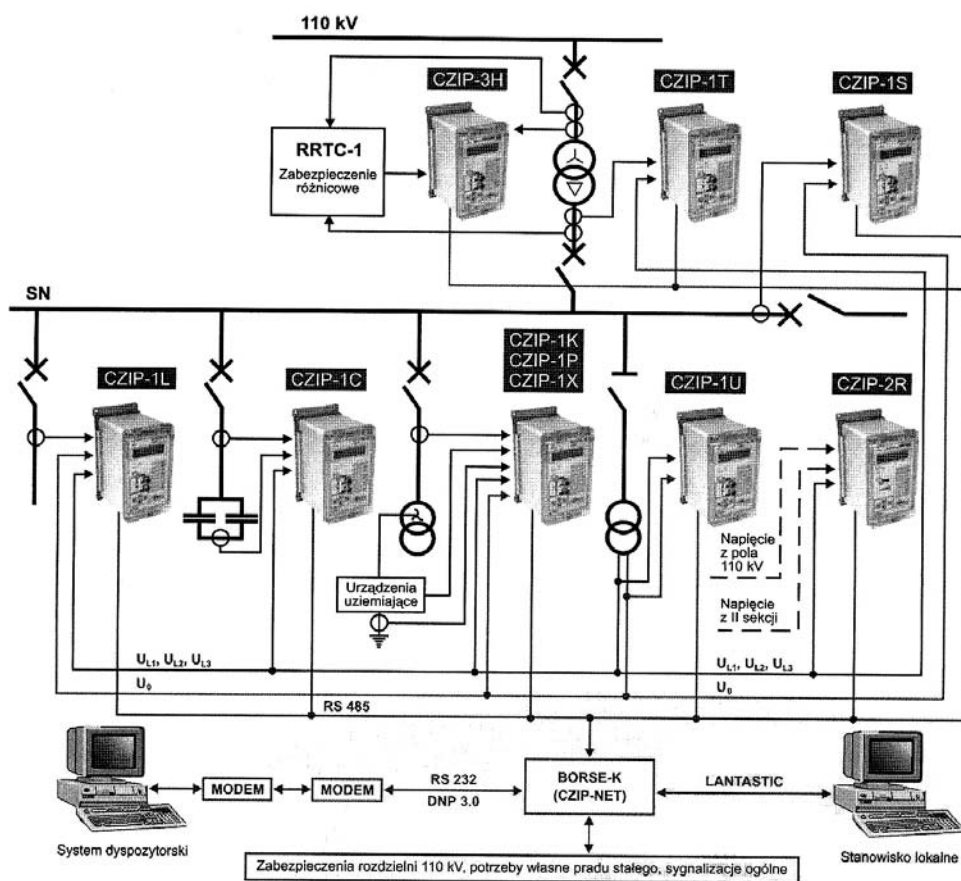
Podstawowe informacje dotyczące wybranych systemów przedstawiono w sposób skrótowy. Schematy obwodów głównych stacji, na których zaprezentowano obwody automatyki zabezpieczeniowej, dla uproszczenia mają przeważnie zaznaczone jedynie wyłączniki.

System CZIP, którego schemat pokazano na rysunku 7.2 [83], realizuje wszystkie funkcje tradycyjnych układów zabezpieczeń i automatyki pól rozdzielni średniego napięcia o różnym przeznaczeniu oraz umożliwia współpracę z dyspozytorskimi systemami kontroli i nadzoru pracy sieci elektroenergetycznej. Umożliwia też zabezpieczenie innych elementów sieci, np. transformatorów, baterii kondensatorów.

Podstawowe funkcje i zadania systemu CZIP są następujące:

- realizacja automatyki zabezpieczeniowej danego pola,
- pomiary prądów i napięć w obwodach wtórnych pól rozdzielni,
- pomiary i obliczanie mocy i energii przepływających pierwotnymi obwodami pola,
- określanie i przekazywanie do systemu nadrzędnego stanu łączników pola,
- sterowanie wyłącznikiem pola, kontrola jego napędu i współpraca ze sterownikiem,

- realizacja funkcji telemechaniki,
- komunikacja z komputerowym systemem nadzoru,
- samokontrola poprawności pracy poszczególnych elementów zespołu CZIP,
- sporządzanie raportów,
- wizualizacja stanu wyłącznika, sygnalizacja prawidłowej pracy oraz awaryjnego wyłączenia,
- sterowanie przekaźnikami programowanymi,
- współpraca z komputerem umożliwiającym zmiany nastaw, programowanie sygnalizacji i przekaźników, przeglądanie zdarzeń, obserwowanie wyników pomiarów itd.,
- realizacja funkcji pomocniczych wynikających z potrzeb operatorskich oraz wizualizacyjnych urządzeń.



Rysunek 7.2. Przykład zastosowania różnych elementów systemu CZIP do celów zabezpieczenia, automatyki, pomiarów oraz kierowania pracą stacji

Poszczególne elementy systemu są oznaczane symbolem CZIP oraz cyfrą i wielką literą (lub literami) precyzującą ich przeznaczenie (tab. 7.1). Mogą one współpracować ze sobą realizując określone funkcje logiczne.

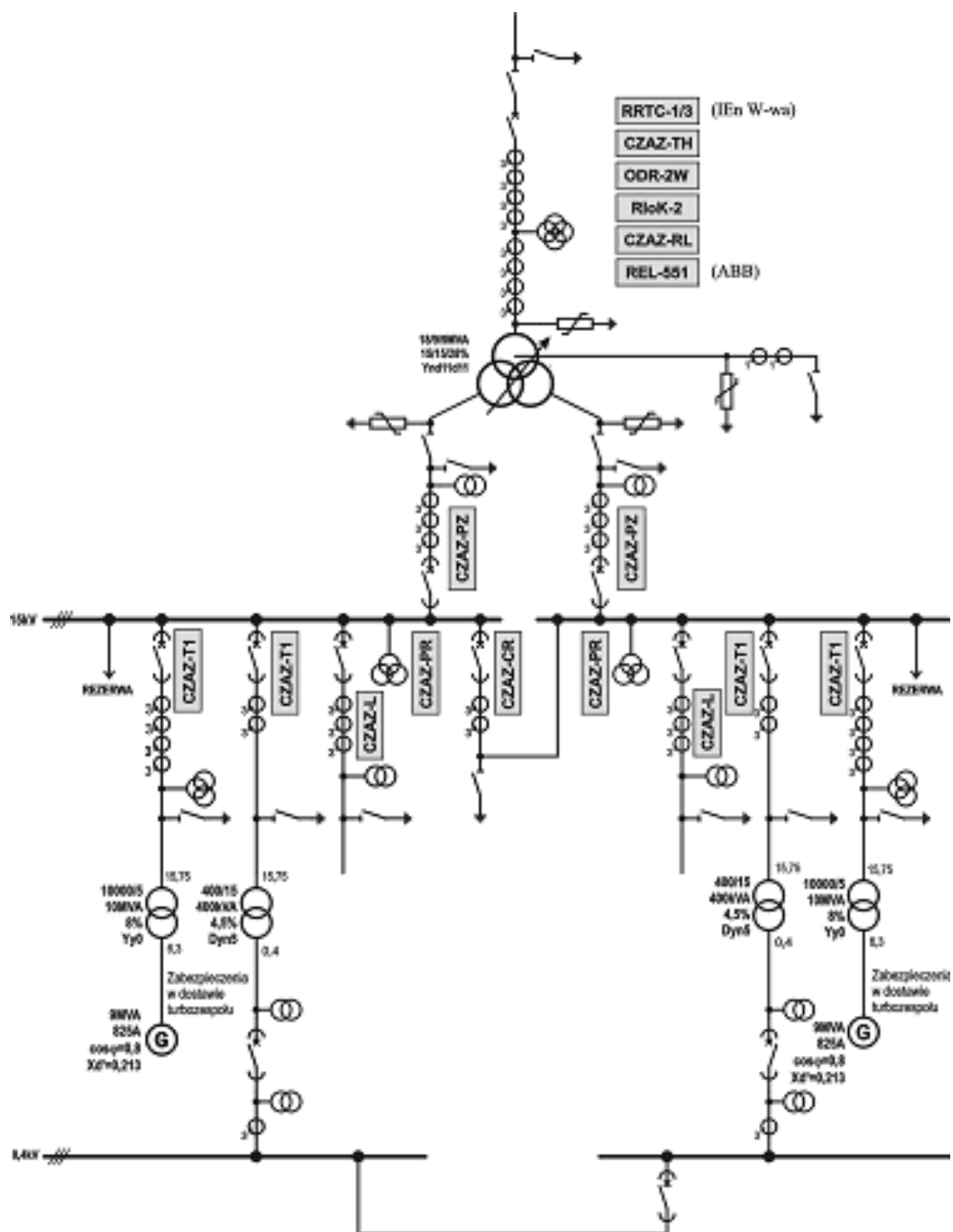
Tabela 7.1. Elementy systemu zabezpieczeń, automatyki, pomiarów i sterowania systemu CZIP [84]

Oznaczenie	Zastosowanie
CZIP-1L	pole liniowe odpywowe
CZIP-1T	pole strony SN transformatora 110 kV/SN
CZIP-1Y	pole transformatora SN/nn
CZIP-1C	pole baterii kondensatorów
CZIP-1U	pole pomiaru napięcia
CZIP-1S	pole łącznika szyny
CZIP-1K	pole potrzeb własnych w sieci kompensowanej I
CZIP-1P	pole potrzeb własnych w sieci uziemionej przez rezystor
CZIP-1X	pole potrzeb własnych w sieci uziemionej sposobem mieszanym (układ równoległy dławika i rezystora)
CZIP-1M	pole silnika asynchronicznego wysokiego napięcia
CZIP-2R	automatyka samoczynnego załączania rezerwy
CZIP-3H	pole strony 110 kV transformatora 110 kV/SN
CZIP-4Q	miar stopnia rozstrojenia kompensacji prądu pojemnościowego w sieciach z punktem zerowym uziemionym przez dławik
CZIP-NET	system nadzoru lokalnego integrujący zespoły poszczególnych pól i współpracujący z systemami wyższego rzędu

Podobnym zakresem zastosowania oraz podobnymi właściwościami technicznymi do omawianego wcześniej systemu CZIP charakteryzuje się system zabezpieczeń typu CZAZ, produkowany przez firmę ZEG-Energetyka [85, 94]. System ten stanowi nową, realizowaną na bazie zabezpieczeń cyfrowych, generację stosowanego jeszcze niekiedy w stacjach elektroenergetycznych analogowego systemu ZAZ.

Rozwiązanie systemu CZAZ przedstawiono dla elektrociepłowni gazowej zlokalizowanej na wschodzie Polski. Na rysunku 7.3 przedstawiono uproszczony schemat układu elektroenergetycznego tej elektrociepłowni. Wyprowadzenie mocy z dwóch turbozespołów gazowych odbywa się poprzez transformatory blokowe 15/6 kV na szynę zakładowej rozdzielni 15 kV, zrealizowanej w układzie z pojedynczym sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych, a następnie powiązanie z siecią WN poprzez trójzwojowy transformator sprzęgłowy 110/15/15 kV. W polach rozdzielni 15 kV oraz w polu 110 kV zastosowano zespoły rodziny CZAZ. Zespoły te łączą w sobie funkcje kompleksowych zabezpieczeń i sterowników polowych.

W analizowanym układzie elektroenergetycznym elektrociepłowni zastosowano zespoły CZAZ, opisane w tabeli 7.2, oraz przekaźniki elektroenergetyczne, opisane w tabeli 7.3 [50, 94].



Rysunek 7.3. Układ elektroenergetyczny elektrociepłowni gazowej – aplikacja zespołów automatyki zabezpieczeniowej CZAZ [50]

Tabela 7.2. Zespoły automatyki zabezpieczeniowej CZAZ dla układu elektroenergetycznego elektrociepłowni gazowej

Rodzaj pola	Nazwa zespołu
Pole transformatora 15/6 kV	CZAZ-T1
Pole transformatora potrzeb własnych 15/0,4 kV	CZAZ-T1
Pole liniowe zasilające 15 kV (po stronie 15 kV transformatora sprzęgłowego 110/15/15 kV)	CZAZ-PZ
Pole łącznika szyn	CZAZ -CR
Pole liniowe odpływowe 15 kV	CZAZ - L
Pole pomiaru napięcia	CZAZ - PR
Pole transformatora 110/15/15 kV (strona górna)	CZAZ -TH
Pole liniowe 110 kV	CZAZ - RL

Tabela 7.3. Przekazniki elektroenergetyczne stosowane wraz z zespołami automatyki zabezpieczeniowej CZAZ dla układu elektroenergetycznego elektrociepłowni gazowej

Rodzaj pola	Nazwa przekaznika	Zastosowanie
Pole liniowe 110 kV	RRTC 1/3	cyfrowe zabezpieczenie różnicowe (producent: Instytut Energetyki w Warszawie)
Pole transformatora 110/15/15 kV (strona górna)	ODR-2W	trójfazowe zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne z autonomicznym wyzwaniem; rezerwowe zabezpieczenie strony 110 kV transformatora
Pole liniowe 110 kV	RIoK-2	zabezpieczenie ziemnozwarciowe linii 110 kV
Pole liniowe 110 kV	REL 551	zabezpieczenie różnicowe linii 110 kV (producent: ABB)

System SEPAM, opracowany przez francuski koncern branży elektrotechnicznej – Grupa Schneider, jest popularnym rozwiązaniem przeznaczonym do zabezpieczeń, pomiarów, sygnalizacji, sterowania i monitorowania: linii elektroenergetycznych, szyn zbiorczych, transformatorów, silników, baterii kondensatorów i generatorów. Najczęściej opiera się na zastosowaniu cyfrowych zespołów zabezpieczeniowo-pomiarowych typu SEPAM 2000 [70].

Moduły SEPAM spełniają w pełni wszystkie funkcje zabezpieczeń oraz sterowania linii i urządzeń elektroenergetycznych. Mają bardzo szeroki zakres nastaw oraz realizują wszystkie charakterystyki odpowiednie dla każdego układu zabezpieczeń. Dzięki wbudowanemu programowalnemu sterownikowi logicznemu PLC oraz interfejsowi zespoły te mogą pełnić bardzo różne funkcje sterujące i monitorujące.

Każdy zespół SEPAM jest wyposażony w standardowe oprogramowanie niezbędne do wypełnienia funkcji sterujących i sygnalizacyjnych. Dzięki systemowi nadzoru umożliwiają one przesyłanie na bieżąco do właściwego centrum dyspozytorskiego danych technicznych dotyczących pracy sieci. W ten sposób jest zapewniona bezpośrednia informacja o stanie sieci i poszczególnych jej urządzeniach oraz możliwe jest zdalne sterowanie pracą rozdzielni.

Zastosowanie modułu SEPAM do zabezpieczeń w stacjach elektroenergetycznych przedstawiono w podrozdziale 7.4, natomiast do pomiarów omówiono szczegółowo w punkcie 11.4.1.

Podobne możliwości techniczne realizacji różnych funkcji zabezpieczeń, sterowania i monitorowania linii oraz urządzeń elektroenergetycznych jak zespoły SEPAM mają również cyfrowe przekaźniki typu REF. REL firmy ABB oraz typu ZLC-10, SMAZ-C, MICOM firmy Alstom, a także inne spotykane na stacjach elektroenergetycznych.

7.3.2. ZABEZPIECZENIA TRANSFORMATORÓW

Transformatory w stacjach elektroenergetycznych powinny być wyposażone w komplet zabezpieczeń chroniących je przed skutkami rozmaitych zakłóceń, takich jak: zwarcia zewnętrzne, zwarcia wewnętrzne w uzwojeniach oraz na wyprowadzeniach, obniżenie poziomu oleju i uszkodzenia wewnątrz kadzi oraz przeciążenia.

Rodzaj zastosowanych zabezpieczeń zależy w dużym stopniu od napięcia i mocy znamionowej jednostek transformatorowych.

Ochrona transformatorów przed skutkami zwarć zewnętrznych jest realizowana na ogół przez zastosowanie zabezpieczeń nadprądowych zwłoczných, a dla transformatorów o górnym napięciu 220 kV lub wyższym, zasilanych dwustronnie, za pomocą zabezpieczeń odległościowych dwustopniowych.

Zabezpieczenia od zwarć zewnętrznych transformatorów średniego napięcia o niewielkiej mocy znamionowej, do około 500 kVA, niewyposażonych w wyłączniki, wykonuje się za pomocą bezpieczników [10].

Zabezpieczenia od zwarć wewnętrznych transformatorów (zwarć zwojowych, doziemnych, na wyprowadzeniach) realizuje się jako nadprądowe, analogiczne do zabezpieczeń przy zwarciach zewnętrznych, lecz bezzwłoczne lub różnicowe. Zabezpieczenia nadprądowe stosuje się w transformatorach o mocy do 6,3 MVA.

W transformatorach o mocy 7,5 MVA i większej podstawowym zabezpieczeniem od zwarć wewnętrznych jest zabezpieczenie różnicowe stabilizowane.

Do zabezpieczenia transformatorów przed skutkami różnych uszkodzeń wewnątrz kadzi, które nie są wykrywane przez zabezpieczenia różnicowe ani przez mało czułe zabezpieczenia nadprądowe, stosuje się przekaźniki gazowo-przepływowe (Buchholza).

Zabezpieczenia transformatorów od skutków przeciążeń realizuje się jako nadprądowe zwłoczne, działające na sygnalizację. Prąd pobudzenia przekaźnika nastawia się na wartość $1,10 \div 1,15$ prądu znamionowego transformatora. Pozwala to na przeciążenie transformatora w dopuszczalnych granicach, a dyspozycji mocy umożliwia dokonanie odpowiednich przełączeń odciążających.

Jako zabezpieczenia przeciążeniowe mogą być stosowane specjalne termometry stykowe, dwustopniowe, współpracujące z przekaźnikami pomocniczymi, działające na sygnalizację wówczas, gdy temperatura oleju osiąga $80 \div 85$ °C, oraz na wyłączenie w temperaturze oleju $90 \div 95$ °C.

W transformatorach dużych stosuje się zabezpieczenia zawierające modele cieplne, które odwzorowują charakterystyki prądowo-temperaturowe uzwojeń chronionych obiektów. Transformatory o mocy od 200 kVA do 10 MVA powinny być wyposażone w termometry ze wskaźnikiem temperatury maksymalnej, natomiast o mocy 10 MVA i większej w zabezpieczenie termometryczne z sygnalizacją przekroczenia temperatury maksymalnej.

Zabezpieczenia transformatora mogą być też realizowane z zastosowaniem specjalnych elementów zintegrowanych systemów zabezpieczeń, np. CZIP-1T, CZIP-3H, przeznaczonych do kompleksowej obsługi odpowiednio pola SN i pola 110 kV transformatora 110 kV/SN w zakresie zabezpieczeń, automatyki, pomiarów, sterowania, rejestracji i komunikacji. Zespół CZIP-1T zawiera zabezpieczenia nadprądowe: od przeciążeń, zwłoczne od zwarć międzyfazowych, zwarciove (tzw. odsieczkę) oraz zabezpieczenia: mocy zwrotnej, nadprądowe od zwarć doziemnych, nadnapięciowe, szyn zbiorczych. Dodatkowo system zawiera blokadę podnapięciową i regulator mocy biernej oraz daje możliwość współpracy z SZR [84].

Zabezpieczenie transformatora zrealizowane przez zespół SEPAM 2000-DO2, oprócz wielu funkcji różnych zabezpieczeń, pomiarów, monitorowania i sterowania, zawiera: zabezpieczenie różnicowe stabilizowane, zabezpieczenie odcinające z wysokim nastawieniem, zabezpieczenie ziemnozwarciowe stosowane w uzwojeniu z uziemionym punktem neutralnym oraz dwie funkcje sterowania i monitorowania termostatu oraz przekaźnika Buchholza dla transformatora sieciowego, transformatora uziemiającego i przełącznika zaczeów działającego pod obciążeniem [70].

7.3.3. SAMOCZYNNNE PONOWNE ZAŁĄCZANIE

U podstaw stworzenia automatyki samoczynnego ponownego załączenia (SPZ) leży spostrzeżenie, że znaczna część zwarć w systemie elektroenergetycznym ma charakter przemijający i po wyłączeniu uszkodzonego fragmentu sieci na ogół jest możliwe ponowne załączenie go do pracy po krótkiej przerwie beznapięciowej. Dotyczy to zwłaszcza zwarć łukowych w elektroenergetycznych liniach napowietrznych, spowodowanych przepięciami atmosferycznymi.

W liniach napowietrznych około 80% wszystkich zwarć nie ma charakteru trwałego i dlatego przerwa beznapięciowa (zwykle $0,5 \div 1$ s), niezbędna dla zdejonizowania przestrzeni łukowej, często umożliwia ponowne skuteczne załączenie linii.

Zadanie ponownego załączenia linii, po zadziałaniu zabezpieczeń zwarciowych, spełnia automatyka samoczynnego ponownego załączenia (SPZ). Może ona być wykonana jako jedno- lub wielokrotna. Samo wyłączenie w automatyce SPZ może być trójfazowe lub jednofazowe (wyłączana jest tylko ta faza, w której wystąpiło zwarcie). Przy rozwiązaniu jednofazowym wyłączniki muszą mieć osobne napędy każdego bieguna. Wyłączenie w sieciach średnich napięć przy zwarciu dwufazowym jest trójfazowe.

Zastosowanie wielokrotnego działania SPZ w sieciach średnich napięć jest uzasadnione tym, że nie wszystkie zwarcia przemijające są likwidowane w pierwszej, krótkiej przerwie beznapięciowej. Z doświadczeń eksploatacyjnych wynika, że spośród zwarć przemijających w sieciach średnich napięć w czasie pierwszej przerwy jest likwidowanych około 70% takich zwarć, w drugiej kilkusekundowej – dalsze 15÷25%, a pozostałe w trzeciej kilkunastosekundowej przerwie beznapięciowej. W sieciach o napięciu 110 kV i wyższym stosuje się SPZ jednokrotnego działania. Wielokrotne SPZ w sieciach 110 kV dopuszcza się jedynie w specjalnie uzasadnionych przypadkach.

Automatyka SPZ nie powinna działać:

- przy wyłączeniu linii przez obsługę,
- przy załączeniu uszkodzonej (zwartej) linii i następującym po nim wyłączeniu przez istniejące zabezpieczenie,
- po wyłączeniu spowodowanym działaniem automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążenia (SCO).

7.3.4. SAMOCZYNNNE ZAŁĄCZANIE REZERWY

Zadaniem automatyki samoczynnego załączenia rezerwy (SZR) jest przełączenie zasilania podstawowego na rezerwowe w razie zaniku lub nadmiernego obniżenia się napięcia w urządzeniach zasilania podstawowego, przy jednoczesnej pełnej sprawności urządzeń zasilania rezerwowego.

Zasilanie rezerwowe powinno się charakteryzować dostatecznym zapasem mocy, zapewniającym prawidłową pracę awaryjnie przyłączonych odbiorników, w tym również przy samorozruchu silników. Działanie SZR powinno być jednokrotne, skoordynowane z układami zabezpieczeń urządzeń zasilających i odbiorczych. Automatyka SZR może być rozwiązana w różnorodny sposób w zależności od warunków pracy urządzeń.

Warunkiem zainstalowania SZR jest:

- odpowiednia rezerwa w liniach zasilających, transformatorach itp.,
- wyposażenie elementów (linii, transformatorów) w odpowiednie (samoczynne) łączniki,
- kategoria zasilania odbiorników,
- możliwość samorozruchu wszystkich ważnych napędów.

Obecnie zainstalowanie układu SZR w stacjach elektroenergetycznych wynika głównie z decyzji inwestora.

7.4. PRZYKŁAD ZABEZPIECZEŃ W STACJI ELEKTROENERGETYCZNEJ

Rozwiązania w zakresie zabezpieczeń przedstawiono na przykładzie nowoczesnej przemysłowej stacji elektroenergetycznej 110/6 kV.

W analizowanej stacji transformatory 110/6 kV zabezpieczane są zarówno po stronie pierwotnej, jak i wtórnej. W tabeli 7.4 znajduje się opis zabezpieczeń zastosowanych dla tych transformatorów po stronie pierwotnej, natomiast w tabeli 7.5 wykaz zabezpieczeń po stronie wtórnej. Zabezpieczenia te oparto głównie na wykorzystaniu uniwersalnych modułów zabezpieczeniowych SEPAM 2000 oraz przekaźników RIT.

Tabela 7.4. Wykaz zabezpieczeń zastosowanych w transformatorach 110/6 kV (strona pierwotna)

Lp.	Rodzaj zabezpieczenia	Typ przekaźnika	Uwagi
1	Zwarciove zwłoczne	RIT-30	działa na wyłączenie wyłącznika po stronie 6 kV i 110 kV
2	Przetężeniowe	RIT-30	działa na wyłączenie wyłącznika po stronie 6 kV i 110 kV
3	Nadprądowe zwłoczne w punkcie neutralnym transformatora	RIT-10	działa na wyłączenie wyłącznika po stronie 6 kV i 110 kV
4	Różnicowe transformatora	SEPAM 2000 D02	działa na wyłączenie wyłącznika po stronie 6 kV i 110 kV
5	Autonomiczne rezerwowe transformatora	RAZT	działa na wyłączenie wyłącznika po stronie 110 kV

Tabela 7.5. Zabezpieczenia transformatorów 110/6 kV (strona wtórna)

Lp.	Rodzaj zabezpieczenia	Typ przekaźnika	Uwagi
1	Zwarciove bezzwłoczne	SEPAM 2000 T17	działa na wyłączenie wyłącznika po stronie 6 kV
2	Przetężeniowe	SEPAM 2000 T17	działa na wyłączenie wyłącznika po stronie 6 kV
3	Różnicowe transformatora	SEPAM 2000 D02	działa na wyłączenie wyłącznika po stronie 6 kV i 110 kV
4	Autonomiczne	SEPAM 100 LA	działa na wyłączenie wyłącznika po stronie 6 kV

Transformatory 110/6 kV są wyposażone w dwustopniowe zabezpieczenie gazowo-przepływowe, które chroni je od obniżenia się poziomu oleju i uszkodzeń wewnątrz kadzi transformatora. Pierwszy stopień zabezpieczenia działa na sygnalizację i wymusza na obsłudze stacji wykonanie następujących czynności: dokonanie oględzin transformatora z zachowaniem środków ostrożności, sprawdzenie poziomu oleju w transformatorze – odstawienie transformatora w przypadku, gdy poziom oleju odbiega od normy oraz przeprowadzenie badania gazu pobranego z zabezpieczenia gazowo-podmuchowego. Drugi stopień zadziałania występuje wówczas, gdy zachodzi konieczność dokonania szczegółowych badań transformatora i wiąże się z obustronnym wyłączeniem transformatora.

Przełączniki zaczepów transformatorów są wyposażone w dwustopniowe zabezpieczenie gazowo-przepływowe. Zabezpieczenie to działa na sygnał i obustronne wyłączenie transformatora. Z chwilą wyłączenia należy wykonać badanie przełącznika zaczepów.

Transformatory 110 kV/6 kV są wyposażone w dwustopniowe zabezpieczenie temperaturowe, chroniące transformator przed nadmiernym wzrostem temperatury. Zabezpieczenie to działa na sygnalizację. Pierwszy stopień jest ustawiony na poziomie 60 °C i wymusza na obsłudze stacji wykonanie następujących czynności: załączenie wentylatorów chłodzących i kontrolowanie obciążenia transformatora. Drugi stopień ustawiony jest na poziomie 80 °C i wymusza na obsłudze stacji: sprawdzenie wentylatorów chłodzących, odciążenie i odstawienie transformatorów.

Wyłączniki 110 kV z SF₆ są wyposażone w trójstopniową kontrolę ciśnienia gazu. Zabezpieczenie to wykrywa, za pomocą odpowiednich czujników ciśnienia gazu, niebezpieczny dla poprawnej pracy wyłącznika ubytek SF₆. Każdy stopień zabezpieczenia jest ustawiony na odpowiedni poziom ciśnienia, którego osiągnięcie w wyłączniku powoduje pobudzenie właściwej sygnalizacji optycznej i akustycznej w nastawni i wymuszenie na obsłudze podjęcia określonych działań eksploatacyjnych. W skrajnym przypadku następuje blokada wyłącznika.

W analizowanej stacji sprzęgło 110 kV jest zabezpieczone przekaźnikami RIT-30. Rodzaj zabezpieczeń przedstawiono w tabeli 7.6.

Pola liniowe 110 kV zostały wyposażone w dwa rodzaje zabezpieczeń firmy ABB: zabezpieczenie odległościowe typu REL-511 oraz zabezpieczenie ziemnozwarciowe kierunkowe typu REF-545.

Tabela 7.6. Wykaz zabezpieczeń sprzęgła 110 kV

Lp.	Rodzaj zabezpieczenia	Typ przekaźnika	Uwagi
1	Zwarciove zwłoczne	RIT-30	działa na wyłączenie wyłącznika sprzęgła 110 kV
2	Przetężeniowe	RIT-30	działa na wyłączenie wyłącznika sprzęgła 110 kV

Pola rozdzielni 6 kV są zabezpieczane modułami zabezpieczeniowymi SEPAM. Wykaz zabezpieczeń przedstawiono w tabeli 7.7.

Tabela 7.7. Wykaz zabezpieczeń w polach rozdzielni 6 kV

Lp.	Rodzaj zabezpieczenia	Typ przekaźnika	Uwagi
1	Zwarciove bezzwłoczne	SEPAM 2000 T17	działa na wyłączenie wyłącznika po stronie 6 kV
2	Przetężeniowe	SEPAM 2000 T17	działa na wyłączenie wyłącznika po stronie 6 kV
3	Autonomiczne	SEPAM 100 LA	działa na wyłączenie wyłącznika po stronie 6 kV

Pola sprzęgłowe mają zabezpieczenie nadprądowe z przełącznikiem, umożliwiającym ich działanie z określoną zwłoką czasową lub bez zwłoki. Realizowane są z wykorzystaniem modułów SEPAM 2000 S04.

Pola odbiorcze odpływowe 6 kV mają zabezpieczenia prądowe i ziemnozwarciowe. Zabezpieczenia prądowe są zasilane z przekładników prądowych z dwóch faz (L1,

L3) i działają na wyłączenie wyłącznika w czasie zakłóceń oraz sygnalizację akustyczną w nastawni i optyczną w danym polu oraz w nastawni. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe jest zasilane z przekładnika Ferrantiego i działa na wyłączenie wyłącznika w czasie zakłóceń oraz sygnalizację akustyczną w nastawni i optyczną w danym polu oraz w nastawni.

Pole potrzeb własnych jest wyposażone w trzy rodzaje zabezpieczeń. Pierwsze stanowi zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne, realizowane na bazie modułu SEPAM 2000 T17, działające na wyłączenie. Drugie to dwustopniowe zabezpieczenie gazowo-przepływowe transformatora typu RG1. Trzecie natomiast stanowi zabezpieczenie temperaturowe transformatora TP działające na sygnalizację.

Pola pomiarowe po stronie 6 kV są zabezpieczone przez bezpieczniki wysokiego napięcia. Dodatkowo w polu pomiarowym znajdują się zabezpieczenia podnapięciowe i nadnapięciowe realizowane z zastosowaniem modułu SEPAM 2000 B04.

W tabelach 7.8 i 7.9 przedstawiono komunikaty, które pojawiają się na wyświetlaczu dwóch najczęściej stosowanych w analizowanej stacji zespołów SEPAM 2000 T17 i SEPAM 2000 D02. Komunikaty są ściśle powiązane z funkcją realizowaną przez moduł SEPAM oraz z efektem zadziałania zabezpieczenia.

Tabela 7.8. Komunikaty na wyświetlaczu modułu SEPAM 2000 T17 w polach zasilających

Komunikat	Funkcja – zabezpieczenie	Uwagi (następstwo zadziałania zabezpieczenia)
LOW O/C	nadprądowe fazowe (OC-1)	wyłączenie pola zwarciove ze zwłoką
HIGH O/C	nadprądowe fazowe (OC-2)	wyłączenie pola zwarciove bezzwłoczne
WYL 110kV	działanie zabezpieczeń strony 110 kV	wyłączenie pola od zabezpieczeń 110 kV
SF6 SP-1	ciśnienie SF ₆ w wyłączniku LFP	sygnalizacja od ciśnienia SF ₆ (SP1)
SF6 SP-2		wyłączenie pola od ciśnienia SF ₆ (SP2)
SF6 SP-3		wyłączenie pola od ciśnienia SF ₆ (SP3)
WYL-RL	rezerwa lokalna	wyłączenie pola z obwodu {RL}

Tabela 7.9. Komunikaty na wyświetlaczu modułu SEPAM 2000 D02 w polach zasilających (zabezpieczenie różnicowe)

Komunikat	Funkcja – zabezpieczenie	Uwagi
DIFF	zabezpieczenie różnicowe	wyłączenie obustronne transformatora
HIGH SET	nadprądowe $5 \times I_b$	wyłączenie obustronne transformatora
O/CURRENT	nadprądowe fazowe	wyłączenie pola od przeciążenia lub zwarcia
EARTH FAULT	nadprądowe ziemnozwarciowe	wyłączenie pola od doziemienia
DIR E/F	ziemnozwarciowe kierunkowe	wyłączenie pola od doziemienia
UNDERVOLT.1	podnapięciowe – nastawienie 1	pobudzenie sygnalizacji, rejestratora zakłóceń
UNDERVOLT.2	podnapięciowe – nastawienie 2	pobudzenie sygnalizacji, rejestratora zakłóceń
OVERVOLT.1	nadnapięciowe – nastawienie 1	pobudzenie sygnalizacji, rejestratora zakłóceń
OVERVOLT.2	nadnapięciowe – nastawienie 2	pobudzenie sygnalizacji, rejestratora zakłóceń
N VOLT DISP.	nadnapięciowe – {U _o }	pobudzenie sygnalizacji, rejestratora zakłóceń
?CONTROL?	nadzór obwodu wyzwalań	kontrola ciągłości obwodu cewki wyłączającej
PRESSURE	spadek ciśnienia gazu w wyłączniku	blokada załączenia wyłącznika

8. OBWODY STEROWANIA I BLOKADY

8.1. WPROWADZENIE

Przełączenia realizowane w stacjach elektroenergetycznych zarówno w pracy normalnej, jak i awaryjnej oraz poprawna praca układów zabezpieczeń w nich stosowanych wymagają automatycznego otwierania lub zamykania łączników. Wiąże się to bezpośrednio z koniecznością uzyskania bardzo krótkich czasów przełączeń, niemożliwych do uzyskania na drodze ręcznych manipulacji łącznikami. Manipulacje te nie pozwalają również na szybkie i sprawne przeprowadzanie czynności łączeniowych w rozległych systemach urządzeń i aparatów, jakimi bez wątpienia są stacje elektroenergetyczne.

Z pomocą przychodzą układy sterowania, które umożliwiają wykonywanie czynności łączeniowych z pewnej odległości (w praktyce do kilkuset metrów), realizowane np. przez elektryczne oddziaływanie na napędy łączników. Łączniki stanowią główne obiekty sterowania w stacjach elektroenergetycznych.

8.2. RODZAJE STEROWANIA W STACJACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

Realizacja procesu sterowania wymaga wykonania odpowiednich obwodów sterowniczych.

W zależności od wzajemnej lokalizacji sterowanych łączników i przyrządów sterowniczych rozróżnia się:

- lokalne układy sterowania,
- zdalne układy sterowania.

Podczas sterowania lokalnego przyrządy sterownicze są umieszczone w bezpośrednim sąsiedztwie łączników, tzn. w polach rozdzielnic (w szafce aparatu, w szafce kablowej, w kiosku przekaźnikowym).

Podczas sterowania zdalnego przyrządy sterownicze umieszcza się w sterownicy zlokalizowanej w nastawni lub dyspozytorni (sterowanie centralne, telesterowanie).

W małych stacjach elektroenergetycznych z niewielką liczbą obwodów głównych wystarczające może być wykonywanie czynności łączeniowych z miejsca ustawienia łączników (sterowanie lokalne).

W dużych stacjach elektroenergetycznych z większą liczbą obwodów głównych, w których sterowanie z miejsca ustawienia łączników nie zapewnia przeprowadzenia potrzebnych łączeń szybko i bezbłędnie, stosuje się sterowanie zdalne.

Pożądane jest sterowanie dwoma sposobami, z możliwością wybrania jednego z nich w zależności od potrzeb.

Ze względu na sposób realizacji obwodów sterowniczych rozróżnia się:

- sterowanie bezpośrednie, jeśli – zmieniając położenie zestyków przyrządu sterowniczego – bezpośrednio otwiera się lub zamyka obwód sterowanego napędu łącznika,
- sterowanie pośrednie, jeśli zmiana położenia zestyków przyrządu sterowniczego uruchamia łącznik pośredni (np. stycznik), który otwiera lub zamyka obwód sterowanego napędu łącznika.

Podczas sterowania bezpośredniego każdy łącznik jest sterowany za pomocą własnego sterownika, a cewka załączająca łącznika, sterownik i cały obwód pracują pod tym samym napięciem. W rozległych stacjach (przy dużych odległościach) prowadzi to do stosowania przewodów sterowniczych o dużych przekrojach.

Podczas sterowania pośredniego przyrządy sterujące i przewody przenoszące sygnał pracują przy napięciu obniżonym (np. 48 V) i niewielkim prądzie, a cewki łączników są załączane na ich napięcie robocze (np. 220 V) za pomocą styczników umieszczonych w pobliżu łącznika. Energia elektryczna do napędu łącznika jest dostarczana osobnymi torami zasilającymi. Takie rozwiązanie umożliwia stosowanie do sterowania przewodów o małych przekrojach żył nawet dla dużych odległości.

