Radu-Adrian TÎRNOVAN Dan Călin PETER
Aurel BOTEZAN

PROTECȚIA SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

Curs

U.T.PRESS
Cluj-Napoca, 2025
ISBN 978-606-737-823-8

Radu-Adrian TÎRNOVAN Dan Călin PETER
Aurel BOTEZAN

PROTECȚIA SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

Curs

U.T.PRESS
Cluj - Napoca, 2025
ISBN 978-606-737-823-8

Editura U.T.PRESS
Str. Observatorului nr. 34
400775 Cluj-Napoca
Tel.: 0264-401.999
e-mail: utpress@biblio.utcluj.ro
www.utcluj.ro/editura

Recenzia: Prof.dr.ing. Sorin Pavel
Conf.dr.ing. Liviu Neamț

Pregătire format electronic on-line: Gabriela Groza

Copyright © 2025 Editura U.T.PRESS
Reproducerea integrală sau parţială a textului sau ilustraţiilor din această carte este posibilă numai cu acordul prealabil scris al editurii U.T.PRESS.

ISBN 978-606-737-823-8

Prefață

Lucrarea de față se adresează tuturor studenților de la profilul Electric din cadrul Universității Tehnice din Cluj-Napoca și în special celor de la licență, specializarea Ingineria Sistemelor Electroenergetice, care parcurg disciplina de Protecția și Automatizarea Sistemelor Electroenergetice. Cursul de față acoperă prima parte a acestei discipline. Constituie totodată o lucrare de plecare pentru studiul disciplinelor de Protecții Digitale în Energetică, respectiv Automatizări și Protecții Digitale în Energetică discipline predate studenților de la masterat specializarea Managementul Sistemelor Electroenergetice Moderne anul I, respectiv Inginerie și Management în Domeniul Energetic anul I.

Disciplina are rolul de a familiariza pe viitorii ingineri din domeniul Ingineriei electrice cu noțiunile și tehnicile privind protecțiile din sistemele electroenergetice, ajutându-i să-și plaseze domeniul de specializare în cadrul mai larg al Electroenergeticii.

Deoarece cursul acoperă un domeniu foarte larg, lucrarea de față și-a propus realizarea unei sinteze care să puncteze aspecte principale din domeniul Protecțiilor cu Relee din Sistemele Electroenergetice, multitudinea de probleme specifice acestui domeniu neputând fi prezentate în detaliu.

În esență cursul este structurat în zece capitole. La finalul fiecărui capitol este prezentată o bibliografie care să permită studentului să aprofundeze problemele abordate în această lucrare.

CUPRINS

1. 1. CONSIDERAȚII GENERALE PRIVIND PROTECȚIILE CU RELEE 1
1.1. INTRODUCERE 1
1.2. DEFECTE ȘI REGIMURI ANORMALE DE FUNCȚIONARE ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE 3
1.2.1. Scurtcircuitul 4
1.2.2. Punerea la pământ 5
1.2.3. Întreruperea unei faze 5
1.2.4. Regimuri anormale de funcționare 6
1.3. TERMINOLOGIE SPECIFICĂ 6
1.4. CLASIFICAREA SISTEMELOR DE PROTECȚIE 9
1.5. CODIFICAREA PROTECȚIILOR DIN SISTEMELE ELECTROENERGETICE 11
1.6. CERINȚE IMPUSE SISTEMELOR DE PROTECȚIE 12
1.7.. FACTORI CARE AFECTEAZĂ PROIECTAREA SISTEMELOR DE PROTECȚIE 14
1.8. CONCLUZII 14
BIBLIOGRAFIE 14

2. PRINCIPII DE PROTECȚIE ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE 16
2.1. PROTECȚII DE CURENT 16
2.1.1. Principiul protecției de curent 16
2.1.2. Principiul protecției maximale de curent instantanee (cu secționare) 16
2.1.3. Principiul protecției maximale de curent temporizată 19
2.1.4. Principiul protecțiilor de curent de secvență 24
2.1.5. Principiul protecției maximale de curent direcționale 26
2.2. PRINCIPIUL PROTECȚIILOR DE TENSIUNE 28
2.2.1. Protecția de minimă tensiune 28
2.2.2. Protecția maximală de tensiune 29
2.3. PROTECȚII COMPARATIVE 30
2.3.1. Principiul protecției diferențiale longitudinale 30
2.3.2. Protecția diferențială transversală 37
2.3.3. Principiul protecției cu comparație de fază 37
2.4. PRINCIPIUL PROTECȚIEI DE DISTANȚĂ 39
2.4.1. Preambul 39
2.4.2. Caracteristicile unor relee de distanță 41
2.4.3. Influența arcului electric la locul de defect asupra funcționării releelor de distanță 50
2.4.4. Comportarea protecției de distanță la suprasarcini 51
2.5. APLICAȚII 52
ANEXĂ. CURBE DE PROTECȚIE CONFORM IEEE C37.112-1996 58
BIBLIOGRAFIE 59

3. PROTECȚIA GENERATOARELOR SINCRONE 61
3.1. ELEMENTE GENERALE 61
3.2. PROTECȚII ÎMPOTRIVA DEFECTELOR ÎN STATOR 62
3.2.1. Protecții împotriva scurtcircuitelor între faze 62
3.2.2. Protecția împotriva scurtcircuitelor între spirele aceleiași faze 67
3.2.3. Protecția împotriva punerilor la pământ în stator 69

3.3. PROTECȚII ÎMPOTRIVA DEFECTELOR ÎN ROTOR 72
3.3.1. Protecția împotriva scăderii sau pierderii excitației 72
3.3.2. Protecția împotriva defecțiunilor în funcționarea regulatorului automat de tensiune 73
3.3.3. Protecția împotriva punerilor la pământ în rotor 73
3.4. PROTECȚII ÎMPOTRIVA DEFECTELOR ÎN SISTEM ȘI A REGIMURILOR ANORMALE DE FUNCȚIONARE 75
3.4.1. Protecția împotriva scurtcircuitelor exterioare și a suprasarcinilor din sistem 75
3.4.2. Protecția împotriva creșterii tensiunii 79
3.4.3. Protecția împotriva funcționării în regim de motor 80
BIBLIOGRAFIE 80

4. PROTECȚIA TRANSFORMATOARELOR DE PUTERE 81
4.1. GENERALITĂȚI 81
4.2. PROTECȚII ALE TRANSFORMATOARELOR DE PUTERE ÎMPOTRIVA DEFECTELOR INTERIOARE 81
4.2.1. Protecția cu relee de gaze 81
4.2.2. Protecția de cuvă 84
4.2.3. Protecția diferențială longitudinală a transformatoarelor 85
4.2.4. Protecția diferențială de secvență zero a transformatoarelor de putere 95
4.2.5. Secționarea de curent 97
4.3. PROTECȚIA ÎMPOTRIVA DEFECTELOR EXTERIOARE ȘI A REGIMURILOR ANORMALE 98
4.3.1. Protecția maximală de curent temporizată 98
4.3.2. Protecția maximală de curent cu blocaj de tensiune minimă 99
4.3.3. Protecția maximală temporizată de curent cu filtru de secvență negativă (inversă) 100
4.3.4. Protecția maximală de curent de secvență zero (homopolară) 101
4.3.5. Protecția maximală de tensiune de secvență zero (homopolară) 101
4.3.6. Protecția de distanță a transformatoarelor de putere 102
4.3.7. Protecția transformatoarelor de putere împotriva suprasarcinilor 102
4.4. APLICAȚII 103
BIBLIOGRAFIE 110

5. PROTECȚIA SISTEMELOR DE BARE COLECTOARE 111
5.1. ELEMENTE GENERALE 111
5.2. PROTECȚIA DIFERENȚIALĂ A BARELOR COLECTOARE 112
5.2.1. Protecția diferențială longitudinală completă a barelor colectoare 112
5.2.2. Protecția diferențială incompletă a barelor colectoare 114
5.3. PROTECȚIA DE MASĂ A BARELOR COLECTOARE 116
5.4. PROTECȚIA DIRECȚIONALĂ CU COMPARARE A BARELOR COLECTOARE 117
5.5. PROTECȚIILE PREVĂZUTE PE CUPLELE DE BARE 118
BIBLIOGRAFIE 119

6. PROTECȚIA LINIILOR ELECTRICE DIN REȚELE RADIALE 120
6.1. ELEMENTE GENERALE 120
6.2.2. PROTECȚII MAXIMALE DE CUREN 120
6.2.3. Protecția liniilor electrice radiale prin secționare de curent 121
6.2.4. Secționarea de curent temporizată 123
6.2.5. Protecția maximală de curent temporizată a liniilor electrice radiale 123
6.2.6. Protecția maximală de curent în două trepte 128
6.2. PROTECȚIA DE SECVENȚĂ ZERO A REȚELELOR RADIALE 130

6.2.1. Circulația curenților de defect în cazul unei puneri la pământ într-o rețea de medie tensiune 130
6.2.2. Clasificarea protecțiilor împotriva defectelor cu punere la pământ după principiul de funcționare 133
6.2.3. Protecția maximală de curent secvență zero 135
6.2.4. Protecția maximală de tensiune secvență zero 137
6.2.5. Protecția maximală de curent de secvență zero direcțională 138
6.2.6. Protecții la punere la pământ direcționale de secvență zero, de armonica a 5-a, în regim staționar de PLP 138
6.2.7. Protecții la puneri la pământ direcționale, care supraveghează regimul nestaționar de PLP 138
6.2.8. Metoda DESIR (Détection Sélective par les Intensités Résiduelles) 139
6.2.9. Protecția maximală de curent de secvență zero wattmetric 140
6.2.10. Protecția maximală de curent de secvență zero de armonici superioare 140
6.2.11. Protecții de secvență zero prevăzute pe liniile electrice din rețelele radiale 142
6.3. PROTECȚIA LINIILOR RADIALE ÎMPOTRIVA SUPRASARCINILOR 148
6.4. APLICAȚII 148
BIBLIOGRAFIE 153

7. PROTECȚIA LINIILOR ELECTRICE DIN REȚELE BUCLATE 154
7.1. PROTECȚIA LINIILOR ALIMENTATE LA DOUĂ CAPETE 154
7.1.1. Protecția direcțională cu secționare de curent pe o linie alimentată la două capete 154
7.1.2. Protecția maximală de curent direcțională temporizată 155
7.2. PROTECȚIA DIFERENȚIALĂ LONGITUDINALĂ A LINIILOR ELECTRICE SCURTE 157
7.2.1. Protecția diferențială longitudinală cu curenți de circulație 157
7.2.2. Protecția diferențială longitudinală cu echilibrarea tensiunilor 159
7.3. PROTECȚIA DIFERENȚIALĂ TRANSVERSALĂ A LINIILOR ELECTRICE DUBLE DE ÎNALTĂ ȘI MEDIE TENSIUNE 159
7.3.1. Principiul de realizare al protecției diferențiale transversale 159
7.3.2. Calculul curentului de pornire a protecției 160
7.3.3. Metode de mărire a sensibilității protecției diferențiale transversale 161
7.3.4. Zona de acționare în cascadă și zona moartă a protecției diferențiale transversală 161
BIBLIOGRAFIE 163

8. PROTECȚIA DE DISTANȚĂ A LINIILOR ELECTRICE 164
8.1. ASPECTE GENERALE 164
8.2. PRINCIPIUL DE REALIZARE A PROTECȚIEI DE DISTANȚĂ 164
8.3. SCHEME DE PROTECȚII DE DISTANȚĂ 171
8.3.1. Schema protecției de distanță convențională (de bază) în trepte de timp 171
8.3.2. Schema protecției de distanță cu extinderea Zonei 1 172
8.3.3. Scheme de protecții de distanță cu transfer al declanșării („transfer tripping scheme”) 173
8.4. CALCULUL PARAMETRILOR DE REGLAJ AI PROTECȚIILOR DE DISTANȚĂ 179
8.4.1. Coeficientul de ramificație 179
8.4.2. Reglajul elementelor de pornire 180
8.4.3. Setarea elementelor de măsurare în cazul protecției de distanță 181
BIBLIOGRAFIE 182

9. PROTECȚIA DE DECLANȘARE DE REZERVĂ LA REFUZ DE ÎNTRERUPTOR (DRRI) 183

9.1. CONSIDERAȚII GENERALE. DEFINIȚII ȘI SIMBOLIZĂRI 183
9.2. MENȚIUNI PRIVIND FUNCȚIONAREA COORDONATĂ A SISTEMELOR DE PROTECȚIE 185
9.2.1. Generalități 185
9.2.2. Coordonarea protecțiilor fără funcție dedicată DRRI 185
9.2.3. Protecții de rezervă cu funcție DRRI dedicată 190
9.3. SCHEME DE PROTECȚIE DE REZERVĂ CU FUNCȚIE DE DECLANȘARE LA REFUZ DE ÎNTRERUPTOR 192
9.3.1. Preambul 192
9.3.2. Logica de bază pentru DRRI 193
9.3.3. Logică DRRI cu re-declanșare 196
9.3.4. Logică DRRI pentru rețele cu mai mult de un întreruptor pe circuit 197
9.3.5. Logică DRRI cu autorizarea acționării detectorului (funcției de detecție) de curent 50 BF („50 BF torque control”) 198
9.3.6. Logică de DRRI cu control de timp 200
9.3.7. Logică de DRRI cu menținerea comenzii de inițiere 201
9.3.8. Logică de DRRI pentru defecte cu curenți de valori reduse 202
9.3.9. Schema de DRRI cu temporizator dublu cu contact auxiliar rapid și verificarea resetării detectorului de curent 204
9.3.10. Schema de DRRI cu trei temporizatoare 204
9.3.11. Schemă de DRRI cu declanșare monofazată și re-declanșare 205
9.3.12. Schema de DRRI cu ocolirea temporizatorului 206
BIBLIOGRAFIE 207

10. PROTECȚIA CU RELEE A MOTOARELOR ELECTRICE 208
10.1. DEFECTELE POSIBILE ȘI REGIMURI ANORMALE DE FUNCȚIONARE ALE MOTOARELOR ELECTRICE 208
10.2. PROTECȚIA ÎMPOTRIVA SCURTCIRCUITELOR POLIFAZATE ÎN STATOR 209
10.2.1. Protecția maximală de curent 209
10.2.2. Protecția diferențială de curent 210
10.2.3. Protecția împotriva scăderii tensiunii 212
10.2.4. Protecția maximală de curent temporizată împotriva suprasarcinilor 219
10.2.5. Protecția împotriva punerilor la pământ monofazate 221
BIBLIOGRAFIE 223

1. CONSIDERAȚII GENERALE PRIVIND PROTECȚIILE CU RELEE

1.1. INTRODUCERE

Protecția prin relee este una dintre principalele forme ale automatizării sistemelor electroenergetice având drept scop principal detectarea avariei, deconectarea elementului avariat în vederea evitării extinderii avariei și a revenirii cât mai rapide la regimul normal de funcționare pentru restul sistemului. Protecția prin relee a unei instalații electrice este formată din totalitatea dispozitivelor și aparatelor destinate să asigure în mod automat deconectarea instalației în cazul apariției unui defect, sau a unui regim anormal de funcționare, periculos pentru instalație și/sau să semnalizeze apariția regimului respectiv. În cazul defectelor și regimurilor anormale, care nu prezintă un pericol imediat, protecția prin relee nu comandă automat deconectarea instalației ci doar semnalizează apariția regimului anormal. Protecția prin relee contribuie în mod direct, în primul rând, la asigurarea continuității alimentării normale cu energie electrică a consumatorilor, iar, în al doilea rând, la menajarea instalațiilor electroenergetice, care pot fi suprasolicitate sau chiar avariate în cazul apariției unor regimuri anormale de funcționare.

Modul în care acționează protecțiile rezultă din rolul lor de izolare a părților unde s-au produs fenomenele anormale. Acțiunea de izolare se traduce printr-o secționare (întrerupere) a circuitelor, însoțită de dispariția mărimilor electrice: curent, tensiune, putere etc., în părțile defecte din sistem. scurt istoric al evoluției protecțiilor și automatizărilor din sistemele electroenergetice

Pot fi puse în evidență câteva date mai importante în evoluția automatizărilor/protecțiilor [2] legate de realizări semnificative:

- 1895 – este anul în care apar primele încercări de utilizare în scopuri de protecție a releelor electromagnetice de curent cu acțiune directă, instalate direct pe întreruptoare;
- începutul secolului XX – în SUA apar primele instalații telemecanice folosite la comanda centralizată a stațiilor de tracțiune;
- după anul 1900 se construiesc primele relee de protecție, deci apariția releelor de protecție a avut loc cu mai bine de un secol în urmă;
- după unii autori primul releu de protecție, de tip releu maximal de curent, a fost produs în anul 1902 [1], [6];
- alți autori consideră anul 1905 ca fiind anul în care apare primul releu de protecție [3], [5];
- după anul 1905, apare conceptul de protecție diferențială folosind conductoare pentru transmiterea informației de la un capăt la celălalt capăt al liniei [4], în timp ce alți autori marchează anul 1908 ca fiind anul în care se propune principiul protecției diferențiale de curent, bazat pe compararea curenților de la capetele zonei protejate [2];
- în anul 1909, apar releele maximale de curent cu caracteristică inversă, realizate ca relee de inducție [1];
- în jurul anului 1909 apare conceptul discriminării în direcție a defectelor (principiul protecției direcționale) [4];
- 1910 – începe aplicarea protecțiilor direcționale. În același timp demarează și încercările de realizare a protecțiilor bazate pe compararea raportului tensiunilor și curenților [2];
- 1920 – marchează apariția protecțiilor de distanță [2];
- 1923 – apar primele încercări de realizare a protecțiilor direcționale prin înaltă frecvență, folosind transmiterea semnalului de înaltă frecvență prin conductoarele liniei protejate [2];

➢ în 1923, apare releul de distanță realizat sub formă de releu de impedanță. Ceva mai târziu apare releul de distanță „mho”, realizat ca un releu de inducție cu echipajul mobil sub formă de pahar, având o precizie foarte bună [4];
➢ începând cu anul 1939 se dezvoltă releele polarizate având o precizie și o sensibilitate mult mai bune decât variantele anterioare [1]. Toate releele dezvoltate până în anii 1940 erau relee electromecanice;
➢ în perioada 1925-1950 apar regulatoarele electronice [2];
➢ la începutul anilor 1940 apar și preocupări privind dezvoltarea releelor utilizând dispozitive electronice, relee cunoscute sub denumirea de relee statice [1];
➢ 1955 – apar primele protecții electronice;
➢ 1959 – marchează realizarea primei scheme de protecție complet electronică, fără elemente de protecție cu contacte. Primele relee statice au fost realizate cu tuburi electronice, durata de viață relativ scurtă fiind principalul dezavantaj față de releele electromagnetice. Apariția tranzistorului a condus la dezvoltarea inclusiv a diferite scheme de protecție la distanță. Utilizarea tranzistoarelor a permis dezvoltarea unor noi concepte de protecție pentru această perioadă, permițând realizarea de circuite comparatoare de fază, comparatoare de amplitudine, comparatoare de valori medii și efective etc. [4]. Principalul avantaj al acestor relee era reprezentat de inexistența pieselor în mișcare. Totodată viteza de operare a acestor relee este cu mult mai mare decât a celor electromecanice, timpul lor de resetare fiind mai mic decât timpul de resetare al releelor de protecție electromecanice. Un alt avantaj important constă în posibilitatea efectuării unor reglaje cu mult mai precise decât în cazul releelor electromecanice, respectiv o creștere importantă a sensibilității [1]. În perioada de „vârf” a utilizării releelor static*e* apar și primele preocupări privind o nouă generație de relee și anume a releelor digitale;
➢ sfârșitul anilor 1960 corespunde primelor cercetări privind utilizarea computerelor digitale și a microprocesoarelor în scopul realizării unor relee de protecție [8];
➢ primele propuneri substanțiale pentru utilizarea computerelor digitale provin de la Rockefeller în 1969 [6] urmate la scurt timp de o serie de publicații pe acest subiect;
➢ primele relee bazate pe microprocesoare oferite ca dispozitive comerciale apar doar în 1979 [7]. Au fost propuse diferite tehnici și algoritmi pentru a obține viteze cât mai mari de răspuns pentru a asigura lichidarea cât mai rapidă a defectelor;
➢ la sfârșitul anilor 1980 au apărut pe piață relee digitale cu funcții multiple, reducându-se drastic costul instalațiilor de protecție [1];
➢ 1980 – realizarea primelor protecții cu microprocesoare [2];
➢ 1981 – realizarea primelor protecții ale liniilor cu microprocesoare [2];
➢ 1985 – introducerea protecțiilor cu microprocesor pentru motoarele electrice [2];
➢ 1986 – utilizarea fibrelor optice pentru realizarea protecțiilor diferențiale ale liniilor electrice [2];
➢ În 1988, Virginia Tech dezvoltă primul prototip de releu care utilizează o unitate de măsură a fazorilor (PMU - Phasor Measurement Unit) [1]. Această tehnică permite măsurarea, pe lângă amplitudinea mărimilor electrice, și a unghiurilor de fază, putând oferi informații suplimentare care pot fi utilizate pentru a îmbunătăți logica funcțională a releelor de protecție:
➢ 1989 – apariția protecțiilor numerice ale liniilor electrice (LZ316) [2];
➢ în anii 1990, noțiunea de sistem integrat de protecție și control devine foarte populară, beneficiind de avantajele tehnologiei cu microprocesoare. Astfel de relee numerice integrează, pe lângă funcții de protecție și alte funcții: de monitorizare a contactelor întreruptoarelor, de control, de înregistrare a evenimentelor, de analiză a formelor de undă, de autotestare, de comunicare etc. Releele numerice pot să stocheze mai multe seturi de parametri de protecție, ceea ce permite schimbarea comportamentului releului pe durata protejării echipamentului la care este atașat. Una dintre cele mai atractive caracteristici a acestor relee numerice este

capacitatea de comunicare care oferă noi direcții și posibilități pentru realizarea protecțiilor și dezvoltarea aplicațiilor care le apelează.