W sterowaniu pośrednim można stosować sterowanie indywidualne (każdy łącznik ma osobny, zazwyczaj zminiaturyzowany sterownik) albo sterowanie wybiórcze (jeden sterownik przełączany na wybrane pole oraz wybrany łącznik).

Telesterowanie stanowi jedno z rozwiązań sterowania pośredniego, przy czym część toru sterowania stanowi łącze teletechniczne.

Wybór rodzaju sterowania bezpośredniego lub pośredniego zależy m.in. od wartości prądu pobieranego przez napęd łącznika. Jeśli prąd ten może być przerywany sterownikiem, to stosuje się zwykle sterowanie bezpośrednie; w przeciwnym razie sterowanie pośrednie.

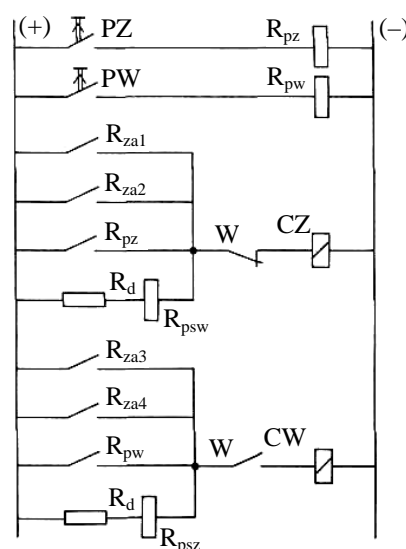
8.3. PRZYKŁADOWE ROZWIĄZANIA UKŁADÓW STEROWANIA

Przykładowy układ sterowania wyłącznikiem pokazano na rysunku 8.1. W przedstawionym układzie impulsy ze sterownika są podawane na cewki przekaźników pomocniczych R_{pz} lub R_{pw} , których zestyki zwierne zamykają obwody załączenia lub wyłączenia wyłącznika. Do samoczynnego sterowania wyłącznika przez układy automatyki zabezpieczeniowej lub systemowej (SPZ, SCO) są wykorzystywane zestyki zwierne przekaźników tych zabezpieczeń R_{za} . W układzie zastosowano dodatkowo przekaźniki pomocnicze R_{psz} i R_{psw} , służące do sygnalizacji położenia styków wyłącznika oraz kontroli sprawności obwodu sterowania. W warunkach normalnej pracy jeden z przekaźników znajduje się stale pod napięciem, a drugi jest wyłączony. Przy uszkodzeniach w obwodzie sterowania i wyłączeniu obydwu przekaźników, połączone szeregowo styki rozwierne tych przekaźników zamykają obwód sygnali-

zujący zakłócenie w obwodzie sterowania. Przekąźniki R_{ps} łączy się szeregowo z cewkami sterującymi wyłączników oraz rezystorem dodatkowym R_d , o tak dobranej wartości rezystancji, aby zapewnić właściwe działanie przekąźników. W ten sposób napięcie, jakie występuje na cewkach sterujących łączników, nie będzie powodowało ich działania ani nadmiernego nagrzewania się.

Przedstawiony układ sterowania stosuje się zarówno do wyłączników o zblokowanym napędzie wszystkich faz, jak i wyłączników o osobnych napędach poszczególnych biegunów. W tym drugim przypadku obwody sterowania wykonuje się dla każdego bieguna wyłącznika.

Rysunek 8.1. Schemat sterowania wyłącznika:
 PZ, PW – przyciski załączający i wyłączający sterownika,
 R_{za} – zestyki zwierne przekąźników automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
 R_{pz} , R_{pw} – przekąźniki pomocnicze załączający i wyłączający,
 R_{ps} – przekąźniki pomocnicze,
 R_d – rezystor dodatkowy,
 W – zestyki pomocnicze wyłącznika,
 CZ, CW – cewki sterujące wyłącznika załączająca i wyłączająca



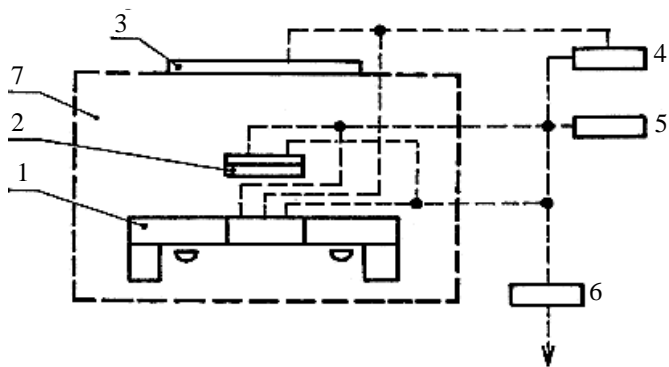
W dużych stacjach elektroenergetycznych powszechnie stosuje się do sterowania elektroniczne systemy sterowania i kontroli oraz komputerowe systemy wspomaganie, nadzorowania i kierowania pracą stacji elektroenergetycznej.

Przykładem tego pierwszego rozwiązania jest przedstawiony na rysunku 8.2 system ESSK, opracowany przez Energoprojekt-Kraków. W skład systemu wchodzi: podstawowy zestaw operatorski (PZO), zainstalowany w nastawni, sieć pomiarowo-wykonawcza oraz współpracujące ze sobą urządzenia znajdujące się w rozdzielni (uzwojenia wtórne przekładników, napędy łączników wraz z zestykami sygnalizacyjnymi, przetworniki telemetryczne zainstalowane w kiosku przekąźnikowym itd.).

Podstawowy zestaw operatorski obejmuje:

- pulpit dyspozytorski z częścią manipulacyjną, układy sterowania łącznikami lokalnego pomiaru wybiórczego, kontroli synchronizmu, sygnalizacji ostrzegawczej oraz łączności dyspozytorskiej,
- konsolę sygnalizacyjno-pomiarową, na której znajdują się mierniki wybiórczego układu pomiarowego oraz kasety sygnalizacji pomiarowej,

- tablice synoptyczne do odwzorowania układu rozdzielni i stanu położenia łączników,
- szafowe urządzenie WISTER-WP do centralnego sterowania łącznikami,
- szafowe urządzenie do centralnej sygnalizacji ostrzegawczej.



Rysunek 8.2. Schemat strukturalno-przestrzenny podstawowego zestawu operatorskiego (PZO):
 1 – pulpitem operatorским, 2 – konsola sygnalizacyjno-pomiarowa,
 3 – tablica synoptyczna,
 4 – urządzenia sterowania łącznikami, 5 – urządzenia sygnalizacji ostrzegawczej, 6 – krosownica,
 7 – pomieszczenie dyspozytorskie (urządzenia 4, 5, 6 umieszczone poza pomieszczeniem dyspozytorskim)

Innym przykładem rozwiązań z tej grupy jest elektroniczne urządzenie WISTER-UW przeznaczone dla uproszczonych stacji 110/15 kV.

Urządzenie WISTER-UW umożliwia realizację następujących funkcji:

- sterowanie wyłącznikami 110 kV i wyłącznikami 15 kV, z uwzględnieniem wymaganych blokad,
- odwzorowanie stanu położenia łączników 110 kV i wyłączników 15 kV,
- wybiórczy pomiar mocy, prądu i napięcia rozdzielni 110 kV i 15 kV,
- sterowanie ręczne układami regulacji napięcia i chłodzenia transformatorów 110/15 kV,
- sygnalizacja ostrzegawcza.

Jednym z przykładów rozwiązania ze sterowaniem pośrednim, wybiórczym jest urządzenie elektroniczne WISTER-WP, w którym pole rozdzielni, a następnie łącznik w tym polu, wybiera się za pomocą przycisków [2]. Otwieranie i zamykanie łączników odbywa się przyciskami „Zał” lub „Wył”. Wszystkie te aparaty znajdują się na pulpicie sterowniczym, a wybór pola i łącznika jest potwierdzany na tablicy synoptycznej.

Urządzenie WISTER-WP realizuje także zaprogramowane sekwencje łączeniowe. Przykładem sekwencji może być przełączenie pola rozdzielni z jednego systemu szyn zbiorczych na drugi. Urządzenie przeprowadza określony cykl łączeniowy, kontrolując krok po kroku prawidłowość wykonania programu.

Urządzenie WISTER-WP spełnia ponadto wiele związanych ze sterowaniem łącznikami czynności pomocniczych, takich jak: sygnalizacja stanu łączników na schemacie synoptycznym, sygnalizacja awaryjnego wyłączenia wyłączników, kontrola warunków blokad odłącznikowych, kontrola synchronizmu napięć oraz sygnalizacja niesprawności urządzenia.

Urządzenia WISTER-WP i WISTER-UW nie są obecnie produkowane, ale spotyka się je niekiedy w stacjach elektroenergetycznych.

Dokonywanie różnorodnych przełączeń w stacjach elektroenergetycznych należy do zadań złożonych, trudnych i bardzo odpowiedzialnych, dlatego w nowoczesnych stacjach są stosowane układy ze sterowaniem programowanym, a poszczególne czynności łączeniowe są w dużym stopniu zautomatyzowane. Czynności obsługi sprowadzają się do naciśnięcia odpowiednich przycisków wyboru pola oraz programu łączeniowego. Centralny układ blokady, wspólny dla całej stacji, dokonuje rozpoznania czy dana czynność jest dopuszczalna i dopiero potem przepuszcza impulsy sterownicze do odpowiednich urządzeń wykonawczych. Automatyzacja czynności łączeniowych może być realizowana za pomocą różnorodnych przekaźników zestykowych, elementów półprzewodnikowych scalonych lub z zastosowaniem techniki komputerowej.

Stosowanie w stacjach elektroenergetycznych nowoczesnych rozwiązań w zakresie sterowania z elementami elektronicznymi wynika bezpośrednio z zalet, jakie mają te rozwiązania, w stosunku do rozwiązań tradycyjnych, realizowanych na bazie układów elektromechanicznych.

Należą do nich:

- uproszczenie obsługi,
- zwiększenie komfortu pracy obsługi,
- zwiększenie niezawodności urządzeń,
- znaczne zmniejszenie powierzchni zajmowanych pomieszczeń,
- uzyskanie istotnych oszczędności materiałowych,
- zmniejszenie zakresu prac projektowych i robót montażowych na obiekcie, skrócenie cyklu inwestycyjnego.

8.4. PRZYKŁAD STEROWANIA ŁĄCZNIKAMI W STACJI ELEKTROENERGETYCZNEJ

Rozwiązania w zakresie sterowania łącznikami przedstawiono na przykładzie nowoczesnej przemysłowej stacji elektroenergetycznej 110/6 kV w odniesieniu do rozdzielni 110 kV [46]. W rozdzielni napowietrznej 110 kV sterowanie odłącznikami 110 kV oraz wyłącznikami 110 kV jest realizowane za pomocą napędów elektrycznych. Obwody sterowania instalacjami napędów odłączników i wyłączników mocy są zasilane napięciem 220 V prądu stałego z zasilaczy 220 V lub baterii akumulatorów stanowiących stałe wyposażenie stacji.

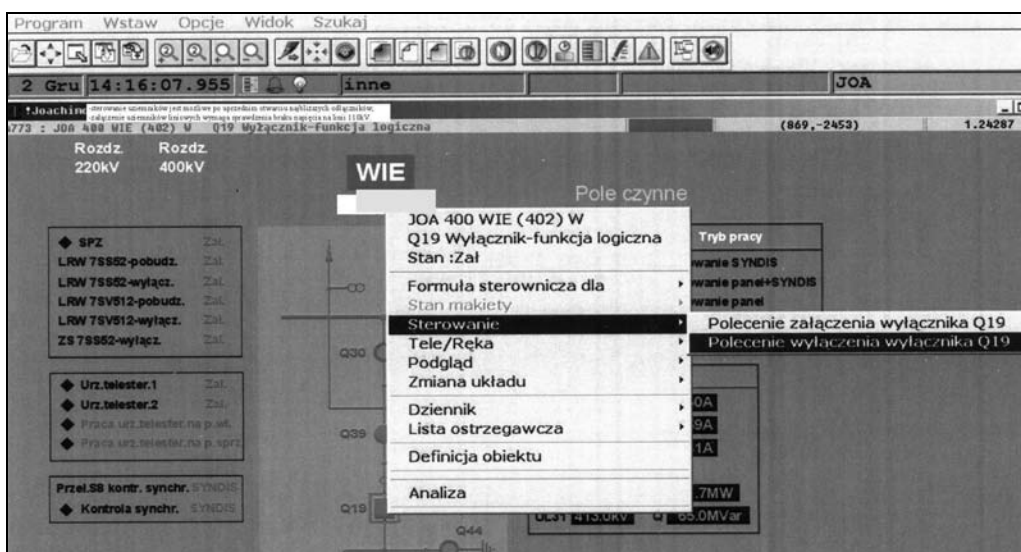
Sterowanie wyłączników i odłączników zabudowanych w rozdzielni 110 kV może być realizowane:

- zdalnie z nastawni za pomocą miejscowego stanowiska komputerowego powiązanego ze sterownikiem stacyjnym telemechaniki,
- z szaf rozdzielczych w nastawni za pomocą przycisków sterujących (oprócz napędu uziemnika),

- za pomocą przycisków sterujących zabudowanych w szafkach kablowych zlokalizowanych na terenie rozdzielni.

Sterowanie za pomocą systemu komputerowego odbywa się z nastawni. W tym celu stosuje się np. komputerowy system wspomagania, nadzorowania i kierowania pracą stacji elektroenergetycznej – SYNDIS [81], szczegółowo omówiony w rozdziale 12.

Program ma tak zwane MENU SZCZEGÓŁOWE, przedstawione na rysunku 8.3, które pojawia się na ekranie monitora stanowiska dyspozytorskiego po najechaniu kursorem myszki na element sieci, którym chcemy sterować.

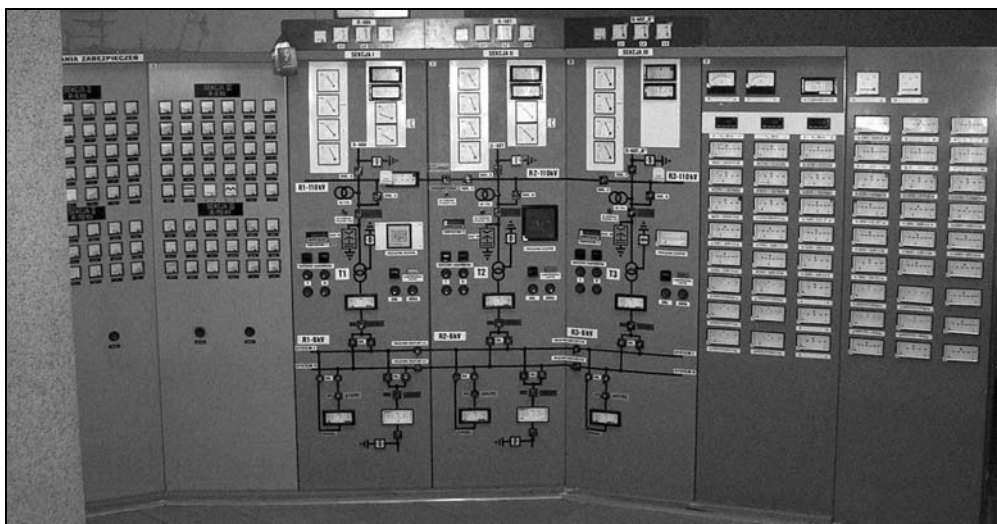


Rysunek 8.3. Widok ekranu w programie SYNDIS (polecenie wyłączenia wyłącznika)

Elementem sterowanym może być na przykład rozłącznik, wyłącznik lub uziemnik. MENU SZCZEGÓŁOWE zawiera zakładkę STEROWANIE, a idąc dalej – znajduje się zakładkę POLECENIE WYŁĄCZNIKA oraz POLECENIE ZAŁĄCZENIA WYŁĄCZNIKA. Wybranie odpowiedniego polecenia i zatwierdzenie powoduje wykonanie czynności łączeniowej, jeśli umożliwiają to blokady w systemie oraz blokady fizyczne zainstalowane na obiekcie sterowanym. Operacja zostanie zapisana w DZIENNIKU ZDARZEŃ, a aktualny stan łącznika zostanie odzwierciedlony na schemacie. Gdy awarii uległ system telemechaniki, wówczas dany obiekt jest załączany ręcznie, natomiast załączenie obiektu w systemie SYNDIS odbywa się za pomocą funkcji REKA. Zmiana stanu urządzenia jest wówczas wprowadzana do obiektu.

Sterowanie z nastawni odbywa się za pomocą wyłączników sterujących znajdujących się na głównej szafie sterowniczej, przedstawionej na rysunku 8.4. Każdy

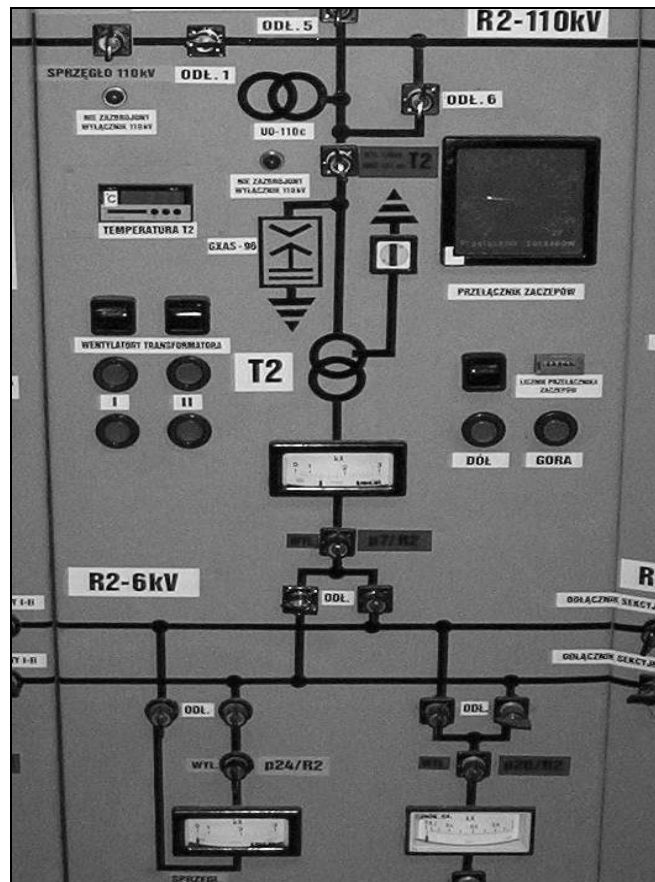
z nich, w celu łatwego rozróżnienia, znajduje się tuż obok elementu graficznego, reprezentującego dany łącznik na schemacie listewkowym. Sterowanie łącznikami rozdzielnicy 110 kV może się odbywać z paneli przekaźników REF, jeśli są zainstalowane.



Rysunek 8.4. Centralna szafa sterowniczo-pomiarowa

Na rysunku 8.5 przedstawiono fragment centralnej szafy sterowniczej. Jest to część tablicy wizualizującej układ połączeń transformatora 110/6 kV o znamionowej mocy pozornej 30,5 MVA wraz z obsługującymi go łącznikami. Wyłączniki sterujące są dwupozycyjne. Ich integralną częścią są wbudowane lampki sygnalizacyjne. W przypadku załączenia wyłącznika 110 kV, a więc przekręcenia pokrętła sterującego do pozycji „zał”, lampka świeci światłem przerywanym. Oznacza to, że trwa proces załączania wyłącznika. Informacja zwrotna, potwierdzająca stan załączenia łącznika, powoduje, że lampka świeci światłem ciągłym.

Uziemniki sterowane są wyłącznie lokalnie za pomocą przycisków sterujących, znajdujących się w szafkach kablowych zabudowanych na terenie rozdzielni. Szafki kablowe często stanowią integralne części modułów napędów silnikowych. Znajdują się one tuż pod łącznikami napowietrznymi. Sterowanie odbywa się po uprzednim przełączeniu łącznika w szafce sterowniczej w pozycję „0” (sterowanie elektryczne). Po odziemieniu linii należy zablokować napęd uziemnika – pozycja „1” (sterowanie ręczne). Często w szafkach stosuje się blokady uniemożliwiające wykonywanie błędnych czynności łączeniowych. Zasterowanie napędem uziemnika jest wtedy możliwe po uprzednim otwarciu najbliższych odłączników, załączenie uziemników liniowych wymaga natomiast sprawdzenia braku napięcia na linii 110 kV.



Rysunek 8.5. Fragment tablicy sterowniczo-pomiarowej

Szafki kablowe, których przykład przedstawiono na rysunku 8.6, służące do sterowania lokalnego odłącznikami i uziennikami, stanowią zespół napędowy silnikowy, wyposażony w kilkustopniową przekładnię śrubowo-zębatą i tablicę sterowniczą, łącznik pomocniczy oraz listwę zaciskową służącą do doprowadzenia obwodów sterowniczych i zasilających z zewnątrz. Szafka jest też wyposażona w zespół blokady elektromagnetycznej. Uniemożliwia ona manewrowanie napędem po przestawieniu go w tryb pracy „sterowanie ręczne”. Znajduje się tu także bardzo funkcjonalna grzałka, umożliwiająca łatwiejsze odparowanie kondensatu z wnętrza szafki.

W tablicy sterowniczej są zainstalowane:

- przyciski sterownicze,
- styczniki do zasilania i zmiany kierunku obrotów silnika,
- stycznik kontroli napięcia zasilającego silnik (przerwywający impuls sterowniczy przy zaniku napięcia silnika),
- przekaźnik termiczny do zabezpieczenia silnika przed przeciążeniem.

Łącznik pomocniczy jest sprzęgnięty z przekładnią napędu za pomocą mechanizmu zapewniającego dwutaktowe przestawianie jego styków o kąt 90° i odwzorowanie położenia krańcowych oraz pośrednich wału głównego.



Rysunek 8.6. Widok szafki sterowniczej po otwarciu drzwiczek frontowych

Proces sterowania łącznikiem zaczyna się z chwilą podania impulsu elektrycznego. Podanie impulsu (poprzez przycisk znajdujący się na tablicy sterowniczej napędu) powoduje doprowadzenie przez jeden ze styczników napięcia na silnik. Moment obrotowy z silnika jest przekazany poprzez przekładnię na wał główny napędu. Po uzyskaniu kąta obrotu wału głównego 192° następuje otwarcie styków zwiernych łączników krańcowych i przerwanie zasilania silnika. Realizacja manewru powrotnego jest możliwa przez podanie impulsu poprzez drugi przycisk. W początkowej fazie działania napędu następuje przekazanie ruchu na łącznik pomocniczy, powodując otwarcie jego styków zwartych i zatrzymanie ich w położeniu pośrednim, a następnie – w chwili uzyskiwania przez wał główny położenia krańcowego – następuje zamknięcie styków otwartych. Sygnalizuje to osiągnięcie położenia krańcowego przez odłącznik lub uziemnik. W trakcie obracania wału napędu następuje również przekazanie ruchu na łącznik do zabezpieczenia różnicowego szyn. W chwili gdy wał napędu, a tym samym styki sprzęgniętego z nim odłącznika, osiągnie odpowiednie położenie, następuje przełączenie styków NZ i NO.

W razie konieczności przejścia na pracę ręczną należy nacisnąć przycisk na tablicy sterowniczej. Zwalnia on blokadę elektromagnetyczną i umożliwia przestawienie po-

krętła łącznika nastawczego (dostępnego po otwarciu bocznych drzwi obudowy) oraz odcięcie obwodów zasilania i sterowania elektrycznego z jednoczesnym odsłonięciem otworu do wprowadzenia korby ręcznej. Po dokonaniu 54 obrotów korby wał napędu ulega przestawieniu z jednego skrajnego położenia w drugie.

8.5. BLOKADY

Operacja łączeniowa otwarcia odłącznika znajdującego się pod obciążeniem nie rzadko doprowadza do bardzo groźnych następstw. Równie niebezpieczne może okazać się zamknięcie odłącznika dla obwodu obciążonego lub załączenie obwodu, w którym występuje trwale zwarcie.

W celu uniknięcia niedozwolonych czynności łączeniowych, jakie omyłkowo mogłyby popełnić obsługa stacji, stosuje się w większych rozdzielniach blokady manipulacyjne, które uniemożliwiają wykonanie nieprawidłowych czynności łączeniowych.

Najczęściej stosowane blokady w stacjach elektroenergetycznych zapobiegają:

- otwarciu odłączników znajdujących się pod obciążeniem,
- połączeniu do pracy równoległej dwóch źródeł zasilania wtedy, gdy taka praca jest niedopuszczalna,
- działaniu napędów przy niedopuszczalnym spadku lub wzroście ciśnienia sprężonego powietrza.

Dzięki zastosowaniu blokady przeprowadzenie danej czynności łączeniowej możliwe jest jedynie wówczas, gdy są spełnione określone warunki, które zależą od układu połączeń rozdzielnic. Na przykład w rozdzielnicach z pojedynczym systemem szyn zbiorczych operacje łączeniowe odłącznikiem szynowym powinny być możliwe tylko wówczas, gdy wyłącznik tego pola jest wyłączony, a operacje łączeniowe odłącznikiem liniowym powinny być możliwe tylko wtedy, gdy wyłącznik tego pola jest wyłączony oraz uziemnik tego pola jest otwarty.

Blokady odłączników powinny być bezwzględnie stosowane w rozdzielnicach o podwójnym lub potrójnym systemie szyn zbiorczych. W rozdzielnicach o prostych, przejrzystych układach można nie stosować blokad odłączników.

W zależności od zasady działania, blokady można podzielić na:

1. Mechaniczne, polegające na mechanicznym uzależnieniu możliwości wykonania czynności łączeniowej odłącznikiem od położenia innego łącznika (wyłącznika).
2. Elektromagnetyczne, polegające na stosowaniu tzw. rygli blokujących elektromagnetycznych, złożonych z zamka i klucza.
3. Pneumatyczne, polegające na odpowiednim zgrupowaniu zaworów sterujących oraz pneumatycznych wskaźników położenia poszczególnych łączników każdego pola rozdzielnic w taki sposób, aby uruchomienie zaworu było możliwe tylko wówczas, gdy dana operacja łączeniowa jest dozwolona.
4. Elektropneumatyczne odłączników z napędem pneumatycznym sterowanym elektrycznie, stosowanym wtedy, gdy elektrozawory napędu odłącznika są wy-

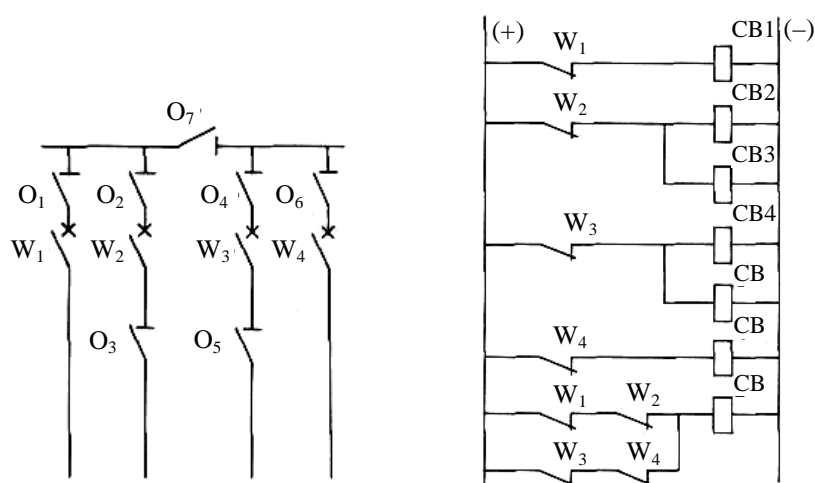
posażone w specjalne elementy (cewki) blokujące. Uruchomienie napędu jest możliwe jedynie wówczas, gdy cewka blokująca znajduje się pod napięciem.

5. Elektryczne, polegające na przeprowadzeniu obwodów sterujących cewki załączającej i wyłączającej odłącznika przez odpowiednie zestyki sygnałowe innych łączników tak, aby spełnione były warunki dopuszczalności operacji łączeniowej.

Spośród wymienionych rodzajów powszechnie stosuje się blokady elektryczne, natomiast blokady mechaniczne tylko w rozdzielnicach SN o prostych układach obwodów głównych, a blokady elektromagnetyczne – często do odłączników średniego napięcia. Pozostałe rodzaje blokad są stosowane rzadko.

Rodzaje blokad zależą też od zastosowanego napędu w odłącznikach. Przy napędach ręcznych odłączników są stosowane blokady mechaniczne lub elektromechaniczne, przy napędach silnikowych blokady elektryczne, natomiast przy napędach pneumatycznych blokady elektropneumatyczne. W układach blokad elektrycznych (sterowanych elektrycznie), o dowolnej konstrukcji, uruchomienie napędu jest możliwe, gdy cewka elektromagnesu, zwalnająca rygiel blokujący, znajduje się pod napięciem.

Na rysunkach 8.7 i 8.8 pokazano proste układy blokad odłączników. W stacji o pojedynczym sekcjonowanym systemie szyn zbiorczych układ blokady odłącznika sekcyjnego (rys. 8.7) umożliwia dokonywanie czynności łączeniowych tym odłącznikiem tylko przy wyłączonych wyłącznikach wszystkich odpływów dowolnej z dwóch sekcji.



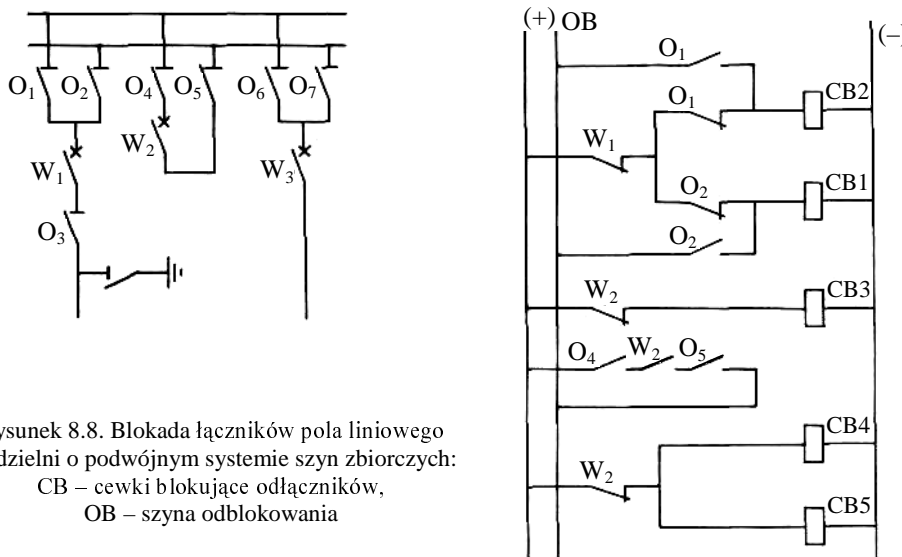
Rysunek 8.7. Blokada stacji o pojedynczym sekcjonowanym systemie szyn zbiorczych:
CB – cewki blokujące odłączników

W układzie przedstawionym na rysunku 8.8, przy zamkniętych odłącznikach i wyłączniku sprzęgłowym (O4, W2, O5), zostaje podane napięcie na szynę odblokowania OB, przez co uzyskuje się możliwość dokonywania dowolnych czynności łączeniowych odłącznikami liniowymi, m.in. przełączenia zasilania z jednego systemu szyn na drugi.

Zaleca się oddzielanie obwodów sterowania od obwodów blokad.

Za standardowe zasady blokad łączników uważa się następujące:

- wyłącznik może być wyłączany lub załączany zawsze,
- odłącznik szynowy może być otwierany przy wyłączonym wyłączniku,
- odłącznik szynowy może być zamykany przy wyłączonym wyłączniku i otwartych uziemnikach po obu stronach odłącznika,
- odłącznik liniowy może być otwierany przy wyłączonym wyłączniku,
- odłącznik liniowy może być zamykany przy wyłączonym wyłączniku i otwartych uziemnikach po obu jego stronach,
- uziemnik może być zamykany przy otwartych odłącznikach po wszystkich jego stronach,
- uziemnik może być otwierany zawsze (skoro został zamknięty),
- w stacjach z dwoma systemami szyn odłącznik szynowy może być otwierany lub zamykany przy załączonym wyłączniku i zamkniętym drugim odłączniku szynowym, jeśli szyny są połączone ze sobą sprzęgłem pracującym jako poprzeczne z zamkniętymi odłącznikami do obu systemów szyn i załączonym wyłącznikiem.



Rysunek 8.8. Blokada łączników pola liniowego rozdzielni o podwójnym systemie szyn zbiorczych:

CB – cewki blokujące odłączników,
OB – szyna odblokowania

Blokady występują także wtedy, gdy czynności łączeniowe odbywają się za pomocą telemechaniki systemu komputerowego SYNDIS [43]. O istnieniu blokad w systemie informują FORMUŁY STEROWNICZE przez wyróżnienie czerwonym punktem warunków niespełnionych. Warunki te będą też wyświetlone po próbie sterowania oraz w czasie sekwencji sterowniczych w razie niespełnienia

9. OBWODY SYGNALIZACJI

9.1. RODZAJE SYGNALIZACJI W STACJACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

Zadaniem urządzeń sygnalizacji jest informowanie obsługi stacji o aktualnym stanie obwodów głównych, zachodzących zmianach połączeń oraz występujących zagrożeniach lub zakłóceniach w pracy stacji.

W stacjach elektroenergetycznych stosowane są następujące rodzaje sygnalizacji:

- sygnalizacja położenia łączników, informująca obsługę o stanie załączenia i wyłączenia wyłącznika lub o stanie zamknięcia i otwarcia odłącznika,
- sygnalizacja zakłóceniowa (awaryjna), informująca obsługę o samoczynnym wyłączeniu poszczególnych wyłączników w rozdzielnicy,
- sygnalizacja ostrzegawcza, informująca obsługę o wystąpieniu nienormalnego stanu pracy poszczególnych urządzeń,
- sygnalizacja działania zabezpieczeń przekaźnikowych i automatyki.

Obsługa stacji jest informowana za pomocą efektów optycznych i akustycznych. Do sygnalizacji optycznej stosuje się: przekaźniki sygnalizacyjne lub lampki, natomiast do sygnalizacji akustycznej – syreny, dzwonki, buczki itp.

Urządzenia sygnalizacyjne umieszcza się w nastawni na specjalnie do tego celu przeznaczonych tablicach sterowniczych.

W nastawniach do przedstawienia aktualnego stanu pracy rozdzielnic stosuje się schematy listewkowe oraz tablice synoptyczne, współpracujące z urządzeniami sterowania.

Do rozpowszechnionych układów sygnalizacji położenia łączników należą:

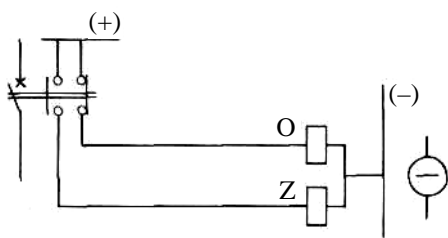
- sygnalizacja za pomocą lampki i pokrętła sterownika kwitującego,
- sygnalizacja dwulampkowa,
- sygnalizacja za pomocą wskaźników położenia (ręcznych lub samoczynnych).

W pierwszym układzie sygnalizacji sterownik ma pokrętło w kształcie wydłużonego prostokąta, którego dłuższy bok ustawiony poziomo odpowiada położeniu otwartemu, a pionowo – położeniu zamkniętemu łącznika. Jeżeli położenie pokrętła jest zgodne z położeniem odpowiedniego łącznika, to wbudowana w sterownik lampka świeci światłem ciągłym, w przeciwnym razie – światłem migającym. W tradycyjnej nastawni sterowniki umieszcza się na schemacie listewkowym, znajdującym się na tablicy sterowniczej.

Drugie rozwiązanie polega na tym, że położenie łącznika jest wskazywane przez świecenie jednej z dwóch lampek. Lampka zielona świeci, gdy łącznik jest wyłączony lub otwarty, a czerwona, gdy łącznik jest załączony lub zamknięty. Jest to najprostszy układ sygnalizujący.

Trzecie rozwiązanie jest stosowane wtedy, gdy przewiduje się tylko lokalne sterowanie łączników (z szafek rozdzielnic) oraz gdy nie jest konieczne natychmiastowe zwrócenie uwagi obsługi na zmianę położenia łącznika.

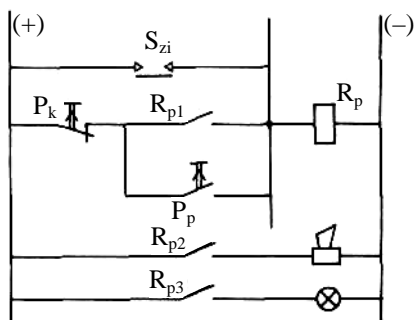
Układ sygnalizacji na bazie samoczynnego wskaźnika położenia przedstawiono na rysunku 9.1. Wskaźnik ustawia się samoczynnie w położenie pionowe, przy zamkniętych stykach głównych łącznika, lub w położenie poziome, w sytuacji wyłączenia łącznika. Brak napięcia zasilającego lub przerwa w obwodzie powoduje, że wskaźnik ustawia się w położeniu skośnym, pod kątem 45° do poziomemu.



Rysunek 9.1. Sygnalizacja położenia styków łącznika za pomocą wskaźnika samoczynnego:
O, Z – cewki elektromagnesu odpowiadające otwartemu i zamkniętemu położeniu

Sygnalizacja zakłóceńowa jest stosowana przede wszystkim w stacjach z wyłącznikami wysokiego napięcia, mogą one bowiem zmieniać swoje położenie samoczynnie (głównie podczas wystąpienia zakłócenia). Układ takiej sygnalizacji składa się z sygnału akustycznego (syreny), wspólnego dla całej stacji, oraz z indywidualnych sygnałów optycznych dla każdego z wyłączników (lampka, wbudowana w sterownik wyłącznika). W stacjach z obsługą stosuje się światło migające, a w stacjach bez obsługi – ciągle.