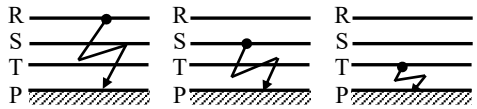
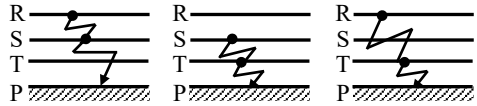
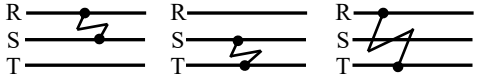
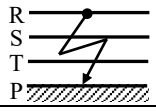
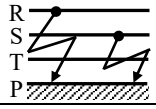
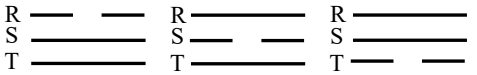
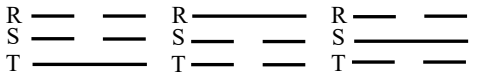
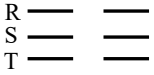
1.2. DEFECTE ȘI REGIMURI ANORMALE DE FUNCȚIONARE ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE

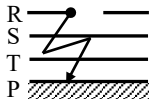
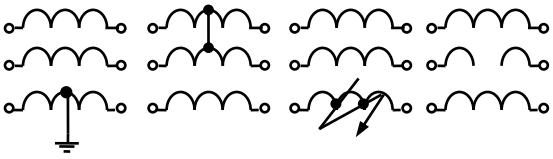
După natura lor, defectele în instalațiile electrice pot fi grupate în:

- defecte cauzate de deteriorări ale izolației (străpungere sau conturnare). Marea majoritate a defectelor reprezintă o formă sau alta a deteriorării izolației. Formele sub care se manifestă aceste defecte sunt scurtcircuitele și punerile la pământ simple sau duble;
- defecte datorate distrugerii integrității circuitelor electrice, care conduce la întreruperea acestora. Întreruperea circuitelor este o consecință a ruperii conductoarelor, arderii unei siguranțe pe o fază, deschiderii unui separator pe o singură fază etc.

În analiza defectelor se urmărește determinarea modificărilor care survin fată de situația normală de funcționare: apariția unor fenomene nedorite (arcul electric), care produc solicitări suplimentare, modificări ale valorilor și formelor de undă ale curenților, dispariția unor tensiuni pe faze, apariția unor supratensiuni, modificări ale structurii sistemului, care pot conduce la apariția pendulărilor în sistem etc. Reprezentarea schematică a principalelor tipuri de defecte în instalațiile electrice este ilustrată în tabelul 1.1 [12].

Tabelul 1.1. Principalele tipuri de defecte din instalațiile electrice [12]

Categorie defect	Tip defect	Reprezentare schematică
1	2	3
Scurtcircuit	monofazat	
	bifazat cu pământare	
	bifazat fără pământare	
	trifazat (fără pământare/cu pământare)	
Punere la pământ	simplă	
	dublă	
Întrerupere	monofazată	
	bifazată	
	trifazată	

1	2	3
Simultan	întreruperea unei faze și punere la pământ	
Defecte în înfășurări:	1. Scurtcircuit: a. la pământ a unei înfășurări b. între înfășurări c. între spire. 2. Întreruperea unei înfășurări	

1.2.1. Scurtcircuitul

Scurtcircuitul este un defect care constă în contactul accidental printr-o impedanță de valoare relativ mică (la limită nulă) între două sau mai multe conductoare aflate sub tensiune. Este cel mai grav defect care poate să apară într-o instalație electrică deoarece curenții care se stabilesc în circuit sunt mult mai mari decât valorile nominale. În consecință, solicitările termice și dinamice care apar în elementele componente ale sistemului sunt, de asemenea, mult mai mari decât în regimul normal de funcționare. Scurtcircuitele pot fi nete (metalice), datorate atingerilor directe între conductoarele fazelor, respectiv prin impedanță, reprezentată cel mai adesea de rezistența arcului electric care poate să apară între conductoarele active și/sau conductoare active și pământ (pământ sau elemente, obiecte legate la pământ). Arcul electric, format din plasmă la temperaturi extrem de ridicate, are un grad mare de mobilitate, ceea ce favorizează extindea acestuia de la o fază la alta sau la aparatele și echipamentele din imediata vecinătate, amplificând astfel defectul.

În tabelul 1.2 sunt prezentate principalele tipuri de scurtcircuit din instalațiile electrice, ținând seama de situația neutrului transformatorului care alimentează rețeaua în care se produce defectul.

Tabelul 1.2. Tipuri de scurtcircuit [2]

Situația neutrului transformatorului	Tipuri de scurtcircuit	Simbol
Transformator cu neutrul legat la pământ sau tratat prin rezistență:	Trifazat	$I_k^{(3)}$
	Bifazat	$I_k^{(2)}$
	Bifazat cu punere la pământ	$I_k^{(2p)}$
	Monofazat	$I_k^{(1)}$
Transformator cu neutrul izolat sau tratat prin bobină de stingere:	Trifazat	$I_k^{(3)}$
	Bifazat	$I_k^{(2)}$
Situația neutrului pentru rețele de diverse tensiuni ale SEE: ➢ Rețelele de înaltă și foarte înaltă tensiune (110, 220, 400 kV) - legarea directă la pământ a neutrului transformatoarelor și autotransformatoarelor. ➢ Rețelele de medie tensiune - se funcționează, în principiu, cu neutrul izolat dacă curentul de punere la pământ este mai mic decât cel admisibil (10 A). În caz contrar, neutrul rețelei se tratează prin bobină de stingere sau rezistență de limitare. ➢ Rețelele de joasă tensiune - legarea directă la pământ a neutrului rețelei, pentru a evita apariția unor tensiuni periculoase pentru personalul de deservire .		

În cazul scurtcircuitului trifazat toate fazele rețelei se află în condiții identice, deci se păstrează simetria rețelei, fapt pentru care acest defect se consideră simetric. Celelalte tipuri de scurtcircuite sunt nesimetrice deoarece conduc la apariția unor nesimetrii transversale în rețea.

Scurtcircuitul trifazat este considerat ca fiind cel mai sever scurtcircuit; din această cauză, pe baza curentului de scurtcircuit trifazat se aleg și se verifică echipamentele de comutație primară. În anumite situații curentul de scurtcircuit monofazat maxim, în sistemele cu neutrul legat direct la pământ, poate depăși valoarea curentului de scurtcircuit trifazat simetric.

Scurtcircuitele care apar în mașini și aparate electrice au ca origine tot deteriorarea izolației dar pot să aibă forme speciale. Scurtcircuitele între faze pot să apară la bornele aparatului sau între înfășurări. Prin deteriorarea izolației dintre o fază și corpul mașinii apare scurtcircuitul monofazat. În mașinile de puteri mari pot să apară și scurtcircuite între spirele aceleiași înfășurări.

Prin efectele produse - scăderea tensiunii în rețea, efecte termice, solicitări electrodinamice etc. - *scurtcircuitul reprezintă cel mai grav defect într-o instalație electrică*.

1.2.2. Punerea la pământ

Este un defect care apare în rețelele cu neutrul izolat sau legat la pământ printr-o bobină de stingere și constă în crearea unei legături accidentale, printr-o impedanță nulă sau finită, între o fază și pământ.

Punerea la pământ monofazată nu constituie un pericol iminent și în anumite condiții poate fi chiar tolerată un interval de timp limitat. În cazul punerii la pământ a unei faze se produce o modificare a tensiunilor față de pământ a tuturor fazelor și a punctului neutru ideal al rețelei. Tensiunea fazei defecte devine nulă, iar tensiunile fazelor sănătoase față de pământ devin egale cu tensiunea de linie. În consecință, izolația față de pământ a fazelor sănătoase va fi solicitată mai mult decât în condiții normale de funcționare, ceea ce poate determina străpungerea izolației pe una din fazele sănătoase. În acest caz, defectul inițial - punere monofazată la pământ - se transformă într-o punere dublă la pământ.

Dubla punere la pământ se întâlnește numai în rețelele cu curent mic de punere la pământ și constă în punerea la pământ, prin arc electric sau netă, a două faze diferite în două puncte diferite ale rețelei. Este echivalentă cu un scurtcircuit bifazat prin rezistență dar se deosebește de acesta prin deplasarea punctului neutru și diagrama de tensiuni.

În cazul unei puneri la pământ pe o fază, prin capacitățile fată de pământ ale fazelor sănătoase vor circula curenți determinați de tensiunile față de pământ ale acestora. Suma vectorială a acestor curenți va da un curent rezultant, numit *curent de punere la pământ*, care va circula prin pământ și se va închide prin faza defectă.

Punerea la pământ poate conduce la perturbații în liniile electrice din apropierea fazei defecte, în special în cele de comunicații. Totodată, curentul de punere la pământ poate duce la o încărcare nesimetrică a generatoarelor. De cele mai multe ori acest defect este începutul unui defect mai grav, scurtcircuitul.

1.2.3. Întreruperea unei faze

Întreruperea fazelor poate să apară în următoarele situații:

- ruperea unui conductor, fără apariția unei puneri la pământ sau a unui scurtcircuit;
- ruperea unui conductor, însoțită de un scurtcircuit monofazat;
- întrerupere programată pentru repararea conductorului defect;
- după deconectarea, prin dispozitivul de reanclanșare automată rapidă, a unei singure faze defecte, în cazul unui scurtcircuit monofazat sau bifazat.

Funcționarea unei instalații cu o fază întreruptă poate fi admisă numai dacă sunt rezolvate o serie de probleme care apar în funcționare, cum ar fi:

- solicitarea generatoarelor de către componenta negativă;

- comportarea transformatoarelor și a liniilor în regim nesimetric;
- comportarea consumatorilor;
- perturbațiile cauzate liniilor de comunicații de către componenta zero.

1.2.4. Regimuri anormale de funcționare

Suprasarcina reprezintă creșterea curentului într-o instalație electrică peste valoarea nominală și poate fi cauzată de:
- apariția unui defect în instalație;
- subdimensionarea unei instalații față de sarcina cerută;
- creșterea consumului într-o instalație peste valoarea nominală.

Efectele apariției unei suprasarcini într-o instalație electrică se manifestă prin *încălzirea* elementelor instalației la temperaturi peste cele admisibile. Deoarece suprasarcina produce deteriorări în sistem într-un anumit interval de timp, protecțiile la suprasarcină nu trebuie să deconecteze imediat ci trebuie să urmărească relația dintre suprasarcină și timpul cât poate fi aceasta suportată de către elementele din sistem.

Pendulările mașinilor sincrone, care apar cu ocazia încărcării bruște a acestora, a schimbărilor rapide ale configurației sistemului sau a eliminării cu întârziere a scurtcircuitelor, pot conduce la ieșirea generatoarelor din sincronism.

1.3. TERMINOLOGIE SPECIFICĂ

În acest paragraf se prezintă definițiile unor termeni specifici, dispozitive și aparate utilizate în schemele de protecție din sistemele electroenergetice:
- ***releul*** - este un aparat electric proiectat astfel încât să-și poată modifica starea ieșirilor (în general de tip contact), conform unei funcții implementate, atunci când au loc modificări ale intrărilor. Intrările sunt în general mărimi electrice dar pot fi și mărimi mecanice, termice sau de altă natură;
- ***releul de protecție*** - reprezintă un releu a cărui funcție este de a detecta apariția unor defecte sau a unei funcționări anormale sau periculoase în instalațiile electrice și de a inția acțiunea sistemelor de protecție sau de alarmare;
- ***releul de timp*** - este un releu proiectat special pentru realizarea unor temporizări, fie din momentul apariției excitației (cu temporizare la acționare), fie din momentul dispariției excitației (cu temporizare la revenire);
- ***releul cu caracteristică de timp independentă*** - releu a cărui temporizare nu depinde de mărimea de excitație;
- ***releul cu caracteristica de timp dependentă*** - un releu a cărui caracteristică de timp depinde de valoarea excitației;
- ***releul cu caracteristică de timp inversă*** - este un releu a cărui temporizare este o funcție invers dependentă fată de valoarea excitației;
- ***releele primare*** - sunt relee conectate direct în circuitul protejat (mărimea de intrare este mărimea supravegheată din circuit, curent sau tensiune);
- ***releele secundare*** - sunt relee conectate la circuitul supravegheat prin inter-mediul transformatoarelor de măsură. Astfel, mărimea de intrare a releelor secundare este mărimea electrică (tensiune sau curent) din secundarul transformatoarelor de măsură. În figura 1.1 sunt puse în evidentă circuitele primare, secundare și de comandă în cazul unei protecții prin relee;
- ***valoarea de acționare*** - este valoarea minimă a mărimii de intrare la care releul își modifică starea ieșirilor (contacte mecanice sau statice);
- ***valoarea de revenire*** - este valoarea maximă a mărimii de intrare la care are loc revenirea releului acționat în starea inițială;
- ***selectivitatea unui releu de protecție*** - reprezintă capacitatea unui releu de a discrimina un defect din zona protejată în raport cu starea normală de funcționare a sistemului, sau în raport

cu un defect apărut în zona neprotejată, prin declanșarea celor mai apropiate întreruptoare de aceasta, toate celelalte părți ale sistemului rămânând în funcțiune;

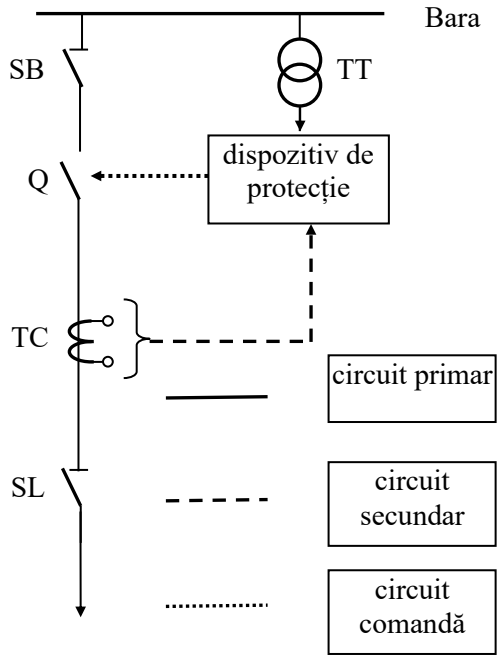


Fig. 1.1. Circuite primare, secundare și de comandă: Q - întreruptor; SB - separator de bară; SL – separator de linie; TT – transformator de măsură de tensiune; TC – transformator de măsură de curent.

➢ ***stabilitatea*** - reprezintă calitatea unui sistem de protecție de a opera numai în condițiile specifice pentru care a fost proiectat;

➢ ***rapiditatea*** - proprietatea protecției de a deconecta echipamentul defect într-un timp cât mai scurt, justificat tehnico-economic, în următoarele scopuri:

- menținerea funcționării stabile a sistemului electroenergetic;
- asigurarea eficacității funcționării normale a RAR și AAR;
- limitarea tensiunilor accidentale periculoase pentru oameni, animale și instalații;

➢ ***consistența*** - acuratețea unui releu de a funcționa în mod repetat pe aceleași caracteristici electrice sau de timp;

➢ ***zona protejată*** - este o porțiune (segment) din sistemul electroenergetic, protejată de un anumit sistem de protecție sau de o anumită parte a acestuia. Filosofia generală a protecțiilor cu relee este de a diviza sistemul energetic în zone care pot fi protejate în mod adecvat, cu detectarea și izolarea defectelor astfel încât să rezulte deconectarea unor porțiuni minime din sistem. Împărțirea sistemului în zone de protecție are drept rezultat minimalizarea întreruperilor în alimentarea cu energie electrică. Zonarea ține cont de elementul/elementele de sistem protejate: grupuri generator-transformator, generatoare, transformatoare, sisteme de bare, linii de transport și distribuție, motoare, etc. Zonarea unui sistem electroenergetic este exemplificată în figura 1.2. Amplasarea transformatoarelor de curent, care furnizează intrările de curent pentru sistemul de protecție prin relee, definește marginea zonei de protecție. Scopul sistemului de protecție este de a proteja zona delimitată, adică elementul din sistem căruia îi este dedicat. Deoarece pot să apară defecte în sistemul de protecție, este prevăzută o anumită formă de protecție de rezervă pentru a declanșa întreruptoarele adiacente sau zonele din jurul zonei cu probleme. Protecțiile fiecărei zone se suprapun pentru a evita posibilitatea existenței unor porțiuni neprotejate, sau zone „moarte”;

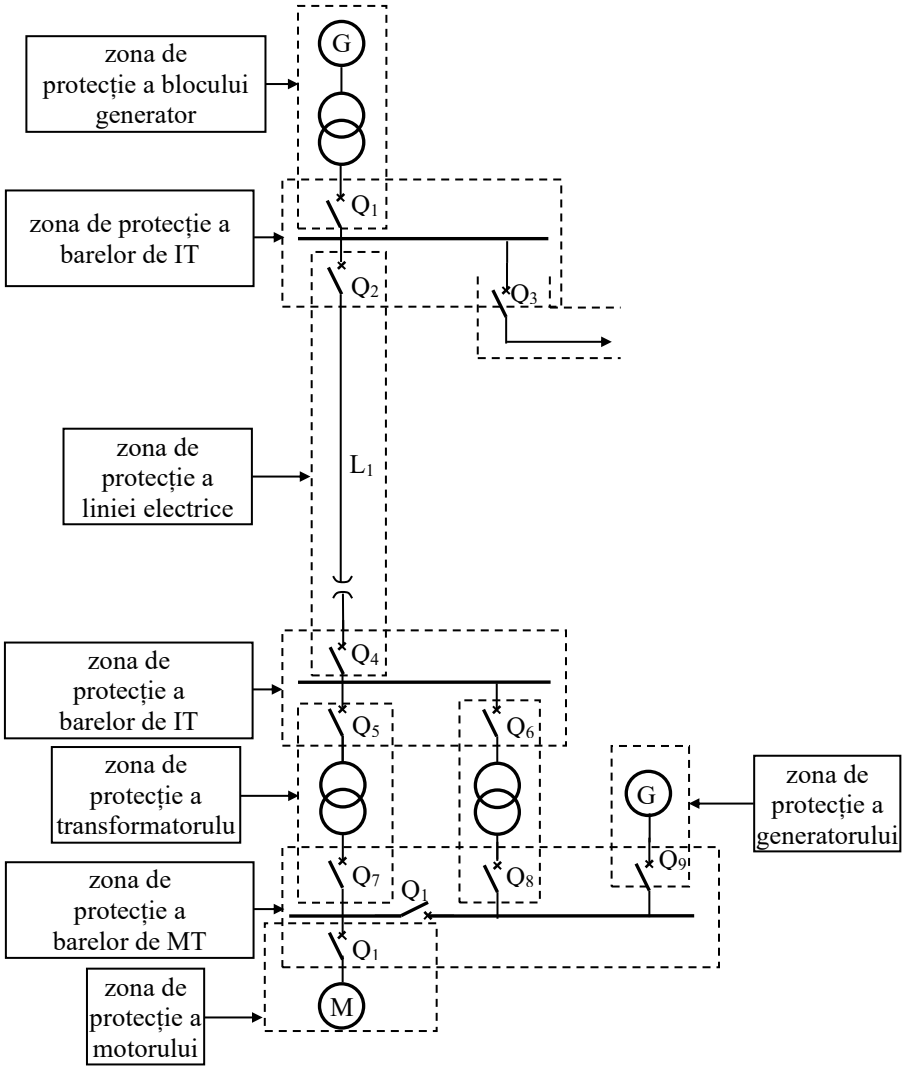


Fig. 1.2. Împărțirea tipică în zone de protecție a unui sistem electroenergetic:$Q_1 \ldots Q_{10}$ - întreruptoare.

➢ ***sistemul de protecție*** - denumește ansamblul mai multor dispozitive de protecție, proiectat pentru realizarea protecției unui element al sistemului, și/sau pentru semnalizarea unei situații anormale de funcționare;

➢ ***schema de protecție*** - include unul sau mai multe sisteme de protecție și cuprinde elementele de coordonare a protecției pentru unul sau mai multe elemente din sistemul energetic;

➢ ***declanșarea selectivă (discriminarea)*** - reprezintă proprietatea protecțiilor de a selecta și declanșa întreruptorul cel mai apropiat de locul de defect;

➢ ***protecțiile cu selectivitate absolută (unit protections)*** - sunt sisteme de protecție proiectate pentru a funcționa numai în cazul apariției unor defecte într-o zonă bine definită, protejând un singur element (protecția diferențială, protecția cu comparație de fază). Selectivitatea lor depinde de compararea mărimilor supravegheate, măsurate la capetele zonei protejate (folosind informații din întreaga zonă protejată);

➢ ***protecțiile cu selectivitate relativă (non-unit protections)*** - sunt sisteme de protecție comune mai multor elemente, care nu au o zonă bine definită de acționare, de exemplu folosind informații numai de la o singură extremitate a zonei protejate. Selectivitatea lor depinde de valorile mărimilor supravegheate, măsurate în punctele unde sunt instalate (protecții maximale de curent, protecții de distanță).

1.4. CLASIFICAREA SISTEMELOR DE PROTECȚIE

Clasificarea sistemelor de protecție ține seama de modificările mărimilor electrice și termice din instalația protejată, de specificul protecției în funcție de elementul protejat, de modul de realizare a acesteia etc. și se poate face în funcție de următoarele criterii:

➢ **Dacă se urmăresc variațiile mărimilor electrice din rețea**, se constată că la apariția defectului (funcționării anormale) acestea suferă modificări substanțiale care conduc la:

- creșterea curenților supravegheați și micșorarea unor tensiuni de fază;
- creșterea unor tensiuni pe fază determinate de unele comutații în instalație;
- variații ale frecvenței;
- creșterea temperaturii etc.

Din acest punct de vedere, protecțiile pot fi clasificate în **protecții maximale** și **protecții minimale**;

➢ **După mărimea controlată**:

▪ ***protecția de curent*** – acționează la depășirea unei limite stabilite pentru curentul din circuitul protejat;

▪ ***protecția direcțională*** – acționează la schimbarea sensului circulației de puteri prin elementul protejat;

▪ ***protecția de distanță*** – acționează la micșorarea sensibilă a impedanței circuitului protejat;

▪ ***protecția diferențială*** – acționează la apariția unei diferențe între valorile curenților de la extremitățile zonei protejate;

▪ ***protecția homopolară*** – acționează la apariția componentelor de secvență zero de curent sau de tensiune în cazul punerilor la pământ;

▪ ***protecția de tensiune*** – acționează la depășirea unei limite stabilite pentru tensiunea circuitului protejat;

▪ ***protecția cu relee de gaze*** – acționează la apariția gazelor în cuva cu ulei a transformatoarelor în cazul scurtcircuitelor;

▪ ***protecția termică*** – acționează la creșterea temperaturii circuitelor electrice în timpul scurtcircuitelor sau regimurilor anormale.

➢ **După rolul pe care îl au în sistem:**

▪ ***protecții de bază*** – acționează la defectele care apar în limitele zonei protejate. Protecția de bază (PB) este protecția fiecărui element (linie, transformator, bare), care funcționează rapid și selectiv la apariția unui scurtcircuit în zona elementului respectiv, prin declanșarea întreruptoarelor celor mai apropiate de elementele avariate. Protecțiile de bază au prioritate la inițierea comenzilor de eliminare a defectelor sau a acțiunii destinată să limiteze o situație anormală din sistemul electroenergetic [1].

▪ ***protecții de rezervă*** – protecția de rezervă (PR) este destinată să funcționeze atunci când un defect la un element nu a fost eliminat sau nu a fost detectat în timpul cerut de către protecția de bază ca urmare a refuzului acesteia sau a incapacității de a funcționa (în cazul în care ea se găsește în revizie ori reparație), sau a refuzului de a declanșa al întreruptorului (întreruptoarelor) respectiv(e). Protecțiile de rezervă acționează, în general, cu temporizare față de protecția de bază, adică după un timp mai mare decât timpul de acționare al protecției de bază. Protecțiile de rezervă sunt de mai multe tipuri și anume:

▪ *protecția de rezervă locală* (PRL) este asigurată printr-o protecție suplimentară montată în același loc cu protecția de bază, care acționează cu temporizare, tot asupra întreruptorului Q asupra căruia acționează protecția de bază și este alimentată fie de la aceleași transformatoare de măsură ca și aceasta fie de la transformatoare de măsură diferite dar conectate la același circuit primar (celulă) ca protecția de bază. Schema de protecție se completează cu un DRRI (dispozitiv de rezervare la refuz de declanșare întreruptor). În acest scop, releul intermediar de ieșire al protecțiilor de rezervă locală ale fiecărui circuit primar (celule de circuit) din instalația

de conexiuni, transmite - simultan cu comanda de declanșare a întreruptorului corespunzător - un semnal de comandă pentru pornirea DRRI-ului instalației de conexiuni respective. Eliminarea unui scurtcircuit la un element de rețea prin rezervarea locală poate decurge în unul din următoarele moduri:
- scurtcircuit → refuz acționare PB → PRL declanșează Q;
- scurtcircuit → PB comandă declanșarea, dar Q refuză declanșarea → PRL comandă declanșarea, dar Q refuză declanșarea → DRRI declanșează întreruptoarele celorlalte circuite racordate la bara respectivă.

• *protecția de rezervă efectivă apropiată* (PREA) este, de fapt, dublura protecției de bază, unele elemente de sistem de importanță deosebită fiind prevăzute cu două protecții de bază, ca modalitate de asigurare a rezervei locale.

• *protecția de rezervă de la distanță* (PRD) este asigurată de către protecțiile de bază ale elementelor din amonte prin care se alimentează elementul în cauză, situație în care aceste protecții acționează cu temporizare asupra propriilor întreruptoare, în acest mod scoțând de sub tensiune atât elementul avariat cât și elementele proprii, neafectate direct de avarie Rezervarea de la distanță nu necesită investiții suplimentare, dar acționarea este neselectivă. Pentru corectarea neselectivității se impune prevederea unor instalații RAR la protecțiile de bază ale elementelor din amonte. Modalitatea de eliminare a unui scurtcircuit la un element de rețea, prin rezervarea de la distanță, poate decurge în unul din următoarele moduri:
- scurtcircuit → refuz acționare PB → PRD declanșează întreruptoarele elementelor din amonte prin care se alimentează locul scurtcircuitului;
- scurtcircuit → PB comandă declanșarea, dar întreruptorul propriu refuză declanșarea → PRD declanșează întreruptoarele elementelor din amonte prin care se alimentează locul scurtcircuitului.

• *protecția de rezervă prin întreruptor* (PRI) se realizează prin câte un releu intermediar suplimentar introdus în schemele protecțiilor de bază ale elementelor din amonte, prin care se alimentează elementul avariat, dar care comandă declanșarea întreruptorului Q al elementului considerat, înainte de a comanda declanșarea întreruptoarelor propriilor elemente. Modalitatea de eliminare a unui scurtcircuit la un element de rețea prin rezervarea prin întreruptor decurge în unul din următoarele moduri:
- scurtcircuit → refuz acționare PB → PRI declanșează întreruptorul Q;
- scurtcircuit → PB comandă declanșarea, dar Q refuză declanșarea → PRI comandă declanșarea întreruptorului Q, dar acesta refuză declanșarea → PB a elementelor din amonte declanșează întreruptoarele elementelor proprii, prin care se alimentează locul scurtcircuitului.

• *protecția de rezervă alunecătoare* (PRA) este reprezentată de protecțiile proprii ale unor celule care pot înlocui, funcțional, alte celule. De exemplu, celula de cuplă transversală din cadrul instalațiilor de conexiuni cu dublu sistem de bare colectoare, se știe că poate lua, funcțional, locul oricărei celule din cadrul instalației de conexiuni căreia îi aparține. Pentru aceasta, celula de cuplă transversală se prevede cu toate tipurile de protecții pe care le posedă celulele pe care le poate înlocui. În același mod și cupla de ocolire se prevede a fi echipată cu toate tipurile de protecții ale celulelor circuitelor racordate la sistemul de ocolire. Denumirea de „rezervă alunecătoare” vine de la faptul că celula de rezervă (cupla transversală și/sau cupla de ocolire) poate fi utilizată (alunecă) în locul celulei de bază (proprii circuitului) [11].

▪ ***protecții auxiliare*** – acționează în cazul defectelor care apar în zone în care protecția de bază nu poate acționa. Protecțiile auxiliare sunt protecțiile care se prevăd pentru a acționa în cazul defectelor ce apar în așa numitele “zone moarte” ale unor protecții de bază, zone unde protecția de bază nu sesizează producerea defectului (nu întotdeauna protecția de bază acoperă întreaga zonă a elementului protejat) [11].

➢ **În funcție de elementul protejat:**

- *pentru generatoare sincrone;*
- *pentru transformatoare și autotransformatoare de putere;*
- *pentru sisteme de bare;*
- *pentru linii electrice;*
- *pentru motoare electrice;*

➢ **În funcție de principiul constructiv:**

- *protecții cu relee clasice* (electromagnetice, electrodinamice, de inducție etc.);
- *protecții cu relee electronice* (realizate cu componente discrete – tranzistoare, tiristoare, triace, diode, rezistențe, condensatoare etc.);
- *protecții cu microprocesoare* (protecții numerice de generația I);
- *protecții digitale* (protecții numerice de generația II).

1.5. CODIFICAREA PROTECȚIILOR DIN SISTEMELE ELECTROENERGETICE

Codificarea prin numere, însoțite sau nu de acronime, a dispozitivelor de protecție (sau componente, parte a schemelor de protecție) simplifică realizarea și identificarea funcțiilor dispozitivelor care apar în diagrame schematice. Aceste coduri standardizate (ANSI/IEEE C37.2-2008), de la 1 la 99 identifică caracteristicile unui dispozitiv de protecție, cum ar fi un releu sau un întreruptor. Unui dispozitiv fizic îi poate corespunde un singur cod, sau unui dispozitiv fizic îi pot fi atașate mai multe numere, de exemplu în cazul releelor numerice. Acestor coduri li se pot adăuga prefixe sau sufixe pentru a detalia scopul și funcția dispozitivului. Se menționează că **aceste coduri definesc un dispozitiv fizic sau o funcție** – de exemplu 87 definește un releu diferențial sau o protecție diferențială.

În tabelul 1.3 este prezentată o selecție din lista dispozitivelor cu funcții principale care au legături cu protecțiile din sistemele electroenergetice.

Tabelul 1.3. Codificarea dispozitivelor de protecție [14], [15] (selecție)

Nr.crt.	Cod	Semnificație cod
1	2	3
1	**1**	**Element principal –„Master element”** ≡ Dispozitiv de conectare, cum ar fi un comutator de control etc., care servește la punerea sau scoaterea din funcțiune a echipamentelor, fie direct, fie prin intermediul unor relee de protecție de timp.
2	**2**	**Releu de timp cu temporizare la acționare sau la revenire – „Time-delay starting or closing relay”** ≡ Un dispozitiv care realizează o temporizare dorită într-o secvență de comutare sau într-un sistem de protecție cu relee, cu excepția celor prevăzute în mod expres de către funcțiile dispozitivelor 48, 62 și 79.
⋮	⋮	⋮
8	**21**	**Releu de distanță – „Distance relay”** ≡ Un releu care funcționează atunci când admitanța, impedanța circuitul crește sau scade peste/sub o valoare predeterminată.
9	**27**	**Releu de tensiune minimă – „Undervoltage relay”** ≡ Un releu care acționează când intrarea în tensiune scade sub o valoare prestabilită.
10	**32**	**Releu direcțional de putere – „Directional power relay”** ≡ Un releu care operează pentru o valoare predeterminată a puterii vehiculate într-un anumit sens.
⋮	⋮	⋮
20	**37**	**Releu minimal de curent sau de putere - „Undercurrent or underpower relay”** ≡ Un releu care funcționează atunci când curentul sau puterea vehiculată scade sub o valoare prestabilită / pierderea sarcinii.
⋮	⋮	⋮

1	2	3
24	**50**	**Releu maximal de curent cu acționare instantanee (secționare de curent) – „Instantaneous overcurrent relay”** ≡ Un releu care acționează instantaneu atunci când curentul depășește o valoare presetată.
25	**51**	**Releu maximal de curent temporizat–„AC time overcurrent relay”** ≡ Un releu maximal de curent care acționează temporizat când curentul alternativ depășește valoarea setată. Între temporizare și curentul de intrare există o relație de dependență inversă.
26	**52**	**Întreruptor de curent alternativ – „AC circuit breaker”** ≡ Un dispozitiv care este destinat a închide sau a întrerupe un circuit electric de curent alternativ, atât în condiții normale de funcționare, cât și în condiții de defect sau de urgență.
⋮	⋮	⋮
30	**59**	**Releu de tensiune maximă – „Overvoltage relay”** ≡ Un releu care acționează atunci când tensiunea de intrare depășește o valoare presetată.
⋮	⋮	⋮
33	**64**	**Releu pentru detectarea punerilor la pământ –„Ground detector relay”** ≡ Un releu care operează la defecte de izolație care conduc la puneri la pământ. NOTĂ: Această funcție nu se aplică dispozitivelor conectate în secundarul TC, într-un sistem legat la pământ, caz în care trebuie utilizate dispozitive cu sufixul G sau N.
35	**67**	**Releu maximal de curent direcțional (pentru circuite de curent alternativ) – „AC directional overcurrent relay”** ≡ Un releu care funcționează dacă valoarea curentului din circuit depășește o valoare dorită în sensul de circulație impus.
⋮	⋮	⋮
42	**81**	**Releu de frecvență – „Frequency relay”** ≡ Un releu care răspunde la frecvență și care funcționează atunci când frecvența sau viteza de variație a frecvenței depășește sau scade peste/sub o valoare predeterminată.
⋮	⋮	⋮
47	**87**	**Releu diferențial – „Differential protective relay”** ≡ Un releu de protecție care funcționează pe baza unor diferențe de fază, modul etc. între doi curenți sau alte mărimi electrice.
⋮	⋮	⋮

Împreună cu numărul de cod se poate utiliza un sufix sub forma unei litere. De exemplu:

- 59N desemnează un releu sau o protecție împotriva punerilor la pământ, care detectează deplasarea neutrului. Releul este montat în secundarul unei înfășurări în triunghi deschis a TT;
- 50N / 51N desemnează protecții maximale de curent de secvență zero unde curentul rezidual este calculat sau măsurat cu filtre de curent de secvență zero (trifazate);
- 50G / 51G desemnează protecții maximale de curent de secvență zero unde curentul rezidual este măsurat direct de un senzor specific (montat pe conductorul de legătură la priza de pământ a neutrului înfășurărilor mașinii electrice);
- 87G desemnează o protecție diferențială longitudinală pentru generator;
- 87T codifică protecția diferențială longitudinală a transformatorului;
- F poate însemna câmp, în cazul unui generator, sau siguranță fuzibilă ca protecție pentru un transformator.

Sufixele numerice sunt folosite pentru a distinge mai multe dispozitive de același fel din componența aceluiași echipament, cum ar fi 51-1, 51-2 [14].

Dacă dispozitivul oferă mai multe funcții, numerele dispozitivelor pot fi combinate, cum ar fi: o protecție maximală de curent cu secționare (instantanee) și o treaptă de protecție maximală de curent temporizată, codificate cu 50/51 [7].

1.6. CERINȚE IMPUSE SISTEMELOR DE PROTECȚIE

Pentru lichidarea optimă a defectelor, protecțiile prin relee trebuie să satisfacă următoarele condiții [12], [13]:

➢ ***rapiditatea*** **-** necesitatea unei acționări rapide, rezultată din pericolul pe care îl prezintă întârzierea lichidării scurtcircuitelor apărute în sistemele electrice. Scurtcircuitele pot provoca deteriorarea echipamentului, scăderi importante ale tensiunii și pierderea stabilității funcționării în paralel a centralelor electrice din sistem. Rapiditatea se impune tot mai mult, odată cu dezvoltarea sistemelor energetice, având în vedere că trebuie să se asigure:

- menținerea stabilității funcționării în paralel a generatoarelor legate la sistem;
- reducerea timpului cât consumatorii sunt alimentați cu tensiune scăzută;
- reducerea defectelor provocate de curenții de scurtcircuit prin deconecta-rea rapidă a părților avariate din instalație, reducându-se atât timpul cât și cheltuielile cu reparațiile, mărirea eficacității RAR;

➢ ***selectivitatea (discriminarea)*** - protecțiile trebuie să aibă proprietatea de a deconecta numai elementul în care a apărut defectul, toate celelalte părți componente ale sistemului electric rămânând în funcțiune. Se realizează prin aranjarea sistemelor de protecție în zone succesive (la apariția defectului acesta poate fi sesizat de mai multe sisteme de protecție, dar cel care va acționa primul este întotdeauna sistemul cel mai apropiat de defect) sau prin proiectarea unor sisteme de protecție care răspund numai condițiilor din zona protejată bine definită. Există mai multe metode de discriminare:

- discriminare în timp;
- discriminare în curent;
- discriminare în curent diferențial;
- discriminare direcțională;
- discriminare în impedanță.

În funcție de principiul de funcționare, o protecție poate avea selectivitate absolută (folosind informații de la două sau mai multe extremități ale zonei protejate), sau selectivitate relativă (folosind informații doar de la o extremitate a zonei protejate);

➢ ***siguranța*** - protecțiile trebuie să aibă proprietatea de a acționa corect în toate cazurile când este necesar (de a nu avea refuzuri în funcționare) și a nu acționa atunci când nu este necesar (de a nu avea acționări false). Prin urmare, o protecție este sigură dacă acționează întotdeauna când este necesar și numai când este necesar;

➢ ***sensibilitatea*** - protecțiile trebuie să acționeze în cazul unor abateri cât mai mici de la valoarea normală a mărimii fizice controlate. Sensibilitatea unei protecții se apreciază cantitativ printr-un coeficient de sensibilitate, k_{sens}, care pentru protecțiile maximale se definește prin raportul dintre valoarea minimă a parametrului controlat și valoarea de pornire a protecției. La protecțiile minimale, raportul este invers.

➢ ***independența față de condițiile exploatării*** - protecția prin relee a unei instalații trebuie să acționeze corect, independent de schema de conexiuni a sistemului electric în momentul respectiv, de numărul centralelor și al generatoarelor în funcțiune;

➢ ***simplitatea*** - reprezintă rezultatul unei proiectări optime, ceea ce presupune un număr minim de echipamente și circuite;

➢ ***compatibilitatea electromagnetică*** - proprietatea echipamentului protecției de a nu fi perturbat în funcționare de influența diverselor câmpuri electromagnetice și de a nu genera perturbații electromagnetice în mediul înconjurător;

➢ ***eficacitatea economică*** **-** condiție care se referă nu numai la cheltuielile care reprezintă costul echipamentelor de protecție și al montării acestora, ci și la cheltuielile de întreținere și de revizie, care în unele cazuri pot avea valori importante.

1.7. FACTORI CARE AFECTEAZĂ PROIECTAREA SISTEMELOR DE PROTECȚIE

Există o multitudine de factori care influențează proiectarea unui sistem de protecție pentru un sistem electroenergetic sau al unui element de sistem. Principalii factori pot fi:

- ***economici*** - țin cont atât de costul investiției inițiale cât și de costurile implicate de sistemul de protecție pe toată durata de viață. Factorii economici includ atât costurile cu mentenanța cât și cele legate de asigurarea funcționării normale;
- ***capacitatea de adaptare la cerințele concrete ale instalațiilor industriale*** - se referă la capacitatea de respectare a standardelor existente dar și a practicilor acceptate, care să permită atât o funcționare eficientă cât și o flexibilitate sporită, având în vedere extinderile care pot surveni ulterior în sistemul energetic;
- ***experiența existentă*** - aceasta asigură, prin cunoașterea problematicii până în momentul actual, anticiparea problemelor care pot să apară în viitorul apropiat în ceea ce privește funcționarea sistemului de protecție;
- ***măsurători efectuate în instalația de protejat*** - acestea dau indicații asupra valorilor mărimilor electrice în cazul apariției unor defecte, în funcție de locul de amplasare a transformatoarelor de măsură.

1.8. CONCLUZII

Odată cu creșterea dependenței față de alimentarea cu energie electrică, pentru consumatori devine din ce în ce mai important să beneficieze de aceasta în condiții sporite de calitate, siguranță, la un nivel acceptabil de fiabilitate și la un preț de cost competitiv. O prioritate a oricărui sistem electroenergetic este aceea ca prin modul de proiectare și de exploatare să limiteze cât mai mult numărul defectelor care pot să apară. În acest scop protecția prin relee reprezintă unul dintre cele mai importante sisteme care asigură limitarea defectării elementelor și echipamentelor din sistem, izolarea și eliminarea defectelor apărute.

Este necesară asigurarea unei coordonări adecvate a protecțiilor din sistem care să asigure utilizarea energiei electrice din rețea de către orice fel de client (casnic, public, echipamente individuale, întreprinderi etc.) în condițiile de siguranță impuse prin normativele existente. Totodată, asigurarea unui echilibru între cheltuielile cu realizarea și exploatarea sistemului de protecție și beneficiile obținute prin implementarea acestuia, constituie un factor important în alegerea sistemului de protecție.

Conform definiției date de Comisia Electrotehnică Internațională se poate spune că: „*Protecția prin relee a unei instalații electroenergetice reprezintă un ansamblu de dispozitive destinat să asigure deconectarea automată a instalației în cazul apariției unui defect sau a unui regim anormal de funcționare, periculos pentru instalație, iar în unele cazuri să semnalizeze apariția regimului anormal*”.

BIBLIOGRAFIE

[1]. Abdelmoumene A., Bentarzi H. *A review on protective relays' developments and trends*. Journal of Energy in Southern Africa, Vol 25 No 2, May 2014, pp. 91 – 95.

[2]. Ivașcu C. E. *Automatizarea și protecția sistemelor electroenergetice,* vol. I. Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 1999.

[3]. Lundqvist B. *100 years of relay protection, the Swedish ABB relay history*. ABB Automation Products, Substation Automation Division (Sweden), 2001.

[4]. Pathirana V. *A Power system Protection Scheme Combining Impedance Measurement and travelling Waves: Software and hardware Implementation*. A dissertation submitted to the Faculty of Graduate Studies in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor

of Philosophy, The Department of Electrical and Computer Engineering, The University of Manitoba, Winnipeg, Manitoba, Canada, April 2004.
[5]. Rebizant W., Szafran J. & Wiszniewski A. *Digital signal processing in power system protection and control*. Springer, 2011
[6]. Rockefeller G. D. *Fault protection with a digital computer*. IEEE Trans. Power App. and Syst., 88(4), 1969, pp. 438-464.
[7]. Sachdev M. S. *Computer relaying.* IEEE Tutorial course text pub. 79EH0148-7-PWR, 1979
[8]. Singh L. P. *Digital Protection: Protective Relaying from Electrome-chanical to Microprocessor*. Naw Delhi: New age international Ltd., 2004
[9]. Tîrnovan R., Vădan I., Bălan H., Botezan A. *Protecții prin relee in sistemele electroenergetic*e. Ed. UT. PRESS Cluj-Napoca, 2008.
[10]. *Tendințe în protecția prin relee a rețelelor electrice*. Energetica, 48, 2000, nr.8-9.
[11]. Andea P. *Automatizarea și protecția instalațiilor și sistemelor electroenergetice.* Editura „Orizonturi Universitare", Timișoara, 2002, ISBN 973-8391-22-9.
[12]. Peter D.C., Tîrnovan R.A., Barz C. *Instalații electrice.* Editura U.T. Press, Cluj-Napoca, 2017.
[13]. Tîrnovan R.A., Vădan I., Bălan H., Botezan A. *Protecții prin relee in sistemele electroenergetice*. Editura UT. PRESS, Cluj-Napoca, 2008.
[14]. http://en.wikipedia.org/wiki/ANSI_device_numbers, accesat ianuarie 2018.
[15]. ABB Network Partner, ANSI numbers IEEE Standard Electric Power *System Device Function Numbers* acc. to IEEE C.37.2-1991, https://library.e.abb.com/public/c1256d32004634bac1256e19006fe88a/1MRB520165-BEN_en_ANSI_numbers_IEEE_Standard_Electric_Power_System_Device_Function_Numbers.pdf, accesat ianuarie 2018.

2. PRINCIPII DE PROTECȚIE ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE

2.1. PROTECȚII DE CURENT

2.1.1. Principiul protecției de curent

Acest principiu, care constă în protejarea instalațiilor electrice împotriva depășirii valorilor admisibile ale curentului, a stat la baza realizării primelor sisteme de protecție. Pornind de la acest principiu de bază au fost dezvoltate sistemele de protecție maximale de curent în trepte.

Pentru utilizarea corectă a protecțiilor de curent este necesară cunoașterea curenților de defect în fiecare element al rețelei, astfel încât să se realizeze o setare corectă a curenților de pornire a protecției, respectându-se cerințele privind selectivitatea.

Se definesc următoarele valori caracteristice reglajului unei protecții de curent maximale:

- Ipp, curentul de pornire a protecției, reprezintă valoarea curentului din primarul TC de la care protecția începe să acționeze (valoare reglată, de prag pentru funcționarea protecției);
- Ipr, curentul de pornire al releului, reprezintă valoarea curentului de pornire a protecției raportată la secundarul TC, Ipr = Ipp/KTC, cu KTC raportul de transformare al TC.

Datele necesare pentru reglajul releelor sunt [1]:

- diagrama monofilară a sistemului de protejat în care apar releele de protecție și transformatoarele de măsură de curent asociate;
- impedanțele elementelor de sistem (generatoare, transformatoare, linii electrice);
- valorile minime și maxime ale curenților de scurtcircuit, pentru fiecare loc de amplasare a protecțiilor,
- curenții de pornire a motoarelor electrice;
- curentul maxim de sarcină, pentru fiecare punct de amplasare a protecțiilor;
- curbele de scădere a curentului de defect alimentat de generatoare;
- caracteristicile transformatoarelor de curent.

Stabilirea curenților de pornire a protecției (setarea, reglajul protecției) presupune analiza posibilelor regimuri de funcționare ale rețelelor electrice ținând cont de de următoarelor mărimi:

- curentul nominal (I_n), prin care se înțelege curentul admisibil pentru care este prevăzută instalația electrică;
- curentul de sarcină maxim ($I_{sarc.max.}$), definit în legătură cu puterea maximă absorbită de un consumator, adică cea mai mare valoare a puterii medii de durată într-o perioadă considerată și într-un interval de timp (15 - 60 minute) în funcție de caracteristicile sarcinii;
- curentul de suprasarcină, prin se înțelege orice curent superior celui nominal, produs într-un circuit electric fără defect regim anormal de funcționare;
- curentul de scurtcircuit - curentul produs de apariția unui scurtcircuit. Pentru o rețea trebuie avute în vedere situațiile extreme reprezentate prin *regimul minim de scurtcircuit* (desemnat prin valoarea curentului de scurtcircuit I''_{Kmin}), respectiv *regimul maxim de scurtcircuit* (desemnat prin valoarea curentului de scurtcircuit I''_{Kmax}).