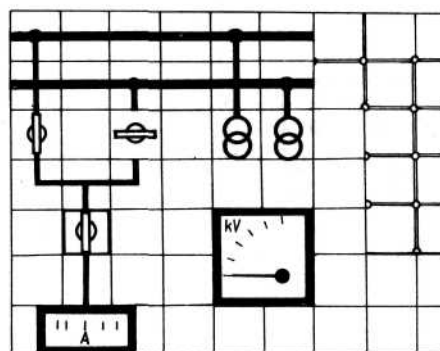
Prosty układ sygnalizacji zakłóceńowej, dotyczącej samoczynnego otwarcia wyłącznika, wywołanego zadziałaniem zabezpieczeń, przedstawiono na rysunku 9.2. Zestyk impulsowy wyłącznika (S_{zi}) podaje na krótką chwilę napięcie na cewkę przekaźnika pomocniczego R_p , który jest podtrzymywany w wyniku zamknięcia jego własnych styków R_{p1} . Przez inne styki zwierne tego przekaźnika (R_{p2} , R_{p3}) jest podawane napięcie na układy sygnalizacji optycznej i dźwiękowej.



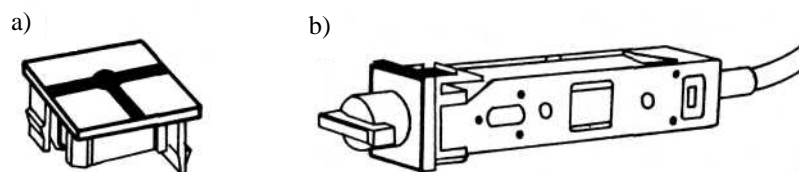
Rysunek 9.2. Sygnalizacja zakłóceńowa informująca o samoczynnym zadziałaniu wyłącznika:
 S_{zi} – zestyk impulsowy wyłącznika,
 R_p – przekaźnik pomocniczy

Sygnalizacja ostrzegawcza składa się z sygnału akustycznego – dzwonka oraz z sygnału optycznego, którym może być przekaźnik sygnalizacyjny albo lampka (w dużych stacjach). Ze stacji bez obsługi sygnały informacyjne są przesyłane łączem teletechnicznym do miejsca przebywania personelu (dyżurnego lub dyspozytora ruchu). W stacjach z obsługą najczęstszym sposobem rozwiązania takiej sygnalizacji są przekaźniki sygnalizacyjne wyposażone we wskaźniki optyczne, informujące o wystąpieniu nienormalnego stanu pracy. Dla dużych stacji jest to rozwiązanie niedogodne, ze względu na zbyt dużą powierzchnię tablic. W dużych stacjach są stosowane lampki sygnalizacyjne sterowane przekaźnikami, powiązаныmi w prefabrykowane zestawy. Liczba lampek w nastawni dużej stacji może dochodzić do 500, dlatego odczytanie sygnału nie jest łatwe.

W nastawniach do wizualizacji aktualnego stanu pracy rozdzielni służy, przedstawiona na rysunku 9.3, tablica synoptyczna, która może współpracować z urządzeniem WISTER-WP. Tablica synoptyczna jest wykonana techniką mozaikową. Cały schemat rozdzielni jest złożony z kostek o wymiarach 25×25 mm. Na elementach mozaikowych naniesione są fragmenty schematu synoptycznego rozdzielni, a ponadto w elementach tych mieszczą się lampki sygnalizujące stan położenia łączników, wyłączenie awaryjne wyłącznika, wybór pola do sterowania itp. W tablicy synoptycznej znajdują się także miniaturowe wyłączniki sterownicze, przedstawione na rysunku 9.4 oraz wskaźniki prądu i napięcia. Schemat synoptyczny dużej stacji mieści się przeważnie na tablicy o wymiarach 3×1,5 m. Dzięki modułowej budowie tablicy bardzo łatwe jest dostosowanie schematu w przypadku stopniowej rozbudowy stacji.



Rysunek 9.3. Fragment mozaikowej tablicy synoptycznej



Rysunek 9.4. Elementy tablicy mozaikowej: a) kostka pusta, b) z miniaturowym łącznikiem

Stosowane w nastawniach tablice sterowniczo-pomiarowe umożliwiają również wizualizację stanu pracy rozdzielni. Na takiej tablicy znajdują się przyrządy pomiarowe, schemat listewkowy z wbudowanymi sterownikami i wskaźnikami położenia, bloki sygnalizacyjne oraz przełączniki obwodów pomiarowych i automatyki.

W stacjach z obsługą wystąpienie sygnałów jest rejestrowane przez obsługę w książce ruchu stacji. Notowanie tych zdarzeń jest niezbędne do analizy pracy stacji, a zwłaszcza do analizy przebiegu awarii. Rejestracja przez obsługę nie zawsze jest obiektywna, choćby ze względu na trudność dokładnego ustalenia czasu wystąpienia sygnału. Z tego względu nawet w stacjach ze stałą obsługą celowe jest stosowanie automatycznej rejestracji zdarzeń, która jest bardzo istotnym środkiem umożliwiającym wprowadzanie stacji bez stałej obsługi.

9.2. PRZYKŁAD UKŁADU SYGNALIZACJI STACJI ELEKTROENERGETYCZNEJ

Rozwiązania w zakresie sygnalizacji przedstawiono na przykładzie nowoczesnej przemysłowej stacji elektroenergetycznej 110/6 kV [46]. Podstawowe zadanie układów sygnalizacyjnych w takiej stacji wiąże się z koniecznością informowania jej obsługi o aktualnym stanie obwodów głównych, zachodzących zmianach połączeń oraz o występujących zagrożeniach lub zakłóceniach w pracy stacji. Są to więc informacje o: stanie położenia łączników, awaryjnym otwarciu któregoś z nich, nienormalnych stanach pracy poszczególnych urządzeń na stacji oraz o zadziałaniu zabezpieczeń przekaźnikowych i automatyki.

9.2.1. SYGNALIZACJA STANU POŁOŻENIA ŁĄCZNIKÓW

Sygnalizacja stanu położenia łączników rozdzielni 110 kV może być realizowana przez:

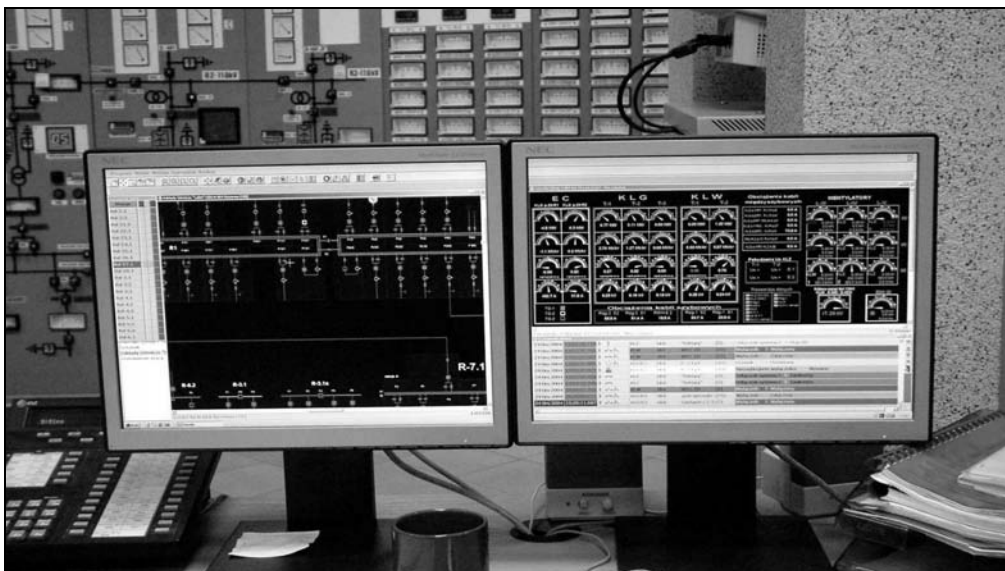
- lampki sygnalizacyjne wbudowane w przełączniki sterujące, znajdujące się na tablicy sterowniczo-pomiarowej,
- komputerowy system wspomagania, nadzorowania i kierowania pracą stacji elektroenergetycznej – SYNDIS,
- tablicę synoptyczną.

Pierwszy, najprostszy sposób sygnalizacji, oparty na lampkach wbudowanych w przełączniki sterujące, przedstawiono na rysunku 8.5. Świecenie lampki daje informację potwierdzającą stan załączenia danego łącznika, brak świecenia oznacza natomiast stan wyłączenia.

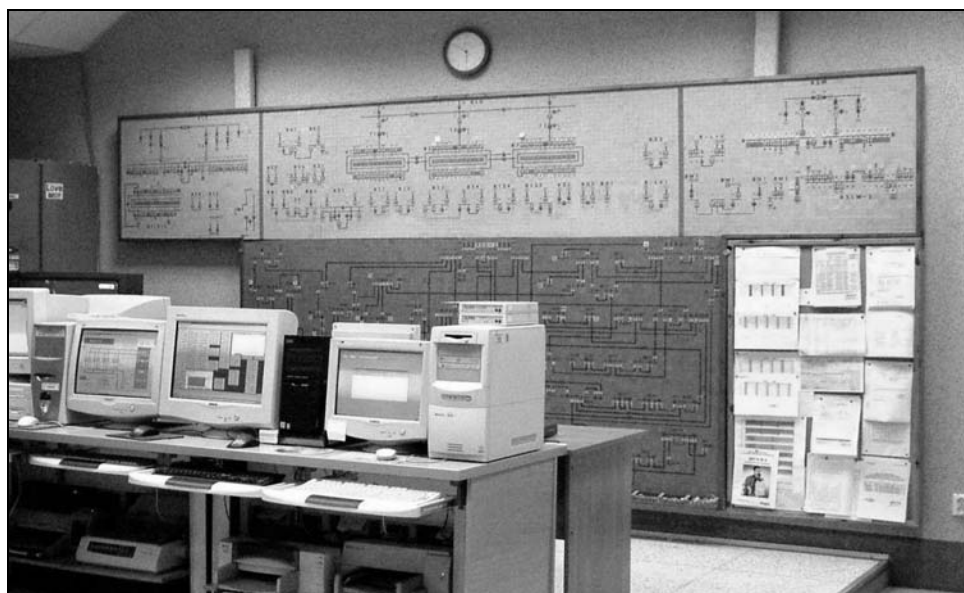
Drugim źródłem informacji może być program komputerowy SYNDIS, omówiony w rozdziale 12.

Na rysunku 9.5 przedstawiono stanowisko komputerowe do obsługi tego systemu. W programie SYNDIS możliwa jest m.in. wizualizacja aktualnego stanu położenia wszystkich łączników rozdzielni 110 kV oraz 6 kV. Jest to możliwe dzięki temu, że w programie znajduje się prezentacja graficzna struktury całej sieci. Program umożliwia powiększenie danego obszaru z dokładnością do jednego pola rozdzielczego. Bar-

dzo łatwo można wówczas odczytać położenie danego łącznika za pomocą symbolu graficznego oraz użytych kolorów.



Rysunek 9.5. Stanowisko obsługi systemu komputerowego SYNDIS



Rysunek 9.6. Tablica synoptyczna
(jasna część tablicy to sieć znajdująca się na powierzchni, część zaciemniona symbolizuje sieć podziemną)

Trzecim źródłem informacji o aktualnym układzie połączeń w całej sieci dużego przedsiębiorstwa górniczego jest klasyczna tablica synoptyczna, przedstawiona na rysunku 9.6. Stan załączenia łączników jest aktualizowany ręcznie poprzez umieszczanie tabliczek z odpowiednimi symbolami graficznymi. Dzięki modułowej budowie tablicy bardzo łatwe jest dostosowanie schematu w przypadku stopniowej rozbudowy stacji. Tablica synoptyczna pełni rolę zapasowego systemu informacji o układzie całej sieci w razie awarii układów podstawowych.

Sygnalizacja stanu położenia łączników rozdzielni 6 kV może być realizowana przez:

- diodowe wskaźniki położenia typu WP-48,
- komputerowy system wspomagania, nadzorowania i kierowania pracą stacji elektroenergetycznej – SYNDIS.

Diodowe wskaźniki położenia często są stosowane w stacjach elektroenergetycznych jako podstawowy system sygnalizacji stanu położenia łączników. Na rysunku 9.7 przedstawiono wskaźniki położenia łączników 110 kV w innej stacji niż analizowana stacja 110 kV. Wskaźniki te są zbudowane z dwóch linijek diodowych, poziomej i pionowej. Kolor diod jest różny. Dioda świecąca na czerwono i usytuowana w położeniu zgodnym z kierunkiem przepływu prądu na schemacie listewkowym sygnalizuje stan zamknięcia danego łącznika. Linijka o kolorze zielonym i usytuowaniu poprzecznym na schemacie listewkowym sygnalizuje stan otwarcia łącznika. Awaryjne otwarcie wyłączników jest sygnalizowane lampką oraz dodatkowo sygnałem akustycznym, który może zostać wyłączony przez obsługę poprzez skasowanie sygnalizacji dźwiękowej.



Rysunek 9.7. Diodowe wskaźniki położenia na szafie sterowniczej rozdzielni 110 kV

W rozdzielni 6 kV sygnalizacja położenia łączników może być realizowana w formie graficznej na wyświetlaczu LCD modułów zabezpieczeniowych REF. Sygnał informacyjny na bieżąco jest też przesyłany do systemu komputerowego SYNDIS, gdzie jest wykorzystywany do aktualizacji stanu łączników na centralnym schemacie powiązań sieci 110 kV i 6 kV.

9.2.2. SYGNALIZACJA ZAKŁÓCEŃ I ZADZIAŁANIA ZABEZPIECZEŃ

Sygnalizacja zadziałania zabezpieczeń jest realizowana poprzez przekaźniki sygnalizacyjne typu RA-70 oraz RS-882, służące do sygnalizowania:

- zakłóceń (zadziałanie zabezpieczeń),
- zaników napięć (nadzorowanie obecności napięć sterowniczych),
- stanów roboczych (np. przekroczenie określonych wartości granicznych, takich jak ciśnienie, temperatura).

Zarejestrowana informacja zostaje zachowana do czasu ręcznego odblokowania przekaźnika i usunięcia danego zakłócenia. W przypadku ważniejszych zakłóceń zestyki danego przekaźnika są wykorzystywane do sterowania przekaźnikiem pomocniczym, działającym z podtrzymaniem i uruchamiającym sygnalizację dźwiękową w formie dzwonka.

Alarmowa sygnalizacja dźwiękowa jest realizowana za pomocą dzwonka zasilanego prądem stałym. Informuje ona o awaryjnym wyłączeniu dowolnego wyłącznika przez zabezpieczenia oraz o zakłóceniach w pracy stacji.

W akustycznej sygnalizacji ostrzegawczej, informującej o zakłóceniach w obwodach prądu stałego i centralnej sygnalizacji, używany jest dzwonek zasilany prądem przemiennym.

Sygnalizacja zakłóceń i zadziałania zabezpieczeń w pracy rozdzielni 6 kV może być realizowana z wykorzystaniem modułów zabezpieczeniowych REF umieszczonych w górnych celkach pól rozdzielnic. Optyczna sygnalizacja odbywa się za pomocą odpowiednich diod LED oraz na wyświetlaczu graficznym LCD w zakładce EVENTS, w formie skrótowego opisu wraz z określeniem dokładnego czasu wystąpienia zakłócenia.

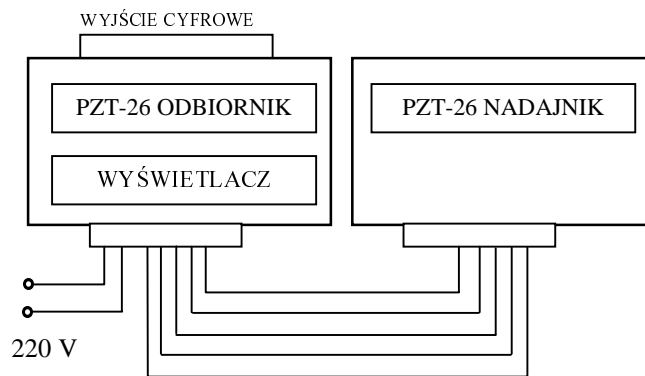
Wszystkie zakłócenia oraz zadziałania zabezpieczeń pojawiają się na ekranie monitora dyspozytorskiego, są bowiem wychwytywane i rejestrowane przez system SYNDIS. Program dysponuje bogatą gamą dźwięków sygnalizacyjnych oraz ostrzegawczych. Sygnalizacja jest także reprezentowana przez wyświetlanie komunikatów na ekranie monitora. Zdarzenia i zadziałania trafiają do DZIENNIKA ZDARZEŃ [87]. Dzięki temu istnieje możliwość sprawdzenia rodzaju sygnalizacji oraz dokładnego czasu jej wystąpienia.

9.2.3. SYGNALIZACJA POŁOŻENIA PRZEŁĄCZNIKÓW ZACZEPÓW

Transformatory 110 kV/6 kV w analizowanej stacji są wyposażone w układ automatycznej regulacji napięcia. Jednym z elementów tego układu jest przełącznik zaczepów. Właściwa eksploatacja wymaga wizualizacji stanu położenia zaczepów tego

przełącznika. Odbywa się to za pomocą cyfrowego wskaźnika położenia przełącznika zaczepów transformatora PZT. Wskaźnik ten umożliwia zdalny odczyt numeru zacze- pu, na którym aktualnie został ustawiony przełącznik. Układ wysyłający informacje o położeniu przełącznika jest zabudowany w skrzyni przełącznika i sprzężony z nim mechanicznie. Układ wyświetlający numer pracującego zacze- pu jest zainstalowany na, znajdującej się w nastawni, tablicy sygnalizacyjnej pola danego transformatora.

Urządzenie składa się z dwóch części: nadajnika sygnałów oraz z odbiornika. Schemat połączeń przedstawiono na rysunku 9.8. Podzespół NADAJNIK składa się z 27-pozycyjnego przełącznika obrotowego oraz zespołu diod umożliwiających przetwarzanie każdego położenia przełącznika na kombinację czterech sygnałów napię- ciowych (informacja cyfrowa z wykorzystaniem czterech bitów). W celu umożliwie- nia przesłania 27 kombinacji sygnałów za pomocą czterech bitów zastosowano dwa poziomy napięć sterujących – 12 V i 24 V. Przedstawiony na rysunku 9.9 podzespół ODBIORNIK składa się z układów sterujących odbierających sygnały: dekodera, zasilaczy stabilizowanych i wskaźników cyfrowych.



Rysunek 9.8. Połączenia zewnętrzne cyfrowego wskaźnika położenia zaczepów



Rysunek 9.9. Wskaźnik położenia zaczepów PZT-

10. OBWODY ŁĄCZNOŚCI I TELEMCHANIKI

10.1. RODZAJE ŁĄCZNOŚCI W STACJACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

Efektywne funkcjonowanie systemu telekomunikacyjnego stanowi warunek sprawnego kierowania pracą stacji. W stacjach elektroenergetycznych system łączności powinien zapewnić łączność:

- na potrzeby dyspozytorskiego prowadzenia ruchu,
- na potrzeby zarządzania,
- na potrzeby zabezpieczeń,
- dla brygad wykonujących prace konserwacyjno remontowe,
- dla telemechaniki. Przekazywanie informacji i rozkazów w stacjach elektroenergetycznych może być odbierane za pomocą:

- telefonicznych linii kablowych i napowietrznych,
- łączy wysokiej częstotliwości (TEN) w liniach elektroenergetycznych 110 kV, 220 kV i 400 kV,
- kabli wysokiej częstotliwości (w.cz.),
- fal radiowych,
- łączy światłowodowych,
- telefonii komórkowej. W każdej stacji elektroenergetycznej przewiduje się co najmniej dwa niezależne łącza telekomunikacyjne: dyspozytorskie i abonenckie.

Łącze dyspozytorskie jest dostępne tylko dla dyspozytorów i personelu dyżurnego w stacjach. Wszystkie rozmowy prowadzone za pośrednictwem tego łącza są nagrywane. Najczęściej jako łącze dyspozytorskie stosuje się łącze telefoniczne. Na potrzeby łączności dyspozytorskiej, zwłaszcza w stanach awaryjnych, korzysta się także z łącza w.cz. telefonii energetycznej nośnej.

Łącze abonenckie jest przeznaczone do rozmów administracyjnych. Priorytet do korzystania z tego łącza mają dyspozytorzy. Realizowane jest głównie za pomocą łączy telefonicznych. Przekazywanie informacji w zakresie pomiarów telemetrycznych różnych wielkości, informacji o stanie łączników, sygnałów awaryjnych itp. odbywa się za pośrednictwem łączy światłowodowych lub poprzez tworzenie specjalnych kanałów częstotliwościowych w łączach TEN i łączach kablowych.

Łączność telefoniczna, składająca się z centralek (łącznic) dyspozytorskich oraz telefonicznych linii napowietrznych i kablowych, nazywa się telefonią lokalną. Służy ona do:

- przekazywania meldunków ze stacji do ośrodka dyspozycji oraz poleceń z tego ośrodka do stacji,
- informacji między stacjami,
- informacji do jednostek nadrzędnych,

- informacji do lokalnych organów administracji państwowej i samorządowej, policji, straży pożarnej itp.

Centralka dyspozytorska łączy wszystkie linie telefoniczne do stacji i jest powiązana z automatyczną centralką (łącznicą) TEN.

Na terenie dużych stacji jest instalowana wewnętrzna sieć łączności, która umożliwia porozumienie obsługi nastawni z ludźmi znajdującymi się w odległych miejscach rozdzielni. Aparaty telefoniczne są zwykle instalowane w kabinach ustawionych na rozdzielni.

Łącza kablowe są w stacjach stosowane do transmisji na niezbyt duże odległości. Często wyposaża się je w urządzenia telefonii nośnej, które umożliwiają jednoczesne korzystanie z pasma rozmównego oraz z kilku kanałów nadrozmównych. Spotyka się także inne rozwiązania, polegające na zastosowaniu kabli teletechnicznych i umieszczeniu ich wewnątrz linki odgromowej. Dopuszcza się też wykorzystanie do celów teletechnicznych samych przewodów odgromowych linii elektroenergetycznych, po uprzednim ich odizolowaniu od słupów liniowych.

Radiolinie stacjonarne stanowią łącza o dużej pewności i dużej pojemności, są one jednakże kosztowne. Łącza te są opłacalne tylko przy dużej liczbie przesyłanych informacji.

W stacjach elektroenergetycznych spotyka się, oprócz klasycznej komunikacji radiowej, rozwiązanie na bazie sieci trunkingowej. Łączność radiowa jest wówczas zapewniana przez radiotelefony mogące się wzajemnie łączyć.

Szczególnie duże wymagania stawia się łączom służącym do zabezpieczeń. Zazwyczaj są to łącza TEN, łącza kablowe oraz łącza światłowodowe.

Rozwój energetyki w ostatnim okresie oraz doskonalenie organizacji służb prowadzenia ruchu w stacjach powoduje zwiększenie potrzeb w zakresie łączności i intensywny rozwój stosowanych środków.

10.2. TELEFONIA ENERGETYCZNA NOŚNA

Telefonia energetyczna nośna (TEN) jest jedną z sieci łączności dyspozytorsko-ruchowej w stacjach elektroenergetycznych. Często w literaturze operuje się równoważnym pojęciem *elektroenergetyczna telefonia nośna* i skrótem ETN. W przeszłości stanowiła ona podstawową sieć łączności dyspozytorsko-ruchowej.

Telefonia energetyczna nośna (TEN) odznacza się:

- dużą niezawodnością,
- umiarkowanymi kosztami inwestycyjnymi,
- małymi kosztami eksploatacyjnymi,
- możliwością wielokrotnego wykorzystania łącza poprzez zastosowanie kanałów nadrozmównych do przenoszenia sygnałów telemetrii i telemechaniki.

Łącza TEN pracują przy częstotliwości 24÷500 kHz [15]. Główne elementy telefonii energetycznej nośnej (TEN) to:

- urządzenia nadawczo-odbiorcze TEN,
- centrale (łącznice) automatyczne TEN,
- filtry liniowe,
- dławiki zaporowe,
- kondensatory sprzęgające,
- przewody robocze napowietrznych linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, 220 kV i 400 kV, wykorzystywane do przesyłania informacji.

Najnowsze rozwiązania techniczne w zakresie technologii PLC (*Power Line Communication*) umożliwiają również przesyłanie informacji kablowymi i napowietrznymi liniami SN.

W rozwiązaniach telefonii energetycznej nośnej rozróżnia się dwa rodzaje sprzężenia urządzeń TEN z linią elektroenergetyczną: jedнопrzewodowe i dwuprzewodowe. W sprzężeniu jedнопrzewodowym korzysta się tylko z jednego przewodu roboczego linii elektroenergetycznej do przenoszenia prądów w.cz., który wyposaża się

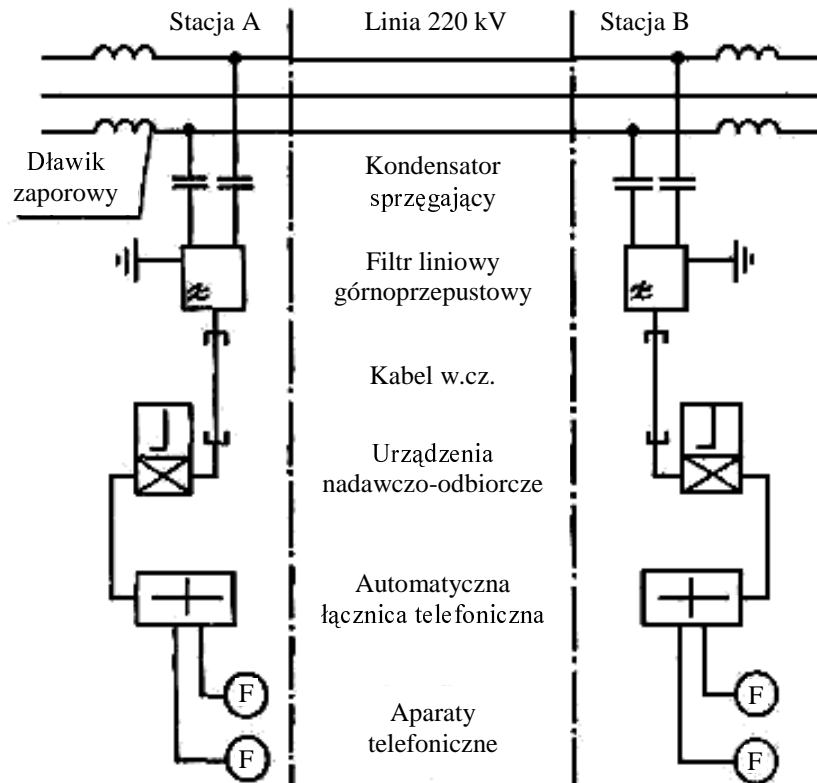
w dławik zaporowy oraz kondensator sprzęgający i przyłącza się za pośrednictwem filtra liniowego. Stosowanie sprzężenia jedнопrzewodowego jest stosunkowo tanie. Dławiki zaporowe i kondensatory sprzęgające stanowią bowiem kluczowy składnik kosztów łącza TEN. Sprzężenie jedнопrzewodowe stosuje się w liniach 110 kV (z wyjątkiem ważnych, tranzytowych łączy TEN) oraz w rozwiązaniach opartych na technologii PLC. W tym drugim przypadku układ jest dodatkowo wyposażony w moduły sprzęgające.

W sprzężeniu dwuprzewodowym, przedstawionym na rysunku 10.1, korzysta się z dwóch przewodów roboczych linii elektroenergetycznej do przenoszenia prądów w.cz. W sprzężeniu dwuprzewodowym urządzenia TEN przyłącza się poprzez filtr liniowy do dwóch przewodów roboczych linii elektroenergetycznej. Sprzężenie dwuprzewodowe stosuje się we wszystkich liniach 220 kV i 400 kV oraz na ważniejszych liniach 110 kV ze względu na system łączności. W systemie TEN dławik zaporowy o indukcyjności L zamyka drogę dla prądów w.cz., które przez kondensator sprzęgający o pojemności C i filtr liniowy są prowadzone do urządzenia nadawczo-odbiorczego TEN, współpracującego z automatyczną centralą TEN.

Zastosowany w telefonii energetycznej nośnej filtr liniowy ma następujące zadania:

- dopasowuje oporność kabla w.cz. do oporności falowej linii przesyłowej,
- zabezpiecza urządzenia TEN przed przedostaniem się szkodliwych napięć z linii przesyłowej,
- chroni personel przed porażeniem.

Dławik zaporowy stosowany w TEN zawiera, oprócz cewki indukcyjnej, odgromnik i urządzenie strojenowe.



Rysunek 10.1. Zasada działania łącza TEN w relacji A-B; sprzężenie dwuprzewodowe [13]

W stacjach elektroenergetycznych stosuje się ostatnio urządzenia ETL serii 500 i 600, produkowane przez koncern ABB [41]. Urządzenie te stanowią uniwersalne terminale cyfrowe telefonii energetycznej nośnej. Wykorzystuje się je do przesyłu kanałów fonii, transmisji danych oraz sygnałów z układu telemechaniki i zabezpieczeń linii elektroenergetycznych. Zapewniają relatywnie niewielki koszt całego łącza, przy jednoczesnym zachowaniu dużej pewności transmisji, w porównaniu z łączami wykonanymi innymi technikami. Transmisja większej liczby danych wymaga dodatkowo zastosowania odpowiedniego multipleksera. Pozwala to na zwiększenie liczby kanałów transmisji oraz uzyskanie maksymalnej prędkości transmisji na poziomie odpowiednio 64 kbit/s dla terminala ETL500 i 256 kbit/s dla ETL 600. Urządzenia ETL umożliwiają transmisję informacji pochodzącą z różnych kanałów użytkownika. Należą do nich m.in. kanały rozmówne, kanały danych i komendy teledobroczynnych. Wszystkie kanały informacji są zamieniane na jeden sygnał zajmujący zdefiniowane pasmo w paśmie radiowym w.cz. 40÷500 kHz. W urządzeniu ETL 600 górną granicę zakresu częstotliwości nośnej zwiększono do 1000 kHz, co umożliwia transmisję wielokanałową. Urządzenie ETL 500 pracuje w dwóch trybach: jednokanałowym i

dwukanałowym. W trybie dwukanałowym pasmo drugiego kanału wynosi 4 kHz i jest wykorzystywane do telegrafii nośnej FM.

10.3. TELEMCHANIKA

Rozwijana obecnie centralizacja prowadzenia ruchu oraz powszechne dążenie do ograniczania personelu ruchowego na stacjach elektroenergetycznych powodują konieczność automatycznego przekazywania ze stacji sygnałów (meldunków) informujących ośrodek dyspozytorski o stanie stacji lub sieci, a od dyspozytora do stacji – poleceń ruchowych. Zadania te spełniają urządzenia telemechaniki, które zbierają, przesyłają oraz odtwarzają informacje: pomiarowe (telemetria), sygnalizacyjne (telesygnalizacja), sterownicze (telesterowanie) oraz regulacyjne (teleregulacja).

Struktura sieci transmisji informacji jest ściśle równoważna strukturze nadzoru dyspozytorskiego. Liczba przekazywanych sygnałów jest bardzo duża. Na przykład między średniej wielkości zakładową dyspozycją ruchu a podporządkowanymi stacjami trzeba przesłać kilka tysięcy wartości pomiarowych, meldunków i poleceń sterowniczych. Część z tych sygnałów musi być retransmitowana do dyspozycji wyższego szczebla.

Zespół urządzeń telemechaniki składa się z urządzeń nadawczych i odbiorczych oraz łącza lub kanału transmisyjnego.

W literaturze spotyka się różne kryteria klasyfikacji urządzeń telemechaniki. Najczęściej stosowane kryteria obejmują:

- strukturę organizacyjną,
- technikę przesyłania sygnałów,
- kierunki transmisji,
- szybkość transmisji i pojemność urządzeń,
- rodzaj elementów i technologii wykonania.

Podział ze względu na strukturę organizacyjną:

- punkt–punkt,
- gwiazda z retransmisją,
- gwiazda bez retransmisji.

Podział ze względu na technikę przesyłania sygnałów:

- analogowe,
- cyfrowe.

Podział ze względu na kierunki transmisji:

- jednokierunkowe,
- dwukierunkowe.

Na potrzeby telemechaniki są stosowane następujące rodzaje łączy:

- łączy telefonii energetycznej nośnej (TEN),
- łączy kablowe, własne energetyki lub dzierżawione,
- radiolinie,
- łączy światłowodowe,
- telefonia komórkowa.

Stosowane na potrzeby telemechaniki łączy mają istotny wpływ na jej poprawne funkcjonowanie. Decydują też o poziomie kosztów ponoszonych na sferę kierowania ruchem w stacjach elektroenergetycznych. Stanowią średnio około 30% kosztów urządzeń kierowania ruchem w stacji.

Łączy telefonii energetycznej nośnej (TEN) oraz łączy światłowodowe stanowią podstawową sieć łączności na potrzeby telemechaniki.

W krajowym systemie elektroenergetycznym w przeszłości instalowano różne urządzenia telemechaniki (np. urządzenia telemechaniki jednokierunkowej UTJ-64). Ostatnio, od kilku lat, jest rozwijana telemechanika oparta m.in. na opracowanych w kraju układach do transmisji dwukierunkowej. Wykorzystywane w tych układach urządzenia cyfrowe mają budowę modułową, opartą na zunifikowanym systemie konstrukcji mechanicznych. Wyposażenie elektryczne opiera się na elementach półprzewodnikowych, układach scalonych, przekaźnikach kontaktronowych itd.

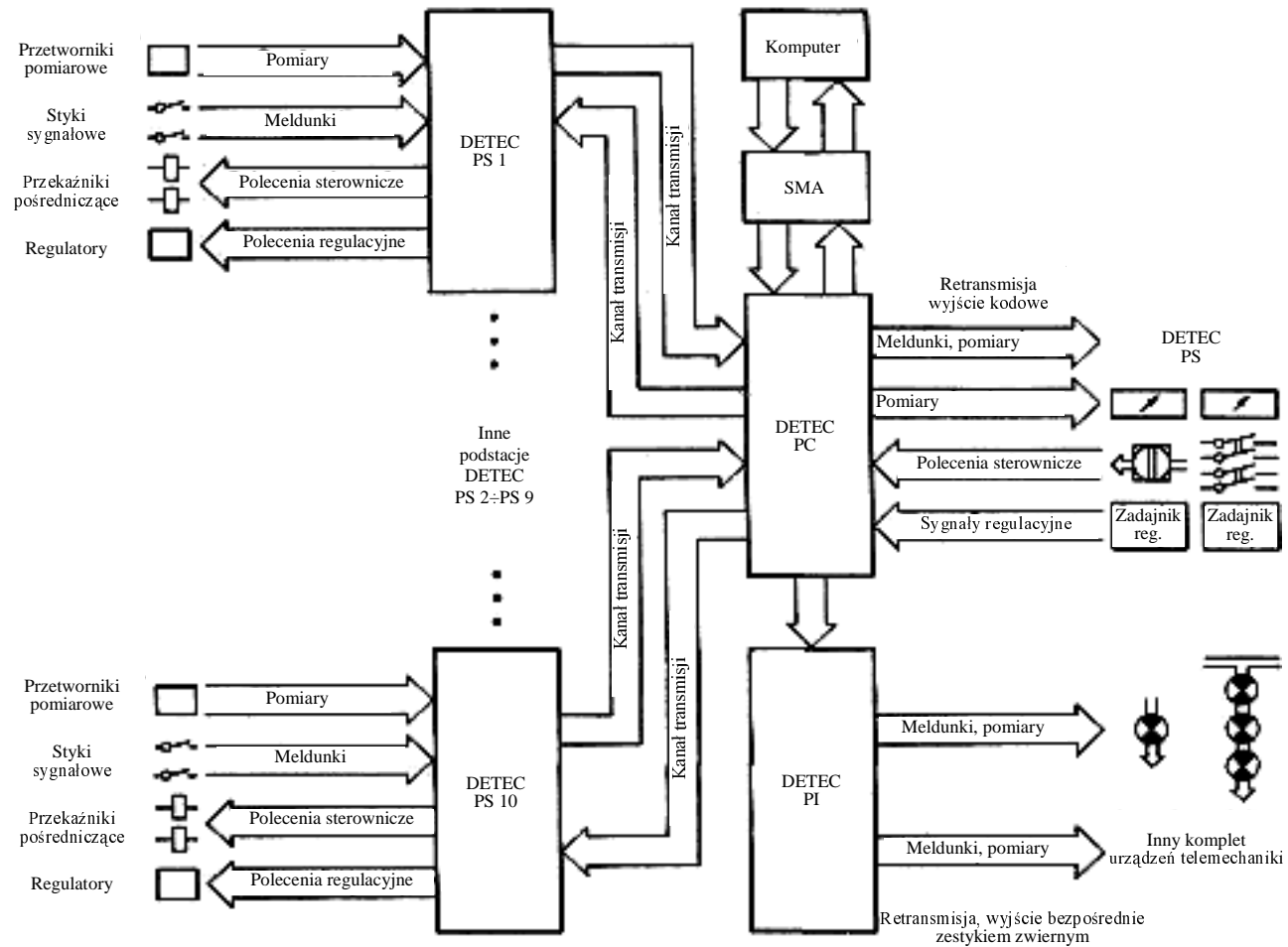
W stacjach elektroenergetycznych spotyka się m.in. takie krajowe rozwiązania, jak:

- urządzenia telemechaniki dwukierunkowej TIDEC (pracujące w układzie punkt–punkt),
- urządzenia telemechaniki dwukierunkowej DETEC (pracujące w układzie gwiazdy).

Spotyka się także rozwiniętą modyfikację tych układów, określaną jako modułowy mikroprocesorowy system telemechaniki typu MSTO.

Spośród wymienionych systemów najbardziej rozwinięty i najczęściej stosowany jest, przedstawiony na rysunku 10.2, system DETEC [13, 91].

W systemie tym kierująca stacja centralna PC, zainstalowana w punkcie dyspozytorskim, współpracuje z kilkoma (do 10) podstacjami PS 1÷PS 10, znajdującymi się w stacjach nadzorowanych. Kanałami transmisji w kierunku informacyjnym są przekazywane pomiary i meldunki o stanie obiektu nadzorowanego, a w kierunku decyzyjnym (tj. od stacji PC do podstacji) są przesyłane polecenia sterownicze i regulacyjne. W punkcie dyspozytorskim znajduje się urządzenie pamięci informacji PI, wprowadzające uzyskane informacje na tablice synoptyczne, pulpity sterownicze, rejestratory itp. Wyselekcjonowane informacje do wyższych stopni dyspozytorskich retransmituje urządzenie PS, znajdujące się w punkcie dyspozytorskim. Urządzenie centralne PC przyjmuje informacje nadchodzące z podstacji PS 1÷PS 10 i kieruje je do odbiornika pomiarów lub urządzeń PI oraz PS, natomiast otrzymane polecenia kierownicze i sygnały regulacyjne przesyła do właściwej podstacji PS 1÷PS 10. Przewidziana jest możliwość współpracy urządzenia DETEC z komputerem poprzez urządzenie sprzęgające SMA.



Rysunek 10.2. Przepływ informacji w systemie DETEC (producent IASE Wrocław)

W systemie DETEC informacje są podzielone na cykliczne i sporadyczne. Informacje cykliczne (pomiarowe i polecenia regulacyjne) są przekazywane do systemu DETEC w sposób ciągły, kolejno ze wszystkich podstacji. Jedno urządzenie podstacji PS przekazuje wyniki ponad 50 pomiarów. Informacje sporadyczne (meldunki, polecenia sterownicze) są przekazywane tylko w razie zmian stanu pracy w nadzorowanej stacji lub w wyniku interwencji obsługi. Nadzorowana stacja wysyła prawie 500 bitów meldunkowych, a otrzymuje do 100 bitów poleceń sterowniczych.

Wszystkie informacje są przekazywane w postaci cyfrowej, w formie zakodowanych telegramów o standardowej redakcji. Umożliwia to kontrolę poprawności sygnału za pomocą sprawdzenia formalnej postaci telegramu.

Wyniki pomiarów prądu, napięcia i mocy są przetwarzane na stacjach w statycznych przetwornikach telemetrycznych na standardowy sygnał stałoprądowy, który w urządzeniu telemechaniki jest przetwarzany dalej na postać cyfrową. Urządzenie DETEC jest przystosowane do sygnałów analogowych prądu stałego 5 mA oraz 5 V na wejściu i 10 V na wyjściu. Stosowane obecnie przetworniki telemetryczne mają klasę 0,5.

Realizacja zadań telemechaniki upraszcza się, jeżeli w stacji jest zainstalowany komputerowy system wspomaganie, nadzorowania i kierowania pracą stacji elektroenergetycznej.

10.4. PRZYKŁAD SYSTEMU ŁĄCZNOŚCI I TELEMECHANIKI W STACJACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

Rozwiązania w zakresie łączności i telemechaniki przedstawiono na przykładzie nowoczesnej przemysłowej stacji elektroenergetycznej 110/6 kV.

System łączności telefonicznej i dyspozytorskiej w analizowanej stacji opiera się na elektronicznej cyfrowej centrali telefonicznej abonencko-dyspozytorskiej AT&T DEFINITY G3, przedstawionej na rysunku 10.3.

Centrala DEFINITY jest podstawą łączności dyspozytorskiej w tej stacji. W skład łączności dyspozytorskiej wchodzi dodatkowo dwa podwójne pulpity typu 8434 z przystawkami rozszerzającymi typu 801A. Rozmowy prowadzone z pulpitu dyspozytorskiego są rejestrowane (nagrywane) w cyfrowym systemie rejestracji rozmów telefonicznych typu DL-2, znajdującym się w pomieszczeniu centrali telefonicznej. System dyspozytorski umożliwia prowadzenie rozmów zarówno z abonentami włączonymi do sieci dyspozytorskiej, jak i z abonentami sieci wewnętrznej oraz abonentami publicznej sieci zewnętrznej.

Na terenie stacji znajduje się wewnętrzna instalacja telefoniczna do połączeń stanowiskowych w pomieszczeniach nastawni i na terenie rozdzielni 110 kV (gniazda na aparaty przenośne).



Rysunek 10.3. System łączności dyspozytorskiej typu 8434

W analizowanej stacji na potrzeby telemechaniki i pomiarów rozliczeniowych zainstalowano łącza światłowodowe.

W rozdzielni 110 kV i 6 kV zastosowano system telemechaniki rozproszonej współpracujący z zabezpieczeniem firm ABB (REL, REF) Schneider (SEPAM) poprzez koncentrator typu SKD-03 firmy Elektrotim Wrocław. Koncentrator ten służy do komunikacji za pomocą magistrali światłowodowej z zabezpieczeniami mikroprocesorowymi typu REF, FEL, SEPAM oraz z modułami telemechaniki rozproszonej obsługującymi regulatory napięcia transformatorów i centralną sygnalizację.

Przełączniki mikroprocesorowe zabezpieczeń zainstalowane w stacji w obwodach telemechaniki umożliwiają realizację następujących funkcji:

- pomiar prądu, napięcia i mocy,
- sterowanie łączników 110 kV i 6 kV, z wyjątkiem uziemników,
- regulacja napięcia na transformatorach,
- samoczynne ponowne załączenie (SPZ),
- telesygnalizacja położenia łączników, zadziałania zabezpieczeń, zaniku napięć i innych zakłóceń,
- telepomiar prądu, napięcia, mocy, energii, potrzeb własnych.

11. POMIARY W STACJACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

11.1. RODZAJE MIERNIKÓW W STACJACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

Mierniki elektryczne są podstawowym elementem wyposażenia stacji elektroenergetycznej. Pomiar różnych wielkości elektrycznych mają bowiem duże znaczenie dla prawidłowej pracy stacji.

Mierniki elektryczne w stacjach realizują następujące zadania:

- umożliwiają kontrolę obciążenia prądowego obwodów elektrycznych,
- umożliwiają kontrolę jakości energii elektrycznej przepływającej przez stację,
- dostarczają informacji o rozplywie energii i mocy,
- pomagają w synchronizacji,
- rejestrują zmiany wybranych wielkości elektrycznych. Wielkości mierzone w stacjach elektroenergetycznych to:

- prąd,
- napięcie,
- moc czynna,
- moc bierna,
- energia czynna,
- energia bierna,
- częstotliwość.

Najbardziej istotne w stacjach są pomiary prądów i napięć oraz energii czynnej. Najpopularniejsze mierniki w stacjach z obsługą to mierniki wskazujące. W stacjach bezobsługowych dąży się do ograniczania stosowania mierników wskazujących.

Mierniki rejestrujące instaluje się wtedy, gdy ich zapisy wykorzystuje się do analizy pracy stacji.

Mierniki wskazujące i rejestrujące powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1,5. Jeśli mierniki wskazujące są używane jako wskaźniki, dopuszcza się klasę 2,5. Liczba mierników w poszczególnych polach stacji nie powinna być zbyt duża, aby nie przeciążać personelu pracami konserwacyjnymi i nadmierną liczbą odczytów, ale równocześnie powinna być wystarczająca do prawidłowej eksploatacji stacji.

Rodzaj i liczba stosowanych standardowo mierników w poszczególnych, charakterystycznych polach stacji, zależy od napięcia znamionowego, wielkości stacji i jej znaczenia w systemie elektroenergetycznym. Podstawowe wyposażenie stacji elektroenergetycznej w mierniki (bez liczników energii) przedstawiono w tabelach 11.1 i 11.2.

Tabela 11.1. Zalecane wyposażenie wybranych pól rozdzielczych w przyrządy pomiarowe do pomiarów ruchowych w stacji elektroenergetycznej [1, 2]

Rodzaje pól stacji		Mierniki prądu							
		przemiennego						stałego	
		wskazujące				rejestrujące			
		A	V	W	Var	A	V	A	V
Liniowe	o napięciu < 110 kV zasilane jednostronnie	1	-	-	-	-	-	-	-
	o napięciu < 110 kV zasilane dwustronnie	1	1	-	-	-	-	-	-
	o napięciu 110 kV zasilane jednostronnie	1	-	-	-	-	-	-	-
	o napięciu 110 kV zasilane dwustronnie	1	-	1	-	-	-	-	-
	o napięciu 110 kV (optimalne wyposażenie)	1	-	1	1	-	-	-	-
	o napięciu 220 kV	3	1	1	1	-	-	-	-
	o napięciu 400 kV	3	1	1	1	-	-	-	-
stacje bez obsługi	1	-	-	-	-	-	-	-	
Transformatorowe	trójzwojeniowe po stronie górnego napięcia	1	-	-	-	-	-	-	-
	trójzwojeniowe po stronie średniego napięcia	1	1	1	1	-	-	-	-
	trójzwojeniowe po stronie dolnego napięcia	1	1	1	1	-	-	-	-
	dwuzwojeniowe o mocy <10 MVA	1	-	-	-	-	-	-	-
	dwuzwojeniowe o mocy >10 MVA	1	-	1	1	-	-	-	-
stacje bez obsługi	1	-	-	-	-	-	-	-	
Potrzeb własnych	transformator TP	1	-	-	-	-	-	-	-
Sprzęgłowe	o napięciu <110 kV	1	-	-	-	-	-	-	-
	o napięciu 110 kV	1	1	-	-	-	-	-	-
	o napięciu >110 kV	1	1	-	-	-	-	-	-

Tabela 11.2. Zalecane wyposażenie w przyrządy pomiarowe dla wybranych urządzeń w stacji elektroenergetycznej [1, 2]

Rodzaje urządzeń		Mierniki prądu								
		przemiennego						stałego		
		wskazujące				rejestrujące				
		A	V	W	Var	f	A	V	A	V
Szyny zbiorcze	110 kV stacje z obsługą	-	1	-	-	1	-	-	-	-
	110 kV stacje bez obsługi	-	1	-	-	-	-	1	-	-
	220 kV	-	1	-	-	1	-	-	-	-
	nn (potrzeby własne prądu przemiennego)	-	1	-	-	-	-	-	-	-
	nn (potrzeby własne prądu stałego)	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Bateria kondensatorów		1	-	-	-	-	-	-	-	-
Kompensator synchroniczny		3	-	-	1	-	-	-	1	1
Bateria akumulatorów		-	-	-	-	-	-	-	1	-
Transformator uziemiający		1	-	-	-	-	-	-	-	-
Dławik gaszący		1	-	-	-	-	1	-	-	-

W większości obwodów instaluje się jeden amperomierz. Trzy amperomierze (po jednym w każdej fazie) instaluje się w polach liniowych 220 kV i 400 kV oraz wówczas, gdy spodziewana jest asymetria obciążenia. Woltomierze stosuje się w każdej stacji z obsługą. Najczęściej instaluje się jeden woltomierz. Watomierze instaluje się w polach liniowych WN i NN oraz w wybranych polach transformatorowych dla transformatorów trójzwojennych i dwuzwojennych wielkiej mocy. Podobnie w stacjach elektroenergetycznych instaluje się waromierze. Częstotliwościomierze stosuje się bardzo rzadko, przeważnie w stacjach wyposażonych w kolumny synchronizacyjne.

Zmniejszenie liczby przyrządów pomiarowych w nastawniach uzyskuje się m.in. przez pomiar scentralizowany, zastosowanie tzw. pomiarów wybieranych lub cyfrowych przyrządów pomiarowych.

Pomiar scentralizowany polega na zastosowaniu jednego kompletu przyrządów do pomiarów we wszystkich polach, przy czym pole wybiera się na pulpicie za pomocą przycisków. Przyrządy te otrzymują z przetworników pomiarowych sygnał stałoprądowy o standardowym natężeniu prądu 5 mA. Przetworniki te są stosowane także w teledystrybucji.

Pomiar wybierany wiąże się z użyciem jednego kompletu mierników przyłączonych za pomocą przełączników do uzwojeń wtórnych dowolnego pola stacji i zastosowaniu go do pomiaru różnych wielkości elektrycznych.

Przyrządy cyfrowe umożliwiają odczyt, rejestrację i teletransmisję danych. Powszechnie instaluje się je w nowych stacjach elektroenergetycznych, w stacjach bez obsługi oraz sukcesywnie zastępuje się nimi mierniki wskazujące i rejestrujące w istniejących stacjach. Informacje o wartościach mierzonych wielkości przyrządami cyfrowymi mogą być odczytane na bieżąco lub przesyłane za pomocą łącza światłowodowego lub łącza w.c. do dyspozytora (stacji, RDR, ZDR, ODM, KDM) lub odpowiedniej jednostki.

W tradycyjnej nastawni przyrządy służące do pomiaru prądu, napięcia, mocy czynnej i mocy biernej są instalowane na odpowiednich tablicach sterowniczo-pomiarowych (pomiar indywidualny w każdym polu).

W urządzeniach prądu przemiennego nn mierniki są bezpośrednio przyłączane do obwodów głównych, natomiast w urządzeniach prądu przemiennego SN, WN i NN mierniki są przyłączane do wtórnych uzwojeń przekładników prądowych i napięciowych. W tym przypadku mierniki powinny być zasilane z przekładników prądowych i napięciowych, których klasa dokładności powinna być równa klasie najbardziej dokładnego miernika lub być o jedną klasę wyższa. Zaleca się instalować mierniki po stronie niższego napięcia stacji, ze względu na mniejsze koszty przekładników.

11.2. UKŁADY POMIAROWO-ROZLICZENIOWE W STACJACH

Pomiary energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej wykonuje się w celu rozliczeń finansowych między dostawcą a odbiorcą energii oraz w celu rozliczeń we-

wewnętrznych lub wewnętrznej kontroli zużycia energii elektrycznej. W pierwszym przypadku są to tzw. pomiary rozliczeniowe, w drugim – pomiary kontrolne.

Do pomiaru energii czynnej i energii biernej w stacjach elektroenergetycznych, stanowiących punkty węzłowe sieci, służą liczniki energii.

Z racji dużej różnorodności konstrukcyjnej liczników w literaturze spotyka się różne kryteria ich klasyfikacji. Najczęściej stosowane kryteria obejmują podział liczników w zależności od:

- liczby układów pomiarowych (liczniki jedno-, dwu- lub trzyukładowe),
- liczby liczydeł (jedno- i wielotaryfowe),
- wyposażenia dodatkowego (liczniki maksymalne, z hamowaniem wstecznym).

Układy pomiarowe energii czynnej i biernej powinny umożliwić ustalenie ilości energii czynnej przepływającej przez poszczególne elementy stacji, energii zużywanej na potrzeby własne, energii traconej w liniach i transformatorach oraz średniego współczynnika mocy poszczególnych odbiorów.

Do pomiarów energii elektrycznej czynnej i biernej, stanowiących podstawę do rozliczeń dostawy energii, służą liczniki trójsystemowe, jedno-, dwu- lub trójtaryfowe (zależnie od miejsca zainstalowania), z zegarem przełączającym taryfy. W przypadku możliwości przepływu energii elektrycznej w dwóch kierunkach instaluje się dwa komplety liczników energii z blokadą ruchu wstecznego. Szczególne wymagania stawia się układom pomiaru energii w elektrowniach oraz na liniach wymiany międzynarodowej.

Ostatnio powszechnie stosuje się w stacjach elektroenergetycznych nowoczesne, elektroniczne liczniki pomiarowe, które umożliwiają pomiar energii zarówno oddawanej, jak i pobieranej.

Pomiar energii elektrycznej jest wykonywany w stacjach w układach pomiarowo-rozliczeniowych. Najistotniejszymi elementami tych układów są liczniki energii, przekładniki prądowe i przekładniki napięciowe.

Poprawna praca układów pomiarowo-rozliczeniowych wiąże się z koniecznością spełnienia określonych wymagań, przedstawionych poniżej w formie skrótowej. Wymagania te zostały oparte na instrukcji ruchu i eksploatacji sieci rozdzielczej wprowadzonej w oddziale jednego z koncernów energetycznych [45]. Instrukcja ta opiera się na rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przemysłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców. Przyjęte rozwiązania obowiązują również w innych regionach kraju.

Obciążenie przekładników prądowych i napięciowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych nie może przekraczać wartości dopuszczalnych. Moc znamionowa rdzeni i uzwojeń przekładników powinna zostać tak dobrana do przewidywanego obciążenia, aby zapewnić poprawną pracę układu pomiarowo-rozliczeniowego. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych nie należy przyłączać innych przyrządów, oprócz liczników energii elektrycznej. W przypadku podmiotów korzystających

z usług przesyłowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej o napięciu powyżej 1 kV przekładniki prądowe powinny mieć dwa rdzenie pomiarowe w klasie dokładności 0,5, służące wyłącznie do pomiaru energii elektrycznej. Przekładniki prądowe powinny być dostosowane do mocy umownej.

Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą mieć legalizację lub homologację zgodną z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku podmiotów, których dotyczą zasady bilansowania (np. zakłady przemysłowe przyłączone do sieci rozdzielczej), muszą posiadać układy synchronizacji czasu oraz układy realizujące zdalną transmisję pomiarów do właściwego operatora systemu dystrybucyjnego.

Układy pomiarowo-rozliczeniowe muszą być zainstalowane w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych, natomiast w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony.

System powinien mieć ujednolicony protokół transmisji danych pomiarowych, tak aby istniała możliwość zdalnego odczytu wskazań.

Dla odbiorców końcowych i wytwórców przyłączonych do sieci 110 kV i na liniach 110 kV wymagane są dwa równoważne układy pomiarowo-rozliczeniowe: podstawowy i rezerwowy.

W układach pomiarowo-rozliczeniowych na napięciu 110 kV należy instalować przekładniki prądowe i napięciowe o klasie dokładności co najmniej 0,5, a liczniki energii elektrycznej w tych układach powinny mieć klasę dokładności co najmniej 0,5 dla energii czynnej i 2 dla energii biernej. Układ powinien umożliwiać zdalną transmisję pomiarów.

W układach pomiarowo-rozliczeniowych na napięciu niższym niż 110 kV zaleca się w rozpatrywanych układach stosować przekładniki prądowe i napięciowe o klasie dokładności co najmniej 0,5, a liczniki energii elektrycznej w tych układach powinny mieć klasę dokładności co najmniej 1 dla energii czynnej i 2 dla energii biernej.

Rezerwowe układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny mieć klasę dokładności co najmniej 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej.

11.3. DODATKOWE UKŁADY POMIAROWE W STACJACH

W stacjach elektroenergetycznych instaluje się dodatkowo:

- rejestratory zakłóceń sieciowych,
- lokalizatory uszkodzeń sieciowych,
- układy do pomiaru stanu izolacji.

Rejestratory zakłóceń sieciowych instaluje się w celu wyjaśnienia rodzaju i przebiegu zakłóceń w pracy układu elektroenergetycznego na podstawie zarejestrowanych przebiegów prądów i napięć oraz zdarzeń zabezpieczeń przekaźnikowych i automa-

tyki sieciowej. Najczęściej rejestruje się: przebiegi napięć fazowych na szynach zbiorczych, prądów fazowych w polach zasilania podstawowego rozdzielnic, pobudzenia zabezpieczeń przekaźnikowych poszczególnych pól rozdzielnic, zadziałania automatyki sieciowej, impulsy wyłączające podawane na wyłączniki przez zabezpieczenia itp. W stacjach stosuje się rejestratory analogowe, które zapisują przebiegi na papierowych rolkach za pomocą pisaków, i coraz częściej rejestratory cyfrowe współpracujące z komputerami. Lokalizatory uszkodzeń sieciowych instaluje się w celu pomiarów odległości do miejsca uszkodzenia linii. Podczas pomiaru linia powinna być wyłączona spod napięcia.

Układy do pomiaru stanu izolacji instaluje się w celu wykrycia doziemienia w sieci o małym prądzie doziemnym. Najczęściej stosuje się układ trzech woltomierzy włączonych między poszczególne fazy i ziemię.

Odczyty przyrządów pomiarowych znajdujących się w nastawni są tradycyjnie notowane przez obsługę. W nowoczesnej nastawni wprowadza się powszechnie cykliczną automatyczną rejestrację odczytów pomiarów.

Rejestrator wielkości pomiarowych realizuje następujące wydruki:

- zestawienie istotnych wielkości pomiarowych w układzie tabelarycznym (w określonych odstępach czasu lub na żądanie operatora),
- rejestracja przekroczeń zadanych wartości z podaniem czasu wystąpienia tego przekroczenia oraz numeru punktu pomiarowego.

11.4. PRZYKŁAD POMIARÓW W STACJACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

Rozwiązania w zakresie pomiarów przedstawiono na przykładzie nowoczesnej przemysłowej stacji elektroenergetycznej 110/6 kV [46].

11.4.1. POMIARY W ROZDZIELNI 6 kV

Na rozdzielni 6 kV wielkości elektryczne są mierzone za pomocą modułu SEPAM 2000, przedstawionego na rysunku 11.1. Moduł ten, oprócz funkcji pomiarowej, pełni również funkcje zabezpieczeniowe i sterujące.

Podstawowe cechy tego urządzenia to:

- duża odporność na wpływy środowiska zewnętrznego, w tym także szkodliwego pola elektromagnetycznego,
- wbudowany sterownik PLC, dający możliwość realizacji skomplikowanych układów sterujących, modyfikacji sposobu działania funkcji zabezpieczeniowych i komunikacyjnych,
- wbudowany układ samokontroli,
- kontrola obwodów wtórnych skojarzonych łączników,

- przejście w stan bezpieczny w przypadku uszkodzenia lub braku zasilania zespołu SEPAM,
- wbudowany rejestrator zdarzeń i zakłóceń,
- chroniony hasłem dostęp do funkcji zmiany nastaw zabezpieczeń,
- możliwość współpracy z przekładnikami prądowymi o prądzie wtórnym 1 A lub 5 A oraz z przekładnikami Ferrantiego typu CSH,
- możliwość rozbudowy urządzenia przez dodanie dodatkowych modułów typu wejście–wyjście.



Rysunek 11.1. Panel SEPAM 2000

Urządzenie budowane jest w trzech wersjach (rozmiarach) kaset. Współpracuje z nim dołączana konsolka sterująca TSM 2001. Wszystkie zainstalowane w poszczególnych polach sekcji zespoły zabezpieczeń SEPAM 2000 są wyposażone w funkcje pomiaru [70]. W polach liniowych i w polach transformatora potrzeb własnych odbywa się pomiar wielkości przez SEPAM 2000 S04 oraz przez SEPAM 2035 S04.

Wielkości mierzone przez wymienione zespoły SEPAM, to:

- prądy fazowe,
- wartości szczytowe prądów fazowych,
- napięcia międzyfazowe,
- moc czynna i bierna,
- szczytowe obciążenie mocą czynną i bierną,
- współczynnik mocy,
- częstotliwość,
- energia czynna i bierna,

- składowa zerowa prądu,
- składowa zerowa napięcia.

Wartości wielkości mierzonych są wyświetlane na wyświetlaczu diodowym. Rodzaj aktualnej wielkości ustala się za pomocą przycisków mikrostrykowych na panelu modułu SEPAM. Urządzenie jest wyposażone w funkcję telepomiaru. Informacje o pomiarach trafiają na bieżąco w postaci cyfrowej do systemu komputerowego SYNDIS. Wyniki pomiarów są wyświetlane w sposób ciągły. Wszelkie przekroczenia wartości wielkości są przez system rejestrowane. Progi sygnalizacji przekroczeń są definiowane zgodnie z potrzebą obsługi.

11.4.2. POMIARY W ROZDZIELNI 110 kV

W rozdzielni 110 kV wartości prądów, napięć i mocy czynnej są mierzone za pomocą odpowiednich przekładników prądowych i napięciowych w sposób analogowy. Przyrządy pomiarowe dla każdej sekcji znajdują się w górnej, centralnej części szafy sterowniczej, przedstawionej na rysunku 8.4. Pomiar energii jest natomiast wykonywany przez dwa niezależne układy pomiarowe. Główny system pomiaru energii jest realizowany za pomocą elektronicznych liczników A1500 (jeden na jedną sekcję). Pomiar jest dokonywany cyfrowo, z zastosowaniem przetworników analogowo-cyfrowych typu Sigma-Delta. Liczniki mierzą moc czynną pobraną, sumę mocy biernych w każdym kwadrancie, moc czynną oddaną, moc bierną z podziałem na kwadranty oraz moc pozorną oddaną z możliwością podziału na taryfy.

Pomiar energii odbywa się z wykorzystaniem 22 kanałowych rejestratorów DATAWIN 512, w których znajduje się system radiowej synchronizacji czasu. W celach rozliczeniowych pomiary zużycia energii trafiają za pomocą modemu do przedsiębiorstwa energetycznego dostarczającego energię elektryczną.

11.4.3. LICZNIKI IMPULSOWE

Często w polach liniowych WN instaluje się liczniki impulsowe do rozliczeń zdalnych. Przykładem takiego rozwiązania jest licznik trójfazowy energii czynnej i biernej L3F. Licznik L3F służy do pomiaru energii czynnej prądu trójfazowego, w zakresie 10 (100) A w układzie bezpośrednim. L3F jest licznikiem jedno-, dwu-, trzy- lub czterotaryfowym, wyposażonym w złącze rozszerzeń, umożliwiające podłączenie dodatkowych przystawek rozszerzających funkcje licznika, m.in. pozwalających na realizację elektronicznej komunikacji z systemami zdalnego odczytu liczników np. poprzez sieć elektroenergetyczną niskiego napięcia, łącze komunikacyjne, modem radiowy oraz podłączenie zewnętrznego zegara sterującego przełączaniem taryf. Zegar sterujący umieszcza się w komorze przyłączonej. Licznik L3F ma klasę dokładności pomiaru równą 1 lub 2. Jest wyposażony w wyjście do komunikacji z urządzeniami zewnętrznymi za pomocą zaimplementowanych sprzętowo i programowo interfejsów komunikacyjnych. L3F dokonuje pomiaru mocy uśred-

nionej w 15-minutowych cyklach pomiarowych, zapamiętuje jej wartość maksymalną $P(15')_{\max}$ oraz zlicza (w postaci licznika przekroczeń mocy LpP) przekroczenia zadanego progu mocy maksymalnej P_{\max} , po czym porównuje liczbę przekroczeń z zaprogramowaną liczbą dozwolonych przekroczeń mocy (LpP_{\max}). Po osiągnięciu LpP_{\max} licznik może pobudzić wyjścia przekaźnikowe pozwalające na wyłączenie odbiorcy. Skasowanie mocy maksymalnej $P(15')_{\max}$ powoduje zwiększenie wartości licznika zmian (Lz), reagującego na zmianę nastawialnych parametrów licznika.

W liczniku typu L3F nie ma wewnętrznej baterii. Nie jest to wymagane, wszystkie parametry są bowiem przechowywane w pamięci EEPROM. W razie uszkodzenia obudowy, wyświetlacza lub innych elementów, dane są zachowane w pamięci i można je w łatwy i szybki sposób odzyskać.

Licznik jest wyposażony w 16-znakowy wyświetlacz LCD, umieszczony na płycie czołowej. W L3F jest wyjście komunikacyjne na podczerwień, wyjście impulsowe RS-232 do zdalnego odczytu pomiarów oraz przełącznik świetlny, służący do przeglądania danych na wyświetlaczu. Urządzenie ma możliwość pomiaru energii z podziałem do czterech taryf. Pomiar jest dwukierunkowy, niezależny od kierunku przepływu prądów czy kolejności faz.

Informacje o pomiarach wielkości elektrycznych mogą być przekazywane przez koncentrator zabezpieczeń do systemu komputerowego w postaci cyfrowej lub analogowej.

12. KOMPUTEROWE SYSTEMY WSPOMAGANIA, NADZOROWANIA I KIEROWANIA PRACĄ STACJI ELEKTROENERGETYCZNEJ

12.1. WPROWADZENIE

Proces prowadzenia ruchu stacji elektroenergetycznej jest skomplikowany i złożony. Wprowadzanie nowych rozwiązań w stacjach oraz obserwowany na przestrzeni ostatnich lat intensywny rozwój stacji elektroenergetycznych pod względem ilości i liczby zainstalowanych elementów, a także pod względem złożoności układów pracy powoduje wzrost wymagań stawianych obsłudze w zakresie sterowania i nadzoru.

Systemy kierowania pracą stacji były obecne w energetyce od dawna i stanowiły istotną pomoc dla dyspozytora. Stosowano w nich tradycyjne analogowe układy sterowania. Wraz z szybkim w ostatnim okresie postępem technicznym i informatycznym nastąpił istotny rozwój w technologii i technice sterowania. Spowodowało to zastąpienie sterowania w stacjach elektroenergetycznych centralnymi komputerowymi systemami sterowania i nadzoru. Wyposażone w odpowiednie oprogramowanie i współpracujące z urządzeniami informatycznymi i telemechanicznymi komputery mają więc coraz większe zastosowanie w stacjach elektroenergetycznych. Są one wykorzystywane do wielu czynności, np. zbierania i przekazywania bieżących informacji: o poborze mocy, kierunkach przepływu energii, jej parametrach w poszczególnych polach stacji, o aktualnych układach połączeń, stanie poszczególnych urządzeń elektroenergetycznych, układach automatyki i sygnalizacji itp.

Do głównych zadań systemu komputerowego stacji elektroenergetycznej należy ciągle nadzorowanie pracy stacji i współdziałanie z układami automatyki zabezpieczeniowej, układami sterowania, blokad i sygnalizacji. System powinien rejestrować zdarzenia, blokować nieprawidłowe czynności łączeniowe, korygować nastawy członów pomiarowych, kierunkowych, czasowych i innych zabezpieczeń. Powinien też być wyposażony w funkcję ułatwiającą prowadzenie ruchu stacji, taką jak wizualizacja, która umożliwia m.in. wyświetlanie aktualnych układów połączeń obwodów głównych, określanie stanu łączników, określanie rozplywu prądów i mocy. System powinien rejestrować i wyświetlać wartości najważniejszych wielkości oraz zbierać i przekazywać do właściwych punktów nadzoru i dyspozycji informacje o istotnych zdarzeniach, które wystąpiły na stacji elektroenergetycznej, takich jak: zmiana stanu położenia łączników, pobudzenie zabezpieczeń lub sygnalizacji przekroczenia granicznych wartości wybranych wielkości.

Wprowadzanie nowych komputerowych rozwiązań systemowych, takich jak np. programy typu SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) ma na celu uzyskanie wymiernych korzyści. W skali makro oczekuje się, że rezultatem ich stosowa-

nia będzie zwiększenie bezpieczeństwa elementów systemu elektroenergetycznego, poprawa pewności jego pracy, zwiększenie niezawodności zasilania odbiorców oraz poprawa wskaźników ekonomicznych, takich jak koszty produkcji, przesyłu i rozdziału energii czy nakłady na utrzymanie i eksploatację sieci. W nowoczesnych centrach dyspozytorskich główne komputery stacyjne współpracują z układami telemechaniki i umożliwiają oddziaływanie na wszystkie ważniejsze parametry stanu sieci elektroenergetycznej. Odpowiedzialność za drogą wyposażenie sieci elektroenergetycznej i właściwa jej eksploatacja oraz konieczność zapewnienia dobrych parametrów energii usprawiedliwia stosunkowo duże nakłady, jakie ponosi się na instalację takich nowoczesnych systemów sterowania.

Systemy nadzorowania i kierowania pracą sieci można podzielić na poziomy:

1. Poziom pola – poziom urządzeń obiektowych, który obejmuje:
 - liczniki elektroniczne i analizatory parametrów sieci – pomiar i rejestracja mocy, energii czynnej i biernej oraz wartości chwilowych (moc, napięcie, prąd, współczynnik mocy),
 - sterowniki PLC – pełniące funkcję sterowników telemechaniki – odczyt stanu łączników,
 - zabezpieczenia cyfrowe – stanowią m.in. źródło danych pomiarowych i bilansowych.
2. Poziom stacji – poziom koncentratorów i transmisji danych, który tworzą zainstalowane w każdej rozdzielni koncentratory, do których podłącza się urządzenia pomiarowe. Dane do serwerów są przesyłane za pomocą magistrali RS 485 lub światłowodów.
3. Poziom centrum nadzoru – poziom administracji systemu, gdzie zainstalowano:
 - serwer systemu monitorowania do odczytu i archiwizacji danych pomiarowych oraz dwustanowych,
 - serwer systemu rozliczeniowego do odczytu i archiwizacji danych rozliczeniowych,
 - stacje operatorskie – komputerowe stacje operatorskie

System typu SCADA realizuje zadania na poziomie centrum nadzoru i kontroli sieci. Zajmuje się zbieraniem danych z poszczególnych stacji elektroenergetycznych oraz umożliwia prezentację aktualnego stanu sieci, tzn. rozplywu mocy i topologii sieci, oraz występujących ostrzeżeń i alarmów.

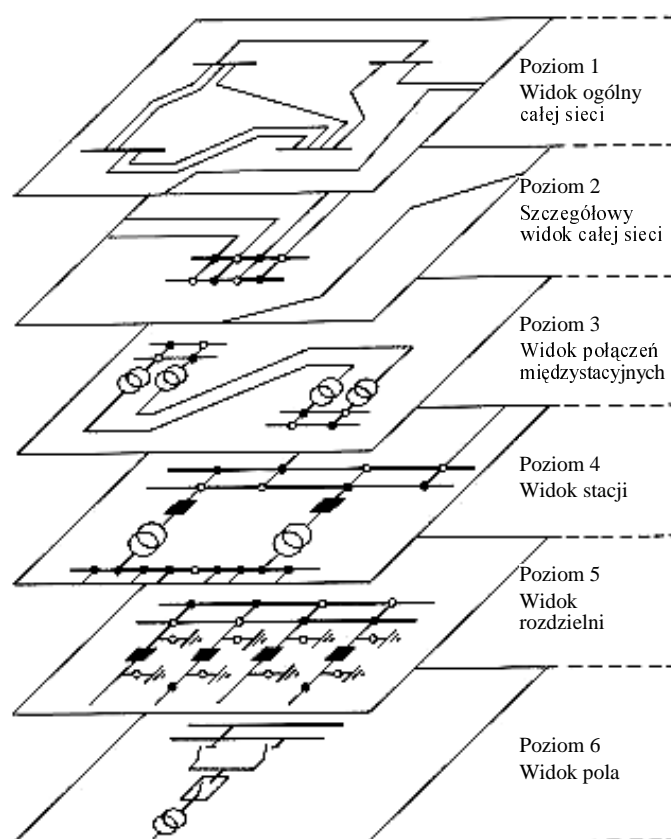
Nowoczesne systemy SCADA, mając dostęp do danych w czasie rzeczywistym – *Online* – i przygotowując je do optymalizacji pracy sieci, stwarzają nowe możliwości ich wykorzystania.

Standardowe właściwości systemu SCADA obejmują:

- multiscreening (obsługa wielu monitorów),
- obsługa myszą,
- szybkie wyszukiwanie schematów, np.: stacji z list alarmowych, dziennika itp.,
- niestosowanie okien, zakrywających schematy sieci,
- online-help,

- przejrzyste listy zadań,
- pełne topologiczne zabarwienie sieci,
- tryb testowania.

Stanowisko dyspozytora (zazwyczaj kilka stanowisk) zawiera zestaw monitorów do wizualizacji różnych informacji nanoszonych na obraz sieci o różnych poziomach szczegółowości. Przykład prezentacji uszczegółowionych poziomów sieci przedstawiono na rysunku 12.1. Dodatkowo system SCADA, za pośrednictwem modułu sterowania makietą synoptyczną sieci, uwidacznia podstawowe informacje na tej makiecie lub wyświetla za pomocą projektora na płaszczyźnie o dużym formacie.



Rysunek 12.1. Prezentacje uszczegółowionych poziomów sieci w ramach systemu SCADA

W dalszej części rozdziału przedstawiono szczegółowo dwa najczęściej spotykane w stacjach elektroenergetycznych systemy wspomaganie, nadzorowania i kierowania: SYNDIS i WindEx. Omówiono również dwa inne systemy tego typu: PRINS i IFIX oraz systemy eSPIM, ETNA, SICAM SAS, będące często uzupełnieniem typowych systemów nadzorowania i kierowania.

12.2. SYSTEM SYNDIS

12.2.1. STRUKTURA I ZAKRES ZASTOSOWANIA

System SYNDIS jest rozproszonym systemem czasu rzeczywistego przeznaczonym do nadzorowania stacji i sieci elektroenergetycznych, wspomaganie pracy dyspozytorów w dyspozycjach różnych szczebli, powiązanych ze sobą obszarowo i operacyjnie [81, 82, 87]. W przypadku istnienia odpowiednich połączeń komunikacyjnych umożliwia wspólne korzystanie z zasobów sprzętowych i struktur informatycznych przez różne dyspozycje, w tym również w zakresie sterowania, z możliwością dynamicznej zmiany uprawnień. Rozwinięcie nazwy systemu SYNDIS określa najogólniej docelowe funkcje systemu: *system nadzoru, doradztwa i sterowania*.

System jest wykonywany w technologii rozproszonych i rozdzielonych serwerów usług systemowych i aplikacyjnych oraz stacji roboczych. W zależności od wielkości system serwery te mogą pracować na jednym lub wielu komputerach. Serwery obsługi procesów czasu rzeczywistego i baz danych mogą być dublowane w celu zwiększenia współczynników operatywności systemu.