2.1.2. Principiul protecției maximale de curent instantanee (cu secționare)

Schema de principiu monofilară, a unei protecții maximale de curent aplicată unei rețele radiale este prezentată în figura 2.1 în care notațiile utilizate au următoarele semnificații:

- SB și SL separatoarele de bară, respectiv de linie;
- Q întreruptor;
- TC transformator de curent;
- simbolul I> denumește releul (protecția) maximal de curent;

➢ $\underline{I}_p$ curentul primar (din circuitul de supravegheat), respectiv care parcurge înfășurarea primară a TC;
➢ $\underline{i}_s$ curentul din secundarul TC

După cum se poate observa în schema din figura 2.1 principalele dispozitive ale acestei protecții sunt releele maximale de curent și transformatoarele de curent.

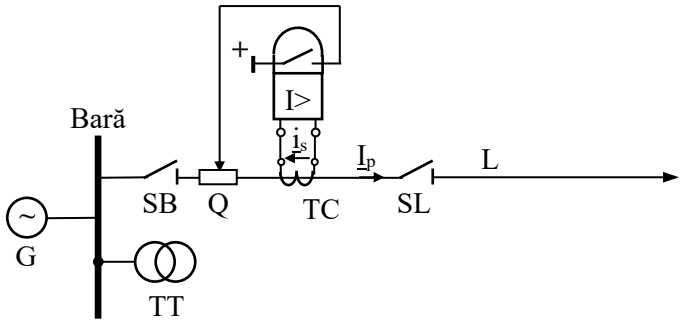


Fig. 2.1. Principiul protecției de curent [1].

Trebuie remarcat faptul că această modalitate de implementare a protecției acționează instantaneu, timpul de răspuns în cazul apariției unui regim anormal de funcționare sau de defect depinzând numai de timpii proprii de acționare a componentelor lanțului de protecție (releu de curent, releu intermediar, întreruptor etc.).

Condiția de acționare releului de curent este îndeplinită în cazul în care valoarea efectivă a curentului din circuitul primar, I_p, depășește valoarea efectivă a curentului de pornire al protecției, I_{pp}:

$$I_p > I_{pp}. \tag{2.1}$$

Dacă se are în vedere caracteristica de protecție a releului de curent, caracteristică cu histereză, între valorile de pornire și revenire ale releului (protecției) există următoarele relații (prin intermediul coeficientului de revenire, K_{rev}):

$$K_{rev} = \frac{I_{rr}}{I_{pr}} = \frac{I_{pp}/K_{TC}}{I_{rp}/K_{TC}} = \frac{I_{pp}}{I_{rp}} \Rightarrow I_{pp} = \frac{I_{rp}}{K_{rev}}, \tag{2.2}$$

unde I_{rr} reprezintă curentul de revenire al releului, iar I_{rp} curentul de revenire al protecției.

Condiția de sensibilitate a protecției impune un coeficient K_{rev} cât mai apropiat de unitate, iar siguranța în funcționare impune să fie subunitar. Releele maximale electromagnetice de curent au un coeficient de revenire mediu $K_{rev} = 0{,}85$, în timp ce releele electronice (numerice) prezintă un coeficient de revenire apropiat de unitate ($K_{rev} > 0{,}99$).

Reglarea protecției trebuie să aibă în vedere și modalitatea de conectare a transformatoarelor de curent (Fig. 2.2, a, b și c) prin intermediul coeficientului de schemă K_{sch}. În cazul legării secundarelor TC în stea coeficientul de schemă are valoarea $K_{sch} = 1$, respectiv $K_{sch} = \sqrt{3}$ pentru conectarea în triunghi a secundarelor TC. Astfel, relația (2.2) devine:

$$I_{pp} = \frac{K_{sch}}{K_{rev}} I_{rp}. \tag{2.3}$$

Curentul de defect variază invers proporțional cu impedanța liniei electrice. Deoarece această impedanță este funcție de lungimea liniei, rezultă că și valoarea curentului de defect depinde de lungimea liniei parcursă de el. Asigurarea selectivității protecției are în vedere acest aspect („discriminare în curent”) și anume faptul că valoarea curentului de defect depinde de distanța dintre locul de defect (poziția locului de defect) și sursă.

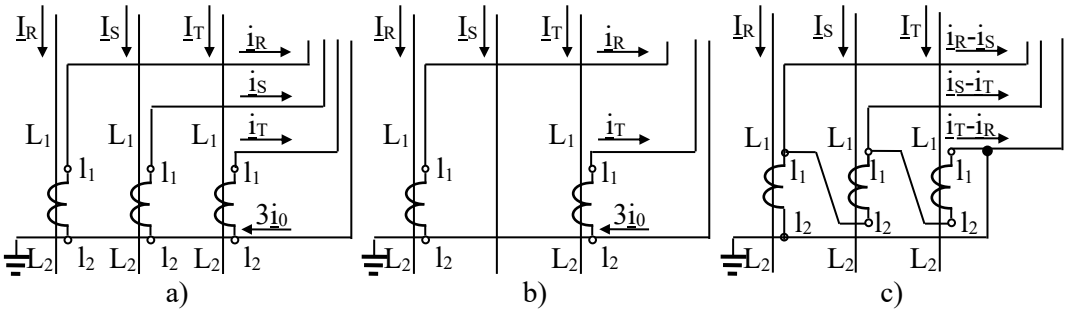


Fig. 2.2. Scheme de conexiuni ale transformatoarelor de curent:
a-stea completă; b-stea incompletă; c-triunghi.

Exemplificarea modului de aplicare a acestei metode este prezentată în figura 2.3.

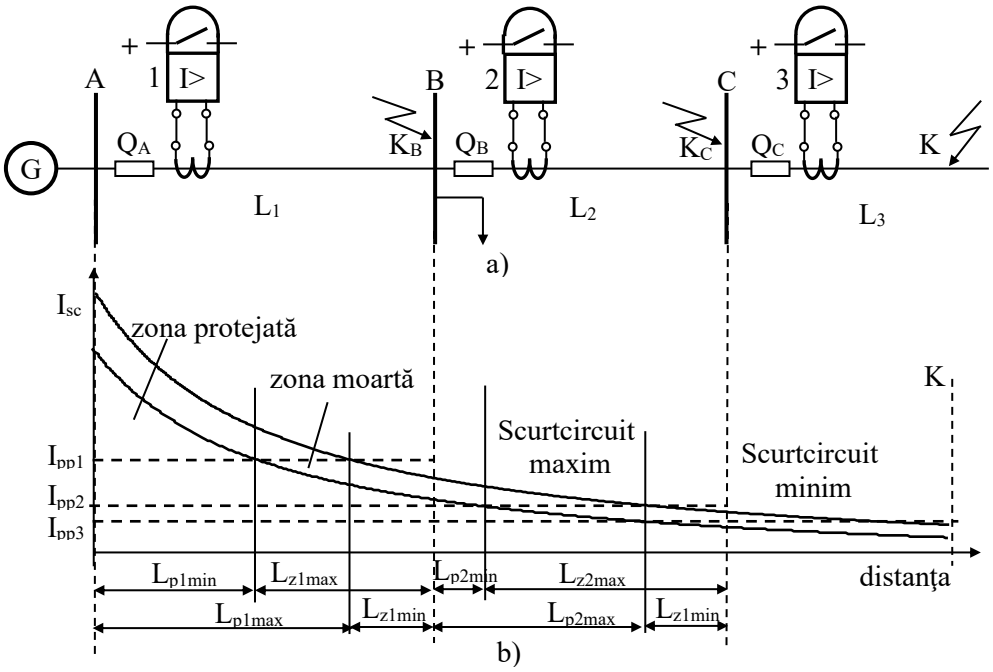


Fig. 2.3. Principiul protecției de curent cu secționare:
a-schema monofilară; b-curentul de scurtcircuit funcție de severitatea scurtcircuitului și de distanță, respectiv reglajul curentului de pornire a protecției.

Pentru evitarea deconectărilor neselective (funcționarea protecției în cazul unui defect produs pe un element vecin – în aval) este necesară respectarea condiției $I_{rp} \geq I''_{Kmax.}$ unde curentul de scurtcircuit inițial maxim este cel de la capătul zonei protejate.

Astfel, curentul de pornire al protecției depinde de valoarea curentului inițial de scurtcircuit maxim, la capătul sectorului în studiu:

$$I_{pp} = \frac{K_{sch}}{K_{rev}} I_{rp} = K_{sig} \frac{K_{sch}}{K_{rev}} I''_{Kmax.}, \tag{2.4}$$

iar K_{sig}=1,2...1,5 un coeficient de siguranță care depinde de tipul releului utilizat.

Această protecție mai poartă numele de *„protecție cu secționare de curent”* sau *„protecție cu tăiere de curent”*, deoarece există o porțiune a zonei protejate unde protecția acționează instantaneu și o zonă moartă (de blocare) unde dacă apare un scurtcircuit acesta nu este sesizat de protecție, și ca urmare aceasta nu acționează. În cazul utilizării protecției prin secționare de curent, suplimentar va trebui prevăzută și o protecție de rezervă, cum ar fi protecția maximală de curent temporizată, când se obține o *„protecție maximală de curent în două trepte”*.

Releele maximale de curent vor fi setate pentru a acționa la valori diferite ale curentului de defect, în mod crescător dinspre capătul liniei înspre sursă, astfel încât întreruptorul cel mai apropiat de locul defectului să fie cel care declanșează.

Reglajul releelor de curent este verificat mai întâi pentru valoarea maximă a curentului de scurtcircuit, valoare la care timpul de acționare trebuie să fie minim. Apoi se verifică funcționarea releului pentru valoarea minimă a curentului de scurtcircuit, caz în care timpul de acționare trebuie să fie satisfăcător.

Această metodă de discriminare are aplicații la protejarea liniilor radiale de joasă, medie și înaltă tensiune. Totodată, împreună cu protecțiile direcționale, ea poate fi aplicată și la liniile alimentate de la două capete. Este o metodă simplă, ieftină și eficientă.

2.1.3. Principiul protecției maximale de curent temporizată

O funcționare cu secționare (instantanee) nu satisface totalitatea situațiilor care apar în funcționarea rețelelor electrice, mai ales în ceea ce privește discriminarea situațiilor de defect pasager față de cele persistente, discriminarea situației de suprasarcină fată de cea de scurtcircuit, respectiv asigurarea selectivității în distanță (legată de coordonarea protecțiilor). Din acest motiv s-au dezvoltat protecții de curent temporizate, cu cele două variante: cu *caracteristică de timp independentă*, respectiv cu *caracteristică de timp dependentă*.

2.1.3.1. Protecția maximală de curent cu caracteristică independentă

În cazul acestei variante, intervalul de timp (temporizarea) după care are loc acțiunea protecției (semnalizare, comandă de declanșare a întreruptoarelor etc.) nu depinde de valoarea I_p a curentului din circuitul supravegheat (Fig. 2.4, a). Protecția presupune prezența unui releu maximal de curent, ca element de pornire, și existența unui releu de timp (sau element de temporizare) pentru realizarea temporizării (Fig. 2.4, b). Contactele celor două relee, releul maximal de curent I> și releul de timp, realizează funcția logică ȘI (&).

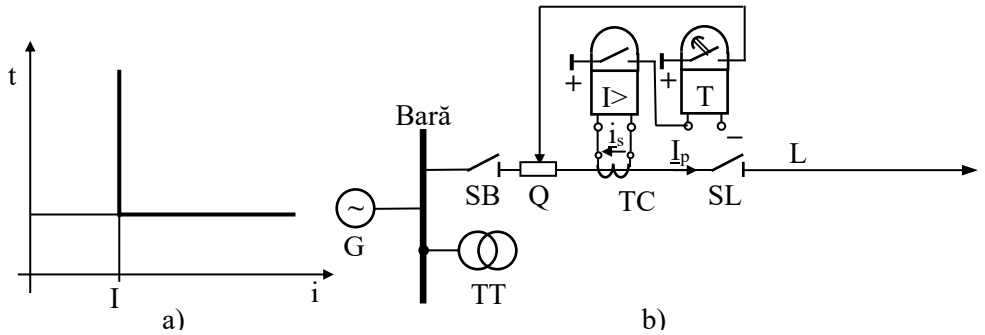


Fig. 2.4. Protecția maximală de curent temporizată cu caracteristică independentă [1]:
a-caracteristica timp/curent; b-schema de principiu.

Relația care definește funcționarea protecției ține cont de cele două elemente și se scrie astfel:

$$\left(I_p > I_{pp}\right)\&\left(t_p > T_{pp}\right), \tag{2.5}$$

adică, acțiunea de declanșare a întreruptorului are loc numai în cazul în care curentul din circuit depășește valoare reglată I_{pp} și durata t_p lui este mai mare decât temporizarea prescrisă T_{pp}.

Realizarea selectivității între diferitele tronsoane ale liniei prin discriminarea în timp presupune ca *timpul de acționare a protecțiilor să descrească dinspre sursă înspre consumatori* [1]. Timpul de acționare minim va corespunde tronsonului de linie cel mai depărtat față de sursă (în avalul liniei). Treaptă de timp minimă între două tronsoane adiacente trebuie să permită acționarea releelor aferente și acționarea întreruptorului, corespunzător

tronsonului supravegheat, înainte ca un alt întreruptor din amonte să primească comanda de declanșare. Treapta de timp Δt

$$\Delta t = \frac{2\varepsilon_T}{100} T_M + t_{ai} + t_o + t_{sig}, \qquad (2.6)$$

trebuie să țină cont de:

- eroarea releului de timp, cu
  - ε_T - eroarea relativă a releului de timp [%];
  - T_M - temporizarea maximă de acționare a releului de timp;
- t_{ai} – timpul propriu în care întreruptorul acționează și întrerupe curentul de defect; de obicei cu valori cuprinse între 2 și 8 cicluri (0,040–0,160 sec);
- t_o – timpul de revenire al releului de protecție după dispariția impulsului de acționare; circa 0,03–0,06 secunde pentru releele electromecanice, mai puțin, dar nu zero, pentru releele electronice;
- t_{sig} – timp de siguranță (margine de siguranță) – ține cont de erori sau diferențe în timpii de funcționare ai echipamentului, mărimea curentului de defect, erorile transformatoarelor de curent.

Valorile treptei de timp utilizate frecvent în coordonarea protecțiilor variază între 0,2 și 0,5 sec, în funcție de gradul de încredere; 0,3 sec. este o valoarea utilizată frecvent.

În acest caz, pentru evitarea deconectărilor neselective (funcționarea protecției în cazul unui defect produs pe un element vecin – în aval) este necesară respectarea condiției $I_{rp} \geq I_{sarc.max.}$ unde curentul de sarcină maxim este același pentru toată rețeaua fără ramificații, sau egal cu suma curenților din ramificații pentru fiecare nod de derivație în parte.

Astfel, curentul de pornire al protecției, conform (2.3) este:

$$I_{pp} = K_{sig} \frac{K_{sch}}{K_{rev}} I_{sarc.max.}, \qquad (2.7)$$

iar K_{sig}=1,1...1,25 un coeficient de siguranță care depinde de tipul releului utilizat.

Exemplificarea aplicării acestei metode de discriminare, aplicată în cazul protecției maximale de curent a unei linii radiale, este prezentată în figura 2.5, unde:

- B_1, B_2, B_3 sunt barele corespunzătoare;
- L_1, L_2, L_3, - cele trei tronsoane de linie luate în discuție.

De precizat că temporizarea protecției celui de-al treilea tronson, t_3, este impusă ca dată inițială de către celelalte protecții din aval sau de elementul protejat.

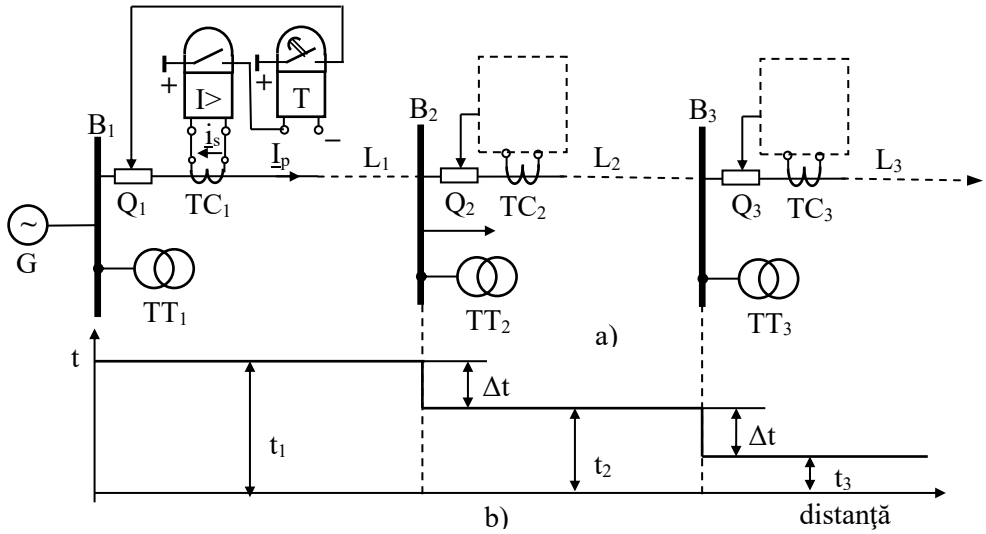


Fig. 2.5. Aplicarea metodei de discriminare în timp:
a-schema de principiu a protecției maximale temporizate de curent (rețea radială); b-setarea temporizărilor.

2.1.3.2. Protecția maximală de curent temporizată cu caracteristică dependentă IDMT, („Inverse Definite Minimum Time Overcurrent Relay”)

Releele maximale de curent cu caracteristică dependentă sunt relee pentru care timpul de acționare depinde de valoarea curentului din circuitul supravegheat (multiplul curentului reglat). La acest tip de relee, cu caracteristică inversă, durata de timp după care are loc acționarea scade față de valoarea reglată T_{pp} odată cu creșterea valorii curentului din circuitul supravegheat.

Conform IEC 60255, expresia matematică a acestei dependențe, timp de acționare/curent, este de forma [3]:

$$t = \frac{k \cdot \beta}{\left(I_p / I_{PP}\right)^{\alpha} - 1}, \tag{2.8}$$

unde:

- k reprezintă multiplul timpului setat – TMS („Time Multiplier Setting”);
- I_p/I_{pp} este multiplul curentului reglat PMS („Plug Multiplier Setting”);
- α și β sunt coeficienți care determină alura caracteristicii timp-curent. Acești coeficienți, cu valori standardizate conform IEC 60255 (tabelul 2.1), determină tipul caracteristicii releului. Caracteristicile astfel obținute, în coordonate logaritmice, sunt prezentate în figura 2.6, a.

Tabelul 2.1 Constantele releelor cu caracteristică inversă conform IEC 255

Nr.crt.	Tipul caracteristicii releului	α	β
1.	Inversă standard („standard inverse” SI)	0,02	0,14
2.	Foarte inversă („very inverse” VI)	1,00	13,50
3.	Extrem de inversă („extremely inverse” EI)	2,00	80,00
4.	Cu temporizare mare („long time invers” LTI)	1,00	120,00

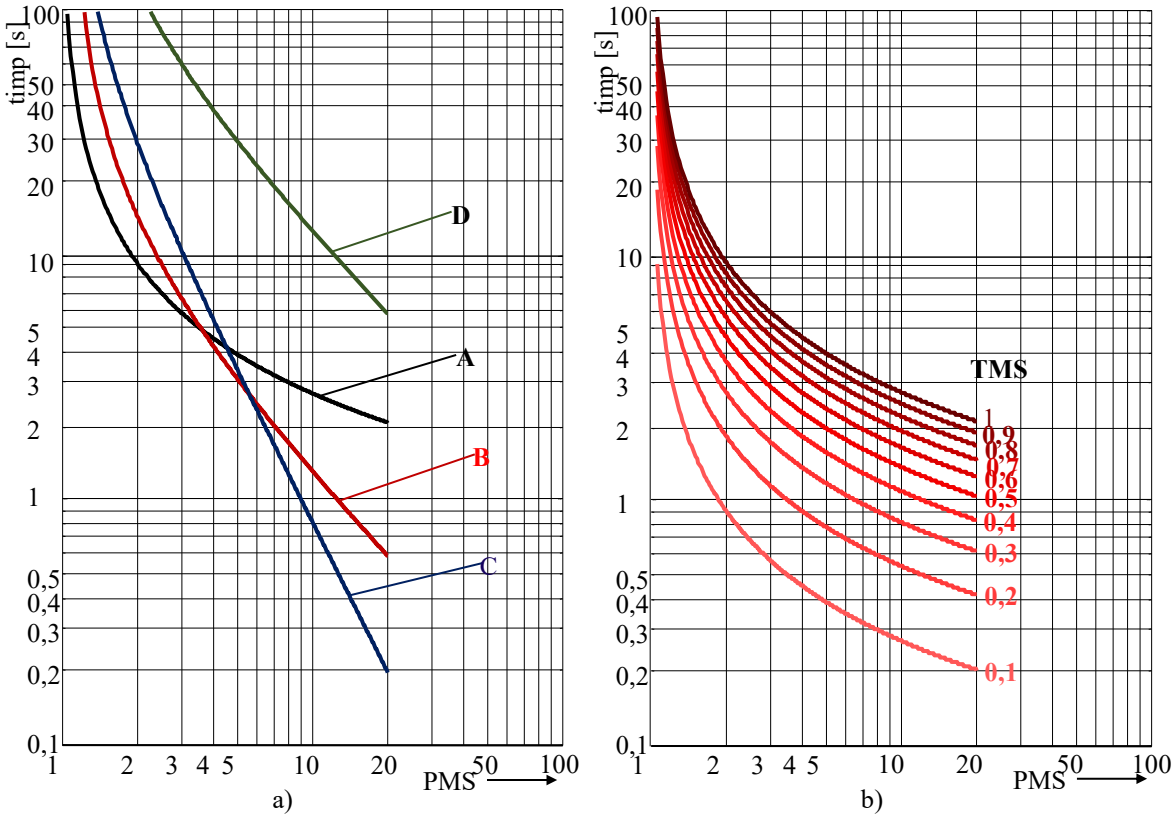


Fig. 2.6. Caracteristici de protecție proprii IDMT (IEC 60255):
a-tipuri de caracteristici: A – standard (SI), B – foarte inversă (VI), C – extrem de inversă (EI), D – cu durată mare (LTI); b-familie tipică de caracteristici inverse standard.