System jest wyposażony we wszystkie mechanizmy zarówno w warstwie oprogramowania i warstwie sprzętowej, pozwalające na komunikację oraz import i eksport danych ze wszystkich systemów telemechaniki stosowanych w polskiej energetyce, jak i interfejsy do wymiany danych z innymi aplikacjami informatycznymi, korzystającymi z powszechnie stosowanych w Polsce platform programowych (Windows, Unix, Netware), sprzętowych i komunikacyjnych.

System SYNDIS realizuje określone zadania w trzech warstwach: dyspozytorskiej, komunikacyjnej i obiektowej.

Podstawowe zadania systemu SYNDIS można sprowadzić w warstwie dyspozytorskiej do:

- wizualizacji i rejestracji stanów, zdarzeń oraz pomiarów w oddalonych obiektach lub systemach,
- rejestracji zachowań dyspozytora i jego reakcji na zachodzące zdarzenia,
- sterowania oddalonymi urządzeniami w obiektach energetycznych poprzez różne media komunikacyjne,
- sterowania tablicą synoptyczną,
- wizualizacji danych i parametrów technicznych z bazy danych o obiektach i urządzeniach energetycznych istotnych dla procesu decyzyjnego, realizowanego przez dyspozytora.

Informacje niezbędne do wizualizacji i rejestracji mogą być wprowadzane do systemu za pomocą tradycyjnych urządzeń telemechaniki wprost z nadzorowanych obiektów, za pośrednictwem sieci informatycznych z innych systemów komputerowych lub ręcznie z klawiatury operatora.

Zadania systemu SYNDIS w warstwie komunikacyjnej polegają na bezbłędnej transmisji danych, zapewniającej przepływ informacji, z priorytetem dla sterowań

i informacji o stanach krytycznych obiektów energetycznych oraz o stanach awaryjnych urządzeń torów komunikacyjnych.

Zadania w warstwie obiektowej wiążą się z:

- zbieraniem poprzez RTU (*Remote Terminal Unit*) informacji o stanie obiektów,
- sterowaniem urządzeniami,
- sygnalizacją o występującej niesprawności lub stanach zagrożenia stacji elektroenergetycznej.

System SYNDIS składa się z następujących elementów:

- urządzenia do zbierania danych o aktualnym stanie i zmianach stanu zestyków pomocniczych łączników i aparatury,
- urządzenia do pomiarów bezpośrednich oraz z przetworników telemetrycznych wartości różnych wielkości elektrycznych,
- przetworniki telemetryczne z wyjściem analogowym lub cyfrowym różnych wielkości elektrycznych i nieelektrycznych,
- urządzenia sterujące aparaturą łączeniową oraz urządzeniami automatyki i zabezpieczeń,
- wskaźniki stanów i pomiarów,
- manipulatory i terminale sterownicze,
- komputery sterownicze – koncentratory – łączące poszczególne urządzenia IED (*Intelligent Electronic Device*), takie jak zabezpieczenia, terminale sterownicze, liczniki energii, regulatory napięcia i inne,
- komputery realizujące funkcje obliczeniowo-przetwarzające,
- urządzenia do kontroli synchronizmu,
- sprzęgi i konwertery do łączenia urządzeń wyposażonych w różne interfejsy,
- lokalne stanowisko nadzoru i sterowania,
- oprogramowanie diagnostyczne, symulacyjne oraz parametryzujące.

Modelową konfigurację systemu nadzoru SYNDIS przedstawiono na rysunku 12.2 [81]. System może współpracować przez interfejsy komputerowe z urządzeniami automatyki, sterowania i pomiarów różnych firm, takimi jak: zabezpieczenia, przetworniki pomiarowe, regulatory napięcia, sterowniki obiektów, rejestratory zakłóceń, liczniki energii, układy rozliczeniowe energii, zasilacze.

Podstawowe funkcje systemu SYNDIS są realizowane z użyciem zaznaczonej minimalnej konfiguracji systemu. Opcjonalne podzespoły systemu służą do zwiększenia niezawodności jego pracy i pełniejszego wykorzystania. Niezawodność systemu może być zwiększona przez zdublowanie komputera komunikacyjnego w zakresie określonym przez właściwości zewnętrznych urządzeń z nim współpracujących, zdublowanie serwera aplikacji SYNDIS oraz zwielokrotnienie dróg i kanałów transmisji.

Modułowa architektura oprogramowania oraz rozwiązania sprzętowe umożliwiają rozszerzanie funkcji systemu SYNDIS do wymagań każdego użytkownika.

System dyspozytorski SYNDIS składa się z:

- głównego systemu dyspozytorskiego,
- podsystemu komunikacyjnego,
- podsystemu sterowania tablicą synoptyczną.

Główny system dyspozytorski SYNDIS może być realizowany na dowolnej liczbie stanowisk dyspozytorskich. Każde stanowisko powinno być wyposażone w odpowiednie mikrokomputery, klawiaturę i mysz oraz dwie drukarki. Pierwsza jest przeznaczona do drukowania dziennika zdarzeń, druga natomiast do drukowania raportów, zestawień itp. Przy jednym stanowisku dyspozytorskim może być obsługiwane maksymalnie 4 monitory kolorowe.

System dyspozytorski SYNDIS umożliwia realizację następujących czynności:

- dialog dyspozytora z systemem za pomocą menu i okienek,
- obserwacja schematów stacji i sieci o kilku poziomach szczegółowości, z możliwością płynnego przewijania obrazu w czterech kierunkach,
- odzwierciedlanie stanu obiektu na schematach sieci i stacji w czasie rzeczywistym,
- wyświetlanie i drukowanie: dzienników zdarzeń przedsiębiorstwa, rejonu lub stacji, schematów sieci i stacji, zbiorczej informacji o stacjach oraz raportów, bilansów, zestawień, tabel i wykresów,
- przewijanie dzienników zdarzeń i list alarmowych, w zakresie kilkuset zdarzeń,
- dopisywanie informacji do dzienników zdarzeń przez dyspozytora,
- archiwizacja dzienników zdarzeń z możliwością tworzenia wydruków wybranych zdarzeń za pośrednictwem filtrów,
- archiwizacja wartości analogowych z zadaniem kwantem czasu, z możliwością tworzenia wydruków wybranych pomiarów z użyciem filtrów,
- zaawansowana analiza graficzna pomiarów analogowych z archiwum,
- tworzenie przez dyspozytora notatników (za pomocą pełnego edytora tekstów), z możliwością wpisywania wybranych komunikatów dziennika zdarzeń i list alarmowych do notatnika ogólnego,
- obsługa poleceń dyspozytora (w tym poleceń sterowniczych) wprost ze schematów dla poszczególnych elementów pól, pól i całych stacji,
- sterowanie tablicą dyspozytorską, testowanie tablicy,
- definiowanie, wyświetlanie, drukowanie układu normalnego przez dyspozytora,
- odzwierciedlanie na schematach stacji i sieci działania wybranych funkcji oraz operacji schematowych,
- wizualizacja ciągów liniowych beznapięciowych i doziemnionych,
- przekazywanie i pobieranie informacji do i z innych systemów SYNDIS oraz aktualizacja parametrów,
- wprowadzanie wartości pomiarów przez dyspozytora, dla pomiarów niestelemechanizowanych,

- obliczanie wartości pośrednich U, I, P, Q w przypadku braku pomiarów bezpośrednich,
- badanie przekroczenia granic wartości analogowych (tzw. limitów ostrzegawczych i alarmowych, górnych i dolnych),
- retransmisja wybranych zbiorów danych obiektowych do innego szczebla zarządzania siecią elektroenergetyczną,
- tworzenie i modyfikacja schematów sieci i stacji, raportów, bilansów, zestawień, tabel oraz aktualizacja parametrów systemu w czasie rzeczywistym bezpośrednio na stanowisku dyspozytorskim lub innym komputerze bez konieczności wymiany pamięci stałych,
- edycja i wyświetlanie metryki linii (WN, SN, nn),
- autotestowanie systemu,
- eksport danych do arkusza kalkulacyjnego Excel,
- eksport (import) danych do (z) zewnętrznej bazy danych dla każdego obiektu,
- współpraca z zabezpieczeniami cyfrowymi i rejestratorami zakłóceń,
- współpraca z systemami pracującymi w systemie sieciowym Novell i systemem Unix.

Podsystem komunikacyjny jest zbudowany z zastosowaniem mikroprocesorowych sterowników MS i realizuje komunikację poprzez dowolne media transmisyjne z systemami obiektowymi SYNDIS, dowolnymi urządzeniami telemechaniki oraz z innymi centrami dyspozytorskimi. Podsystem ten pracuje w dwóch trybach: normalnym i buforowym. Praca normalna przebiega przy pełnej współpracy podsystemu centralnego i podsystemu sterowania tablicą dyspozytorską z obiektem. Praca buforowa odbywa się w przypadku braku lub niesprawności podsystemu centralnego, wówczas system przechodzi w tryb rejestracji zdarzeń.

Podsystem sterowania tablicą synoptyczną realizuje rozkazy sterowania punktami świetlnymi, wysyłane przez podsystem komunikacyjny. W celu oznaczenia różnych rodzajów zdarzeń wprowadzono w nim dwie częstotliwości migania punktów świetlnych oraz dwa współczynniki wypełnienia. W podsystemie możliwe jest autotestowanie oraz testowanie diod LED tablicy, z możliwością gradacji adresowania od pojedynczego punktu aż do całego modułu.

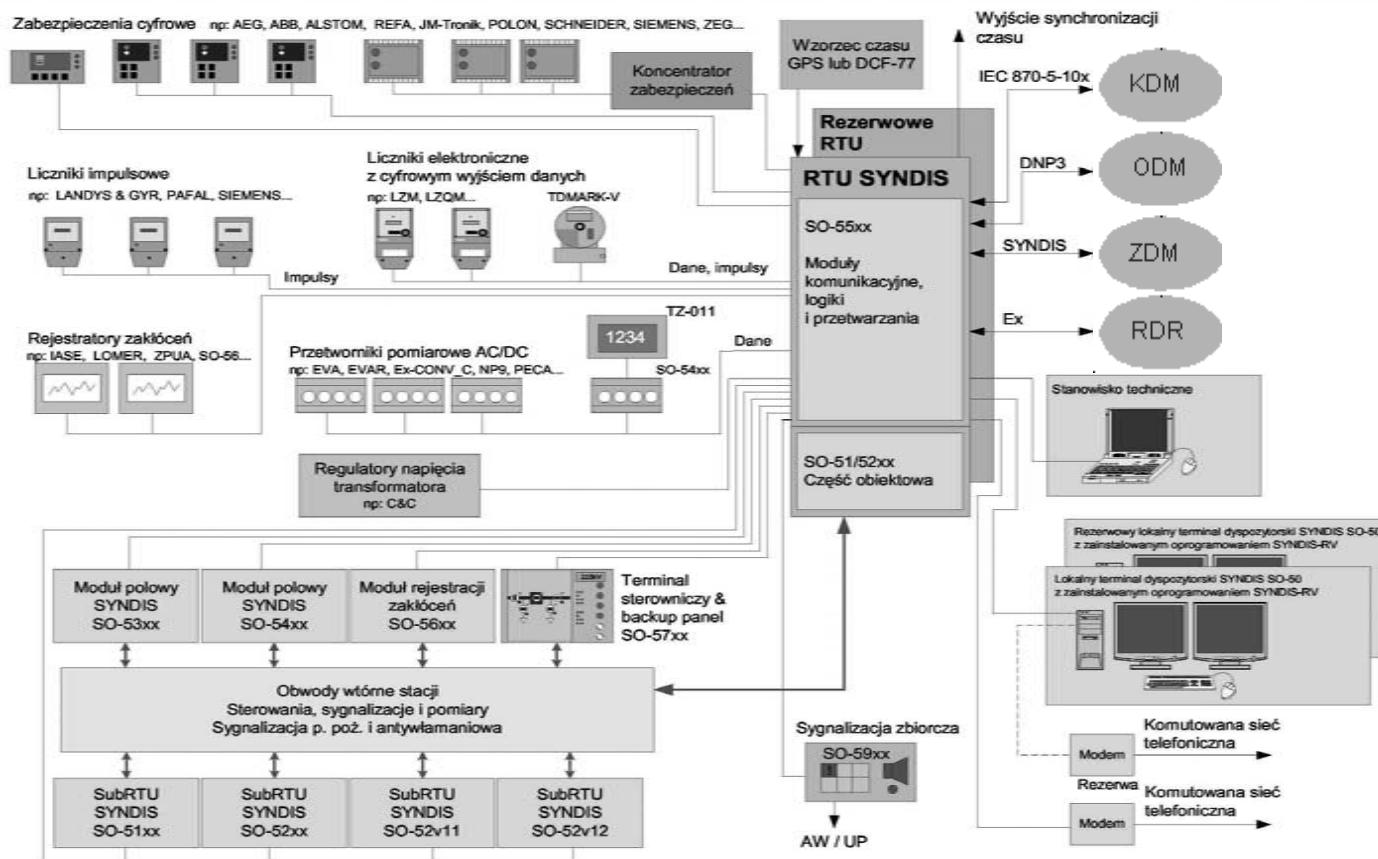
System obiektowy SYNDIS w wersji SO-5 stanowi uniwersalny modułowy system do tworzenia wirtualnego zespołu RTU, będącego elementem kompleksowego systemu nadzoru i sterowania stacji obsługowych i bezobsługowych oraz sieci elektroenergetycznych 400, 220, 110, 20, 15 kV. Pozwala on na zintegrowanie znajdujących się na stacjach elektroenergetycznych wielu urządzeń produkowanych przez różnych producentów. Urządzenia te zwykle mają niespójne interfejsy logiczne i nie mogą być jednocześnie podłączane wprost do kanału transmisyjnego. Konieczne jest wprowadzenie na stację urządzenia, które od strony obiektu pozwalałoby przyjmować dane z obwodów wtórnych stacji bezpośrednio lub też pośrednio z innej aparatury elektronicznej, od strony zaś centrów nadzoru umożliwiłoby odpowiedni rozdział i wybór danych, których pełne, zdalne pozyskanie w czasie

rzeczywistym jest niemożliwe ze względu na brak odpowiednio dużej przepustowości kanałów transmisyjnych. Urządzenie to powinno również umożliwiać zdalne sterowanie obiektem z różnych dyspozycji, a także – wykorzystując połączenia pomiędzy urządzeniami – zapewnić realizację wybranych funkcji automatyki. Transmisja danych ze stacji i do stacji powinna się odbywać jednocześnie z kilkoma ośrodkami, z możliwością – indywidualnego dla każdego kanału – zdefiniowania zakresu przesyłanych informacji i poleceń. Użyty sposób transmisji powinien (z poziomu aplikacji) zapewniać transmisję nieprzekłamaną i bez ubytków, uwzględniając specyfikę procesów zachodzących na stacjach, jak i specyfikę torów transmisyjnych. System SO-5 jest zbiorem urządzeń, programów i technologii pozwalającym na realizację wirtualnego RTU, spełniającego praktycznie wszystkie wymagane od tego typu urządzeń funkcje i dostosowanego do zindywidualizowanych potrzeb i wymagań użytkownika. Modularność, zarówno sprzętu, jak i oprogramowania, umożliwi łatwą budowę systemów o różnym stopniu skomplikowania. Wirtualny charakter systemu pozwala na widzenie zespołu różnych, przyłączonych do jednostki komunikacyjnej aparatów jako logicznie jednego urządzenia, połączonego poprzez standardowy protokół wymiany informacji. System SO-5 składa się z modułowych sterowników SO-5xxx, które w zależności od wykonania i oprogramowania mogą przyjmować różną liczbę sygnałów o różnych parametrach.

Sterownik komunikacyjny SO-55xx jest najczęściej stosowanym sterownikiem w systemie SYNDIS i stanowi jego podstawowy element [82].

Sterownik komunikacyjny daje możliwość:

- realizacji funkcji telemechaniki i automatyki scentralizowanej, rozproszonej lub mieszanej,
- tworzenia lokalnych stanowisk nadzoru i sterowania (SCADA i (lub) EMS),
- kaskadowego połączenia sterowników,
- budowy systemu zgodnie z potrzebami użytkownika oraz rozbudowy w późniejszych okresach,
- redundancji wybranych modułów w celu podniesienia współczynnika dyspozycyjności systemu,
- zdalnego definiowania parametrów we–wy z poziomu nadrzędnego systemu dyspozytorskiego lub z komputera serwisowego,
- przesyłania definicji do różnych urządzeń,
- dołączenia do telegramu informacji o zdarzeniach z różnych urządzeń oraz przesyłania stanów łączników i urządzeń, a także realizacji funkcji automatyk lokalnych,
- podłączenia zabezpieczeń cyfrowych (np. produkcji ABB, AEG, REFA, SIEMENS), rejestratorów zakłóceń, liczników energii itp. oraz parametryzowania nastaw z poziomu stacyjnego lub oddalonych systemów dyspozytorskich,



Rysunek 12.2. Przykładowa konfiguracja systemu SYNDIS z użyciem koncentratora SO-55xx (współpraca z systemem Ex na poziomie RDR)

- jednoczesnej współpracy z kilkoma centrami dyspozytorskimi, w przypadku uszkodzenia łączy transmisyjnego sterownik pracuje w trybie rejestratora zdarzeń; odczyt zgromadzonych danych następuje po powrocie transmisji,
- ciągłej synchronizacji czasu z poziomu nadrzędnego oraz lokalnie z zegara satelitarnego systemu GPS lub sygnałem radiowym DCF77,
- podłączenia komputera serwisowego do uruchomienia, testowania i programowania parametrów,
- współpracy z lokalnym centrum dyspozytorskim,
- archiwizacji wszystkich zdarzeń w systemie.

Podłączone do systemu dyspozytorskiego na stacji lokalnej urządzenia systemu w wersji SO-5 tworzą razem ze współpracującymi urządzeniami zintegrowany lokalny system nadzoru stacji. Warunkiem poprawnej współpracy wszystkich modułów systemu SYNDIS i spójności pozyskanych przez niego danych jest zapewnienie zgodności czasu i daty w zegarach wszystkich współpracujących w ramach systemu urządzeń, z dokładnością odpowiednią dla danej klasy aparatów. Spełnienie tego warunku zapewniają specjalizowane moduły sprzętowo-programowe użyte we wszystkich urządzeniach systemu.

Czas w systemie synchronizuje się za pomocą dołączonego do jednego z komputerów zegara GPS (alternatywnie DCF77).

System umożliwia prezentację zmian stanów aparatury łączeniowej, zabezpieczeniowej i kontrolnej, pomiarów w sposób dający operatorowi poczucie bezpośredniego kontaktu z obiektami. Czasy reakcji, z pominięciem opóźnień torów transmisyjnych, są zbliżone do jednej sekundy. Operacje wyboru poszczególnych opcji są praktycznie natychmiastowe. Wszystkie przychodzące informacje są natychmiastowo przetwarzane i w czasie kilku sekund generowane komunikaty są przekazywane operatorom.

Graficzny interfejs użytkownika jest aplikacją okienkową, zgodną z naturalnym interfejsem Windows, wyposażoną w rozwiązania, ułatwiające pracę operatora, m.in. możliwość wyświetlania plansz prezentacyjnych zawierających: schematy, mapy, plany oraz rysunki praktycznie dowolnych rozmiarów, z dowolną liczbą elementów. Wyświetlanie jest realizowane w technice wektorowej z możliwością używania elementów bitmapowych, w tym zdjęć. Prezentowane obrazy mogą być powiększane lub pomniejszane praktycznie w dowolnych zakresach. Widoczny obraz jest cały czas odświeżany. Zarówno stany elementów, jak i wartości pomiarów są stale aktualne. Wszystkie elementy mogą być indywidualnie skalowane.

12.2.2. OPIS WYBRANYCH FUNKCJI I MOŻLIWOŚCI SYSTEMU

System SYNDIS oferuje bardzo wiele różnorodnych funkcji i możliwości pozwalających w pełni dyspozytorowi na kierowanie pracą stacji elektroenergetycznej. Główne funkcje systemu przedstawiono i omówiono w sposób skrótowy [87]. Należą do nich:

- prezentacja schematu sieci,
- prezentacja stanu urządzeń na planszach,
- prezentacja sieci i stacji elektroenergetycznych,
- sposoby selekcji obiektów,
- operacje makietowe,
- dziennik dyspozytorski i listy informacyjne,
- sterowanie (blokady i uprawnienia),
- przekazywanie kompetencji,
- bilanse,
- prezentacja układu normalnego,
- symulator treningowy,
- eksport danych,
- rejestry i dzienniki operacyjne,
- sygnalizacja świetlna i akustyczna alarmów,
- profile użytkownika,
- administracja i diagnostyka systemu,
- wykresy,
- moduł analiz topologicznych,
- prezentacja braku zasilania.

Prezentacja schematu sieci stanowi jedną z kluczowych funkcji systemu SYNDIS. Schemat sieci jest przedstawiany na płaszczyźnie, na którą rzutowane są obiekty połączone w logicznie konfigurowane warstwy. Wygląd schematu jest dowolny i zależy wyłącznie od projektanta.

Schemat sieci może, podobnie jak inne schematy, mieć wiele reprezentacji – poziomów. System nie stwarza w tym względzie ograniczeń ilościowych i jakościowych. Możliwe jest tworzenie schematów szczegółowych, uproszczonych w różnych stopniach, schematów na podkładach geodezyjnych, mapowych, planach itp.

Każdy element schematu może być obiektem podlegającym określonym regułom przetwarzania, zwłaszcza linie są obiektami, których kolor może stanowić atrybut wskazujący w danym kontekście na stan linii (np. czy jest ona bez napięcia, czy jest uziemiona itp.).

Schematy sieci mogą być połączone ze schematami stacji w jednym projekcie. Wybór aktualnie oglądanego poziomu jest określony przez wielkość bieżącej skali.

Sekcje na schemacie sieci mogą być wyróżnione kolorem linii, szyn, stacji itp., różnym dla każdej niezależnej sekcji, zaznaczone opisem, numerami lub usytuowaniem itp., zgodnie z życzeniem użytkownika. Początkiem sekcji jest umowne źródło zasilania, czyli np. generator, pole zasilające, transformator, szyna, linia lub łącznik.

Kolorowanie odbywa się w trybie on-line i jest modyfikowane po każdej zmianie topologii sieci. Funkcja ta stanowi jeden z elementów modułu analizy topologicznej. Realizuje się automatycznie i samoczynnie po narysowaniu schematu i zdefiniowaniu połączeń. Nie wymaga dodatkowej edycji. Powiązane topologicznie sieci mogą się

znajdować w różnych planszach. Kolorowaniem objęte mogą być elementy schematów oraz map.

Prezentacja stanu urządzeń na planszach jest następną ważną funkcją systemu. W systemie są prezentowane aktualne stany głównych parametrów obiektów oraz ich atrybuty na planszach prezentacyjnych i w różnego rodzaju listach. Należą do nich: aparatura łączeniowa, układ systemów szyn zbiorczych, transformatory, linie elektroenergetyczne.

Pomiary i wyniki funkcji obliczeniowych w czasie rzeczywistym mogą być prezentowane:

- na schematach w dowolnych miejscach, stany alarmowe i ostrzegawcze sygnalizowane są poprzez atrybuty,
- w oknach pomocniczych,
- w arkuszach Excela,
- w oknach aplikacji bazodanowych,
- na wykresach różnego typu,
- w postaci wskaźników analogowych imitujących tradycyjne mierniki tablicowe o kolorze określonym przez aktualny stan atrybutów (np. czerwony – przekroczenie granic alarmowych).

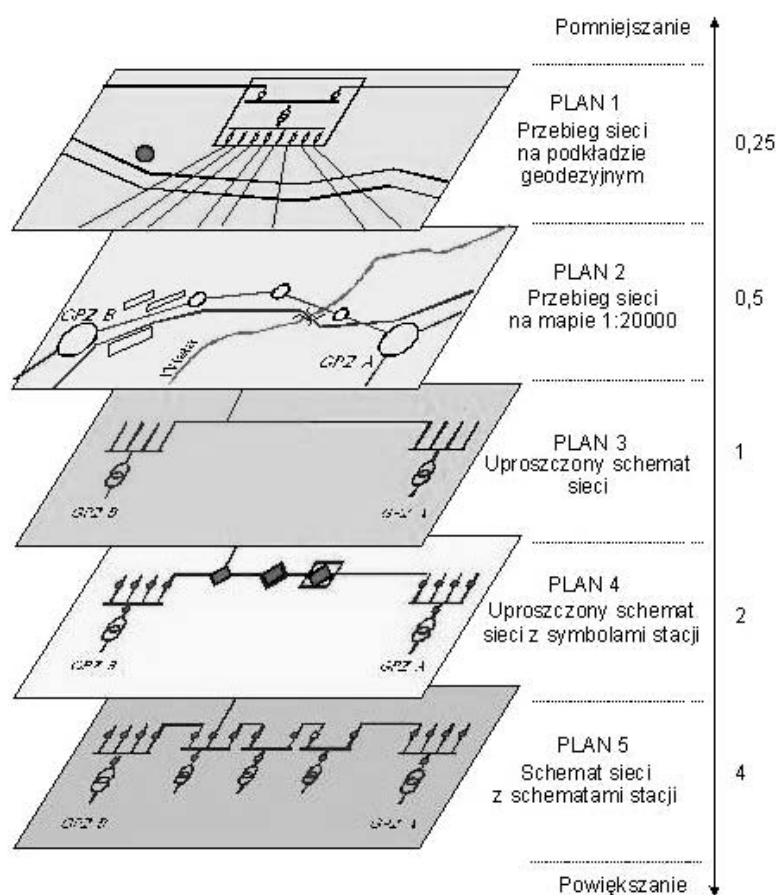
Sygnalizacja ostrzegawcza jest prezentowana na planszach w postaci tekstów lub symboli o różnej postaci dla każdego ze stanów.

Wskaźniki blokad sterowniczych są prezentowane w postaci oddzielnych elementów graficznych lub atrybutów sterowanych elementów.

Prezentacja sieci elektroenergetycznych stacji stanowi jedną z najistotniejszych aplikacji systemowych dla dyspozytora. Program umożliwia rysowanie dowolnych rysunków z zastosowaniem mechanizmów warstwowości, w szczególności rysunkami mogą być mapy, zarówno wektorowe, jak i rastrowe, z naniesionymi w oddzielnych warstwach schematami, które w części mogą się pokrywać z fizycznym przebiegiem linii i być reprezentowane w układzie geodezyjnym, w części prezentowane symbolicznie w sposób pozwalający na przedstawienie schematu elektrycznego rozdzielni i aparatury łączeniowej. Schematy te, niezależnie od poziomu napięcia, mogą być kolorowane poprzez moduł analiz topologicznych. Moduł ten zapewnia możliwość wykonywania analiz pomiędzy różnymi schematami. Schematy na tym samym podkładzie mapowym mogą być prezentowane w różnych wariantach możliwych do wybrania, w zależności od kontekstu i skali, w których są oglądane. Sposób prezentacji zależy wyłącznie od inwencji projektanta.

Schematy stacji mogą mieć wiele reprezentacji, np. schematy uproszczone, schematy szczegółowe na potrzeby prowadzenia ruchu, schematy szczegółowe na potrzeby eksploatacji. Wygląd schematów może być dowolny i zależy wyłącznie od inwencji projektanta. Powinien być również dostosowany do potrzeb, wymagań i wygody użytkownika.

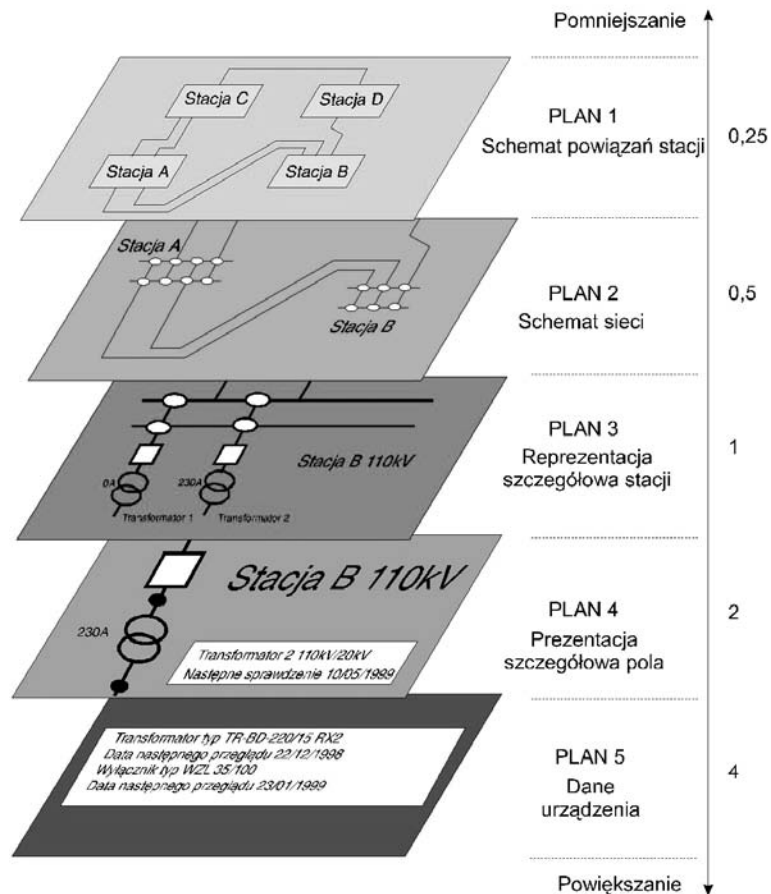
Sposoby prezentacji schematów w programie SYNDIS przedstawiono na rysunkach 12.3 i 12.4, przykład prezentacji natomiast na rysunku 12.5.



Rysunek 12.3. Sposoby prezentacji w systemie SYNDIS (I)

Sposoby selekcji obiektów mają zasadniczy wpływ na prostotę obsługi systemu SYNDIS. System traktuje każdy element graficzny jako obiekt o określonym zespole cech, które mogą być wykorzystane do realizacji, zdefiniowanych przez projektanta lub automatycznie tworzonych przez system, reguł przetwarzania, ustalających atrybuty obiektów, które następnie mogą być użyte do selekcji obiektów według różnych kryteriów i zasad.

System zapewnia selekcję poprzez wybranie obiektów mających określone cechy lub właściwości zdefiniowane wprost w systemie lub będące wynikiem selekcji w skojarzonej zewnętrznej bazie danych.

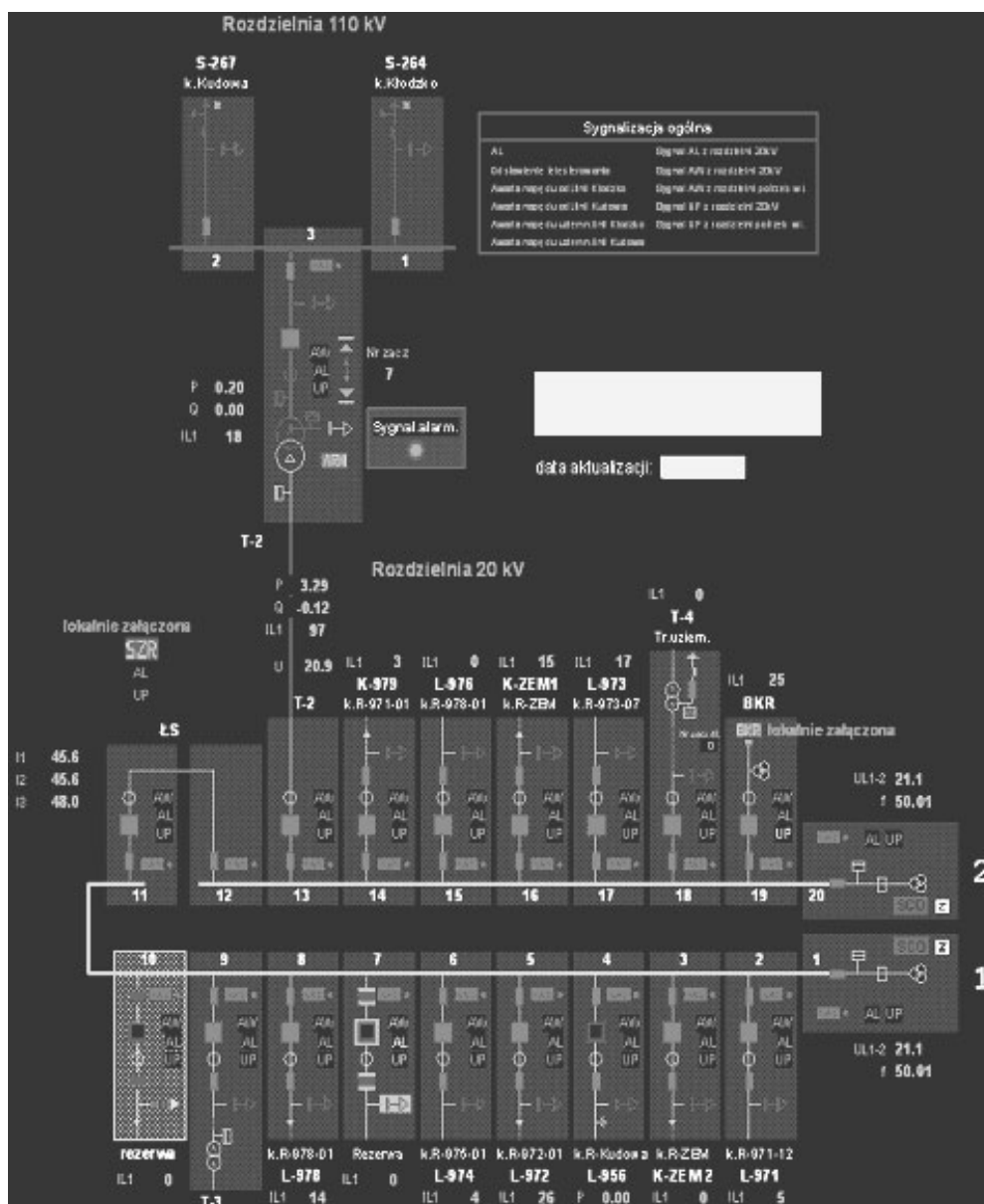


Rysunek 12.4. Sposoby prezentacji w systemie SYNDIS (I)

Wynik tej selekcji może być prezentowany:

- na schematach przez specyficzne kolorowanie obiektów lub dotyczących ich opisów oraz przez zmianę kształtu obiektów lub zamianę reprezentujących je symboli,
- w listach lub zestawieniach poprzez zaakcentowanie wyselekcjonowanych obiektów w charakterystyczny sposób,
- w listach lub w zestawieniach zawierających tylko wyselekcjonowane elementy.

System umożliwia tworzenie wielu dzienników zdarzeń, list alarmowych i list aktywnych ostrzeżeń, z selektorami filtrującymi każdy element komunikatu niezależnie. Dzięki temu możliwe jest tworzenie klas i grup informacyjnych o różnym stopniu szczegółowości i priorytetach. Sygnalizacje, alarmy i ostrzeżenia mogą tworzyć zbiorcze elementy pośrednie, generujące syntetyczne zdarzenia wspomagające pracę operatora.



Rys. 12.5. Prezentacja schematu rozdzielni 110 kV i 20 kV w stacji GPZ 110 kV/20 kV (schemat pozbawiono danych identyfikacyjnych)

Operacje makietowe stanowią jedną z funkcji systemu ułatwiających eksploatację stacji elektroenergetycznej. Aplikacja ta umożliwia umieszczanie na planszach marek-rów przypominających określone operacje, stany i informacje wymagające szczególnego traktowania, np. praca brygad, uziemienia, doziemienia, uszkodzenia, podłącze-

nie generatora, rozmostkowania, notatki. Realizowane są one metodą „przeciągnij i upuść” (*drag and drop*). Markery operacji makietowych mogą mieć unikatową cechę zachowania swojego rozmiaru niezależnie od skali rysunku, co pozwala na ich zauważenie przy znacznych zmianach skali.

Dziennik dyspozytorski i listy informacyjne stanowią ważną ze względu na sprawozdawczość i kontrolę aplikację systemową.

Informacje generowane przez system SYNDIS są prezentowane przez następujące narzędzia systemowe:

1. Dziennik dyspozytorski (dziennik zdarzeń) jako miejsce rejestracji zdarzeń, z możliwością filtrowania danych i generacją kolejnych dzienników, tzw. potomnych. Dziennik standardowo zawiera ostatnich 1000 komunikatów i jest przeznaczony przede wszystkim do analiz krótkoterminowych.
2. Archiwum dziennika, wywoływane niezależnie od dziennika z ikony na pulpicie, zawierające do 5000 komunikatów, z możliwością wstępnego określenia przedziału czasu, którego dotyczyć ma analiza, wykorzystywane do analiz długoterminowych.
3. Listę alarmów – dla całego systemu wywoływaną z ikony wraz z zestawieniem alarmów według priorytetów.
4. Listę ostrzeżeń – dla całego systemu wywoływaną z ikony lub z aktywnych elementów graficznych przywiązanych do stacji w postaci listy ostrzeżeń stacji i listy ostrzeżeń pola.

Dziennik zdarzeń stanowi dokument pracy systemu, w tym także dyspozytorów. Wszystkie zdarzenia są rejestrowane z cechą czasu i daty, a dalej – zależnie od typu komunikatu – następują informacje związane z nazwą, stanem, wartością przekroczonego pomiaru, tekstem ostrzeżenia lub wprowadzoną informacją przez operatora oraz skrótowo określonym miejscem przekazywania sygnału.

Sterowanie stanowi jedną z kluczowych funkcji systemu SYNDIS. Poszczególne elementy sieci elektroenergetycznej są sterowane bezpośrednio ze stanowiska dyspozytora ruchu sieci. Po kliknięciu na wybrany łącznik na planszy pojawia się okno dialogowe, w którym widoczna jest pełna nazwa elementu i opisany słownie aktualny stan. Innym sposobem jest wybranie opcji STEROWANIE, co powoduje otworzenie się kolejnego okienka z opcjami sterowania na stan aktualny i przeciwny.

Przed wykonaniem sterowania można wejść w opcję próbnego sterowania, w ramach której system na krótko przechodzi do trybu symulacyjnego, umożliwiając ocenę skutków przeprowadzanych operacji sterowniczych.

System sterowania jest wyposażony w system kontroli poprawności wykonywanych operacji. Moduł ten w sposób ciągły, a także przed wysłaniem polecenia sterowniczego, sprawdza zadane – w postaci równań – warunki. Zmiennymi tych równań mogą być stany łączników, stany sygnalizacji alarmowych oraz ostrzegawczych, pomiary, jak i zmienne systemowe ustawiane przez system uprawnień i system

analiz topologicznych, w powiązaniu z systemem operacji makietowych. W razie niespełnienia zadanego warunku sterowanie jest blokowane i wskazany jest składnik, który blokuje sterowanie. Sterowanie po specjalnym zaakceptowaniu może zostać wykonane z ominięciem blokady.

W razie braku łączności z elementem wykonawczym telemechaniki system sygnalizuje przy próbie sterowania brak możliwości jego wykonania. Jeśli brak jest potwierdzenia wykonania sterowania, po upływie zadanego czasu, system generuje alarm o niewykonaniu sterowania.

Oprócz sterowania łącznikami w systemie można sterować elementami automatyki stacyjnej, zabezpieczeniami, zaczepekami transformatorów, sygnalizacją ostrzegawczą.

Przekazywanie kompetencji pomiędzy dyspozytorami stanowi jeden z istotnych elementów właściwego nadzoru w stacjach. Aplikacja ta umożliwia dowolne przydzielanie każdemu z dyspozytorów obszaru sieci przez niego nadzorowanego. Istnieje możliwość zdefiniowania przydziału z dokładnością do elementu sieci lub stacji, np. pola w stacji WN/SN. Obszary nadzorowane przez różnych dyspozytorów mogą się pokrywać lub nie, w zależności od wybranych opcji. Dla operacji sterowniczych możliwe jest, dla zachowania spójności działań, chwilowe przydzielenie uprawnień tylko jednemu operatorowi w wybranym obszarze.

Istnieje kilka metod przekazywania kompetencji pomiędzy ośrodkami nadzoru i pomiędzy dyspozytorami w zależności od struktury organizacyjnej operatora sieci. Zmiany kompetencji mogą być dokonywane dynamicznie w czasie pracy systemu, poprzez wykonanie sterowania obiektem (zmienną) z ośrodka posiadającego uprawnienia do zmiany kompetencji. Zmiana uprawnień dyspozytorów jest realizowana w wyniku odpowiedniego logowania użytkowników.

Zmiany definicji wszelkich uprawnień są dokonywane w edytorze uprawnień, który pozwala na udostępnienie poszczególnym użytkownikom wybranych funkcji, oddzielnie dla każdego trybu pracy (oglądanie schematów, modyfikacji, zapisu, sterowania itp.).

Bilanse stanowią funkcję ułatwiającą eksploatację stacji elektroenergetycznej. System SYNDIS jest wyposażony w aplikację obliczeniową pozwalającą umieszczać na schemacie, w tabelach i raportach formuł obliczeniowych, dowolne wielkości pomiarowe oraz wyniki formuł, w tym obliczeń mocy czynnej i biernej. Umożliwia to tworzenie wkomponowanych w schematy tabel, zawierających między innymi bilanse stacji i zakładu, z możliwością rozbicia ich na składniki. Atrybuty poszczególnych składników przenoszą się na wyniki formuł, co pozwala na łatwą ocenę ich wiarygodności. Przekroczenie zadanej wielkości granicznej wyniku formuły generuje alarmy.

Bilanse, prezentowane jako tabele i raporty, mogą być przekazywane razem z charakteryzującymi je atrybutami do arkusza kalkulacyjnego Excel, dostępnego jednocześnie dla wielu użytkowników w trybie on-line. Mogą być także prezentowane poprzez strony www.

Wydruk bilansów może odbywać się automatycznie o zadanym czasie z wartości bieżących lub post factum z wybranego przedziału czasu danych zarchiwizowanych.

Prezentacja układu normalnego jest aplikacją bardzo pomocną dla dyspozytora. System SYNDIS na bieżąco wskazuje, poprzez odpowiednie zaznaczenie, elementy, których bieżący stan odbiega od planowanego układu normalnego – graficznie oraz w formie listy elementów.

Zmiana układu normalnego jest realizowana w trybie on-line na stanowisku dyspozytorskim, bezpośrednio na schematach.

Symulator treningowy jest aplikacją systemu SYNDIS, która umożliwia symulację układów topologicznych oraz – w powiązaniu z modułami obliczeń – symulację sytuacji przeciążeń, symulację zwarć, ze wskazaniem obszarów narażonych na wyłączenia. W celu stworzenia sytuacji modelujących rzeczywiste zachowanie systemu w warunkach zakłóceńowych można wprowadzić do systemu początkowe parametry stanu i scenariusz sekwencji zdarzeń zakłócających pracę lub komunikatów wskazujących na takie zakłócenia.

Eksport danych stanowi aplikację niezbędną dla systemu komputerowego. Dzięki niej dane o stanie łączników i bieżące dane pomiarowe mogą być eksportowane w czasie rzeczywistym poprzez serwer wymiany danych. Można je eksportować do programów Excel i Word, a mogą też być dostępne z przeglądarek internetowych.

Z danych bieżących i zarchiwizowanych można korzystać poprzez dwa mechanizmy. Pierwszy wiąże się z eksportem struktur lub zbiorów tekstowych, ODBC, JDBC i SQL. Drugi polega na wykorzystaniu sieciowego, interakcyjnego protokołu wymiany danych (import–eksport) z innymi aplikacjami poprzez zbiory.

Rejestry i dzienniki operacyjne stanowią ważną – ze względu na prawidłową eksploatację – aplikację systemową. System SYNDIS jest wyposażony w mechanizm umożliwiający tworzenie różnego rodzaju notatników, rejestrów, książek, instrukcji i dzienników, prowadzonych przez dyspozytora lub stanowiących dla niego źródło wiedzy. Mogą one zawierać też dane z innych zewnętrznych baz lub dokumentów.

Wypełnienie określonych rekordów następuje automatycznie, w wyniku kontekstowego wywołania aplikacji. Aplikacja jest dostępna poprzez Internet, pozwala na przyjmowanie np. zgłoszeń o awariach, pracach planowych itp., a następnie umożliwia zarządzanie obiegiem informacji pomiędzy różnymi użytkownikami pracującymi również poza systemem dyspozytorskim. Dzięki tym mechanizmom możliwa jest obsługa reklamacji i zgłoszeń oraz poleceń na pracę, a także dostęp do różnego rodzaju instrukcji czy dokumentacji. Aplikacja może być powiązana z bazą danych o bieżącym zasilaniu obiektów i systemem bilingowym.

Sygnalizacja świetlna i akustyczna alarmów jest przykładem funkcji informacyjnej systemu SYNDIS. System może generować sygnały dźwiękowe dla określonych sytuacji. Sytuacje te są ściśle powiązane z komunikatami pojawiającymi się na liście alarmowej operatora, które w zależności od priorytetu uruchamiają określony sygnał dźwiękowy. Sygnał ten zanika w chwili skwitowania alarmu. Możliwe jest jego czasowe wyłączenie przed skwitowaniem na zadany okres. Sygnał może być generowany przez głośnik komputera stanowiska operatorskiego lub być pobudzony poprzez wyjście komputera komunikacyjnego. Z opcji tej można również korzystać do załączania sygnału świetlnego.

Profile użytkownika są aplikacją ułatwiającą obsługę systemu komputerowego przez dyspozytora. Profile mogą określać scenariusze konstrukcji okien ze schematami, opcji dziennika zdarzeń, zakresu dostępnej informacji, możliwości różnych wariantów dostępu do określonych aplikacji, uprawnień sterowniczych, edycyjnych, modyfikacji schematów i baz danych.

Administracja i diagnostyka systemu jest ważną aplikacją dla prawidłowej pracy systemu komputerowego SYNDIS.

W zakresie administrowania systemem dostępne są edytory schematów, parametrów telemechaniki, uprawnień, konfiguracji określonych modułów programowych, parametrów sieciowych urządzeń komputerowych. Edytory te zawierają w sobie moduły kontrolne, sprawdzające poprawność wprowadzanych danych, ich spójność i wiarygodność.

System jest wyposażony w moduły diagnostyczne monitorujące stany urządzeń infrastruktury systemu: urządzeń obiektowych, komunikacyjnych i własnych systemu, dróg transmisji. Istnieją też funkcje diagnostyki poprawności działania określonych procesów systemowych i funkcjonalnych.

Wykresy są aplikacją powiązaną ściśle z modułem prezentacji graficznej. Moduł ten pracuje w dwóch trybach: prezentacji wielkości archiwalnych i prezentacji danych bieżących. Pozwala to na wybranie z bazy nazw serii pomiarowych, które mogą być prezentowane za pomocą wykresów różnego typu w wybranym przedziale czasu, z dowolnego momentu historycznego i zadany okres próbkowania. Dane w tym trybie są pobierane z bazy danych.

Aplikacja udostępnia mechanizmy pozwalający na obróbkę wykresu, np. tworzenie wykresów z funkcji na seriach pomiarowych (sumy, iloczyny, udziały), porównywanie wykresów pomiędzy sobą, generowanie tabel z punktów na wykresach.

Moduł analiz topologicznych jest jednym z najważniejszych elementów systemu SYNDIS. W jego skład wchodzi moduły: analizy ciągów napięciowych, zwarciovych, analizy bezpieczeństwa oraz wyznaczania ciągów topologicznych dla sieci rozdzielczej.

Moduł analizy ciągów napięciowych oblicza stan każdego z obwodów w sieci. Jest on zastosowany w module kierowania linii na planszach. Linie mogą być kolorowane nie tylko ze względu na podział napięć w sieci, ale również każdy z obiektów, będący źródłem zasilania dla danej sieci, można barwić na dowolny kolor. Można zatem jednym kolorem oznaczyć GPZ, sekcję systemu szyn, linię przesyłową, transformator.

Moduł zwarcioowy umożliwia kontrolę uziemników. W przypadku każdego uziemnika bądź uziemiacza przenośnego system oblicza stan linii topologicznie z nim połączonych. System ostrzega użytkownika przed próbą zasilenia uziemionego obwodu. Uziemione oraz zwarte obwody są odpowiednio kolorowane.

Moduł analizy bezpieczeństwa pracy oblicza stan linii topologicznie połączonych ze znacznikiem pracy brygad, umożliwia alarmowanie operatora przy próbie zasilenia obwodu, na którym odbywają się prace. System może kolorować fragment sieci odpowiednim kolorem skojarzonym z tą operacją.

Moduł wyznaczania ciągów topologicznych dla sieci rozdzielczej jest bardzo istotny dla prawidłowej eksploatacji stacji. Operator ma możliwość wygenerowania zestawienia topologicznie połączonych ze sobą obiektów dla dowolnie wskazanego miejsca sieci. Analiza jest przerywana na wyłączniku stacji zasilającej, niezależnie od jego położenia.

Prezentacja braku zasilania stanowi aplikację pomocną dla prawidłowej eksploatacji stacji. Elementy sieci i stacji pozbawione napięcia są kolorowane wybranym kolorem, np. białym. Dla każdego wskazanego obwodu beznapięciowego tworzona jest automatycznie lista stacji lub pól do niego należących. Możliwe jest w ten sposób np. obliczenie mocy odłączonego obwodu, wskazanie ważnych odbiorców. System automatycznie zlicza liczbę obiektów pozbawionych zasilania w wyniku awarii. Mechanizm kolorowania linii pozwala na wskazanie możliwych miejsc przywrócenia zasilania.

12.3. SYSTEM WindEx

12.3.1. STRUKTURA I ZAKRES ZASTOSOWANIA

System wspomaganie pracy dyspozytora WindEx jest zintegrowanym systemem czasu rzeczywistego, wspomagającym służby energetyki [40, 88, 92]. Pracuje w konfiguracji serwer(y) i terminale, z wykorzystaniem sieci komputerowej lub łączy szeregowych. Realizowany jest jako rozproszony system przetwarzania, oparty na systemie operacyjnym UNIX, LINUX lub Windows 2000/XP i dedykowanej bazie danych.

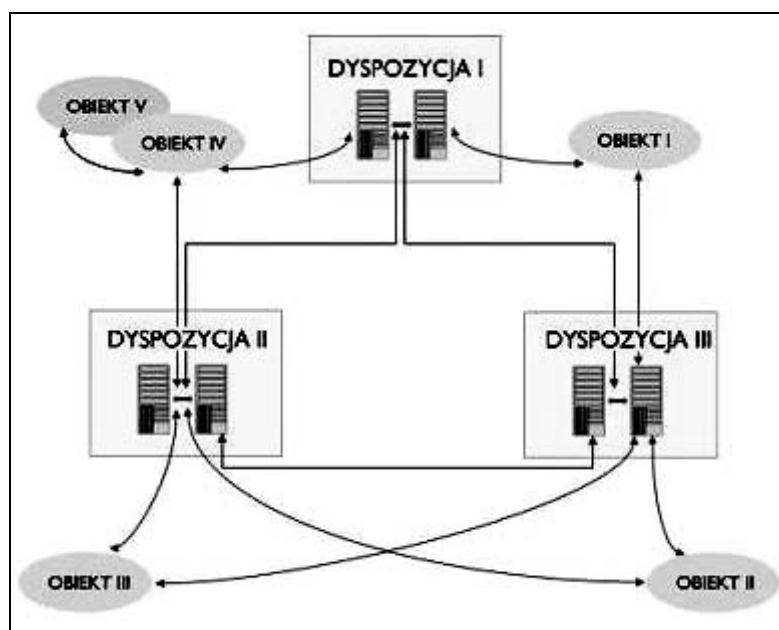
System WindEx pracuje w czasie rzeczywistym. Zegary serwerów są zsynchronizowane odbiornikiem systemu DCF77 wykorzystującym wzorzec czasu nadający na falach długich z obserwatorium we Frankfurcie lub sygnałem satelitów systemu GPS, co zapewnia synchroniczną pracę biorących udział w rejestracji modułów funkcjonal-

nych i dokładne (z dużą rozdzielczością) znakowanie czasem poszczególnych pomiarów urządzeń rozmieszczonych w różnych miejscach systemu elektroenergetycznego.

WindEx jest przeznaczony do nadzoru i zarządzania:

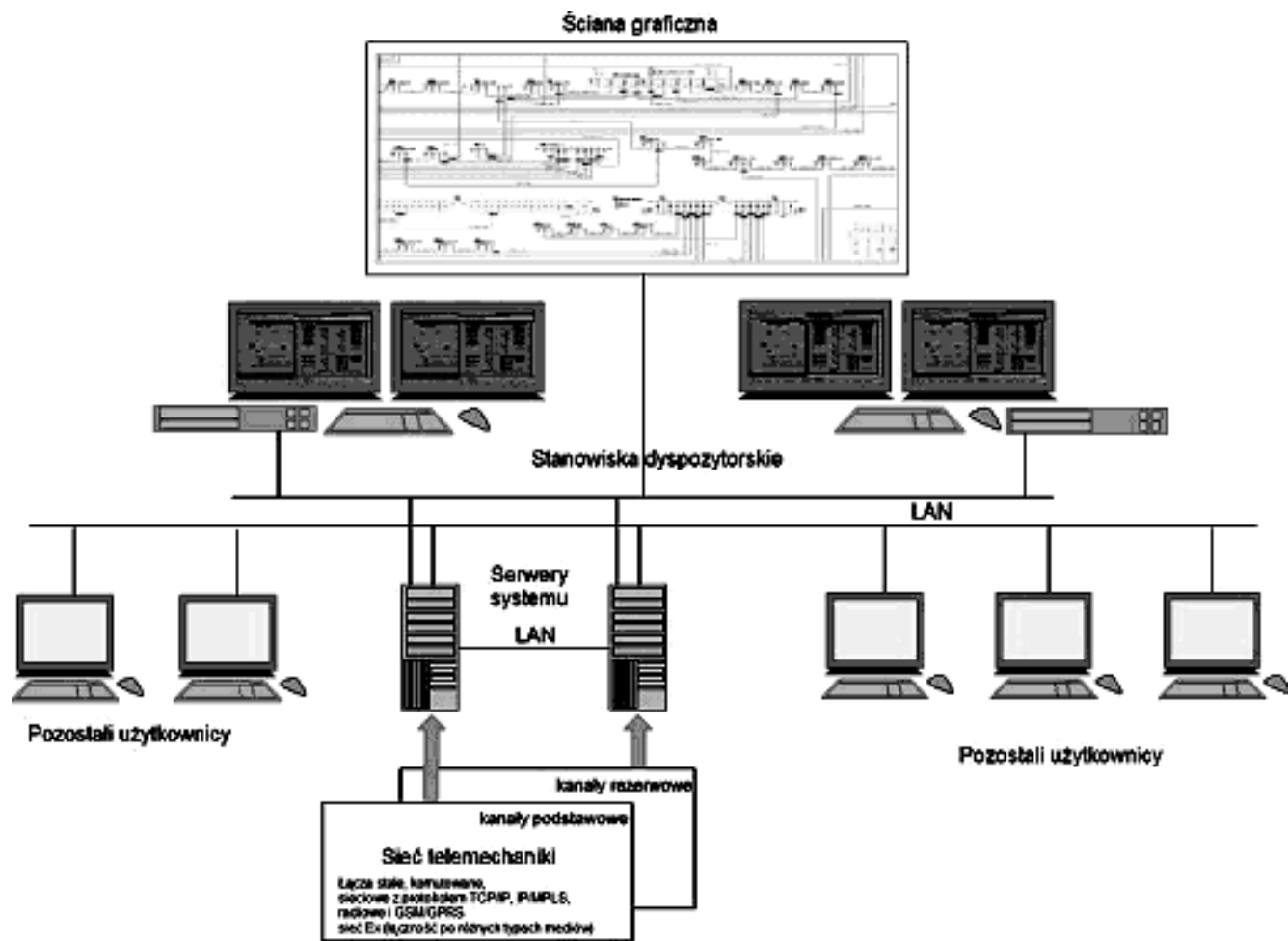
- rozległymi sieciami elektroenergetycznymi (rejonowe, zakładowe i obszarowe dyspozycje mocy oraz Krajowa Dyspozycja Mocy),
- niewielkim obszarem sieci (posterunek energetyczny),
- obiektem energetycznym (stacja z obsługą),
- budynkiem inteligentnym (dyspozytornia),
- instalacją przemysłową.

Przedstawiony na rysunku 12.6 system WindEx jest całkowicie oparty na standardowych rozwiązaniach sprzętowych i programowych. Serwery i terminale pracują na komputerach typu PC według rozproszonej architektury klient-serwer z nieograniczoną liczbą terminali. Serwer może być uruchomiony w środowisku UNIX, LINUX lub Windows 2000/XP. Terminale systemu pracują w środowisku DOS lub Windows.



Rysunek 12.6. Architektura systemu WindEx

System dyspozytorski WindEx do kontroli rozległych sieci elektroenergetycznych jest zbudowany na podstawie sieci współpracujących serwerów stanowiących węzły systemu. Serwery lub grupy serwerów mogą być rozmieszczone albo tradycyjnie w jednej dyspozycji, albo w dużej odległości od siebie, np. w różnych miastach. Każdy z pracujących równolegle węzłów zapewnia pełną kontrolę nad całą siecią.



Rysunek 12.7. Dyspozytornia i stanowiska dyspozytorskie

Rozmieszczone w różnych miejscowościach serwery lub grupy serwerów współpracują ze sobą w taki sposób, że każdy z nich dysponuje kompletem danych. Z każdego węzła można kontrolować całą sieć, tzn. z dowolnego terminalu systemu WindEx możliwe jest sterowanie dowolnym obiektem, jeśli jest to zgodne z systemem uprawnień.

W wariacie systemu wieloserwerowego do zastosowania w jednej dużej scentralizowanej dyspozycji ruchu WN i SN wydzielono funkcje ściśle dyspozytorskie, wspomaganie służb niedyspozytorskich i współpracę z systemami innych firm oraz funkcje komunikacyjne. Poszczególne grupy serwerów w normalnym stanie pracy wykonują odrębne zadania, z zachowaniem pełnej redundancji. Wszystkie serwery są połączone i dysponują taką samą bazą danych. Każda z maszyn może w każdej chwili przejąć rolę innej.

Do zalet zastosowanego rozwiązania zalicza się m.in.: odciążenie serwerów, które obsługują dyżurnych, separację użytkowników oraz wydzielenie funkcji komunikacyjnych.

W systemach obejmujących jedną dyspozycję preferuje się, ze względu na większą niezawodność, konfigurację dwóch rezerwujących się serwerów i sieci terminali.

Terminal dyspozytorskie mogą być dodatkowo połączone z serwerami łączami szeregowymi rezerwującymi łączność podstawową poprzez sieć. Na rysunku 12.7 przedstawiono przykładową konfigurację systemu.

12.3.2. FUNKCJE SYSTEMU

System WindEx oferuje funkcje podstawowe, funkcje opcjonalne oraz funkcje związane z bazami danych [40]. Podstawowe funkcje systemu WindEx stanowią:

1. Prezentacja „żywych” schematów – pozwala na prezentację schematów sieci elektroenergetycznych w przewijalnych i skalowalnych oknach, zawierających bieżące stany łączników i wartości pomiarów. Liczba okien i ich położenie na pulpicie zależy wyłącznie od użytkownika.

2. Manipulowanie obiektami na schematach – poprzez ręczną animację schematu, automatyczną animację sygnałami telemechanicznymi lub automatyczną animację przez system jako wynik analizy stanu sieci. System odzwierciedla stan sieci w czasie rzeczywistym.

3. Obsługa terminali – system może obsługiwać praktycznie nieograniczoną liczbę terminali pracujących w różnych środowiskach. Terminal systemu może być zainstalowany na komputerze, za pomocą którego aktualnie pracuje użytkownik. W systemach wieloserwerowych w razie utraty łączności z jednym z serwerów terminal automatycznie zestawiają łączność z serwerem pracującym.

4. Prowadzenie wydruków prezentowanych danych – system umożliwia wydruk dziennika zdarzeń (na bieżąco lub wskazanego zakresu na żądanie), wydruk wygenerowanych raportów i bilansów oraz wydruk zawartości okien terminalu (cały schemat lub część widoczną w oknie, wykresy pomiarów bądź zawartość arkusza).

5. Prowadzenie i obróbka dziennika zdarzeń – system tworzy na bieżąco dziennik zdarzeń, zapisując wszelkie akcje związane ze zmianą stanu sieci elektroenergetycznej. Poprzez odpowiednią filtrację, zastosowaną przez użytkownika w oknach dziennika, może być prezentowana zarówno chronologiczna lista wszystkich zdarzeń jako dziennik ogólny, jak i lista wybranych zdarzeń związanych z wybranym obiektem, wywołanych jako: dziennik pola, dziennik stacji lub dziennik linii. Filtracja zdarzeń może dotyczyć danego pola, stacji lub danej grupy zdarzeń (np. wyłączniki).

6. Rejestracja i prezentacja pomiarów – wartości pomiarów wpływających do systemu WindEx poprzez systemy nadzoru pracy sieci elektroenergetycznej są rejestrowane w bazie danych czasu rzeczywistego jako próbki z cechą czasu i mogą być prezentowane jako wartość pomiaru na makiecie lub w formie graficznych wykresów dwu- i trójwymiarowych, mogą być także wykorzystywane do tworzenia rozmaitych bilansów i sprawozdań rzeczywistych i historycznych. Liczba pamiętanych próbek zależy od możliwości pamięciowych serwerów.

7. Alarmowanie dyspozytora – system, poprzez listę alarmową, alarmuje dyspozytora o wszelkich nieprawidłowościach w stelemechanizowanej części systemu elektroenergetycznego.

8. System pomocy – pomaga dyspozytorowi w sprawnym posługiwaniu się systemem WindEx.

Oprócz wymienionych funkcji podstawowych system WindEx oferuje całą gamę różnorodnych funkcji opcjonalnych [40]:

1. Sprzęg międzymaszynowy do systemów podwójnych – stosowany jest w systemach zdwojonych w celach niezawodnościowych. Pozwala na współpracę serwerów ze sobą i synchronizuje ich bazy danych.

2. Sterowanie makietą dyspozytorską – umożliwia obsługę jednej lub kilku makiet dyspozytorskich. Istnieje możliwość sterowania „na ciemno” i „na jasno” dowolnej praktycznie liczby punktów świetlnych oraz wyświetlaczy numerycznych.

3. Blokady i sekwencje sterowań – umożliwia automatyzację typowych czynności łączeniowych, składających się zwykle z wielu operacji sterowniczych. Sekwencje sterowań są wywoływane z listy powołanej niezależnie dla każdego pola. Oprócz pojedynczych sterowań może zawierać: skoki warunkowe, uzależnienia czasowe, żądanie potwierdzeń użytkownika itp. Proces generowania poleceń sterowniczych dyspozytor może obserwować w osobnym oknie. Jest możliwe przerwanie procesu w dowolnej chwili. Możliwe jest również wprowadzenie rozmaitych warunków dla pojedynczych sterowań – wówczas otrzymuje się moduł blokad sterowań.

4. Sprzęg z systemem telemechaniki – pozwala na obsługę urządzeń obiektowych, zarówno tych wyprodukowanych przez producenta systemu WindEx, jak i produktów firm trzecich, pracujących w protokołach standardowych. System umożliwia połączenie z innymi systemami poprzez: wymianę danych w plikach, interfejs funkcyjny w postaci biblioteki DLL lub pracę przez wspólną bazę danych.

5. Zdalny nadzór – polega na obsłudze terminalu przez modem. Pozwala na pracę z systemem również z domu. Usługa ta wykorzystywana jest też przez serwis do nadzoru systemu.

6. Diagnostyka kanałów i protokołów telemechaniki – umożliwia analizę i interpretację protokołów telemechaniki bez przerywania obsługi dyspozycji ruchu przez obserwowaną telemechanikę. Dzięki temu, bez użycia specjalizowanych analizatorów, jest możliwe szybkie reagowanie na zakłócenia w torach transmisji, uruchamianie nowych obiektów itp.

7. Retransmisja między systemami dyspozytorskimi – pozwala na współpracę dyspozycji ze sobą, np. rejon–zakład. Połączenie o charakterze informatycznym (modem, światłowód itp.) udostępnia dwie usługi: spontaniczną retransmisję wybranych zdarzeń i pomiarów lub daje możliwość dostępu do funkcji zdalnego systemu, np. schematów, dzienników, baz danych. Oba serwisy korzystają z tego samego łącza.

8. Arkusz kalkulacyjny czasu rzeczywistego – stanowi narzędzie umożliwiające prowadzenie nawet bardzo złożonych obliczeń zarówno liczbowych (pomiar), jak i logicznych. Arkusz udostępnia także obiekty związane z czasem (np. pomiar na zadanej godzinie). W typowym zastosowaniu służy do wykonywania rozmaitych bilansów i przekrojów chwilowych, dobowych itp. Dane wejściowe są czytane bezpośrednio z bazy danych, dane wynikowe mogą być wyświetlane, zapisywane w bazie, a także eksportowane do innych narzędzi. Obecna wersja arkusza kalkulacyjnego ma rozbudowany zestaw operatorów arytmetycznych, logicznych, funkcji matematycznych. Umożliwia tworzenie przekrojów dobowych bezpośrednio na ekranie lub w postaci raportów na drukarce. Możliwe jest też graficzne (skalowalne) przedstawianie tabel. Arkusz ma również wbudowane możliwości współpracy z bazami SQL.

9. Graficzna prezentacja pomiarów, analiza trendów – umożliwia użycie różnych wariantów krzywych, symboli do prezentacji dowolnego zestawu pomiarów. Korzystając z zarejestrowanych pomiarów w celu ich analizy, można dokonywać prezentacji pomiarów bieżących i historycznych. Analiza trendów umożliwia porównanie aktualizowanych na bieżąco wykresów pomiarów w celu określenia kierunku ich zmian. Operator wybiera pomiary analizowane przez zaznaczenie ich na schemacie sieci.

10. Analizator ciągów beznapięciowych – zaznacza na schemacie obiekty pozbawione zasilania oraz wyświetla je w formie listy. Dla obiektów niezasilanych wskazuje potencjalne możliwości zasilania; dla obiektów zasilanych wskazuje, z jakiego pola w GPZ obiekt jest zasilany.

11. Analizator zwarć – alarmuje dyspozytora w przypadku próby załączenia uziemionej linii. W trakcie wykonywanych przez użytkownika manipulacji obiektami system kontroluje schemat sieci elektroenergetycznej od strony załączonych uziemień. W czasie wykonywania przez dyspozytora operacji makietowej, polegającej na załączeniu elementu na schemacie sieci lub telesterowania, system analizuje schemat sieci i w razie wykrycia sytuacji uniemożliwiającej wykonanie operacji (np. uziemienia na linii) alarmuje o tym użytkownika i pokazuje miejsce wykrytej nieprawidłowości. Elementy uziemione zaznaczone są na planszach poprzez ich „podświetlenie”.

12. Symulacja – umożliwia przeprowadzenie symulacji wykonania np. przełączeń w celu sprawdzenia skutków przeprowadzonej operacji przed faktycznym jej wykonaniem. Operacje te nie są zapisywane w dzienniku dyspozytora systemu. Aplikacja ta jest istotnym uzupełnieniem do analizatora ciągów beznapięciowych i analizatora zwarć.

13. Generator raportów o wyłączeniach – wykrywa i rejestruje przerwy w zasilaniu każdego pola transformatorowego stacji SN/nn, dostarczając informacji między innymi o: czasie i rodzaju wyłączenia, liczbie transformatorów, które utraciły zasilanie wraz z listą ważnych odbiorców, mocy wyłączenia oraz sumie niedostarczonej energii. W trakcie usuwania awarii wszystkie informacje są na bieżąco uaktualniane, a po usunięciu przyczyny wyłączenia informacje są archiwizowane.

14. Prezentacja danych retrospektywnych – umożliwia wizualizację wartości pomiarów i stanu układu połączeń sieci z przeszłości. Zarejestrowane próbki i zdarzenia są prezentowane bezpośrednio na schemacie sieci. Umożliwia to później analizę stanu systemu elektroenergetycznego w rejestrowanym okresie. Można wywołać retrospekcję w żądanej chwili lub „poruszać się w czasie” od zdarzenia do zdarzenia z listy analizowanego dziennika. Częstość rejestracji określa użytkownik. Liczba próbek jest ograniczona rozmiarem systemu dyskowego.

15. Układ normalny – pozwala na zapamiętanie jednego lub wielu układów normalnych (np. lato–zima – układ eksperymentalny). Układ zapamiętany można przywołać na ekran, wprowadzić w nim zmiany, zapamiętać. Możliwe jest także porównanie układu zapamiętanego z bieżącym i wyświetlenie różnic.

16. Prezentacja grafiki wektorowej – pozwala na wyświetlanie na ekranach terminali animowanych skalowanych schematów, rysunków technicznych, map itd. Grafika może być importowana z innych narzędzi, takich jak programy CAD itp.

17. System informacji technicznej – pozwala na kojarzenie informacji hipertekstowej HTML z dowolnymi obiektami energetycznymi. System stosuje się tam, gdzie zachodzi potrzeba zapamiętywania instrukcji i innych dokumentów niemających charakteru bazy danych dotyczących prezentowanych obiektów (np. instrukcje przełączeń, instrukcje BHP dla stacji). System jest zgodny ze standardem zapisu informacji na internetowych stronach www i zapisane informacje mogą być przeglądane za pomocą standardowych przeglądarek.

Trzecia funkcja systemu WindEx dotyczy baz danych [40]:

1. Wewnętrzna tekstowa baza danych systemu – umożliwia przechowywanie paszportów obiektów widocznych na schemacie, a także innych (np. grafik pogotowia, telefony do obsługi stacji). Możliwe są relacje między tablicami, np. stacja → transformator → typ transformatora.

2. Interface do standardowej bazy SQL – pozwala na współpracę systemu z innym systemem przetwarzania, np. związanym z eksploatacją, z wykorzystaniem wspólnej bazy danych. Niezbędny jest przy integracji systemów.

3. System narzędziowy – ma zastosowanie do ww. interfejsu i umożliwia użytkownikowi samodzielne tworzenie i modyfikację aplikacji opartych na bazach danych SQL.

4. Dokumentacja ruchowa – podsystem umożliwiający prowadzenie dziennika operacyjnego i dziennika poleceń. Umożliwia wyeliminowanie dokumentacji „papierowej” z dyspozycji.

5. System przyjmowania reklamacji – umożliwia przyjmowanie reklamacji, kojarzenie ich z obwodami, notowanie historii reklamacji.

6. System planowania prac w sieci – pozwala na rejestrację planu prac – rocznego, kwartalnego, miesięcznego, notowanie historii pozwoleń na prace i odmów.

7. Baza danych nastaw zabezpieczeń SN – współpracuje z zabezpieczeniami typu BEL, umieszczonymi w polach stacji elektroenergetycznych, umożliwia zdalny odczyt i przesyłanie nastaw parametrów zabezpieczeń.

8. System bilansowania energii i mocy (system licznikowy) – system pobiera informacje o przepływie energii przez linie elektroenergetyczne rejestrowane przez odpowiednie koncentratory. Dane są transportowane automatycznie do centrum istniejącymi łączami telemechaniki systemu WindEx, następnie są zapisywane i przetwarzane za pomocą bazy danych SQL. System generuje raporty, wykresy i tabele energii i mocy piętnasto- i jednodominutowych, godzinnych, dobowych i miesięcznych. System uwzględnia wymagania wynikające ze stosowania taryfy hurtowej.

9. System WindEx Lite – skalowalna architektura systemu WindEx umożliwia realizację większości funkcji w środowisku DOS lub Windows, bez serwera UNIX. Można uruchomić w pełni funkcjonalny system na jednym komputerze (np. typu laptop). Rozwiązanie to pozwala na realizację niewielkich dyspozycji o mniejszej odpowiedzialności, stanowisk na posterunkach itd.

Wymienione podsystemy opierają się na bazach danych SQL, takich jak Informix, Oracle, Sybase itp.

12.3.3. OPIS WYBRANYCH FUNKCJI PROGRAMU

Dostęp do poszczególnych usług systemu WindEx odbywa się poprzez system uprawnień. Uprawnienia mogą być związane z konkretnym terminalem lub z danym użytkownikiem (np. za pomocą kart elektronicznych). Wszelkie manipulacje na schematach (wstawianie, animacja, sterowanie) są zarejestrowane z inicjałami osoby zalogowanej. System uprawnień jest zarządzany przez administratora systemu WindEx.

Terminal systemu umożliwia uruchomienie terminalowych pasków narzędziowych oraz zaprojektowanie ekranowych klawiszy narzędziowych. Każdy z pasków narzędziowych może mieć dwie strefy: strefę przycisków narzędzi oraz strefę przycisków stanu.

Zazwyczaj są przygotowane trzy paski narzędziowe:

- pasek usług systemowych – pasek z przyciskami szybkiego dostępu do wybranych modułów systemu (np. Mapy, System 2, Przegląd pól, Bilans itp.),
- pasek stanów obiektów – pasek z przyciskami szybkiego dostępu do wybranych obiektów energetycznych,
- pasek prac i zadań.

Za pomocą przycisków narzędziowych użytkownik może zaznaczyć i zarejestrować prace ruchowe typu: operacje makietowe, sterowania, praca ludzi, uziemienie, rozmostkowanie, zmostkowanie, uszkodzenie oraz skwitowanie alarmu, wywołania informacji o stanie obiektu, zaznaczenia charakterystycznego miejsca na planszy itp.

Wszystkie przyciski narzędziowe zadań umożliwiają:

- zaznaczenie zadania lub pracy,
- wywołanie zadania (np. Dziennik) lub raportu o rozpoczętych pracach.

Pierwsza operacja przeprowadzana jest metodą „przeciągnij i upuść”, tzn. po wskazaniu kursorem danego przycisku „łapie się go” lewym klawiszem myszy i przeciąga na wybrane miejsce na planszy. Druga operacja jest realizowana po kliknięciu myszą danej ikony.

Wszystkie aplikacje zgłaszają się w oknach systemu umożliwiających przewijanie w dowolnym kierunku, skalowanie treści, wydruk ich zawartości. Liczba otwartych okien jest teoretycznie nieograniczona.

Menu sterujące okna umożliwia między innymi: manipulację danym oknem, dostęp do pomocy systemu WindEx, wydruk zawartości okna, zamknięcie okna, dostęp do menu aplikacji systemu.

Menu funkcji pomocniczych terminalu systemu WindEx umożliwia dostęp do funkcji systemu związanych z pracą danego terminalu takich jak: *Informacja*, *Opcje*, *Plik „Terminal.ini”*, *Położenie okien*, *Schowaj wszystkie okna*, *Przywróć położenie okien*, *Zamknij terminal Ex*.

Terminal umożliwia zestawianie i podtrzymywanie łączności z serwerami systemu WindEx w razie awarii jednego z serwerów lub uszkodzenia podstawowego medium łączności. Program zarządza ustaloną przez administratora listą dostępnych dróg łączności i pozwala uaktywnić w sposób ręczny lub automatyczny najlepsze sprawne łącze.

Automatyzacja połączeń między terminalem i serwerami systemu WindEx obejmuje:

- śledzenie pracy łącza aktywnego i wykrywanie utraty łączności,
- wybór najlepszego sprawnego łącza w przypadku niesprawności łącza aktywnego,
- wykrywanie możliwości przełączenia na łącze lepsze od aktywnego,
- wielokrotne przypominanie o możliwości przełączenia na lepsze łącze,
- wykonywanie przełączeń z zachowaniem odpowiedniej kolejności poleceń i przestrzeganiem zależności czasowych.