În conformitate cu relația (2.8), reglajul unui astfel de releu presupune setarea a doi parametri. Acești parametri sunt:

➢ *valoarea curentului de pornire a protecției*, I_{pp} - de obicei curentul setat al acestor relee se alege între 50% și 200% din valoarea curentului nominal al transformatorului de curent din secundarul căruia este prelevat semnalul de curent;

➢ *multiplul timpului setat*, TMS (k) - determină curba de protecție caracteristică, care aparține familiei de caracteristici proprii releului (Fig. 2.6, b).

Reglajul unei astfel de protecții, cu caracteristică de timp inversă, parcurgerea următorilor pași:

1) Calculul regimului permanent și de scurtcircuit (minim și maxim) – se determină curenții de sarcină maximă pentru fiecare element în parte, respectiv curenții de scurtcircuit pe fiecare bară;

2) Alegerea TC pentru fiecare element pe baza următoarelor criterii:

a) tensiunea nominală a transformatoarelor U_{nTC} să fie mai mare sau cel puțin egală cu tensiunea de serviciu maximă a elementului protejat U_{smax}:

$$U_{nTC} \geq U_{smax}\,; \tag{2.9}$$

b) curentul nominal I_{nTC} (primar) al TC să fie mai mare sau cel puțin egal cu cel de sarcină maximă:

$$I_{nTC} \geq I_{sarc.max}\,. \tag{2.10}$$

De exemplu, curentul de sarcină maximă pentru alegerea transformatorului de curent TC_{q-1} (Fig. 2.7, a), se calculează cu relația $I_{sarc.max,q-1} = \left|\underline{I}_{s,q} + \underline{I}_{s,q+1}\right|$;

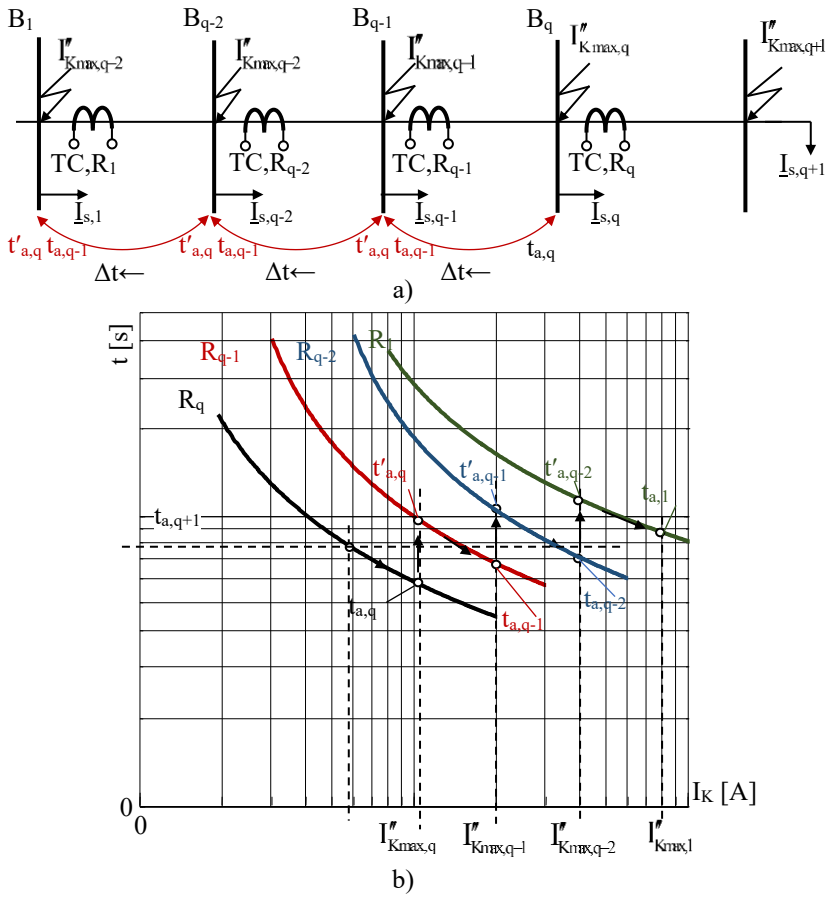


Fig. 2.7. Explicativă la reglajul protecției maximale de curent cu caracteristică inversă:
a-schema electrică monofilară a rețelei protejate; b-curbele de protecție ale protecțiilor de curent cu caracteristică inversă corespunzătoare fiecărui releu din stații.

c) verificarea TC la stabilitate termică, adică curentul limită termic al TC (I_{lt}) să fie mai mare decât valoarea curentului echivalent termic din regim de scurtcircuit maxim, I_{et}:

$$I_{lt} \geq I_{e1s} = I''_K \sqrt{(m+n) \cdot t / 1}\ , \qquad (2.11)$$

unde I''_K este curentul inițial de scurtcircuit, m este un factor de corecție pentru componenta aperiodică, n - factor de corecție pentru componenta periodică, iar t este timpul real de durată a scurtcircuitului;

d) verificarea TC la stabilitate dinamică, adică curentul limită dinamic înscris pe plăcuță să fie mai mare decât valoarea de șoc a curentului de scurtcircuit:

$$I_{ld} \geq i_{soc} = \sqrt{2} K_{soc} \cdot I''_K\ ; \qquad (2.12)$$

3) Alegerea valorile curenților setați pentru pragul de curent - de obicei se consideră o încărcare de 100%, ceea ce înseamnă că acești curenți au valori egale cu curenții nominali ai TC. Curentul setat sau valoarea pragului de acționare (valoarea minimă a curentului de pornire/funcționare) a releului maximal de curent trebuie ales astfel încât releul să nu funcționeze pentru curentul maxim de sarcină din circuitul protejat, dar trebuie să funcționeze (să acționeze, să pornească, să demareze) în cazul unui defect minim (să fie sensibil la curentul de scurtcircuit în regim minim de scurtcircuit). Prin utilizarea unei setări de curent deasupra curentului maxim de sarcină din circuit se poate asigura, într-un anumit grad, protecția împotriva suprasarcinilor, precum și a scurtcircuitelor. Dar trebuie avut în vedere că funcția principală a protecției maximale de curent este de a izola defectele și nu de a asigura protecția la suprasarcini. Deoarece toate releele au o caracteristică de operare cu histerezis, pragul de pornire setat trebuie să fie suficient de mare pentru a permite releului să se reseteze atunci când circuitului revine la funcționarea normală. Coeficientul de revenire la releele moderne este de obicei ≥0,95, de unde rezultă că se impune ca pragul minim de pornire să fie de cel puțin 1,05 ori curentul de sarcină maxim din circuitul supravegheat, deci curentul de pornire a protecției trebuie să verifice condiția $I_{pp} \geq 1{,}05 \cdot I_{sarc.max}$ [8];

4) Se impune treapta de timp Δt – impunerea treptei de temporizare se face conform (2.6);

5) Se impune timpul de acționare $t_{a,q}$ a releului R_q (protecția cea mai depărtată de sursă) la curentul de scurtcircuit corespunzător capătului tronsonului supravegheat (Fig. 2.7, a). Se va ține seama de coordonarea protecției cu protecțiile din aval;

6) Se pornește de la releul q, cel mai depărtat, și se determină TMS_q astfel:

a) se determină multiplul curentului reglat PMS_q cu:

$$PMS_q = \frac{I''_{Kmax.,q}}{I_{pp,q}}\ ; \qquad (2.13)$$

b) cu această valoare, se determină timpul normal de acționare $t_{c,q}$ al releului din diagrama din figura 2.6, b, de pe caracteristica pentru TMS=1 sau se calculează din relația (2.8). Valoarea de reglaj a multiplului timpului este:

$$TMS_q = \frac{t_{a,q}}{t_{c,q}}, \qquad (2.14)$$

timpul de acționare $t_{a,q}$ fiind impus de protecția din aval;

7) Se trece la următorul releu (din amonte) și se fac următoarele operații:

a) calculul timpului propriu de acționare $t'_{a,q-1}$ la $I''_{Kmax,q}$:

$$t'_{a,q-1} = t_{a,q-1} + \Delta t\ ; \qquad (2.15)$$

b) se determină PMS'_{q-1} cu relația (2.13) în care de data aceasta la numitor apare curentul setat corespunzător releului q-1:

$$PMS'_{q-1} = \frac{I''_{Kmax.,q}}{I_{pp,q-1}}\ ; \qquad (2.16)$$

c) din caracteristica din figura 2.6, a - sau pe baza relației de definiție (2.8) - se determină $t_{c,q-1}$ și cu relația (2.14), scrisă pentru $t'_{a,q-1}$ se determină TMS_{q-1}, respectiv caracteristica corespunzătoare acestui releu;
d) se determină PMS_{q-1} cu (2.16), scrisă pentru curentul de scurtcircuit pe bară $I''_{Kmax,q-1}$, valoare cu care de pe caracteristica proprie se determină $t_{a,q-1}$;
8) Se trece la releul q-2 și se repetă operațiunile de la punctul 6 etc.

În figura 2.7, b sunt prezentate curbele de protecție ale protecțiilor de curent cu caracteristică inversă corespunzătoare fiecărui releu din stațiile $B_1 – B_q$.

2.1.4. Principiul protecțiilor de curent de secvență

Pentru identificarea unor defecte nesimetrice se folosesc protecții de curent de secvență zero sau homopolară (împotriva defectelor monofazate) și protecții de curent de secvență negativă sau inversă (împotriva defectelor bifazate).

Filtrele pentru componente simetrice pot fi simple sau compuse. Realizarea filtrelor simple de curent sau de tensiune presupune utilizarea curenților de fază, respectiv a tensiunilor de linie. Alegerea filtrelor trebuie să țină seama de următoarele elemente:
- sensibilitate maximă la valoarea minimă a curenților sau a tensiunilor de o anumită secvență aplicate la bornele filtrului și la care schema filtru-releu acționează;
- consum minim la sarcină nominală a transformatoarelor de măsură;
- valoare minimă a tensiunii sau a curentului de dezechilibru.

2.1.4.1. Protecția de curent de secvență zero (homopolară)

Cele mai frecvente defecte care apar în rețelele electrice constau în puneri la pământ. Acestea pot fi detectate de protecțiile maximale de curent, dar nu întotdeauna sau nu cu suficientă sensibilitate.

Necesitatea utilizării unei protecții mai sensibile față de punerile la pământ este impusă de următoarele considerente:
- curentul de punere la pământ în multe cazuri este limitat valoric;
- sensibilitatea și viteza de răspuns impuse protecțiilor nu pot fi obținute prin utilizarea protecțiilor clasice maximale de curent.

Aceste tipuri de protecții sunt sensibile numai la curentul de punere la pământ („residual current”) atâta timp cât există un defect care conduce la apariția unei componente de secvență zero a curentului. În consecință o astfel de protecție nu va fi influențată de curentul de sarcină, indiferent dacă sistemul este echilibrat sau nu. Deci curentul de pornire al protecției va fi determinat numai de caracteristicile echipamentelor utilizate. Totuși această afirmație este adevărată numai dacă nu există curenți capacitivi sau de scurgere la pământ ale căror valori să fie apropiate de valoarea de pornire a protecției.

De altfel, posibilitatea unui reglaj foarte „jos” (la un nivel de curent redus) este foarte utilă atâta timp cât punerile la pământ ar produce efecte apropiate de cele produse de celelalte avarii.

În general valoarea curenților de punere la pământ este limitată de impedanța legată în neutrul rețelei sau de rezistența de punere la pământ.

Măsurarea componentei de secvență zero poate fi realizată prin legarea în paralel a secundarelor TC de pe fiecare fază (Fig. 2.8), în cazul unei linii electrice cu trei conductoare.

Ideea care stă la baza acestor moduri de conectare este faptul că suma curenților de fază este egală cu de trei ori componenta de secvență zero:

$$\underline{I}_r = \underline{I}_{sR} + \underline{I}_{sS} + \underline{I}_{sT} = \frac{\underline{I}_{pR} + \underline{I}_{pS} + \underline{I}_{pT}}{K_{TC}} = \frac{3 \cdot \underline{I}_0}{K_{TC}} \qquad (2.17)$$

De fapt aceste conexiuni realizează un filtru pentru componenta homopolară. Conexiunea cea mai simplă, cea din figura 2.8, a (montaj Holngreen), poate fi extinsă prin introducerea unor relee maximale de curent pe fiecare fază și conectarea releului pentru componenta

homopolară între neutrul TC și acestea (Fig. 2.8, b), în timp ce în figura 2.8, c este prezentată o variantă economică care utilizează numai două relee maximale de curent.

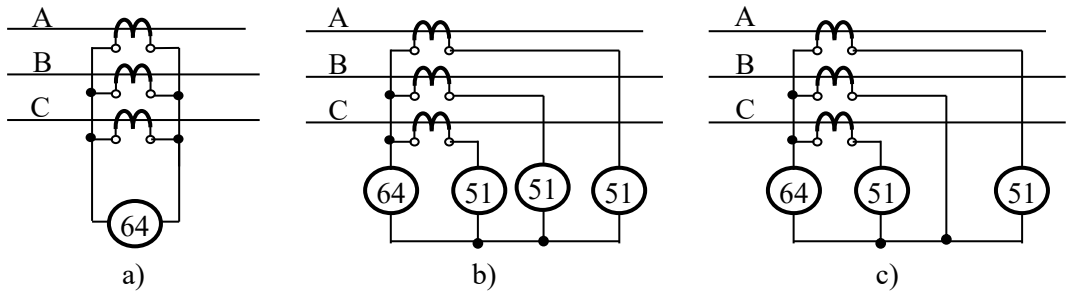


Fig. 2.8. Conectarea TC pentru secvența homopolară (linie cu trei conductoare).

Curentul de pornire al protecției menționate trebuie să îndeplinească condiția:

, (2.18)

unde $I_{dez.max}$ reprezintă curentul de dezechilibru maxim determinat de suma fazorială a curenților de magnetizare ale celor trei transformatoare de măsură de curent montate pe fazele elementului protejat așa cum rezultă din figura 2.8.

Alte moduri de detectare a componentei homopolare de curent sunt prezentate în figura 2.9, a și b. Aceste variante pot fi aplicate acolo unde există posibilitatea amplasării TC pe conductorul de legătură dintre neutrul rețelei și priza de pământ.

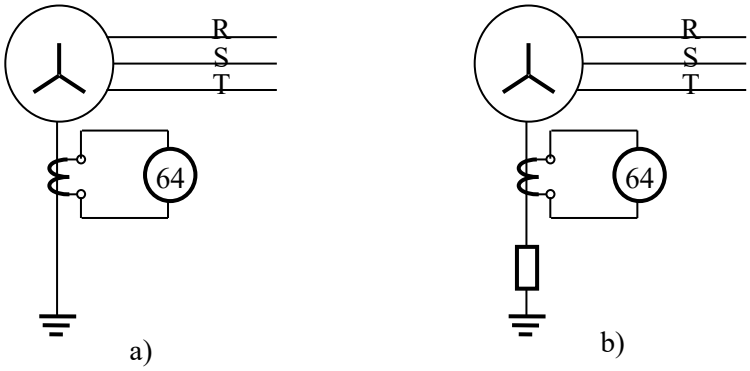


Fig. 2.9. Conectarea protecției de secvență zero pe conductorul de legătură dintre neutrul rețelei și priza de pământ.

Același filtru de secvență homopolară poate fi realizat prin utilizarea transformatoarelor pentru secvență homopolară (filtru Ferranti) în cazul cablurilor trifazate (Fig. 2.10, a, b și c).

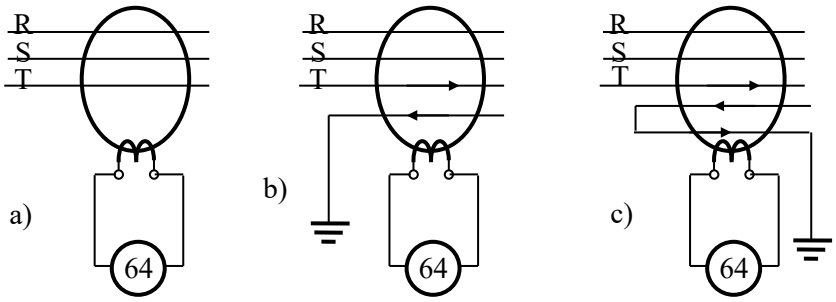


Fig. 2.10. Filtru Ferranti:
a-cablu cu trei conductoare; b-cablu cu patru conductoare, montare incorectă;
c-cablu cu patru conductoare, montare corectă.

2.1.4.2. Protecția de curent de secvență inversă

Protecția de curent de secvență inversă este constituită din transformatoare de măsură de curent, filtru de curent de secvență inversă și releu de curent așa cum se prezintă în figura 2.11.

Curentul de excitație al releului, $\underline{I}_r$, trebuie să fie proporțional cu curentul de secvență negativă (inversă):

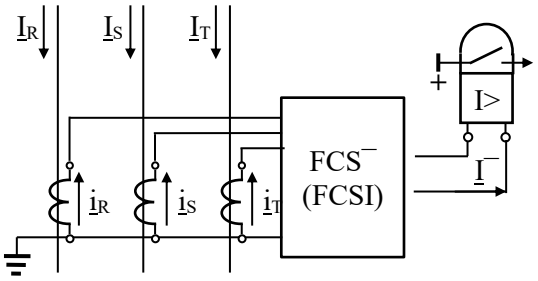


Fig. 2.11. Protecția maximală de curent de secvență inversă.

$$\underline{I}_r \approx \underline{I}_R + a^2\underline{I}_S + a\underline{I}_T = \underline{I}_R - \frac{1}{2}\underline{I}_S - j\frac{\sqrt{3}}{2}\underline{I}_S + \frac{1}{2}\underline{I}_T - j\frac{\sqrt{3}}{2}\underline{I}_T . \qquad (2.19)$$

2.1.5. Principiul protecției maximale de curent direcționale

Protecția direcțională este utilizată acolo unde este necesară protejarea sistemului împotriva curenților de defect, care pot circula spre locul de defect din mai multe direcții, iar utilizarea numai a protecției maximale de curent ar produce deconectări nedorite [1]. Această situație apare în cazul rețelelor buclate sau în inel, unde există mai multe puncte de injecție a energiei, respectiv mai multe laturi în paralel. Intuitiv, necesitatea introducerii direcționării protecțiilor de curent este ilustrată în figura 2.12, unde se consideră că o rețea alimentată de la două capete reprezintă suprapunerea a două rețele radiale care debitează în sensuri opuse.

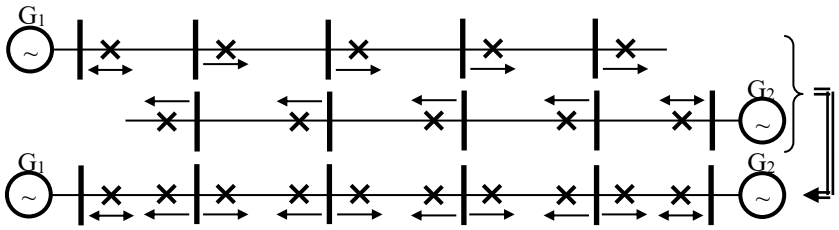


Fig. 2.12. Explicativă la modul de dezvoltare a unei scheme de protecție pentru o rețea simplu buclată.

2.1.5.1. Principiul protecției maximale de curent direcționale cu secționare

Protecțiile de curent direcționale sunt constituite din două unități: o unitate de protecție maximală de curent și una care poate determina sensul de circulație a puterii prin elementul protejat.

În figura 2.13 este prezentată schema monofilară de principiu a unei astfel de protecții cu secționare, utilizate la o rețea simplu buclată (o linie alimentată de la două capete). Se observă că în acest caz funcția realizată de protecție este funcția logică ȘI.

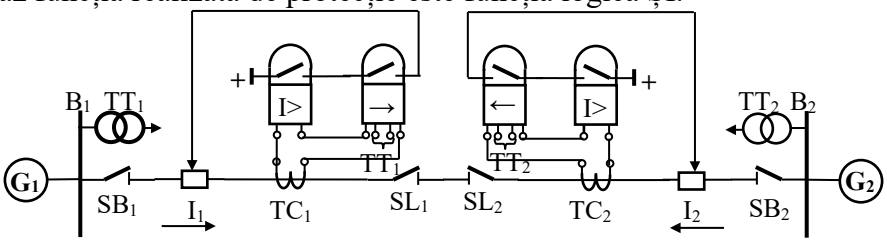


Fig. 2.13. Principiul protecției maximale de curent direcționale – schema monofilară.

Condiția de acționare a protecției se poate scrie astfel:

$I_p > I_{pp}$ & (sensul de circulație al curentului să corespundă cu cel reglat), (2.20)

cu I_{pp} conform (2.4).

2.1.5.2. Protecția maximală de curent direcțională temporizată

O astfel de protecție trebuie să îndeplinească următoarele condiții:

- trebuie să acționeze asupra întreruptoarelor aflate cel mai aproape de locul defectului;
- trebuie să acționeze numai în cazul în care curentul de scurtcircuit circulă dinspre sistemul de bare înspre linie, sens care coincide cu direcționarea releului direcțional;
- curentul reglat al tuturor releelor maximale de curent are aceeași valoare;
- timpul de acționare al protecțiilor descrește dinspre sursele de alimentare, treapta de timp fiind notată cu Δt;
- protecțiile vor comanda declanșarea întreruptoarelor corespunzătoare numai dacă curentul din circuit a depășit valoarea de prag reglată, sensul circulației de putere în circuit este cel prestabilit și durata defectului depășește temporizarea reglată:

$I_p > I_{pp}$ & (sensul de circulație al curentului să corespundă cu cel reglat) &($t_p > T_{pp}$), (2.21)

cu I_{pp} conform (2.7).

În figura 2.14 se prezintă conexiunea principalelor elemente (relee) care intră în componența unei astfel de protecții cu care se poate aplica metoda discriminării în direcție și timp (releu maximal de curent, releu direcțional, releu de timp).

Aplicarea acestei metode poate fi urmărită în figura 2.15, a și b, unde se prezintă cazul unei rețele alimentate la două capete cu: G_1 și G_2 cele două surse de alimentare; A, B și C sisteme de bare.

Notațiile pentru întreruptoare au ținut cont de direcționarea protecțiilor corespunzătoare fiecărui element:

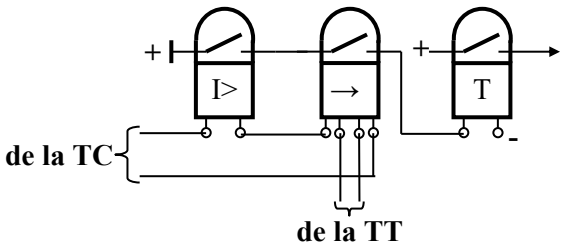


Fig. 2.14. Protecția direcțională temporizată.