Jedną z podstawowych aplikacji systemu WindEx jest aplikacja *Mapy*, która umożliwia dostęp do systemu plansz przedstawiających schematy sieci elektroenergetycznych oraz obiekty energetyczne wraz z ich hierarchią (odcinki linii, linie, pola, rozdzielnie, stacje).

Plansze dostępne poprzez aplikację *Mapy* są przedstawione w formie niezależnych przewijalnych okien, dla których są dostępne operacje, takie jak, m.in. przewijanie treści okna i skalowanie treści okna – można dowolnie skalować treść otwartego okna.

Istnieje możliwość otwarcia kilku okien tej samej aplikacji w różnej skali. Użytkownik może przygotować okna tak, aby otrzymać efekt „lupy”.

W systemie może funkcjonować i współpracować ze sobą wiele plansz. Wszelkie akcje na planszach odbywają się w czasie rzeczywistym, w tej samej chwili.

System, z założenia wielodostępny, umożliwia:

- otwarcie tej samej planszy w wielu oknach terminalu,
- otwarcie różnych plansz tej samej sieci w oknach terminalu,
- otwarcie okien ze schematami innych współpracujących sieci systemu Ex (np. schematy pracujące w czasie rzeczywistym dyspozycji lokalnej w dyspozycji zdalnej).

Z każdym obiektem na planszy jest skojarzone menu lokalne, umożliwiające między innymi przemieszczanie się między planszami, na których dany obiekt występuje.

Do wskazania i wyróżnienia użytkownikowi obiektów, których stany są aktualnie transmitowane przez system telemechaniki, administrator może skonfigurować system tak, aby elementy stelemechanizowane odróżniały się kolorem od pozostałych elementów schematu. Standardowo symbol urządzenia stelemechanizowanego jest wyróżniony kolorem czerwonym. Jeżeli transmisja danych do danego pola zostanie przerwana, to tło tego pola będzie podświetlone kolorem niebieskim.

Użytkownik może się komunikować z systemem poprzez wykonywanie czynności typu manipulacje, wstawiania i przesuwania metodą „przeciągnij i upuść”. Użytkownik (mający odpowiednie uprawnienia), chcąc umieścić w dowolnym miejscu sieci symbol (ikonę), na przykład rozmostkowania, uziemienia czy pracy ludzi, wskazuje myszką odpowiedni przycisk narzędzia na pasku narzędziowym terminalu, „łapie go” lewym klawiszem myszy, przeciąga w pożądane miejsce i „upuszcza”.

Metoda „przeciągnij i upuść” służy także do wstawiania tekstów, notatek, opisów, wykonywanie wszelkich operacji makietowych oraz wywołania procedury wykonania sterowania danym elementem.

Opisana metoda może być wykorzystana do prowadzenia nadzoru i rejestracji prac brygad na sieci. Umożliwia uprawnionemu użytkownikowi wstawienie symbolu pracy brygad w dowolnym miejscu na schemacie sieci elektroenergetycznej. Umieszczenie symbolu na planszy wywołuje formatkę umożliwiającą użytkownikowi opisanie danej pracy. Dane wpisane przez użytkownika są automatycznie umieszczane w dzienniku zdarzeń. Usunięcie symbolu z planszy lub przycisku skrótów z paska narzędziowego system odczytuje jako zakończenie pracy i automatycznie odnotowuje w dzienniku zdarzeń oraz w zestawieniu wykonanych prac.

Umieszczenie symbolu uziemienia (rozmostkowania) na schemacie sieci elektroenergetycznej jest traktowane jako wykonanie operacji makietowej podlegającej analizie zwarć i zaniku zasilania.

Zmostkowanie linii dyspozytor zaznacza na schemacie awaryjnego zasilania fragmentu sieci.

Przedstawione na planszy elementy sieci elektroenergetycznej są pogrupowane w obiekty. Obiektem może być pole, linia, odcinek linii, stacja itp.

Na obiektach można przeprowadzać między innymi następujące operacje:

- animacje elementami danego obiektu (poprzez manipulacje ręczne lub automatyczne),
- animacje tłem obiektu (np. wyróżnianie, sygnalizowanie stanów alarmowych itp.),
- animacje kolorem elementów obiektu,
- wstawianie symboli i ikon na planszę,
- kojarzenie obiektu z bazą danych,
- kojarzenie określonych funkcji systemu z obiektem (poprzez menu lokalne),
- selekcję obiektów.

Z obiektami na danej planszy związane jest menu lokalne, które ukazuje się po kliknięciu klawiszem myszy w zaznaczony już obiekt. Otwarta lista zawiera pozycje umożliwiające wykonanie funkcji związanych z danym obiektem. Pozycje ukazujące się w menu lokalnym zależą od właściwości wskazanego obiektu oraz od prawa dostępu danego terminalu do określonych funkcji systemu. Lista ta może na przykład zawierać następujące pozycje: *Dokumentacja ruchowa*, *Operacje makietowe*, *Sterowanie*, *Sekwencje w polu*, *Selektor*, *Dziennik*, *Mapy – inne okno*, *Bazy danych*, *Telemechanika*, *Informacje o ...*, *Zapamiętaj obiekt*.

System WindEx umożliwia animację elementami obiektów ukazanymi na planszach. Animacja polega na: zmianie stanu symboli łączników, urządzeń itp., możliwości wstawiania symboli urządzeń, napisów, symboli prac i zadań (np. rozmostkowań czy zmostkowań), zmianie tła, na którym jest namalowany symbol animowanego elementu oraz zmianie koloru, jakim jest namalowany symbol animowanego elementu.

Animacja jest realizowana:

- ręcznie, za pomocą manipulatora lub narzędzi z paska narzędziowego terminalu,
- automatycznie, za pomocą sygnałów telemechanicznych wpływających do systemu z urządzeń telemechaniki znajdujących się na obiektach energetycznych,
- automatycznie, poprzez analizę stanu sieci.

Wszystkie operacje makietowe są automatycznie odnotowywane w dzienniku systemu. W przypadku pracy wieloterminalowej operacje makietowe są możliwe z uprawnionych terminali.

Przeprowadzanie operacji animacyjnych za pomocą narzędzi terminalu jest stosunkowo proste i łatwe.

Związane z danym obiektem menu lokalne umożliwia uprawnionemu użytkownikowi wykonanie sterowania lub sekwencji sterowań stelemechanizowanymi elementami pola. Wybraniu operacji towarzyszy odpowiednie ostrzeżenie i sygnał dźwiękowy.

Sekwencje sterownicze umożliwiają automatyzację typowych czynności łączeniowych, składających się zwykle z wielu operacji sterowniczych, np. *Załączenie transformatora*, *Uwolnienie systemu szyn* itp. Możliwość wykonania sekwencji sterowań może być przydatna zarówno podczas wykonywania prac planowych, jak i przy usu-

waniu awarii, np. *Przełączenie transformatora zasilającego system szyn*. Dana sekwencja jest wywoływana z listy związanej z elementem graficznym, np. polem rozdzielczym.

Istnieje możliwość wprowadzenia do systemu warunków, po spełnieniu których system umożliwi wykonanie sterowania. W razie niespełnienia wymaganego warunku system – poprzez aplikację *Blokady sterowań* – automatycznie odrzuca polecenie sterowania wydane przez operatora systemu lokalnego lub systemu nadrzędnego, wysyłając odpowiednie ostrzeżenie. Dyspozytor ma jednak możliwość przełamania wymaganego warunku i wysłania polecenia sterowniczego.

Aplikacja *Selektor obiektów* ma umożliwić szybkie wyszukiwanie obiektów na planszy. W ramach tej aplikacji możliwa jest realizacja następujących opcji:

- *selektor stacji* – lista wszystkich stacji opisanych w danej instalacji,
- *selektor pól w stacji* – lista pól należących do zaznaczonej stacji,
- *selektor linii* – lista wszystkich linii opisanych w danej instalacji,
- *selektor pól w linii* – lista odcinków linii składających się na daną linię,
- *selektor pól poza stacjami* – lista pól nienależących do żadnej stacji, zwykle są to elementy sieci średnich napięć,
- *lista stacji niezasilanych* – lista elementów sieci, które nie są zasilane z żadnego kierunku, tworzona jest przez aplikację *Ciągi beznapięciowe*,
- *lista potencjalnych zasileń* – lista najbliższych miejsc, z których jest możliwe załączenie napięcia dla wskazanego pola pozbawionego zasilania,
- *lista GPZ-ów zasilających pole* – lista stacji typu GPZ, z której jest zasilane wskazane pole,
- *lista zwarć do ziemi* – lista miejsc uziemionych na modelu sieci, na które podano napięcie.

System alarmuje o odebraniu z systemu telemechaniki zdarzenia poprzez:

- mrugający symbol alarmu na dynamicznym pasku stanów obiektów,
- zmianę koloru tła pola na kolor czerwony,
- alarm dźwiękowy lub słowny,
- mrugającą ikonę kategorii alarmu,
- listę alarmową.

Tło pola, w którym przez system telemechaniki został pobudzony alarm, przyjmuje kolor czerwony. Wskazanie kursorem pola wywołuje odpowiedź, które zdarzenia pobudziły ten alarm.

System WindEx umożliwia różnorodne sortowanie zdarzeń alarmowych oraz ich dowolną filtrację. Na podstawie listy alarmowej można wygenerować raport w postaci pliku html.

Dziennik zdarzeń jest tworzony przez system na bieżąco. System zapamiętuje wszelkie akcje związane ze zmianą stanu sieci elektroenergetycznej. W oknach dziennika może być prezentowana zarówno chronologiczna lista wszystkich zdarzeń, jak i lista wybranych zdarzeń (przez odpowiednią filtrację zastosowaną przez użytkownika). Filtracja zdarzeń może dotyczyć pola, stacji lub grupy zdarzeń (np. wyłączniki).

Okna dziennika zdarzeń wywołuje się z menu lokalnego poprzez pozycję *Dziennik: dziennik pola, dziennik stacji, dziennik linii, dziennik ogólny*. Trzy pierwsze opcje pozwalają na wyświetlenie akcji związanych z wybranym obiektem (polem, stacją lub linią). Ostatnia opcja umożliwia wyświetlenie wszystkich akcji zarejestrowanych przez system.

Aplikacja *Dokumentacja ruchowa* składa się z dwóch logicznie połączonych części: *dziennika operacyjnego i rejestru poleceń*.

Zadaniem tej aplikacji jest zautomatyzowanie pracy dyspozytora przez umożliwienie prowadzenia dokumentacji ruchowej w powiązaniu z rejestracją sygnałów telemechanicznych wpływających do systemu oraz wszelkich operacji wykonywanych w systemie pracującym w czasie rzeczywistym. Podczas korzystania z tej aplikacji dyspozytor dysponuje pomocą w postaci łatwo dostępnych list i wykazów oraz ma możliwość wprowadzania tekstu rzadko powtarzających się poleceń, meldunków i informacji bezpośrednio z klawiatury.

Dokumentacja ruchowa jest zbudowana z identycznych kolumn występujących w dokumentacji tradycyjnej (prowadzonej na papierze).

W dzienniku operacyjnym możliwe jest też automatyczne zapisywanie zdarzeń z telemechaniki oraz z operacji makietowych. Dane zdarzenie jest zapisane w dzienniku operacyjnym przez wskazanie go w dzienniku klasycznym. Powoduje to wyświetlenie formularza, w którym automatycznie są wypełniane wszystkie pozycje. Użytkownik może zaakceptować taki wpis lub zmienić niektóre z pól rekordu.

Aplikacja *Rejestracja i prezentacja pomiarów* jest wyspecjalizowaną przeglądarką wartości pomiarów telemechanicznych zarejestrowanych w bazie danych czasu rzeczywistego. Jej zadaniem jest prezentacja wykresów przebiegów pomiarowych w kilku trybach (wartości bieżące, trendy, histogram, wartości historyczne). Każdy tryb, z wyjątkiem prezentacji wartości bieżących, wymaga oddzielnej licencji.

Okno graficzne dla tej aplikacji ma następujące funkcje:

- wykres – umożliwia dostęp do grupy opcji służących do manipulacji wyglądem i położeniem wykresów, konfigurowania okien, uzyskiwania informacji o pracy aplikacji i okna,
- 2D/3D – przełącznik sposobów prezentacji przebiegów pomiarowych, powoduje przełączanie między wariantem 2- i 3-wymiarowym wykresu,
- rozmiar – manipulacja rozmiarem okna i skalą wykresu,
- parametry – formularz do ustawiania poszczególnych parametrów wykresu, takich jak: typ wykresu (sposób rysowania przebiegu), położenie i rozmiary, znaki podziałki, skale tekstów, kolory, atrybuty osi, grubości linii itp.,
- zakres – służy do sterowania zakresem wartości wyświetlanych przebiegów pomiarowych,
- statystyka – umożliwia wyświetlanie raportu dotyczącego maksymalnych i minimalnych wartości średnich 1- i 24-godzinnych oglądanych pomiarów,

- wykresy historyczne – oglądanie wybranego pomiaru na tle jego przebiegów z poprzednich okresów, służy do oceny trendu pomiaru,
- odstęp czasu – umożliwia wprowadzenie zakresu czasu, w którym mają być przedstawione przebiegi pomiarów.

Retrospekcja jest aplikacją umożliwiającą wizualizację wartości pomiarów i stanu układu połączeń sieci z przeszłości.

Arkusz kalkulacyjny wykonuje obliczenia na danych arytmetycznych i logicznych. Obliczenia definiuje się w postaci zbioru obliczanych wyrażeń ujętych w komórkach prostokątnych tabel (dalej także zwanych arkuszami). W tej samej postaci aplikacja prezentuje wyniki obliczeń.

Aplikacja może obsługiwać wiele arkuszy równocześnie. Lista dostępnych arkuszy jest definiowana w pliku konfiguracyjnym aplikacji. Każdy arkusz (tabela) jest przechowywany w osobnym pliku i może być prezentowany jednocześnie w wielu oknach na różnych terminalach systemu, także w kilku oknach na tym samym terminalu. Redakcja arkusza odbywa się „na żywo”, bez wstrzymywania obliczeń.

Łączność z bazą danych czasu rzeczywistego umożliwia aplikacji m.in.:

- monitorowanie stanu obciążenia sieci przez obliczanie bilansów bieżących oraz na zadaną chwilę,
- monitorowanie zmian (trendów) obciążenia sieci przez obliczanie zestawień za zadany okres,
- bieżące umieszczanie w bazie danych obliczonych wartości, prezentowanych następnie przez inne aplikacje, na przykład bilans stacji obliczony z pomiarów w polach, wyświetlany na schemacie stacji,
- bieżące wyliczanie sygnałów pomocniczych, np. sygnalizacja stanu wyłączenia pola na podstawie stanu sygnałów od poszczególnych łączników, sygnał pracy ludzi w stacji na podstawie ustawionych sygnałów o pracy ludzi w polach.

Aplikacja ma także wbudowany interfejs do podsystemu SQL, umożliwiający jej dostęp do zewnętrznych danych, np. magazynowanych przez system licznikowy i przetwarzanych w systemie bilansowania energii i mocy. Dodatkowo aplikacja ma również funkcję eksportu tekstowego, służącą do zapisania bieżących wartości w pliku tekstowym. Operacja ta umożliwia przeniesienie wyników obliczeń do zewnętrznych systemów, np. baz danych czy arkusza kalkulacyjnego, z którymi aplikacje systemu Ex nie komunikują się bezpośrednio.

Aplikacja *Analizator ciągów beznapięciowych* umożliwia:

- szybką lokalizację ciągu niezasilonego przez wyróżnienie na schematach elementów sieci, które w danej chwili są pozbawione zasilania poprzez zmianę koloru tła na kolor fioletowy (kolor ustala użytkownik),
- przy współpracy z analizatorem zwarć wyróżnienie na schematach elementów sieci, pozbawionych w danej chwili zasilania i uziemionych, poprzez zmianę koloru tła na kolor jasnozielony (kolor ustala użytkownik), kolorem brązowym

oznaczane są elementy uziemione, które wcześniej nie zostały pozbawione zasilania,

- wyszukanie wszystkich obiektów niezasilonych i wyświetlenie ich w formie listy,
- wyszukanie miejsc potencjalnych zasileń wskazanego niezasilanego obiektu,
- wyszukanie GPZ-ów zasilających obiekt,
- we współpracy z analizatorem zwarć wyszukiwanie miejsc zwarcia elementów sieci do ziemi.

W przypadku zastosowania makiety dyspozytorskiej stacje pozbawione zasilania mogą być odwzorowywane za pomocą przewidzianych do tego celu lampek. Dostęp do funkcji analizatora ciągów beznapięciowych uzyskuje się z menu lokalnego poleceniem *Selektor*.

Symulacja jest modułem systemu WindEx umożliwiającym analizę skutków operacji łączeniowej przed jej wykonaniem. W trakcie analizy jest sprawdzane: zasilanie obiektów w systemie (pól, rozdzielni, stacji) oraz możliwość wystąpienia zwarć do ziemi. Wszelkie działania przeprowadzane w trybie symulacji nie mają wpływu na działanie systemu w trybie rzeczywistym. System WindEx po uruchomieniu symulacji tworzy dla danego użytkownika (na danym terminalu) indywidualną kopię baz zawierających stany łączników oraz schematy sieci w oknach opatrzonych cechą <SYMUL>.

Układ normalny jest jedną z dodatkowych funkcji systemu, umożliwiającą wizualizację stanu układu połączeń sieci zapamiętanego w przeszłości jako normalny, np. układ zimowy, letni itp. Pozwala ona także na porównanie i wskazanie różnic pomiędzy układem z chwili bieżącej a wybranym układem normalnym. Można zapamiętać kilka układów normalnych w różnych okresach.

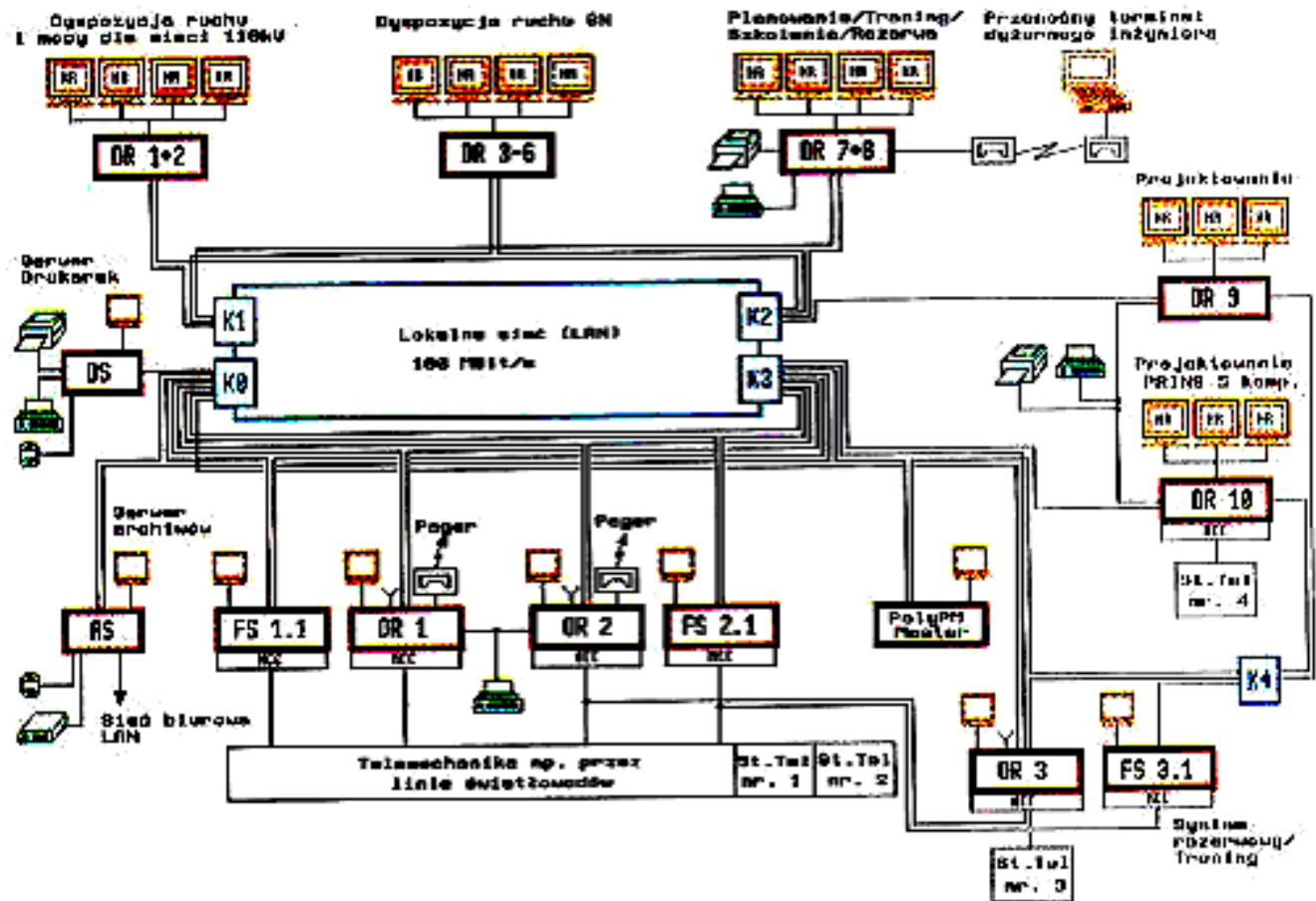
W systemie WindEx można uzyskać podpowiedzi na temat aplikacji uruchomionej w aktywnym oknie. Wyświetlane na ekranie podpowiedzi mogą się odnosić do różnych kontekstów w różnych programach.

12.4. SYSTEM PRINS

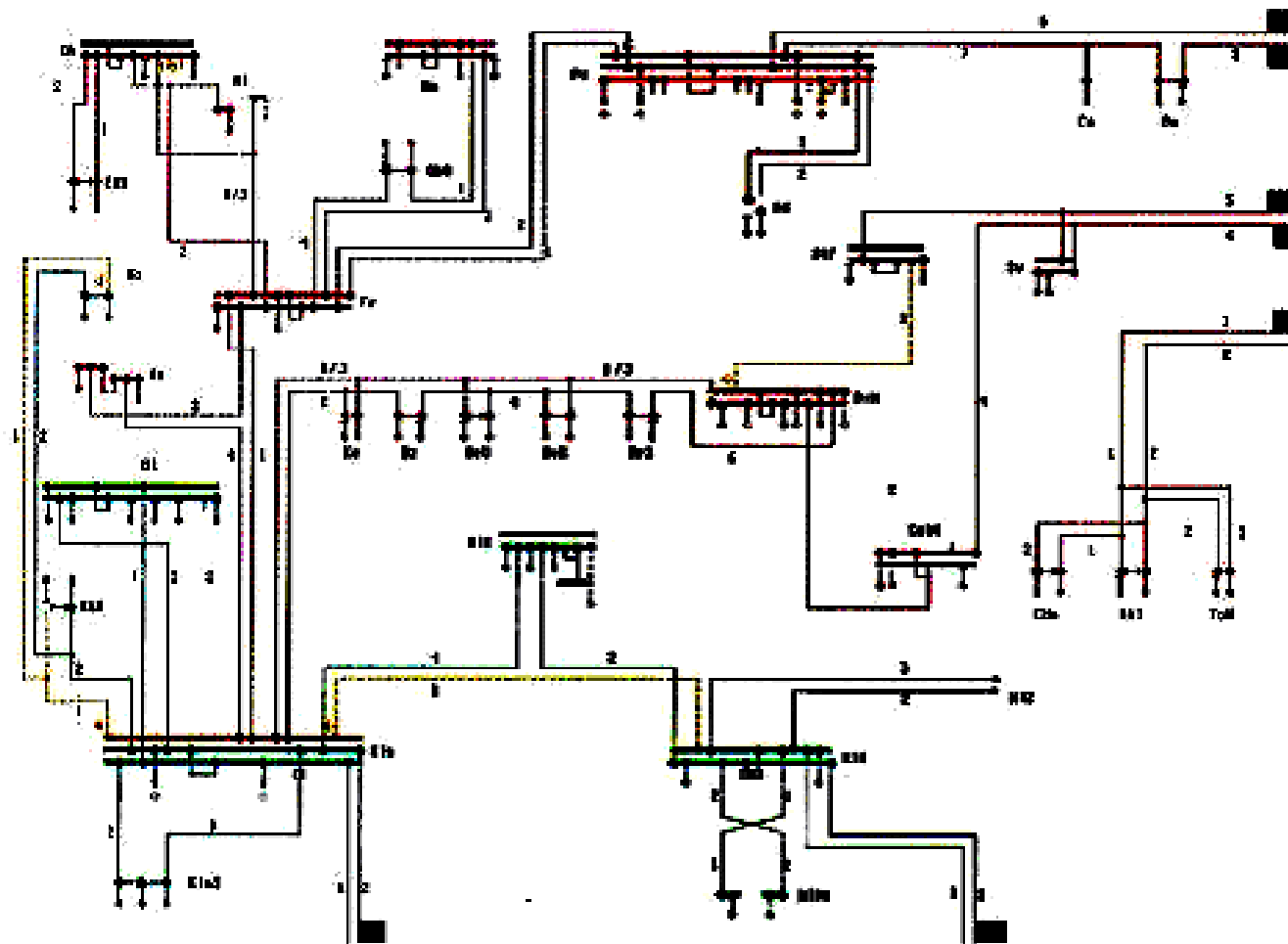
System PRINS służy do nadzorowania i kierowania pracą sieci elektroenergetycznej [56]. Generalnie stanowi zintegrowany system do nadzoru i kontroli nad procesami lokalnymi i rozproszonymi. Opiera się na najnowszych osiągnięciach technologii komputerowej, telemechaniki i technologii SPS.

Podstawą systemu są komputery standardowe (PC, serwery, Workstation), szybkie sieci komputerowe i systemy operacyjne Microsoft Windows NT i OC/2. Dodatkowo istnieją możliwości połączenia systemu z siecią biurową. Otwarta koncepcja systemu umożliwia wymianę danych z innymi systemami zainstalowanymi w przedsiębiorstwie.

Koncepcja systemu PRINS bazuje na zastosowaniu wielu połączonych we wspólną sieć komputerów (rys. 12.8), na które rozdzielono funkcje zarządzania, co gwarantuje



Rysunek 12.8. Przykład konfiguracji systemu PRINS: OR – komputer Online, AS – serwer Archiwów, HR – monitor o bardzo wysokiej rozdzielczości (*High Resolution*), DR – komputer Dialog, FS – serwer telemechaniki, MCC – wielokanałowy sterownik łączności



Rysunek 12.9. Wizualizacja sieci elektroenergetycznej w systemie PRINS

dużą szybkość przetwarzania danych i krótkie czasy reakcji systemu. Cechą systemu PRINS jest integracja wszystkich funkcji systemu na dwóch grupach komputerów, określanymi jako komputery Online i komputery Dialog [56].

Komputery Online są serwerami bazy danych zawierającej wszystkie statyczne dane o sieci, powstałe podczas jej edycji, oraz dynamiczne dane, powstające w czasie pracy z siecią. Komputery te zawierają wszystkie dostępne w systemie moduły, takie jak przetwarzania danych z telemekhaniki, obliczeń technicznych, prognoz, obsługi liczników i aparatury łączeniowej, symulacji, analizy zdarzeń itd. Integracja ta umożliwia pracę w czasie rzeczywistym wszystkich tych funkcji.

Komputery Dialog umożliwiają wykorzystanie wszystkich funkcji systemu do pracy z siecią, edycji sieci oraz administracji systemu. Dostępność tych funkcji jest regulowana przez administratora systemu i może być dowolnie zmieniana. Zaletą tej koncepcji jest redundancja wszystkich miejsc pracy, z możliwością wykorzystania ich zarówno jako miejsc pracy dyspozytorów, jak i projektantów lub administratorów systemu.

System PRINS jest konfigurowalny – od małych systemów, stosowanych do sterowania lokalnego (np. rozdzielnie, elektrownie wiatrowe itd.), pracujących na jednym komputerze, spełniającym zarówno funkcje komputera Online, jak i Dialog, aż do dużych centralnych systemów zarządzania sieciami, z maksymalnie 32 komputerami Dialog, mogącymi obsługiwać do 7 monitorów.

Oprogramowanie PRINS zawiera wszystkie funkcje SCADA oraz dodatkowe funkcje, takie jak:

- funkcje topologiczne, programy połączeń, serie połączeń, analiza zakłóceń sieci i symulacje połączeń,
- prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną,
- optymalizacja poboru energii ze źródeł zasilania,
- obliczenia sieciowe (rozpięty mocy, estymator stanu, zwarcia itd.),
- symulator treningowy operacji łączeniowych,
- funkcje odczytywania danych z zabezpieczeń,
- funkcje lokalizacji zwarć.

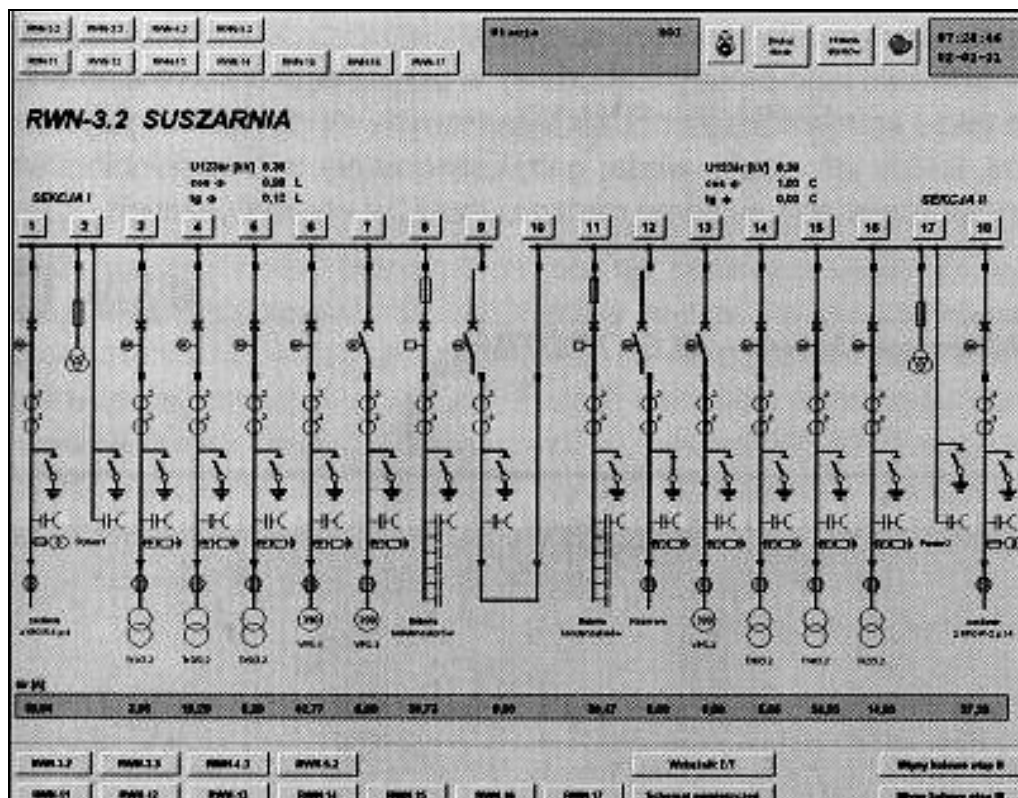
Odpowiednio do potrzeb użytkownika można konfigurować systemową bazę danych aż do zastosowań z ponad 200 000 zmiennych procesowych. Umożliwia to optymalne dopasowanie bazy danych do potrzeb i zapewnia bardzo dużą przepustowość danych i krótkie czasy reakcji systemu.

Przez zastosowanie inteligentnych kart komunikacyjnych w komputerach Online można podłączyć do systemu do 63 linii telemekhaniki, z możliwością powiększania liczby linii poprzez użycie kolejnych komputerów Online. Ważną zaletą systemu jest możliwość wyboru wielu producentów telemekhaniki, a nie uzależnianie się od jednego dostawcy.

Użytkownik systemu może dokonywać sam edycji sieci i jej aktualizacji, bez konieczności restartu systemu lub zlecenia tych prac autorom systemu. Edytory sieci umożliwiają dowolny sposób przedstawienia sieci i jej elementów (rys. 12.9). Każdy obiekt w obrazie sieci może być dowolnie tworzony i zmieniany.

12.5. SYSTEM IFIX

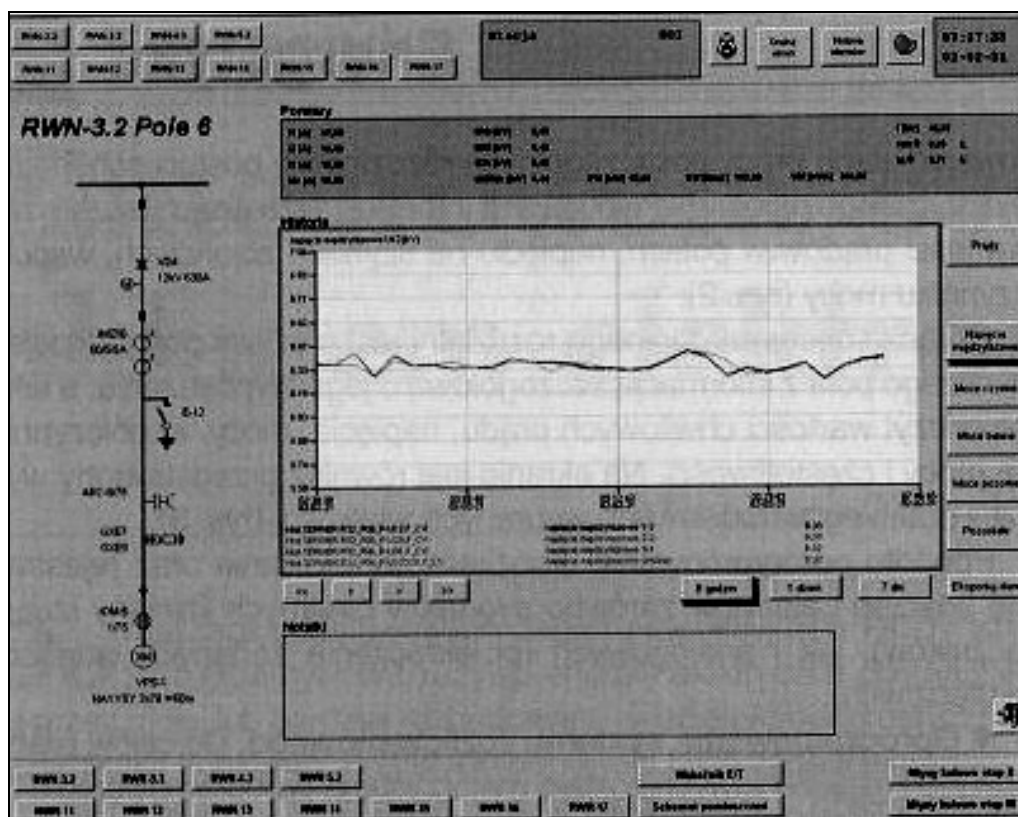
Oprogramowanie IFIX jest przeznaczone do monitorowania sieci elektroenergetycznej. Stanowi aplikację użytkową opartą na pakiecie narzędziowym SCADA i ma podobne funkcje jak system PRINS. System IFIX działa w środowisku Windows NT. Umożliwia odwzorowanie stanu pracy poszczególnych rozdzielni w postaci schematu elektrycznego na ekranie głównym z informacją o stanach łączników, wartości prądów w polach, napięciu na szynach zbiorczych, współczynnika mocy (rys. 12.10).



Rysunek 12.10. Schemat rozdzielni w systemie IFIX

Oprócz schematu ogólnego rozdzielni możliwy jest podgląd pojedynczego pola z informacją szczegółową o jego wyposażeniu, a także odczyt wartości chwilowych prądu, napięcia, mocy, współczynnika mocy i częstotliwości. Na ekranie jest też przedstawiony wykres przebiegów czasowych wybranych wielkości (rys. 12.11).

Oprogramowanie umożliwia ponadto generowanie oraz rejestrację zdarzeń i alarmów zarówno sygnałów binarnych (zmiany stanu łączników), jak i analogowych (przekroczenia zadanych wartości).



Rysunek 12.11. Widok pola w systemie IFIX

12.6. KOMPUTEROWY SYSTEM ROZLICZENIOWO-POMIAROWY eSPIM

System eSPIM służy do akwizycji danych pomiarowych na stacjach elektroenergetycznych. Aplikacja pozwala na odczyt danych z urządzeń pomiarowych w sposób automatyczny i seryjny. Proces odbywa się za pośrednictwem łącz komunikacyjnych, takich jak sieć lub łącze komutowane. Odczyt danych możliwy jest także z kart RAM lub dysku. Akwizycja danych pomiarowych obsługuje urządzenia pomiarowe, które działają na zasadzie: uśredniania pomiarów przyrostowych, pomiarów przyrostowych lub pomiarów chwilowych.

Akwizycja odbywa się zgodnie z zaplanowanym przez użytkownika kalendarzem odczytu lub natychmiast na jego żądanie. System umożliwia też wizualizację przebiegu procesu akwizycji oraz pogląd jej historii. Odczyt, zaprogramowany zgodnie z kalendarzem, odbywa się przyrostowo, system odczytuje tylko brakujące dane. Możliwy jest

także powtórny odczyt danych na życzenie operatora. W celu poprawnej akwizycji danych w systemie wprowadzona została synchronizacja czasu komputera lokalnego z serwerem. Operacja ta jest wykonywana przy każdorazowym uruchomieniu programu.