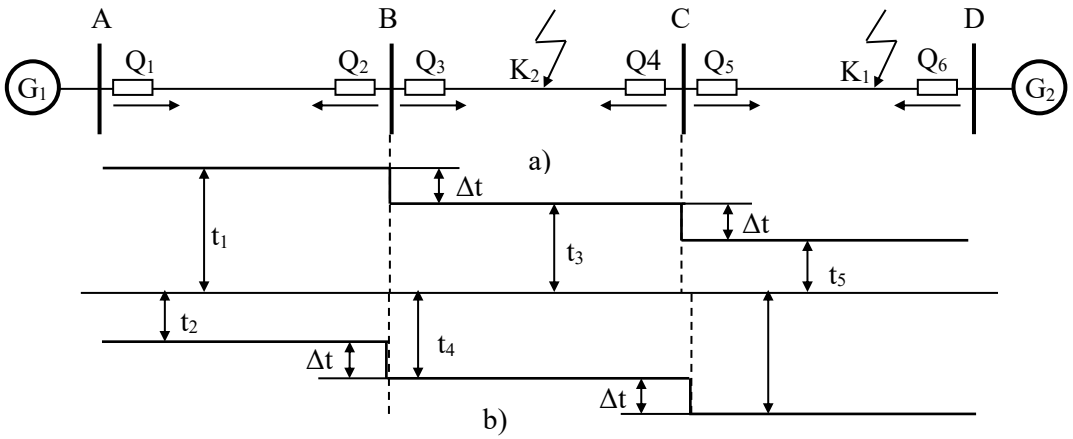


Fig. 2.15. Aplicarea metodei de discriminare în timp și în direcție:
schema monofilară de principiu a rețelei în studiu cu direcționarea protecțiilor; b) setarea temporizărilor.

➢ cu 1, 3, 5 s-au marcat întreruptoarele ale căror protecții sunt direcționate dinspre stânga înspre dreapta;
➢ cu 2, 4, 6 s-au identificat întreruptoarele ale căror protecții sunt direcționate dinspre dreapta înspre stânga.

Analizând schema din figura 2.15 se constată următoarele:
➢ direcționarea asigură selectivitatea între sistemele de protecție poziționate la aceeași bară;
➢ temporizarea asigură selectivitatea între sistemele de protecție care au aceeași direcționare.

Astfel, dacă apare un defect în K_1, pornesc protecțiile corespunzătoare întreruptoarelor 1, 3, 5 și 6, care sunt direcționate corespunzător. Protecția 5 acționează înaintea celor din 1 și 3 având timpul de acționare cel mai mic. Astfel prin declanșarea întreruptoarelor 5 și 6 este izolat tronsonul defect. Consumatorii de pe tronsoanele neavariate rămân alimentați fie de la G_1 fie de către G_2. În cazul producerii unui defect în K_2, vor porni protecțiile 1, și 3, respectiv 4 și 6 (pentru 5 și 2 sensul curentului de scurtcircuit nu corespunde cu direcționarea). Protecțiile corespunzătoare întreruptoarelor 3 și 4 acționează primele având direcționarea corespunzătoare și temporizările cele mai mici.

2.2. PRINCIPIUL PROTECȚIILOR DE TENSIUNE

Apariția defectelor în rețelele electrice sunt însoțite de obicei de modificări ale tensiunilor. Scurtcircuitele polifazate sunt însoțite de scăderea tensiunii între fazele pe care s-a produs defectul, iar scurtcircuitele monofazate conduc la reducerea tensiunii fazei avariate. Aceste consecințe asupra sistemului de tensiuni pot fi utilizate ca informații suplimentare în cazul apariției scurtcircuitelor, respectiv pentru discriminarea situației de defect față de cea de suprasarcină când modificările tensiunilor nu sunt importante.

Pe de altă parte scurtcircuitele nesimetrice sunt însoțite de apariția componentei de secvență negativă a tensiunii (scurtcircuite bifazate) și a componentei de secvență zero care însoțește defectele la pământ, componente care pot fi sesizate de către protecția maximală de tensiune de secvență negativă sau de cea de secvență zero.

2.2.1. Protecția de minimă tensiune

Această protecție se realizează cu relee de minimă tensiune conectate în secundarul transformatorului de măsură de tensiune, așa cum se indică în schema din figura 2.16.

Protecția de minimă tensiune își revine (releul de tensiune își deschide contactul) atunci când tensiunea din circuitul supravegheat, U_p, crește atingând valoarea U_{rp} (tensiunea de revenire a protecției), respectiv:

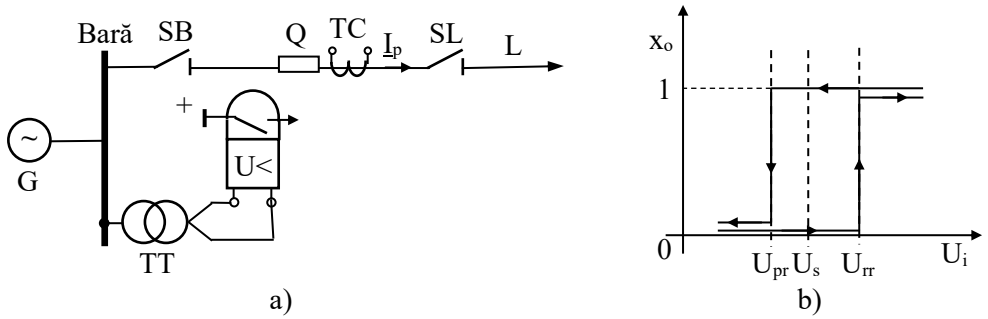


Fig. 2.16. Schema de principiu a protecției de minimă tensiune:
a-schema monofilară; b-caracteristica de acționare a releului de minimă tensiune cu contact normal închis.

$$U_p > U_{rp}\,. \tag{2.22}$$

Tensiunii de revenire a protecției îi corespunde tensiunea de revenire a releului, U_{rr}, a cărei valoare este dată de relația:

$$U_{rr} = \frac{U_{rp}}{n_{TT}}, \tag{2.23}$$

cu n_{TT} raportul de transformare al transformatorului de măsură de tensiune.

Ținând cont de coeficientul de revenire al releelor minimale de tensiune, K_{rev}:

$$K_{rev} = \frac{U_{rr}}{U_{pr}} = \frac{U_{rp}}{U_{pp}} > 1, \tag{2.24}$$

se poate scrie următoarea relație:

$$U_{pp} = \frac{U_{rp}}{K_{rev}}, \tag{2.25}$$

unde valoarea uzuală a coeficientului de revenire pentru releele electromagnetice este K_{rev}=1,15, iar pentru cele electronice K_{rev} = 1,01.

Reglajul tensiunii de pornire a protecției rezultă:

$$U_{pp} = \frac{U_{rp}}{K_{rev}} = \frac{U_{smin}}{K_{sig} \cdot K_{rev}}, \tag{2.26}$$

unde $K_{sig} > 1$ și $U_{Smin} = 0{,}9\ U_{nL}$ este tensiunea de serviciu minimă a liniei.

2.2.2. Protecția maximală de tensiune

Permite identificarea unor defecte nesimetrice, cum ar fi punerile monofazate la pământ în rețelele de medie tensiune cu neutrul izolat sau tratat prin bobină de stingere, în care releul maximal de tensiune (în figura 2.17, .a este prezentată caracteristica de acționare a acestui releu) este activat de către componenta de secvență zero sau de secvență negativă a tensiunii de pe bare. Componenta de secvență zero se obține prin conectarea secundarului transformatorului de măsură de tensiune al barei respective în triunghi deschis, având rol de filtru de tensiune de secvență homopolară (Fig. 2.17, b). Componenta de secvență negativă se obține prin utilizarea filtrelor de secvență negativă (Fig. 2.17, c).

Pentru a obține scheme cât mai simple, filtrele de tensiune inversă sunt alimentate cu tensiunile dintre faze care nu conțin componenta de secvență homopolară. Filtrul trebuie să suprime componenta de secvență directă (pozitivă) și să identifice componenta de secvență negativă (inversă).

În cazul protecțiilor maximale de tensiune pentru a fi îndeplinite condițiile de selectivitate trebuie îndeplinite condițiile:

$$U_{rp} \le U_{pp} \text{ sau } U_{rp} \ge U_{dez.max}; \tag{2.27}$$

cu $U_{dez.max.}$ tensiunea de dezechilibru maximă a filtrului în condiții normale de funcționare.

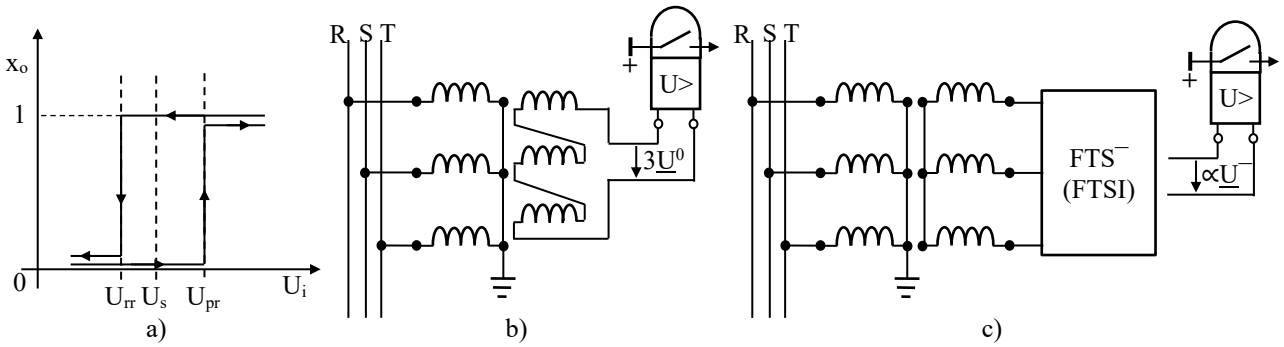


Fig. 2.17. Protecția maximală de tensiune de secvență:
a-caracteristica de acționare a releului maximal de tensiune cu contact normal deschis;
b-schema de principiu a protecției de tensiune de secvență zero; c-schema de principiu a protecției de tensiune de secvență negativă.

Prin luarea în considerare a relației (2.25) și (2.27) tensiunea de pornire a protecției se determină cu:

$$U_{pp} = \frac{U_{rp}}{K_{rev}} = \frac{K_{sig}}{K_{rev}} \cdot U_{dezmax}, \tag{2.28}$$

unde $K_{sig} > 1$.

Releele maximale de tensiune se pot realiza pe aceleași principii ca cele maximale de curent. Pentru releele maximale de tensiune electromagnetice, $K_{rev} = 0{,}85$, iar pentru cele electronice $K_{rev} = 0{,}99$.

2.3. PROTECȚII COMPARATIVE

Protecția de curent prezintă anumite dezavantaje:

- soluțiile de asigurare a selectivității sunt complicate și de cele mai multe ori întârzie deconectarea zonei defecte ceea ce poate conduce la creșterea pagubelor;
- nu se pot aplica în cazul rețelelor cu configurație complexă.

Pentru a asigura o selectivitate absolută și deconectarea zonei defecte individual, indiferent de complexitatea sistemului electroenergetic, s-a propus metoda protecției individuale pentru fiecare secțiune a sistemului electroenergetic (*unit protection*). Ca forme de protecție individuală se pot enumera: *protecția diferențială longitudinală* și *protecția cu comparare de fază*.

2.3.1. Principiul protecției diferențiale longitudinale

Protecțiile, a căror funcționare au la bază principiul protecției diferențiale, au drept scop protecția elementului supravegheat împotriva defectelor care pot să apară între două puncte diferite de măsură, înainte și după elementul protejat (în zona protejată).

2.3.1.1. Elemente generale

Mărimile electrice curent sau tensiune sunt mărimi fazoriale. Suma a doi fazori, $\underline{A}$ și $\underline{B}$, se scrie [10]:

$$\underline{A} + \underline{B} = A \cdot \cos(\varphi_A) + B \cdot \cos(\varphi_B) + j\left[A \cdot \sin(\varphi_A) + B \cdot \sin(\varphi_B)\right] \tag{2.29}$$

Suma celor doi fazori este nulă, dacă:

$$\begin{cases} A \cdot \cos(\varphi_A) + B \cdot \cos(\varphi_B) = 0 \\ A \cdot \sin(\varphi_A) + B \cdot \sin(\varphi_B) = 0 \end{cases} \tag{2.30}$$

sau

$$\begin{cases} A \cdot \sin(\varphi_A) = -B \cdot \sin(\varphi_B) \\ A \cdot \cos(\varphi_A) = -B \cdot \cos(\varphi_B). \end{cases} \tag{2.31}$$

Prin împărțirea celor două relații, se obține:

$$\frac{\sin(\varphi_A)}{\cos(\varphi_A)} = \frac{\sin(\varphi_B)}{\cos(\varphi_B)} \Rightarrow \tan(\varphi_A) = \tan(\varphi_B), \tag{2.32}$$

respectiv:

$$\varphi_B = \varphi_A + k\pi,\ k \in Z, \tag{2.33}$$

deci

$$\sin(\varphi_B) = \pm\sin(\varphi_A). \tag{2.34}$$

Pe baza relațiilor (2.29) și (2.33), se poate scrie:

$$A \cdot \sin(\varphi_A) \pm B \cdot \sin(\varphi_A) = 0 \Rightarrow A = \mp B. \tag{2.35}$$

În concluzie, pentru anularea sumei celor doi fazori trebuise îndeplinite două condiții: una care se referă la fază, (2.33) și o alta care se referă la egalitatea modulelor celor doi fazori (2.35).

O astfel de protecție acționează în cazul în care diferența (sau suma) a două sau mai multor mărimi electrice fazoriale de același tip, este mai mare decât mărimea reglată (setată).

Protecția diferențială longitudinală nu acționează atunci când:

- mărimile de intrare, de același tip, sunt egale (aproximativ) în modul;
- defazajul între aceste mărimi este de aproximativ 0° (180°) - mărimi în fază (mărimi în opoziție de fază).

Pentru realizarea comparației, dintre mărimile de la începutul zonei protejate și cele de la sfârșitul ei, este necesară realizarea unei legături între capetele zonei protejate prin conductoare auxiliare de legătură sau în cazul distanțelor mari prin intermediul unor canale pilot (canale utilizate pentru transmiterea semnalelor la distantă - cabluri telefonice, fibre optice, canale radio, semnale în înaltă frecvență) [6], [8], [10].

De cele mai multe ori protecțiile diferențiale longitudinale sunt protecții de curent, dar pot fi implementate și ca protecții în tensiune. Astfel, vor exista două variante:

- cu curenți de circulație, caz în care se compară curenții de la capetele zonei protejate;
- cu echilibrarea tensiunilor, caz în care se compară căderile de tensiune pe șunturi legate în secundarele transformatoarelor de curent amplasate la capetele zonei protejate.

Elementele de sistem, la care se utilizează protecții bazate pe acest principiu, sunt: generatoarele, transformatoarele de putere, sistemele de bare, liniile electrice.

Protecțiile diferențiale longitudinale prezintă următoarele avantaje:

- sunt protecții rapide și selective;
- selectivitatea nu depinde de configurația rețelei;
- sunt ușor de reglat;
- nu prezintă constrângeri legate de timpul de acționare.

Dacă defectul este în interiorul zonei protejate atunci între curenții măsurați în amonte, respectiv în avalul zonei protejate, va exista o relație de inegalitate. Inegalitatea este menținută și între curenții din circuitul secundar (defazați cu 180°), ceea ce înseamnă că prin bobina de excitație a releului circulă un curent de dezechilibru diferit de zero. Dacă valoarea în modul al acestuia este mai mare decât valoarea de pornire a releului (valoarea de acționare reglată):

2.3.1.2. Protecții diferențiale longitudinale cu curenți de circulație

Principiul diferențial al protecției cu curenți de circulație este exemplificat în figura 2.18 [6], [8], [10]. Transformatoarele de curent sunt amplasate în toate punctele de conectare ale elementului protejat la sistem, iar secundarele transformatoarelor de curent sunt conectate în paralel cu înfășurarea de excitație a releului de curent. Secundarele transformatoarelor de curent trebuie să fie conectate diferențial.

Este evident că între curenții măsurați, în amonte și în aval de elementul protejat, există o relație de proporționalitate:

$$\underline{I}_{p1} = K \cdot \underline{I}_{p2} . \tag{2.36}$$

Dacă elementul protejat este reprezentat de un generator, un sistem de bare sau o linie electrică, atunci K=1, în timp ce în cazul transformatoarelor și al autotransformatoarelor de putere, în cazul ideal, $K=N_2/N_1$ (inversul raportului de transformare).

Prin bobina releului va circula diferența curenților din circuitele secundare ale TC:

$$\underline{I}_{S1} - \underline{I}_{S2} = \underline{I}_{dez} . \tag{2.37}$$

Transformatoarele de curent se aleg astfel încât să aibă aceleași caracteristici, deci va exista și o egalitate (cel puțin teoretică) a rapoartelor de transformare $K_{TC1}=K_{TC2}$. În acest caz, în regim normal de funcționare sau în cazul unui defect exterior zonei protejate, curenții secundari

vor fi egali, iar curentul prin înfășurarea de excitație a releului de curent este nul și releul nu acționează.

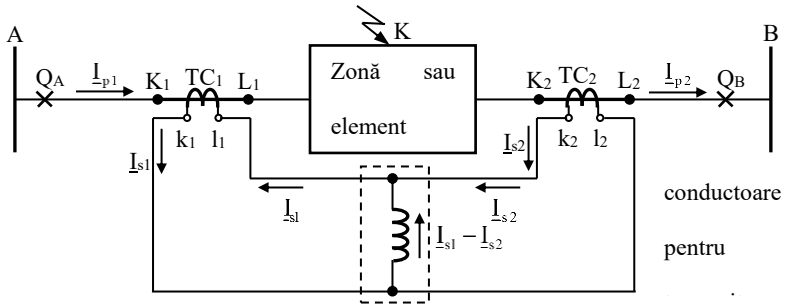


Fig. 2.18. Schema principială monofilară a protecției diferențiale longitudinale cu curenți de circulație: K, L - bornele de început și de sfârșit ale înfășurării primare a TC; k și l - bornele de început și de sfârșit ale înfășurării secundare a TC;$\underline{I}_{p1}$, $\underline{I}_{p2}$ - curenții din circuitul primar (supravegheat); $\underline{I}_{s1}$ și $\underline{I}_{s2}$ - curenții din circuitul secundar.

Dacă defectul este în interiorul zonei protejate atunci între curenții măsurați în amonte, respectiv în avalul zonei protejate, va exista o relație de inegalitate. Inegalitatea este menținută și între curenții din circuitul secundar (defazați cu 180°), ceea ce înseamnă că prin bobina de excitație a releului circulă un curent de dezechilibru diferit de zero. Dacă valoarea în modul al acestuia este mai mare decât valoarea de pornire a releului (valoarea de acționare reglată):

$$\left|\underline{I}_{s1} - \underline{I}_{s2}\right| = \left|\underline{I}_{dez}\right| > \left|\underline{I}_{pr}\right|, \tag{2.38}$$

releul este acționat și va comanda declanșarea întreruptoarelor. Acest tip de protecție mai este cunoscut și sub denumirea de *protecție MERZ-PRICE*.

Urmărind schema monofilară din figura 2.19, în care sunt prezentate aparatele necesare realizării unei scheme diferențiale cu curenți de circulație, se constată că releul de curent acționează și deconectează elementul defect prin intermediul unui releu intermediar.

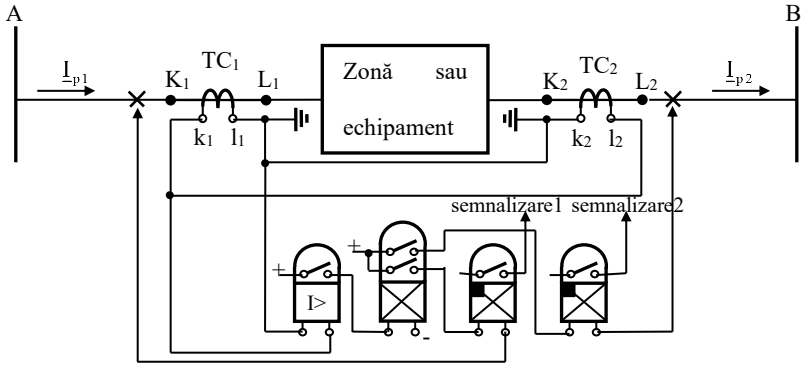


Fig. 2.19. Modul de realizare a protecției diferențiale longitudinale cu curenți de circulație [10].

În general, contactele releelor de curent nu sunt dimensionate pentru a putea funcționa în circuitul de declanșare a întreruptoarelor. Releul intermediar are rol de amplificator în curent și de separare a circuitelor de declanșare a celor două întreruptoare.

Schemele prezentate, cu TC standardizate și conductoare auxiliare de legătură, pot fi utilizate pentru protecția elementelor care nu depășesc o lungime de câteva sute de metri. Deoarece secțiunea conductoarelor auxiliare se dimensionează astfel încât să nu fie depășită sarcina secundară a TC, pentru distanțe mai mari se poate întâmpla ca aceasta să ajungă la valori inadmisibile.

Pe de altă parte, dacă releul trebuie să acționeze asupra unor întreruptoare aflate în stații diferite, se pune problema locului de instalare a releului. În acest caz este normală utilizarea a câte unui grup de relee pentru fiecare stație în parte.

O schemă de principiu, cu două grupuri de relee, este prezentată în figura 2.20 [6]. Transformatoarele de separație (TCA) asigură atât separarea galvanică cât și un curent de circulație de valori reduse prin legăturile pilot.

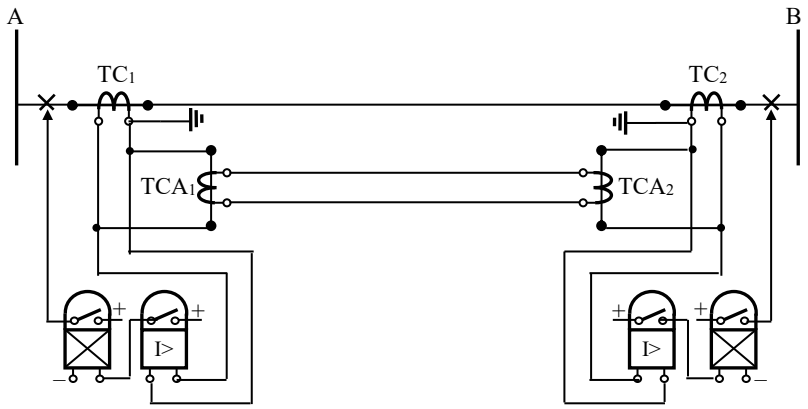


Fig. 2.20. Schemă principială cu două grupuri de relee pentru o protecție diferențială longitudinală.

Secundarele celor două transformatoare de curent principale (TC_1 și TC_2) trebuie legate la pământ din motive de protecția muncii și astfel poate apărea o cale (prin pământ) prin care să circule curenții vagabonzi, lucru ce trebuie evitat. De aceea se pune secundarul la pământ, dar secundarele celor două TC se leagă prin transformatoare de izolare TCA_1 și TCA_2. În același timp, curentul de circulație prin firele pilot se micșorează, deci creste tensiunea, impedanța transformatorului de izolare dinspre releu apare redusă cu pătratul raportului de transformare al TCA [6].

Schemele prezentate sunt scheme pentru o singură fază. În cazul amplasării protecției pe cele trei faze ar rezulta un număr mare de conductoare de legătură.

2.3.1.3. Protecții diferențiale longitudinale cu echilibrarea tensiunilor

Principiul de realizare și funcționare a unei protecții diferențiale cu echilibrarea tensiunilor este prezentat în figura 2.21 [10].

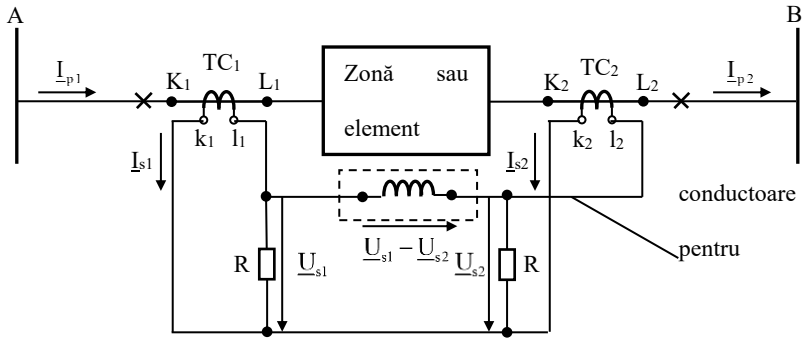


Fig. 2.21. Schema principială monofilară a protecției diferențiale longitudinale cu tensiuni de echilibrare.

În principiu, releele maximale se montează în serie în circuitul diferențial, secundarele transformatoarelor de curent fiind conectate în paralel. În regim de funcționare normală sau la scurtcircuite exterioare, t.e.m. de la bornele secundarelor TC sunt egale și în opoziție. Prin circuitul diferențial (prin relee) nu va circula curent, cel puțin teoretic. La un scurtcircuit în zona protejată, datorită schimbării sensului convențional al curentului de la unul din capete, cele două t.e.m. devin aproximativ în fază și prin circuitul diferențial circulă un curent care provoacă acționarea protecției.

Rezistențele din secundarele transformatoarelor de curent (TC) sunt necesare pentru că în absența lor, în regim normal al liniei, acestea ar funcționa în gol (prin circuitul secundar nu circulă curent) ceea ce nu este permis.

Principiul de protecție nu se schimbă, în locul celor două t.e.m. se aplică bobinei de excitație a releului căderile de tensiune de la bornele rezistențelor R.

Schema poate fi folosită la linii cu lungimi mai mari prin completarea cu transformatoare sumatoare sau filtre combinate.

2.3.1.4. Utilizarea releelor diferențiale în schemele de protecție diferențială longitudinală

Una dintre problemele întâlnite în cazul protecțiilor diferențiale longitudinale este legată de desensibilizarea lor față de componentele aperiodice care apar în cazul defectelor exterioare. În acest scop pot fi utilizate transformatoare cu saturație rapidă (TSR), care realizează o bună desensibilizare față de componenta aperiodică a curentului de dezechilibru, dar nu au nici un efect asupra desensibilizării față de curenții de dezechilibru ai procesului care se stabilește după amortizarea componentei aperiodice.

O bună desensibilizare față de curenții de dezechilibru, care conțin aproape exclusiv componenta aperiodică, se realizează cu relee diferențiale cu bobină de frânare. Aceste relee au două înfășurări care realizează acțiuni antagoniste:

- înfășurarea de lucru cu w_a spire - creează cuplul de acționare;
- înfășurarea de frânare cu w_f spire, formată din două secțiuni, fiecare cu $w_f/2$ spire - realizează un cuplu de blocare.

În figura 2.22 poate fi urmărit modul de conectare în circuitul diferențial a înfășurărilor releului diferențial cu bobină de frânare.

Curentul din înfășurarea de lucru (I_a) este proporțional cu diferența curenților secundari $|\underline{I}_{s1}-\underline{I}_{s2}|$, în timp ce curentul prin înfășurarea de frânare (I_f) va fi proporțional cu $(|\underline{I}_{s1}|+|\underline{I}_{s2}|)/2$ (Fig. 2.22).

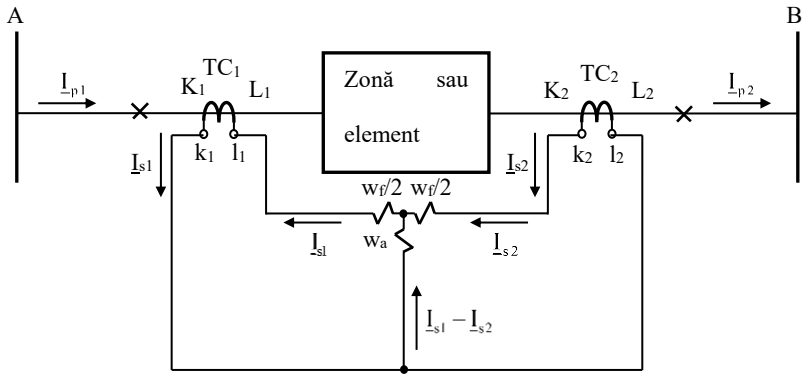


Fig. 2.22. Conectarea releului diferențial cu bobină de frânare.

Construcția releului (de inducție sau electromagnetic) este astfel realizată încât cuplurile create de fluxurile magnetice prin cele două înfășurări să fie antagoniste.

Filozofia de operare a releului este următoarea [4]:

- în cazul defectelor în zona protejată, curenții secundari sunt defazați cu aproximativ 180°, iar dacă curenții sunt egali în modul, curentul de frânare, respectiv cuplul de frânare, se anulează. Curentul de dezechilibru este mai mare decât valoarea de pornire și releul acționează;
- pentru un defect exterior, curenții în secundarul TC sunt în fază, cuplul de frânare are valoarea mai mare decât cuplul datorat curentului de dezechilibru și releul este neoperațional. Releul nu sesizează scurtcircuitele exterioare zonei protejate;
- transformatoarele de curent, chiar dacă sunt de același tip, nu sunt identice. La același curent primar, curenții secundari pot să aibă valori diferite datorită diferențelor între curbele de magnetizare ale miezurilor feromagnetice. Cuplul de frânare crește odată cu creșterea

amplitudinii curenților secundari. În acest fel este prevenită acționarea releului în cazul unui dezechilibru datorat erorilor TC. Cuplul de frânare descrește odată cu micșorarea curentului de frânare, asigurând o funcționare stabilă în cazul unor defecte în interiorul zonei protejate, chiar la erori ale TC.

➢ dacă bobina releului este prevăzută cu ploturi, care permit modificarea raportului între numărul de spire ale celor două secțiuni, există posibilitatea echilibrării curenților de dezechilibru datorați erorilor TC.

În figura 2.23 este reprezentat un exemplu de caracteristică de acționare a funcției de protecție diferențiale longitudinale.

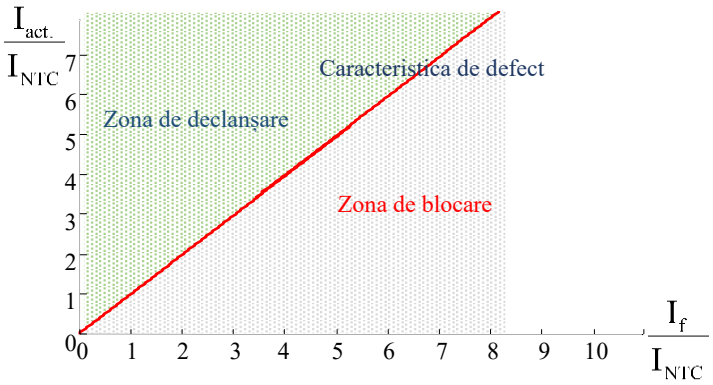


Fig. 2.23. Caracteristica de acționare a funcției de protecție diferențială [7].

Axa absciselor corespunde curentului de frânare raportat (raportarea este făcută la curentul nominal al TC), iar pe axa ordonatelor este reprezentat curentul de acționare (diferențial) raportat [7].

Se observă că, în cazul producerii unui defect în interiorul zonei protejate prin protecție diferențială forma caracteristicii de acționare a funcției de protecție diferențială este o dreaptă corespunzătoare bisectoarei axelor de coordonate (unghi de 45° față de axele de coordonate). Această dreaptă se numește *caracteristică de defect* (Fig. 2.23) și corespunde unei situații ideale.

2.3.1.5. Protecția diferențială cu transformatoare cu saturație rapidă

Conectarea releelor de curent la circuitul diferențial prin intermediul transformatoarelor cu saturație rapidă (TSR) (Fig. 2.24) este o metodă de desensibilizare a protecției diferențiale în raport cu șocurile de curent de magnetizare, respectiv șocurile de curent de scurtcircuit extern.

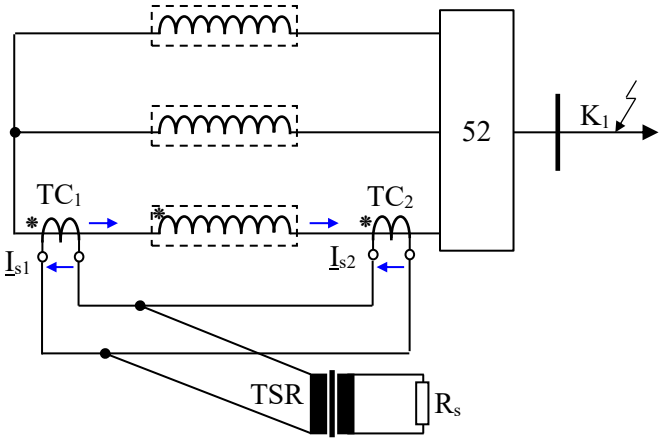


Fig. 2.24. Conectarea releului în secundarul TSR în cazul unei scheme de protecție diferențială longitudinală a unui generator.

Aceste regimuri tranzitorii, datorită erorilor de măsură a TC-urilor cât și a saturației acestora, conduc la modularea curenților secundari și la apariția în circuitul diferențial a unor curenți de dezechilibru semnificativi care conțin o importantă componentă continuă.

În figura 2.25 sunt reprezentați curenții din secundarele TC și curentul diferențial, corespunzători schemei electrice din figura 1, în absența TSR. Curenții au fost determinați prin simulare.

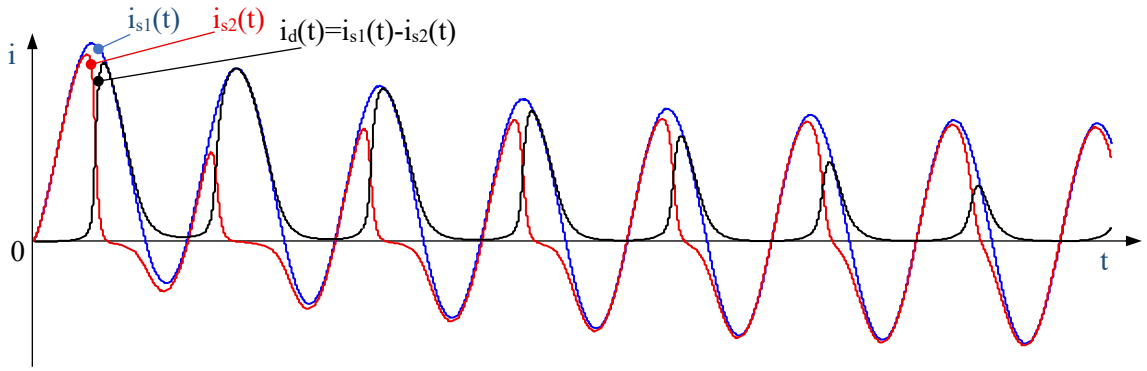


Fig. 2.25.Curenții în secundarele TC și curentul diferențial, fără TSR, corespunzători schemei electrice din figura 2.18.

Pentru amortizarea componentei aperiodice a curentului de dezechilibru se pot utiliza transformatoare speciale, având o caracteristică de magnetizare mult aplatizată (Fig. 2.26, a și b) și un raport de transformare 1:1, numite transformatoare cu saturație rapidă (TSR).

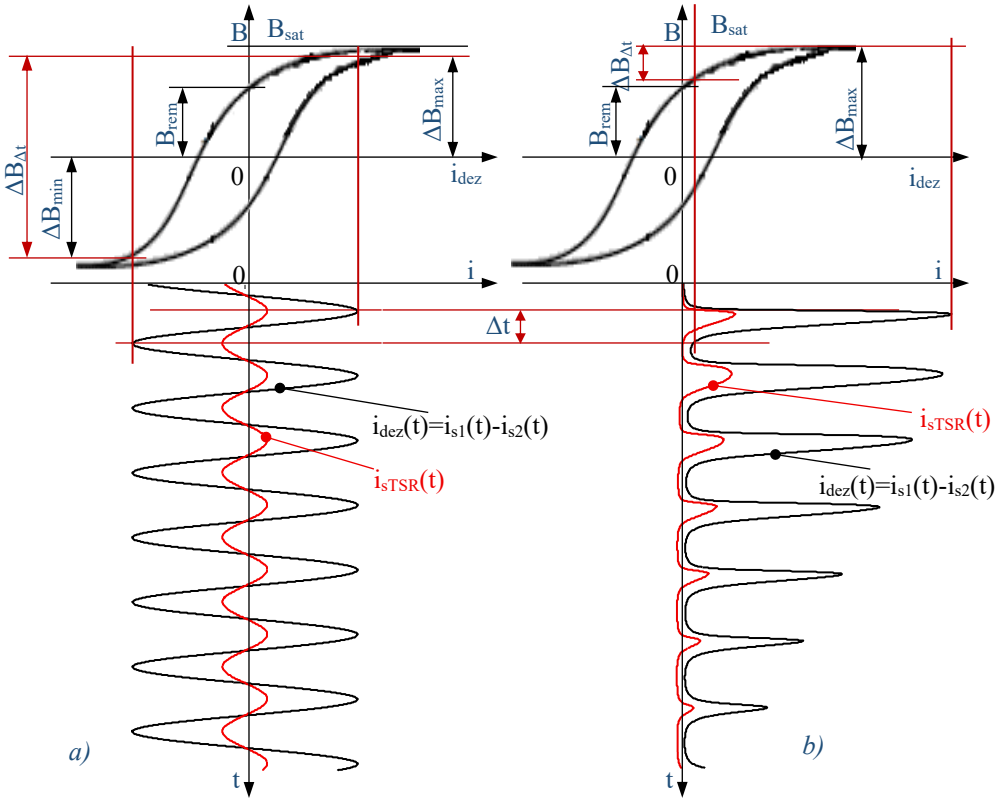


Fig. 2.26. Simularea curenților din secundarul TSR:
a-înfășurarea primară a TSR este parcursă de un curent sinusoidal; b-înfășurarea primară a TSR este parcursă de un curent aperiodic amortizat (asemănător cu șocul de amortizare).

Funcționarea TSR poate fi explicată analizând două cazuri distincte:

- în primul caz (Fig. 2.26, a), înfășurarea primară este parcursă de un curent sinusoidal;
- în cel de al doilea caz prin înfășurarea primară circulă un curent aperiodic amortizat (asemănător cu șocul de amortizare) (Fig. 2.26, b).

Pentru un interval de timp dat, Δt, în primul caz apare o variație redusă a inducției $\Delta B_{\Delta t}$ (respectiv a fluxului total $\Delta\Psi$ din înfășurarea secundară) datorită saturației rapide, variație căreia îi corespunde o tensiune electromotoare, $e_{sTSR} = -\Delta\Psi/\Delta t$, de valori reduse. În consecință, pentru o sarcină secundară rezistivă, curentul secundar fiind proporțional cu această tensiune, are valori apropiate de funcționarea normală (se amortizează componenta continuă a curentului din primarul TSR).

Pentru același interval de timp, dar pentru un curent sinusoidal (cazul al doilea), rezultă o variație mai importantă a inducției, deci a fluxului total și în consecință valori mai importante pentru t.e.m. secundară, respectiv curentul secundar.

2.3.2. Protecția diferențială transversală

Protecția diferențială se mai poate utiliza și la capetele de intrare sau de ieșire a două laturi identice ale unui element primar, care funcționează în paralel, de exemplu cazul unei linii duble (Fig. 2.27).

Dacă pe una dintre laturi se produce un defect (scurtcircuit), apare o diferență de curenți, iar pentru a deconecta numai elementul (linia) defect este necesar și un element (releu) direcțional [10].

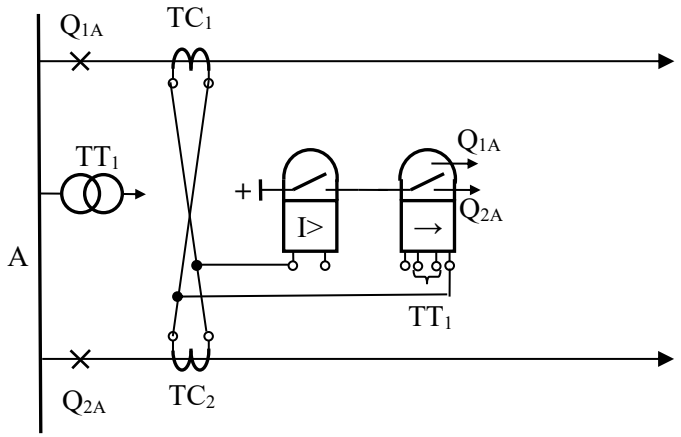


Fig. 2.27. Protecția diferențială transversală a liniilor duble.

2.3.3. Principiul protecției cu comparație de fază

Protecția diferențială longitudinală compară valorile efective ale curenților măsurați la capetele zonei protejate. Această comparație poate da erori dacă faza curenților măsurați la cele două capete diferă foarte mult, cum ar fi cazul în care ar exista o capacitate mare în paralel pe linie, și atunci curenții în loc să se scadă s-ar aduna, iar protecția ar acționa greșit [10].

Se pot utiliza și scheme de protecție prin comparare de fază, când valoarea curenților nu mai contează, ci numai schimbările în faza lor produse din cauza defectului.

La funcționare normală sau la un defect înafara zonei protejate, curenții la cele două capete ale liniei sunt în fază, adică trec prin valoarea zero în același moment, deci nu se comandă declanșarea nici unui întreruptor. La un scurtcircuit pe linie, acest lucru nu se mai întâmplă și se comandă declanșarea întreruptoarelor. Protecția este astfel realizată încât să acționeze și dacă linia este alimentată de la un singur capăt, când va declanșa doar întreruptorul de pe partea cu alimentare.

Principiul protecției (Fig. 2.28) constă în compararea fazei curenților măsurați la capetele liniei.

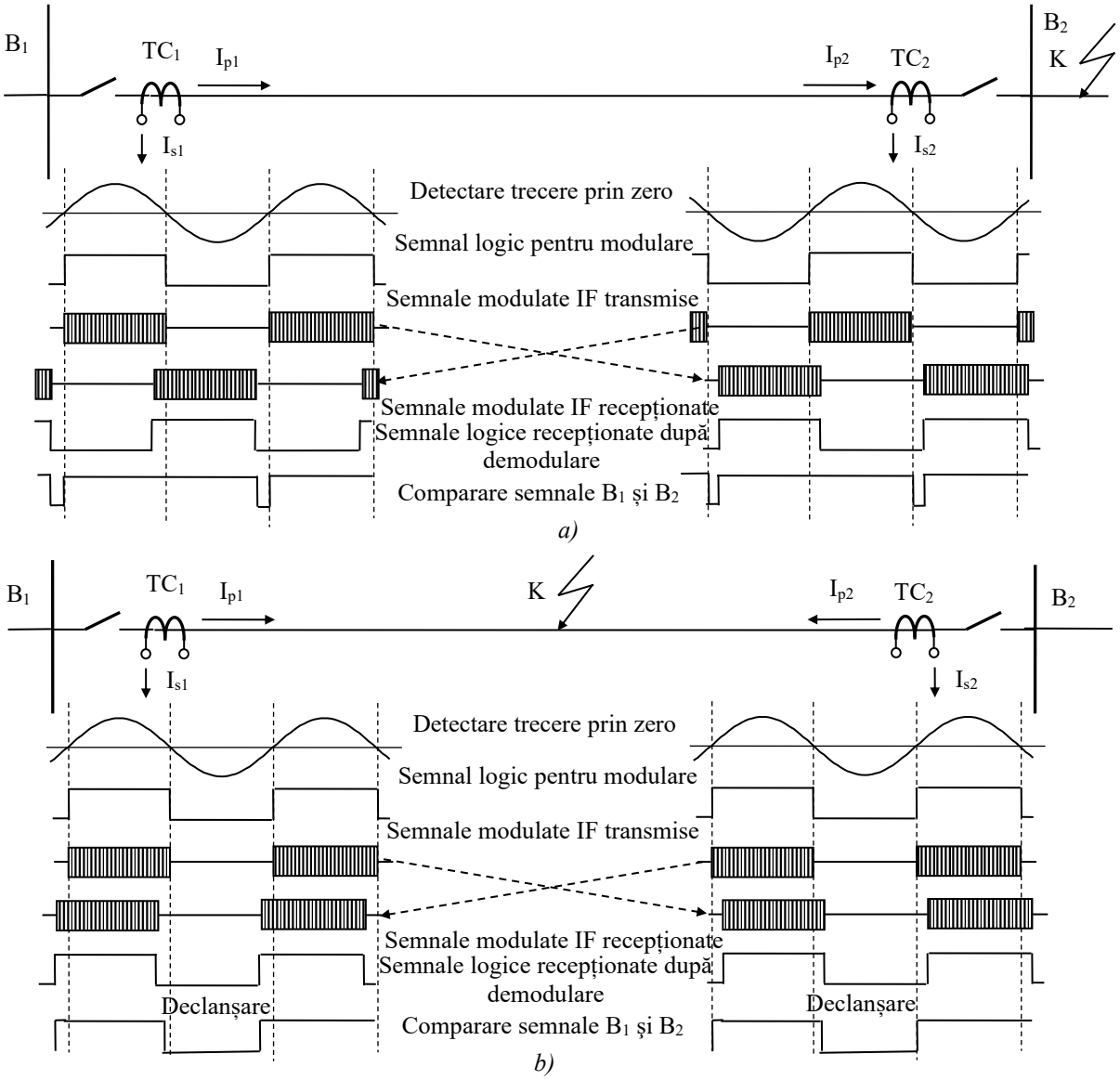


Fig. 2.28. Principiul protecției de fază:
a-defect exterior zonei protejate; b-defect în interiorul zonei protejate.

Transformatoarele de măsură de curent sunt astfel legate încât curenții din secundarele lor, în funcționare normală sau în cazul unui defect exterior liniei, să fie în opoziție de fază. În cazul unui defect în interiorul zonei protejate, curenții din secundarele TC sunt în fază. În acest caz se dă comanda de declanșare a întreruptoarelor corespunzătoare.