Wszystkie funkcje związane z akwizycją automatyczną są obsługiwane z tej samej konsoli. Komendy są wydawane przez menu kontekstowe lub przez menu podstawowe. Menu kontekstowe zawiera funkcje odpowiednie dla danego typu urządzenia.

Akwizycja jest uruchamiana na żądanie operatora. Odczyt odbywa się zgodnie z ustalonymi parametrami odczytu. Program może startować automatycznie po uruchomieniu komputera.

Użytkownik ma możliwość decydowania jak często i kiedy dane mogą być czytane z danego urządzenia, dzięki aplikacji *Parametryzacja akwizycji danych*.

W ramach opcji *Konfiguracja akwizycji* użytkownik definiuje sieć komunikacji, czyli drogę dostępu do urządzenia. Ustala się tu elementy toru oraz ich parametry.

Monitorowanie danych stanowi jedną z ważnych aplikacji systemu eSPIM. Moduł ten umożliwia monitorowanie stanu akwizycji danych ze wszystkich zdefiniowanych wcześniej systemów, obcych urządzeń, rankingów oraz stacji elektroenergetycznych na podstawie zapisów w bazie. W zakładce *Ustawienia lokalne* istnieje możliwość wyboru czterech typów prezentacji danych: *Rankingi*, *Stacje E.E.*, *Urządzenia i systemy obce*. Istnieje także możliwość przesłania za pośrednictwem e-maila lub sms raportów do wpisanych na listę odbiorców. *Historia zdarzeń* pozwala na przeglądanie historii zdarzeń alarmowych zachodzących w systemie z dokładnym określeniem czasu wystawienia oraz typu.

Lokalna akwizycja danych to nakładka programowa systemu eSPIM, działająca pod systemem operacyjnym WINDOWS NT, która jest uzupełnieniem systemu zbierania danych wówczas, gdy niemożliwa jest akwizycja danych bezpośrednio z urządzeń. Istnieje możliwość współpracy programu z większością dostępnych urządzeń.

12.7. KOMPUTEROWY SYSTEM ROZLICZENIOWO-BILANSOWY ETNA

Częstym uzupełnieniem typowych systemów nadzorowania i kierowania siecią są systemy do celów bilansowych i rozliczeniowych. Jednym z takich systemów jest oprogramowanie ETNA. Wykonuje ono funkcje związane przede wszystkim z obliczaniem rzeczywistego zużycia ilościowego oraz wartościowego (kosztów) energii elektrycznej (łącznie z kontrolą rozliczeń z dostawcą) w przypadku poszczególnych odpływów, grup lub działów, wydziałów itp. Dane elementarne (wartości mocy 15-minutowych) są dostarczane przez koncentratory. Dane są składowane w relacyjnej bazie danych Oracle i wykorzystywane przez poszczególne moduły funkcjonalne systemu.

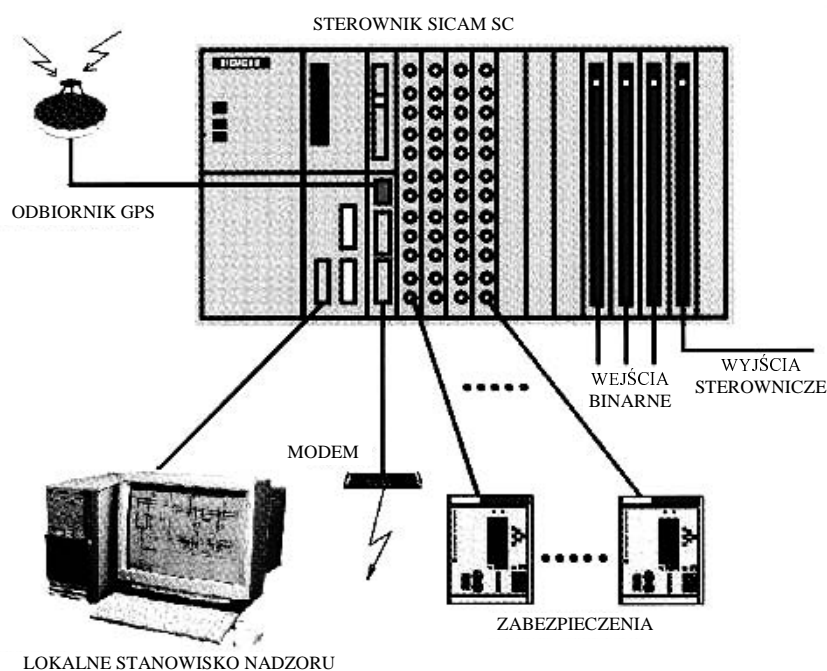
System ETNA składa się dwóch zasadniczych modułów funkcjonalnych. Pierwszy – moduł rejestracji danych i rozliczeń – zawiera podstawowe funkcje umożliwiające konfigurację systemu, urządzeń obiektowych i innych systemów. Moduł drugi – ra-

portów analitycznych – stanowi narzędzie do analizy danych zgromadzonych w bazie według różnych kryteriów. Raporty analityczne umożliwiają porównywanie informacji w dowolnym okresie w dowolnych układach, np. poboru energii elektrycznej w wybranych dniach w roku.

Program ETNA pozwala na generowanie różnego rodzaju raportów rozliczeń ilościowych według kryteriów definiowanych przez użytkownika. Forma graficzna raportów jest dopasowywana do wymagań użytkownika. Każdy z raportów tabelarycznych można prezentować graficznie w dowolnej postaci. Wszystkie raporty mogą być eksportowane do arkusza kalkulacyjnego Microsoft Excel, z pełnym zachowaniem formy graficznej prezentacji.

12.8. KOMPUTEROWY SYSTEM STEROWANIA I NADZORU SICAM SAS

W zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowania koncern SIEMENS proponuje dla stacji elektroenergetycznej komputerowy system sterowania i nadzoru SICAM SAS wraz z lokalnym stanowiskiem dyspozytorskim, umieszczonym w pomieszczeniu nastawni stacji elektroenergetycznej [72]. Schemat blokowy tego systemu przedstawiono na rysunku 12.12.



Rysunek 12.12. Schemat blokowy systemu nadzoru stacyjnego SICAM SAS firmy SIEMENS [72]

System SICAM SAS pełni funkcje sterujące zarówno dla poziomu pojedynczego pola rozdzielczego, jak i poziomu całej stacji.

System SICAM SAS umożliwia:

- wizualizację schematów rozdzielni WN i SN na ekranie monitora w zakresie: stanów położenia łączników, stanów automatyki zabezpieczeniowej, wartości wielkości mierzonych,
- współpracę z zabezpieczeniami cyfrowymi,
- rejestrację zdarzeń,
- realizację poleceń sterowniczych w stosunku do łączników (Zał./Wył.), automatyki zabezpieczeniowej (odblokowanie, zablokowanie).

Do sterownika stacyjnego są wprowadzone informacje o stanach położenia łączników i stanach urządzeń automatyki, sygnały ostrzegawcze i alarmowe, sygnały działania zainstalowanych na stacji automatyki i zabezpieczeń oraz pomiary. Do sterownika stacyjnego jest podłączony odbiornik sygnałów czasu rzeczywistego GPS, służący też do synchronizacji czasu w urządzeniach zabezpieczeniowych.

Lokalne stanowisko nadzoru pozwala na miejscową obsługę stacji, z wykorzystaniem wszystkich możliwości komputerowego systemu sterowania i nadzoru SICAM SAS. Działanie stanowiska lokalnego nadzoru nie ma wpływu na funkcje zdalnego nadzoru sterownika stacyjnego. Oznacza to nieprzerwany zdalny nadzór i przekaz informacji do centralnego systemu nadzoru.

12.9. INNE SYSTEMY STEROWANIA I ZABEZPIECZEŃ

Duże światowe koncerny energetyczne, takie jak SIEMENS, ABB czy ALSTOM, wraz z produkowaną przez siebie aparaturą proponują lokalne systemy sterowania, z możliwością sprzęgnięcia rozproszonych jednostek w centralny system sterowania. Urządzenia proponowanego systemu sterowania i zabezpieczeń są podzielone hierarchicznie na dwa poziomy: poziom pola i poziom stacji. Urządzenia umieszczone na poziomie pola mogą ponadto być podzielone na dwie klasy: aparatura pierwotna (rozdzielnica, transformatory, przekładniki prądowe, przekładniki napięciowe) oraz aparatura wtórna (urządzenia przeznaczone do zabezpieczania i sterowania aparatury pierwotnej oraz aparatura pomiarowa). Sterownik polowy jest urządzeniem, które steruje całym polem, wraz z zabezpieczeniami mikroprocesorowymi. Sterowniki polowe komunikują się między sobą za pomocą przewodów, a z poziomem nadrzędnym za pomocą szyny światłowodowej. Na poziomie stacji znajduje się aparatura nadzoru i monitoringu. Ma ona całkowity dostęp do pól poprzez aparaturę poziomu pola.

Podstawowe funkcje systemów stanowią: zabezpieczenia, pomiary, monitoring, nadzór i sterowanie.

13. TECHNIKA WYKONYWANIA ŁĄCZEŃ RUCHOWYCH

13.1. WSKAZÓWKI OGÓLNE

W zakresie bezpiecznej pracy przy urządzeniach elektroenergetycznych obowiązuje rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 września 1999 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach i instalacjach energetycznych.

Problematykę wykonywania operacji łączeniowych w stacjach elektroenergetycznych przedstawiono na podstawie *Instrukcji łączeń ruchowych w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych*, wydanej przez PTPiREE [41].

Podczas wykonywania czynności łączeniowych należy przestrzegać następujących zasad:

1. Stosować wymaganą przepisami odzież ochronną i sprzęt ochronny.
2. Nie przeprowadzać czynności łączeniowych, jeżeli w pobliżu miejsca łączenia przebywają osoby do tych czynności nieupoważnione.
3. Obecność w rozdzielni osób innych, poza wykonującymi łączenia, powinna być ograniczona. W zespole wykonującym czynności łączeniowe nie powinno uczestniczyć więcej niż 3 osoby.
4. Przed przystąpieniem do czynności łączeniowych sprawdzić układ połączeń, stwierdzić identyczność nazwy i numeru pola, w którym ma być wykonana czynność z podanym w poleceniu ruchowym.
5. Sprawdzić poziom oleju w wyłączniku olejowym.
6. Przed otwarciem odłącznika sprawdzić wyłączenie wyłącznika.
7. Sprawdzić otwarcie lub zamknięcie łącznika na trzech fazach.
8. Przed i po wykonaniu czynności łączeniowych sprawdzić stan położenia blokad.
9. Przebieg czynności łączeniowych wykonywanych w stacji należy kontrolować na wszystkich wskaźnikach stwierdzających faktyczne stany położenia łączników, sygnały zdarzeń i wartości mierzonych wielkości (prądy, napięcia, moce) w stacji i w zdalnych systemach sterowania i nadzoru.

W urządzeniach nowego rodzaju, gdzie nie można spełnić warunków: widocznej przerwy na łącznikach, sprawdzenia bezpośredniego stanu beznapięciowego lub nałożenia uziemień przenośnych, przyjmuje się:

- odwzorowanie otwarcia łączników na tablicy synoptycznej rozdzielnicy, na monitorze lub innej sygnalizacji określonej w instrukcji eksploatacji stacji,
- sprawdzenie braku napięcia wskaźnikiem przewidzianym w instrukcji urządzenia,
- inne skuteczne środki ochrony przeciwporażeniowej, które zapewnią bezpieczne wykonanie pracy.

Przed przystąpieniem do wyłączenia urządzeń należy dokonać oględzin i oceny czy dany łącznik może być użyty w aktualnych warunkach pracy stacji.

Nie wolno załączać urządzeń po ich samoczynnym wyłączeniu przez zabezpieczenia, które wykluczają załączenie do czasu stwierdzenia i usunięcia przyczyn samoczynnego wyłączenia.

Przed wykonaniem łączy z wykorzystaniem zdalnego sterowania należy ostrzec osoby przebywające w rozdzielni o zamiarze przeprowadzenia manipulacji.

Przed każdym załączeniem urządzenia pod napięcie należy:

- sprawdzić czy nie ma na nim, lub w jego polu, uziemiaczy przenośnych oraz czy otwarte są uziemniki stałe,
- skasować wskaźniki zadziałania zabezpieczeń po uprzednim odnotowaniu ich stanu,
- sprawdzić czy łączniki, którymi wykonuje się manipulacje są w dobrym stanie technicznym.

Podczas wykonywania łączy w polach wyposażonych w wyłącznik i odłączniki należy zachować następującą kolejność manipulacji:

1. Podczas wyłączania:

- wyłączyć wyłącznik,
- otworzyć odłącznik liniowy,
- otworzyć odłącznik szynowy,

2. Podczas załączania:

- zamknąć odłącznik szynowy,
- zamknąć odłącznik liniowy,
- załączyć wyłącznik.

Podczas wykonywania łączy w polach liniowych rozdzielnic dwuczłonowej należy zachować następującą kolejność manipulacji:

1. Podczas wyłączania:

- wyłączyć wyłącznik,
- wytoczyć człon wyłącznikowy do pozycji próba,

2. Podczas załączania:

- wtoczyć człon wyłącznikowy do pozycji praca,
- załączyć wyłącznik.

Podczas wykonywania łączy w polach transformatorów trójzwojowych należy zachować następującą kolejność manipulacji:

1. Podczas wyłączania:

- wyłączyć wyłączniki dolnych napięć,
- wyłączyć wyłącznik górnego napięcia,
- otworzyć odłączniki transformatorowe, a następnie szynowe dolnych napięć,
- otworzyć odłącznik szynowy strony górnego napięcia,

2. Podczas załączania:

- zamknąć odłącznik szynowy strony górnego napięcia,
- załączyć wyłącznik górnego napięcia,
- zamknąć odłączniki szynowe i transformatorowe dolnych napięć,
- załączyć wyłączniki dolnych napięć.

Podczas załączania transformatorów dwuuzwojeniowych wyposażonych w wyłączniki po obu stronach jako pierwszy należy załączyć wyłącznik strony górnego napięcia, a podczas wyłączenia czynności łączeniowe wykonywać w odwrotnej kolejności. W przypadkach uzasadnionych dopuszcza się odstępstwo od tej zasady.

Transformatory przystosowane do pracy równoległej można załączać i wyłączać do i z pracy równoległej wyłącznikami i rozłącznikami w dowolnej kolejności, przy czym musi ona zapewnić możliwość pomiaru napięć dla wyrównania ich poziomu podczas załączania.

Podczas załączania pod napięcie szyn zbiorczych za pomocą wyłącznika sprzęgła należy – w pierwszej kolejności – zamknąć odłącznik systemu będącego pod napięciem. Podczas wyłączenia spod napięcia – w pierwszej kolejności należy otworzyć odłącznik od strony systemu wyłączanego.

Po każdej manipulacji odłącznikiem, niezależnie od prawidłowości wskazań układów sterowania, należy stwierdzić, poprzez oględziny, jaki jest rzeczywisty stan położenia noży.

W razie niesprawnego sterowania zdalnego odłączników dopuszcza się ich zamykanie i otwieranie z szafek kablowych lub z szafek napędów. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się sterowanie za pomocą napędu ręcznego, pod warunkiem wykonywania tej czynności dwuosobowo i po uzyskaniu zgody dyspozytora.

Odłączniki z napędem ręcznym należy otwierać i zamykać zdecydowanym ruchem dźwigni napędu.

13.2. ZASADY WYKONYWANIA POLECEŃ RUCHOWYCH

Polecenie dotyczące ruchu stacji ma prawo wydać dyspozytor z dyspozycji prowadzącej ruch stacji, którego nazwisko jest umieszczone w wykazie osób uprawnionych do wydawania poleceń ruchowych.

W przypadku wykonywania czynności łączeniowych wymagających łążeń w różnych punktach sieci dyspozytor jest zobowiązany określić wykonującemu kolejność wykonywania czynności w każdym z punktów (stacja, linia).

Kiedy polecenie jest proste i niebudzące wątpliwości, powinno być powtórzone przez dyżurnego stacji, zapisane w dzienniku operacyjnym i wykonane niezwłocznie. W przypadku poleceń bardziej złożonych należy omówić ich treść, aby zarówno wydający polecenie dyspozytor, jak i otrzymujący polecenie dyżurny stacji nie mieli wątpliwości co do wzajemnego zrozumienia.

Jeżeli otrzymujący polecenie dyżurny stacji uważa polecenie za niewłaściwe, powinien to zgłosić dyspozytorowi z odpowiednim wyjaśnieniem. W przypadku powtórzenia polecenia przez dyspozytora, jeżeli otrzymujący polecenie widzi w nim jawną pomyłkę, grożącą wywołaniem awarii, uszkodzeniem lub zagrożeniem dla ludzi, zo-

bowiązany jest odmówić wykonania polecenia, zgłaszając to wydającemu polecenie dyspozytorowi oraz swojemu bezpośredniemu przełożonemu.

Po wykonaniu polecenia ruchowego należy ten fakt odnotować w dzienniku operacyjnym i niezwłocznie potwierdzić wykonanie dyspozytorowi, który wydał polecenie.

13.3. WYKONYWANIE CZYNNOŚCI ŁĄCZENIOWYCH

Wykonywanie czynności łączeniowych dotyczy wykonywania zmian stanu wyłączników, odłączników i uzienników. Czynności łączeniowe w stacji są wykonywane na polecenie lub za zgodą dyspozytora z dyspozycji prowadzącej ruch stacji lub zdalnie przez sterowanie z tej dyspozycji.

Dopuszcza się działanie dyżurnego stacji bez informowania dyspozytora z dyspozycji prowadzącej ruch w zakresie czynności łączeniowych w następujących przypadkach:

- zagrożenia bezpieczeństwa ludzi,
- zagrożenia dla urządzeń stacji,
- w razie całkowitego zaniku napięcia w celu przywrócenia zasilania potrzeb własnych stacji.

Czynności łączeniowe mogą być wykonywane jednoosobowo, z wyjątkiem:

- czynności łączeniowych wymagających otwierania drzwi pół-celek będących pod napięciem lub zdejmowania ogrodzeń albo innych osłon ochronnych,
- czynności łączeniowych na urządzeniach o napięciu powyżej 1 kV wykonywanych za pomocą napędów ręcznych w przypadku niesprawnego zdalnego sterowania lub jego braku (nie dotyczy to zamykania i otwierania uzienników stałych),
- czynności łączeniowych wykonywanych z pominięciem blokad manipulacyjnych,
- zakładania uzieniń przenośnych.

Wymienione czynności należy wykonywać dwuosobowo.

Zakładanie i zdejmowanie uzieniń przenośnych oraz zamykanie i otwieranie uzienników stałych może się odbywać tylko na polecenie dyspozytora. Miejsce założenia uzienienia przenośnego musi być dokładnie określone i omówione z dyspozytorem w aspekcie bezpieczeństwa pracy podczas jego zakładania oraz zabezpieczenia miejsca pracy. Bezpośrednio przed założeniem uzienienia przenośnego lub zamknięciem uziennika stałego należy bezwzględnie sprawdzić brak napięcia w miejscu uzienienia.

Każde działanie dyżurnego stacji w wymienionym zakresie powinno być wpisane do dziennika operacyjnego i możliwie szybko zgłoszone dyspozytorowi prowadzącemu ruch stacji.

Czynności łączeniowe mogą być wykonywane:

- zdalnie z nastawni,
- zdalnie z dyspozycji,
- zdalnie ze sterowników umieszczonych w nastawni lub w kioskach na panelach sterowniczych,

- z szafek kablowych przy łącznikach,
- z szafek napędów łączników,
- dla rozdzielni SN zdalnie z dyspozycji z systemu sterowania i nadzoru lub lokalnie ze sterowników na rozdzielnicach.

Podczas burzy (wyładowań atmosferycznych) zabrania się wykonywania czynności łączeniowych za pomocą napędów ręcznych, uziemiania i odziemiania za pomocą uziemników, zakładania i zdejmowania uziemień przenośnych – zwłaszcza w stacjach i na liniach napowietrznych oraz w stacjach wewnętrznych, do których doprowadzone są linie napowietrzne. Zabrania się również sterowania odłącznikami z napędów bez wyraźnego polecenia (zgody) dyspozytora prowadzącego przełączenia.

Przed rozpoczęciem przełączeń należy skontrolować lampki sygnalizacyjne w sterownikach i kwitownikach (nie dotyczy to systemów sterowania i nadzoru).

Uziemianie urządzeń rozdzielni należy wykonywać uziemiaczami przenośnymi, po wcześniejszym odłączeniu i sprawdzeniu braku napięcia w miejscu zakładanego uziemienia różnymi sposobami, łącznie z wykorzystaniem uziemników stałych. Zakładanie uziemiaczy przenośnych zaleca się wykonywać w miejscach specjalnie do tego przeznaczonych i odpowiednio oznakowanych. Zdjęcie uziemiaczy lub otwarcie uziemników stałych może być dokonane tylko na polecenie dyżurnego dyspozycji, która wydała polecenie ich założenia lub zamknięcia.

Jednoosobowo mogą być przeprowadzane manipulacje łączeniowe wykonywane zdalnie. Pozostałe czynności łączeniowe należy wykonywać dwuosobowo.

Przebieg czynności łączeniowych wykonywanych w stacji powinien być kontrolowany na wszystkich wskaźnikach stwierdzających faktyczne stany położenia łączników, sygnały zdarzeń i wartości mierzonych wielkości (prądy, napięcia, moce) w stacji i w zdalnych systemach sterowania i nadzoru.

Za standardowe zasady blokad łączników uważa się następujące:

- wyłącznik może być otwierany lub zamykany zawsze,
- odłącznik szynowy może być otwierany przy otwartym wyłączniku,
- odłącznik szynowy może być zamykany przy otwartym wyłączniku i otwartych uziemnikach po obu stronach odłącznika,
- odłącznik liniowy może być otwierany przy otwartym wyłączniku,
- odłącznik liniowy może być zamykany przy otwartym wyłączniku i otwartych uziemnikach po obu jego stronach,
- uziemnik może być zamykany przy otwartych odłącznikach po wszystkich jego stronach,
- uziemnik może być otwierany zawsze (skoro został zamknięty),
- w stacjach elektroenergetycznych w układzie z podwójnym systemem szyn zbiorczych odłącznik szynowy może być otwierany lub zamykany przy zamkniętym wyłączniku i zamkniętym drugim odłączniku szynowym, jeśli szyny są połączone ze sobą sprzęgłem pracującym jako poprzeczne – z zamkniętymi odłącznikami do obu systemów szyn i zamkniętym wyłącznikiem.

13.4. ZWROTY OBOWIĄZUJĄCE PODCZAS WYDAWANIA POLECEŃ RUCHOWYCH I PRZYJMOWANIA MELDUNKÓW O ICH WYKONANIU

Podczas wydawania poleceń ruchowych i przyjmowaniu meldunków o ich wykonaniu obowiązują następujące zwroty:

- dla zmiany położenia styków wyłącznika, rozłącznika:
 - z a ł ą c z y ć,
 - w y ł ą c z y ć,
- dla zmiany położenia noży odłącznika, uziemnika stałego:
 - z a m k n ą ć,
 - o t w o r z y ć,
- dla uziemiaczy przenośnych:
 - z a ł o ż y ć,
 - z d j ą ć,
- dla bezpieczników:
 - w y j ą ć,
 - w ł o ż y ć,
- dla rozdzielnic dwuczłonowych jako odpowiednik otwarcia (zamknięcia) odłączników:
 - wytoczyć człon wyłącznikowy (bezpiecznikowy, odłącznikowy) do położenia p r ó b a,
 - wtoczyć człon wyłącznikowy (bezpiecznikowy, odłącznikowy) do położenia p r a c a,
- dla automatyki SPZ, SZR:
 - z a b l o k o w a ć,
 - o d b l o k o w a ć.

Polecenia ruchowe powinny być podawane, w formie zwartej, jednoznacznej i zrozumiałej, zdefiniowanymi zwrotami. Przyjmujący polecenie ruchowe powtarza treść polecenia, zapisując je w dzienniku operacyjnym. W zapisie należy podać czas otrzymania polecenia ruchowego, nazwisko dyspozytora i ewentualnie symbol jednostki organizacyjnej. Zapisy polecenia u przyjmującego i wydającego polecenie ruchowe powinny być jednakowe. Wydane polecenia ruchowe i meldunki po ich wykonaniu powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym i przez określony czas przechowywane.

Polecenie na wykonanie czynności łączeniowych należy wydać osobie przyjmującej w sposób bezpośredni (osobiście) lub za pomocą środków łączności. W razie niedostatecznej słyszalności lub braku łączności dopuszcza się pośrednictwo w przekazywaniu poleceń ruchowych – wtedy funkcje pośrednika pełnić może wyłącznie osoba upoważniona do wykonywania przełączeń.

LITERATURA

KSIĄŻKI I PUBLIKACJE

- [1] Bełdowski T., Markiewicz H.: *Stacje i urządzenia elektroenergetyczne*. WNT, Warszawa 1998.
- [2] Bujko J., Hejnowicz G.: *Projektowanie przemysłowych stacji elektroenergetycznych*. Wyd. Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1989.
- [3] Dołęga W., Klajn A., Kobusiński M.: *Laboratorium z urządzeń i instalacji elektrycznych*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2004.
- [4] Kahl T.: *Sieci elektroenergetyczne*. WNT, Warszawa 1984.
- [5] Kamińska A.: *Urządzenia i stacje elektroenergetyczne*. Wyd. Politechniki Poznańskiej, Poznań 2000.
- [6] Kinsner K., Serwin A., Sobierajski M., Wilczyński A.: *Sieci elektroenergetyczne*. Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1993.
- [7] Knothe S.: *Sieci elektroenergetyczne przemysłowe*. WNT, Warszawa 1980.
- [8] Markiewicz H.: *Bezpieczeństwo w elektroenergetyce*. WNT, Warszawa 1999.
- [9] Markiewicz H.: *Instalacje elektryczne*. Wyd. 4. WNT, Warszawa 2002.
- [10] Markiewicz H.: *Urządzenia elektroenergetyczne*. WNT, Warszawa 2001.
- [11] *Modern Power Station Practice*. Third Edition, Pergamon Press, Oxford 1991.
- [12] Nartowski Z.: *Stacje elektroenergetyczne 110-750 kV*. WNT, Warszawa 1984.
- [13] Praca zbiorowa: *Poradnik inżyniera elektryka*. Tom 2, 3. WNT, Warszawa 2005.
- [14] Praca zbiorowa pod red.: W. Jabłońskiego: *Sieci, instalacje i urządzenia elektroenergetyczne o napięciu powyżej 1 kV. Poradnik inżyniera elektryka, projektanta i inwestora*. Wydawnictwo Verlag Dashofer Sp. z o.o., Warszawa 2006.
- [15] Praca zbiorowa pod red. S. Kujszczyka: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*. Tom 1, 2. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
- [16] Praca zbiorowa pod red. S. Kujszczyka: *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*. WNT, Warszawa 1997.
- [17] Praca zbiorowa pod red. J. Szwedowskiego: *Sieci elektroenergetyczne w zakładach przemysłowych – Poradnik*. Tom 2. *Elektroenergetyczne stacje i linie*. WNT, Warszawa 1990.

NORMY, PRZEPISY

- [18] PN-E-05115:2002. *Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV*.
- [19] PN-EN 1838:2005. *Zastosowania oświetlenia – Oświetlenie awaryjne*.
- [20] PN-EN 2665:2003. *Światło i oświetlenie – Podstawowe terminy oraz kryteria określania wymagań dotyczących oświetlenia*.
- [21] PN-EN 12464:2004. *Światło i oświetlenie – Oświetlenie miejsc pracy*.
- [22] PN-EN 13032:2005. *Światło i oświetlenie – Pomiar i prezentacja danych fotometrycznych lamp i opraw oświetleniowych*.
- [23] PN-EN 50110:2005. *Eksploatacja urządzeń elektrycznych*.
- [24] PN-EN 50341:2005. *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV*.

- [25] PN-EN 50423:2005. *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV do 45 kV włącznie.*
- [26] PN-EN 60298:2000. *Rozdzielnice prądu przemiennego w osłonach metalowych na napięciu powyżej 1 kV do 52 kV włącznie.*
- [27] PN-EN 60517:1999. *Rozdzielnice z izolacją gazową w obudowach metalowych na napięciu znamionowe 72,5 kV i wyższe.*
- [28] PN-EN 60529:2003. *Stopnie ochrony zapewnianej przez obudowy (Kod IP).*
- [29] PN-EN 60694:2001. *Postanowienia wspólne dotyczące norm na wysokonapięciową aparaturę rozdzielczą i sterowniczą.*
- [30] PN-EN 61330:2001. *Stacje transformatorowe prefabrykowane wysokiego napięcia na niskie napięcie.*
- [31] PN-EN 62271-200:2005. *Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – część 200; Rozdzielnice prądu przemiennego w osłonach metalowych na napięciu wyższe niż 1 kV do 52 kV włącznie.*
- [32] PN-IEC 60466:2000. *Rozdzielnice prądu przemiennego w osłonach izolacyjnych na napięciu znamionowe wyższe niż 1 kV do 38 kV włącznie.*

KATALOGI, INSTRUKCJE I INNE OPRACOWANIA

- [33] *Album do projektowania rozdzielnic niskiego napięcia typu MNS.* Elektromontaż-Eksport S.A., 2000.
- [34] *Album do projektowania rozdzielnic średniego napięcia typu RDGm-12.* Elektromontaż-Eksport S.A., 2000.
- [35] *Album do projektowania rozdzielnic średniego napięcia typu RS-12m.* Elektromontaż-Eksport S.A., 2000.
- [36] *Album do projektowania rozdzielnic średniego napięcia typu RS-17.* Elektromontaż-Eksport S.A., 2000.
- [37] *Album do projektowania rozdzielnic średniego napięcia typu RS-24.* Elektromontaż-Eksport S.A., 2000.
- [38] *Album do projektowania rozdzielnic średniego napięcia typu RS-24Jm.* Elektromontaż-Eksport S.A., 2000.
- [39] *COMPASS. Rozwiązania dla Stacji Elektroenergetycznych Wysokiego Napięcia. Karta informacyjna.* ABB T&D, Viale Pavia 2002.
- [40] *Dokumentacja Systemu WindEx – Informacje ogólne. Funkcje systemu.* Elkomtech. Łódź 2002.
- [41] *ETL 600 Uniwersalny terminal cyfrowy ETN. Karta informacyjna.* ABB Energetyczne Systemy Komunikacyjne, Warszawa 2006.
- [42] *Instrukcja łącznych ruchowych w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych.* PTPiREE, 2001.
- [43] *Instrukcja obsługi telemechaniki systemu SYNDIS RV w RDR Kłodzko.* Kłodzko 2000.
- [44] *Instrukcja obsługi SYNDIS RV w zakresie telemechaniki radiowej.* RDR, Kłodzko 2000.
- [45] *Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci rozdzielczej. Załącznik 1 do rozporządzenia nr 17/2003.* Zakład Energetyczny Jelenia Góra, Jelenia Góra 2003.
- [46] *Instrukcja ruchu i eksploatacji stacji elektroenergetycznej KLG110/6 kV. O/ZG, Lubin 2003.*
- [47] *Kontenerowa stacja transformatorowa typu KKZ-24/630 (TKC-1000). Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A., 1998.

- [48] *Kontenerowe stacje transformatorowe. Katalog do projektowania.* ZPUE, Włoszczowa 2004.
- [49] *Kontenerowe stacje transformatorowe typu KPW5-24/630 (IN10C-5), KPW7-24/630 (IN10C-7). Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A., 1999.
- [50] *Kompleksowy system zabezpieczania, sterowania i nadzoru stacji w ofercie ZEG-Energetyka Tychy. Referat.* ZEG-Energetyka, Tychy 2002.
- [51] *MRw-bpp Typoszereg kontenerowych stacji transformatorowych w obudowie betonowej ze ścianami oddzielenia przeciwpożarowego. Karta informacyjna.* ZPUE, Włoszczowa 2004.
- [52] *Niekonwencjonalne rozwiązania stacji transformatorowych. Karta informacyjna.* ZPUE, Włoszczowa 2004.
- [53] *Nowoczesne rozwiązania stacji i systemów elektroenergetycznych. Karta informacyjna.* ABB, Kraków 2002.
- [54] *PASS MO. Innowacyjne rozwiązanie dla stacji dystrybucyjnych do 170 kV - PASS MO. Karta informacyjna.* ABB T&D, Viale Pavia 2001.
- [55] *Pola z wyłącznikami wysuwymi. Karta informacyjna.* ZPUE, Włoszczowa 2004.
- [56] *PRINS. System zarządzania siecią.* ZTS, Poznań 2001.
- [57] *Program pracy sieci elektroenergetycznej 110 kV oraz 6 kV. O/ZG, Lubin 2003.*
- [58] *Przepisy Urzędzeń Elektroenergetycznych (Z1-Z20).* Wema, Warszawa 1987.
- [59] *Rozdzielnica skrzynkowa niskiego napięcia typu INS. Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A., 2001.
- [60] *Rozdzielnica średniego napięcia typu RDGm-12I. Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A., 2002.
- [61] *Rozdzielnica średniego napięcia typu RDGm-12. Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A., 2002.
- [62] *Rozdzielnica średniego napięcia typu RS-12. Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A., 2002.
- [63] *Rozdzielnica średniego napięcia typu RS-24Jm. Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A., 2002.
- [64] *Rozdzielnica średniego napięcia typu RS-24m. Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A., 2002.
- [65] *Rozdzielnica średniego napięcia typu RSU. Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A., 2002.
- [66] *Rozdzielnice nN energetyczno-dystrybucyjne. Katalog do projektowania.* ZPUE, Włoszczowa 2002.
- [67] *Rozdzielnice nN przemysł, budownictwo. Katalog do projektowania.* ZPUE, Włoszczowa 2005.
- [68] *Rozdzielnice SN. Katalog do projektowania.* ZPUE, Włoszczowa 2004.
- [69] *Schematy połączeń wybranych stacji elektroenergetycznych.* EnergiaPro Koncern Energetyczny.
- [70] *Sepam 2000. Funkcje pomiarowe i zabezpieczeniowe. Instrukcja użytkownika.* Schneider Electric Polska, 1999.
- [71] *Nowoczesne rozwiązania pól wyłącznikowych dla stacji 110 kV. Karta informacyjna.* SIEMENS, Warszawa 2002.
- [72] *Stacja Elektroenergetyczna 110/15 kV Karczyn koło Inowrocławia. Karta informacyjna.* SIEMENS, ZE Bydgoszcz S.A, Warszawa 2002.

- [73] *Słupowe stacje transformatorowe. Katalog do projektowania.* ZPUE, Włoszczowa 2004.
- [74] *Stacja transformatorowa lubelska małogabarytowa 15-20/0,4 kV z transformatorem o mocy 630 kVA z obsługą wewnętrzną typu STLmb. Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A. oddział Elektromontaż Lublin, Lublin 2001.
- [75] *Stacja transformatorowa lubelska małogabarytowa w obudowie betonowej typu STLmb-3. Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A. oddział Elektromontaż Lublin, Lublin 2001.
- [76] *Stacja transformatorowa lubelska małogabarytowa w obudowie betonowej typu STLmb-5. Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A. oddział Elektromontaż Lublin, Lublin 2001.
- [77] *Stacja transformatorowa lubelska małogabarytowa w obudowie betonowej typu STLmb-6. Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A. oddział Elektromontaż Lublin, Lublin 2001.
- [78] *Stacja transformatorowa lubelska małogabarytowa w obudowie betonowej typu STLmb-8. Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A. oddział Elektromontaż Lublin, Lublin 2001.
- [79] *Stacja transformatorowa małogabarytowa SN/nn z transformatorem o mocy do 630 kVA z obsługą z zewnątrz STLm-1. Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A. oddział Elektromontaż Lublin, Lublin 2001.
- [80] *Stacja transformatorowa małogabarytowa SN/nn z transformatorem o mocy do 630 kVA z obsługą z zewnątrz STLm-2. Karta informacyjna.* Elektromontaż-Eksport S.A. oddział Elektromontaż Lublin, Lublin 2001.
- [81] *SYNDIS – System nadzoru, doradztwa i sterowania.* Mikronika, Poznań 1997.
- [82] *SYNDIS – System nadzoru, doradztwa i sterowania. Koncentrator zabezpieczeń SO-55XX.* Mikronika, Poznań 1999.
- [83] *System cyfrowych zabezpieczeń, automatyki, pomiarów, sterowania, rejestracji i komunikacji CZIP. Skrócona karta informacyjna.* Relpol Zakład Polon, Zielona Góra 2004.
- [84] *System CZIP. Karta informacyjna.* Relpol Zakład Polon, Zielona Góra 2003.
- [85] *System monitoringu i sterowania SMIS. Obsługa cyfrowego zespołu automatyki zabezpieczeniowej linii WN CZAZ-RL. Instrukcja obsługi.* ZEG-Energetyka, Tychy 2005.
- [86] *System EX.* Przedsiębiorstwo Wdrażania Postępu Technicznego TKP-ELKOMEX, Łódź 1988.
- [87] *System SYNDIS RV – Dokumentacja operatorska. Część 1, 2, 3.* Mikronika, Poznań 2000.
- [88] *System WindEx. Dokumentacja ruchowa.* Elkomtech, Łódź 2002.
- [89] *Szczegółowa charakterystyka techniczna stacji KLW.* O/ZG Lubin 2003.
- [90] *Typowe stacje uproszczone 110 kV/15 kV typu KSU-1, KSU-3. Dokumentacja kompleksowa.* Energoprojekt, Kraków 1975.
- [91] *Wytyczne do projektowania sieci telemechaniki w oparciu o urządzenia systemu DETEC-851.* IASE, Wrocław 1993.

STRONY www

- [92] www.elkomtech.com.pl
- [93] www.relpol.com.pl
- [94] www.zeg-energetyka.com.pl