Comparația se poate face pentru toate fazele sau pentru un singur curent. În primul caz numărul aparatelor utilizate este de trei ori mai mare decât în cel de al doilea caz.

Dacă comparația este făcută pentru un singur curent, acesta se obține ca o combinație a celor trei curenți de fază sau a componentelor de secvență a curentului unei faze.

Una dintre clasificările acestor protecții poate fi făcută în funcție de canalul pilot utilizat pentru transmiterea informației între stațiile de la capetele zonei protejate. Astfel, protecțiile pot fi [6], [8], [10]:

➢ protecții care utilizează un suport de transmisie în înaltă frecvență (purtătoarea este curentul de linie). Se pot remarcă următoarele aspecte:

▪ indiferent de sistemul de transmisie IF, în absența unui defect interior, curentul de linie se combină cu curentul capacitiv, astfel încât la cele două extremități curenții nu vor fi defazați riguros în opoziție de fază;

▪ în cazul unui defect interior, regimul tranzitoriu (datorită transformatoarelor de măsură) face ca la cele două capete curenții să fie ușor defazați. Acest lucru limitează sensibilitatea protecției la defecte rezistive;

➢ protecții care utilizează un suport de transmisie în joasă frecvență altul decât conductoarele liniei protejate (cablu telefonic, fibre optice, unde radio etc.).

Protecția prin comparare de fază este insensibilă față de pendulările care pot să apară în sistemul energetic.

2.4. PRINCIPIUL PROTECȚIEI DE DISTANȚĂ

2.4.1. Preambul

Impedanța este un parametru fizic al elementelor de rețea funcție de distanța geografică sau electrică. Astfel, cea mai evidentă posibilitate de a se determina precis locul defectului este calculul impedanței dintre locul unde este montată protecția și locul defectului. Trebuie menționat că pot exista măsurători eronate, întrucât la măsurarea impedanței Z se includ, înafara impedanțelor elementelor care sunt conectate direct între locul amplasării protecției și punctul de defect, și impedanța restului sistemului energetic, cu o valoare aleatorie funcție de configurație.

Protecția de distanță sau de impedanță nu este o protecție specifică unui element din sistem („non-unit protection”), putând asigura selectivitatea între defecte ce apar în diferite părți ale sistemului. În principiu, această protecție realizează o comparație între tensiunea și curentul din sistemul electrogenegetic pentru a putea determina valoarea impedanței până la locul de defect. Ea va acționa atunci când raportul dintre tensiune și curent este mai mic decât o valoare impusă. În consecință, protecția de distanță este o *protecție minimală* iar mărimea de acționare este o funcție de impedanța zonei protejate. Principiul de funcționare a protecției de distanță pentru o linie electrică este exemplificat în figura 2.29, a, în timp ce principiul de funcționare a celui mai simplu releu de impedanță - releul balanță electromagnetică - este ilustrat în figura 2.29, b.

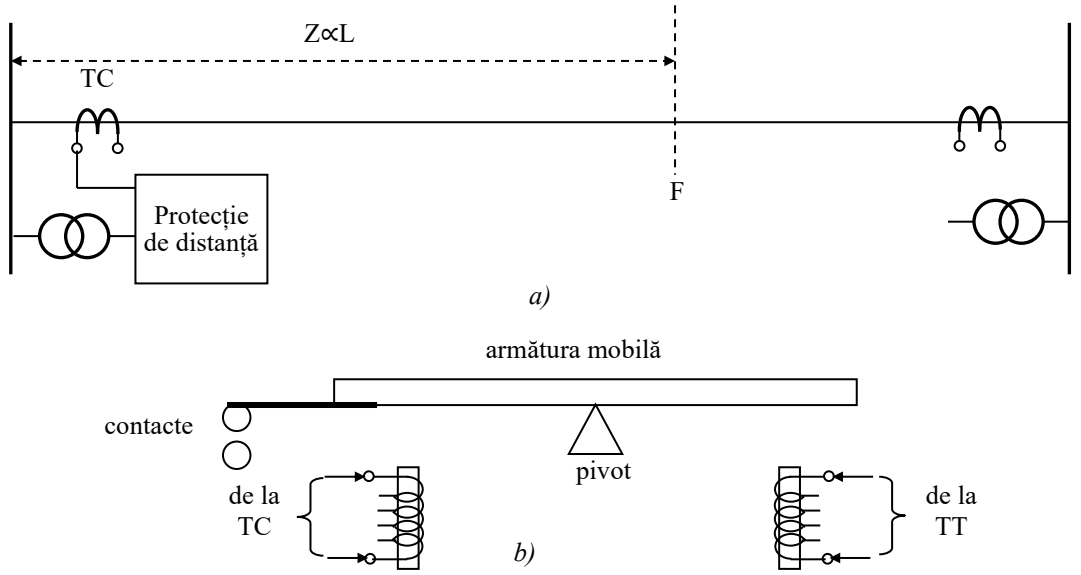


Fig. 2.29. Principiul protecției de distanță:
a-aplicație asupra unei linii electrice; b-releu balanță electromagnetică.

Releul tip balanță se compune din:

- un electromagnet alimentat cu o tensiune proporțională cu tensiunea din rețea (din secundarul TT). Acesta, prin forța de atracție exercitată, are rolul de a împiedica deplasarea armăturii mobile feromagnetice în sensul închiderii contactelor releului;
- un electromagnet a cărui bobină de excitație este parcursă de un curent proporțional cu curentul rețelei (din secundarul TC). Acesta va exercita o forță de atracție asupra armăturii mobile în sensul închiderii contactelor.

Releul acționează atunci când forța dezvoltată de către electromagnetul de „curent" devine superioară celei dezvoltate de către electromagnetul de „tensiune", deci atunci când raportul între tensiune și curent scade sub o valoare prestabilită.

Așa cum se prezintă în figura 2.29, a, zona protejată este cuprinsă între TC și punctul F. Se notează cu U_f valoarea efectivă a căderii de tensiune pe fază, iar cu I valoarea efectivă a curentului. Se pot face următoarele considerații:

- pentru un defect produs între releu și punctul F, curentul I va fi mai mare decât cel corespunzător producerii uni defect în F, iar căderea de tensiune pe linie scade sau rămâne aproximativ egală cu cea corespunzătoare punctului F. Creșterea curentului determină rotirea armăturii spre stânga ceea ce produce închiderea contactelor;
- în cazul unui defect exterior, produs la dreapta punctului F, curentul este mai mic decât cel corespunzător producerii defectului în punctul F iar căderea de tensiune pe linie creste. Rezultă că forța corespunzătoare electromagnetului „de tensiune" este mai mare decât cea corespunzătoare electromagnetului „de curent" și împiedică acționarea releului.

În cazul producerii unui scurtcircuit trifazat în punctul F tensiunea în acest punct va fi nulă. Tensiunea care se aplică releului este căderea de tensiune în lungul circuitului până în punctul F. Se consideră că impedanța pe unitatea de lungime a circuitului este Z_L , lungimea zonei protejate este L, iar curentul de scurtcircuit până în punctul F este I. Se poate scrie următoarea relație:

$$U_f = I \cdot L \cdot z_L . \tag{2.39}$$

Relația (2.39) permite determinarea valorii impedanței de setare a releului:

$$Z_R = \frac{I \cdot L \cdot z_L}{I} . \tag{2.40}$$

Caracteristicile de funcționare ale releului de distanță se reprezintă în planul complex al impedanțelor (admitanțelor) și delimitează domeniul de acționare față de domeniul de blocare.

Releele de impedanță (distanță) sunt clasificate în funcție de tipul caracteristicii în planul complex al impedanțelor, numărul semnalelor de intrare și metodele utilizate pentru realizarea comparării mărimilor de interes.

Caracteristicile se prezintă sub forma unor curbe, care de obicei se situează în primul cadran, și pot fi:

- **continue** - se încadrează în categoria conicelor;
- **discontinue** - sunt de obicei drepte care își modifică un parametru (de obicei panta), obținându-se caracteristici poligonale de forma unor patrulatere (paralelograme), apropiate de patrulaterul de defect, mărindu-se astfel sensibilitatea protecției;
- **combinate** - se obțin prin combinarea unor caracteristici continue și dis-continue cu ajutorul releelor electronice.

Diversitatea caracteristicilor de funcționare a releelor de distanță este impusă de cerințele pe care trebuie să le satisfacă o astfel de protecție și anume:

- lichidarea corectă a defectelor prin arc electric;
- sesizarea defectelor de la capătul zonei protejate;
- desensibilizarea față de suprasarcini chiar dacă valorile impedanței măsurate Z_r, în regim de avarie și în regim de suprasarcină, au valori apropiate;

➢ sensibilitate cât mai redusă la pendulări pentru evitarea acționărilor false ale protecției la apariția acestora.

2.4.2. Caracteristicile unor relee de distanță

2.4.2.1. Condiția de pornire a releului

În continuare se consideră că mărimile electrice aduse la releu (proporționale cu mărimile electrice din sistem) sunt curentul $\underline{I}$ și tensiunea $\underline{U}$, mărimi fazoriale (Fig. 2.30).

Prin intermediul releului de impedanță se compară amplitudinile a două mărimi, $\underline{M}_1$ și $\underline{M}_2$, care pot fi funcții atât de tensiune cât și de curent [6], [10]:

$$\begin{cases} \underline{M}_1 = \underline{a}_{11}\underline{U} + \underline{a}_{12}\underline{I} \\ \underline{M}_2 = \underline{a}_{21}\underline{U} + \underline{a}_{22}\underline{I} \end{cases} \tag{2.41}$$

în care:

$$\begin{cases} \underline{a}_{11} = a_{11}e^{j\alpha_{11}};\ \underline{a}_{12} = a_{12}e^{j\alpha_{12}};\ \underline{a}_{21} = a_{21}e^{j\alpha_{21}};\ \underline{a}_{22} = a_{22}e^{j\alpha_{22}} \\ \underline{U} = Ue^{j\varphi_U};\ \underline{I} = Ie^{j\varphi_I};\ \varphi_r = \varphi_U - \varphi_I \end{cases} \tag{2.42}$$

Condiția de pornire a releului este $|\underline{M}_1|=|\underline{M}_2|$ și ținând cont de relațiile (3) și (4) rezultă:

$$\left|a_{11}Ue^{j(\alpha_{11}+\varphi_U)} + a_{12}Ie^{j(\alpha_{12}+\varphi_I)}\right| = \left|a_{21}Ue^{j(\alpha_{21}+\varphi_U)} + a_{22}Ie^{j(\alpha_{22}+\varphi_I)}\right| \tag{2.43}$$

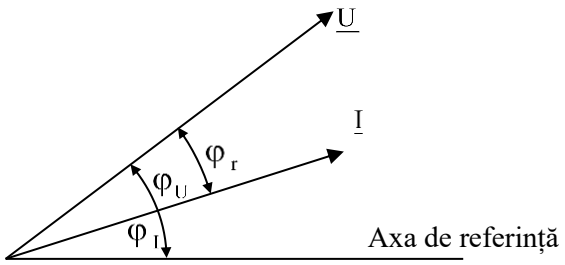


Fig. 2.30. Diagrama fazorială a mărimilor aduse la releu.

Se pot scrie următoarele relații:

$$\begin{aligned} M_1^2 &= a_{11}^2U^2 + a_{12}^2I^2 + 2a_{11}a_{12}UI\left[\cos(\alpha_{11}+\varphi_U)\cos(\alpha_{12}+\varphi_I) + \sin(\alpha_{11}+\varphi_U)\sin(\alpha_{12}+\varphi_I)\right] = \\ &= a_{11}^2U^2 + a_{12}^2I^2 + 2a_{11}a_{12}UI\cos(\alpha_{11}-\alpha_{12}+\varphi_U-\varphi_I) = a_{11}^2U^2 + a_{12}^2I^2 + 2a_{11}a_{12}UI\cos(\gamma_1+\varphi_r); \end{aligned} \tag{2.44}$$

$$\begin{aligned} M_2^2 &= a_{21}^2U^2 + a_{22}^2I^2 + 2a_{21}a_{22}UI\left[\cos(\alpha_{21}+\varphi_U)\cos(\alpha_{22}+\varphi_I) + \sin(\alpha_{21}+\varphi_U)\sin(\alpha_{22}+\varphi_I)\right] = \\ &= a_{21}^2U^2 + a_{22}^2I^2 + 2a_{21}a_{22}UI\cos(\alpha_{21}-\alpha_{22}+\varphi_U-\varphi_I) = a_{21}^2U^2 + a_{22}^2I^2 + 2a_{21}a_{22}UI\cos(\gamma_2+\varphi_r), \end{aligned} \tag{2.45}$$

în care:

$$\gamma_1 = \alpha_{11} - \alpha_{12};\ \gamma_2 = \alpha_{21} - \alpha_{22}\,. \tag{2.46}$$

Din egalitatea relațiilor (2.44) și (2.45) rezultă:

$$\left(a_{11}^2 - a_{21}^2\right)U^2 + \left(a_{12}^2 - a_{22}^2\right)I^2 + 2a_{11}a_{12}UI\cos(\gamma_1+\varphi_r) - 2a_{21}a_{22}UI\cos(\gamma_2+\varphi_r) = 0 \tag{2.47}$$

sau

$$\begin{aligned} &\left(a_{11}^2 - a_{21}^2\right)U^2 + \left(a_{12}^2 - a_{22}^2\right)I^2 + UI\cos\varphi_r\left(2a_{11}a_{12}\cos\gamma_1\right) + UI\cos\varphi_r\left(-2a_{21}a_{22}\cos\gamma_2\right) + \\ &+ UI\sin\varphi_r\left(-2a_{11}a_{12}\sin\gamma_1 + 2a_{21}a_{22}\sin\gamma_2\right) = 0 \end{aligned} \tag{2.48}$$

Se fac următoarele notații:

$$\begin{cases} K_U = -\left(a_{11}^2 - a_{21}^2\right); K_I = \left(a_{12}^2 - a_{22}^2\right) \\ K_P = \left(2a_{11}a_{12}\cos\gamma_1 - 2a_{21}a_{22}\cos\gamma_2\right) \\ K_Q = \left(-2a_{11}a_{12}\sin\gamma_1 + 2a_{21}a_{22}\sin\gamma_2\right) \\ P = UI\cos\varphi_r; Q = UI\sin\varphi_r \end{cases}. \quad (2.49)$$

Cu aceste notații, relația (2.48) devine:

$$-K_U U^2 + K_I I^2 + K_P P + K_Q Q = 0. \quad (2.50)$$

Ecuația (2.50), numită ecuația cuplurilor pentru releul de impedanță generalizată, reprezintă condiția de pornire a releelor de distanță.

Dacă ecuația (2.50) se divide cu pătratul curentului releului, I^2, se obține:

$$-K_U Z^2 + K_I + K_P Z\cos\varphi_r + K_Q Z\sin\varphi_r = 0, \quad (2.51)$$

sau

$$\left(R^2 + X^2\right) - \frac{K_P}{K_U}R - \frac{K_Q}{K_U}X - \frac{K_I}{K_U} = \left(R - \frac{K_P}{2K_U}\right)^2 + \left(X - \frac{K_Q}{2K_U}\right)^2 - \frac{K_P^2 + K_Q^2 + 4K_I K_u}{4K_U^2} = 0. \quad (2.52)$$

Se constată că ecuația (2.52) reprezintă ecuația unui cerc în planul complex al impedanțelor, cu următoarele caracteristici:

- coordonatele centrului cercului

$$R_0 = K_P/2K_U; \quad X_0 = K_Q/2K_U, \quad (2.53)$$

- raza cercului

$$r = \sqrt{\frac{K_P^2 + K_Q^2 + 4K_I K_U}{4K_U^2}}. \quad (2.54)$$

În planul complex al impedanțelor, centrul cercului poate fi marcat prin impedanță $\underline{Z}_0$:

$$\underline{Z}_0 = R_0 + jX_0 = Z_0 e^{j\theta}, \quad (2.55)$$

cu

$$\theta = \arctan\frac{K_Q}{K_P}. \quad (2.56)$$

Relația (2.52) definește caracteristica releului de impedanță generalizată care este reprezentată în figura 2.31.

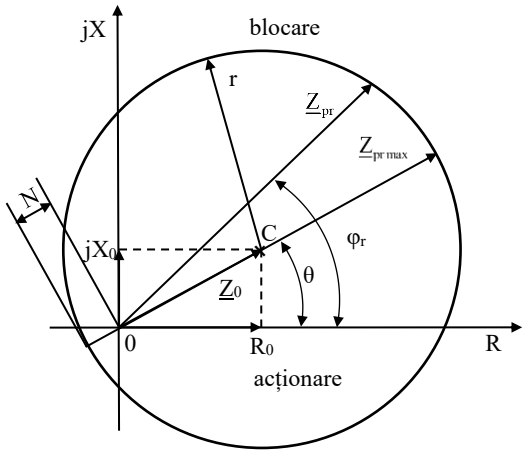


Fig. 2.31. Caracteristica de funcționare a releului de impedanță generalizată.

Originea sistemului de coordonate poate fi situat fie în interiorul cercului, fie în exteriorul său, sau chiar pe cerc, după cum Z_0 are valoarea mai mică, mai mare sau egală cu raza r.

Se trasează diametrul care trece prin origine, rezultând unghiul θ și segmentul N.

Cu notațiile din figura 2.31 se pot scrie următoarele egalități:

$$\begin{cases} Z_0 = r - N = r(1-\eta) \\ R_0 = (r-N)\cos\theta = r(1-\eta)\cos\theta \\ X_0 = (r-N)\sin\theta = r(1-\eta)\sin\theta \end{cases} \tag{2.57}$$

unde prin raportul η=N/r se definește excentricitatea cercului.

Având în vedere relațiile (2.53), (2.54) și (2.57) se pot scrie următoarele relații:

$$Z_0^2 = R_0^2 + X_0^2 = r^2 - \frac{4K_I \cdot K_U}{4K_U^2} = r^2 + N^2 - 2N \cdot r \Rightarrow N^2 - 2N \cdot r + \frac{K_I}{K_U} = 0 \Rightarrow N = r - \sqrt{r^2 - \frac{K_I}{K_U}}. \tag{2.58}$$

Impedanța de pornire a releului, $|\underline{Z}_{pr}|$, nu mai este constantă, depinzând de argumentul φ_r al fazorului $\underline{Z}_{pr}$:

$$Z_{pr} = r\left[(1-\eta)\cos(\varphi_r - \theta) + \sqrt{1-(1-\eta)^2\sin^2(\varphi_r - \theta)}\right]. \tag{2.59}$$

Unghiul θ, definit de vectorul complex al centrului, reprezintă unghiul sensibilității maxime, deoarece pentru $\varphi_r=\theta$ rezultă o valoare maximă pentru $|\underline{Z}_{pr}|$, deci o lungime maximă a zonei protejate.

Împărțind relația (2.50) cu pătratul tensiunii, obținem ecuația caracteristică a releelor de admitanță generalizată:

$$G^2 + B^2 + (K_P/K_I)G + (K_Q/K_I)B - K_U/K_I = 0. \tag{2.60}$$

unde s-a ținut cont de relația admitanței $\underline{Y}$ = G –jB, G și B fiind conductanța, respectiv susceptanța rețelei aduse la releu.

Caracteristica releului de impedanță generalizată în planul complex al admitanțelor se obține prin inversiune și este prezentată în figura 2.32. Zona de acționare a releului se află în afara caracteristicii circulare.

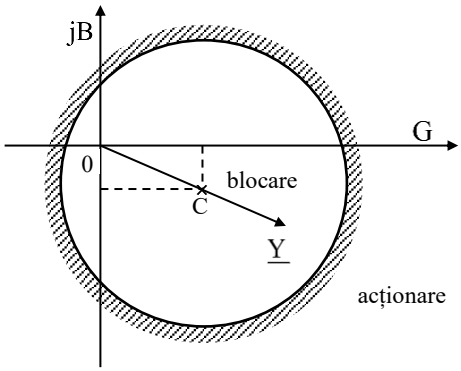


Fig. 2.32. Caracteristica de funcționare a releului de impedanță generalizată în planul admitanțelor.

2.4.2.2. Releul de distanță de impedanță

Caracteristica releului de impedanță se deduc din caracteristica releului de impedanță generalizată. În cazul releului de impedanță (R_0=0; X_0=0) caracteristica acestuia este de forma [3], [6]:

$$K_I I^2 - K_U U^2 = 0, \tag{2.61}$$

fiind un cerc cu centrul în origine așa cum este arătat în figura 2.33.

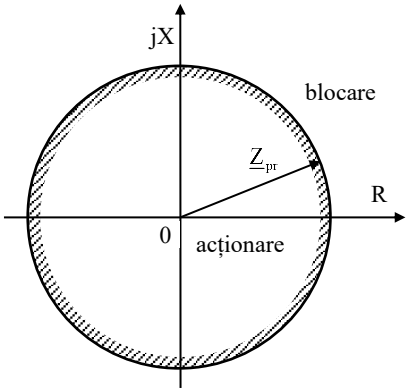


Fig. 2.33. Caracteristica de funcționare a releului de impedanță.

În condițiile de mai sus, K_P=0 și K_Q=0, iar raza r a cercului este egală cu valoarea impedanței de pornire, care se determină din (2.59):

$$\frac{U^2}{I^2} = \frac{K_I}{K_U} \quad \Rightarrow \quad Z_{pr} = \sqrt{\frac{K_I}{K_U}}\,. \tag{2.62}$$

Condiția de acționare a releului este $Z \le Z_{pr}$.

Principalele dezavantaje ale acestui tip de releu de distanță sunt următoarele:

- nu este direcțional. Releul acționează la defecte produse atât în fața cât și în spatele protecției, necesitând utilizarea unui element direcțional pentru obținerea unei selectivități corecte. Pentru aceasta se utilizează un releu direcțional, care blochează acționarea releului de distanță când sensul de vehiculare puterii nu este spre zona protejată;
- funcționarea sa este influențată de arcul electric;
- este afectat de pendulările din sistem.

2.4.2.3. Releul de distanță de rezistență

Releul de distanță de rezistență măsoară rezistența dintre locul de montare a protecției și locul de defect, acționând atunci când $R \le R_{pr}$.

Caracteristica de funcționare este paralelă cu axa imaginară (Fig. 2.34).

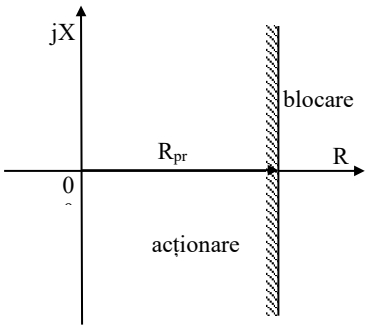


Fig. 2.34. Caracteristica releului de rezistență.

Analitic, aceasta se obține din caracteristica generalizată punând condițiile: X_0=0 și r→∞. Rezultă K_U=0 și K_Q=0, iar ecuația de funcționare se scrie [3], [6]:

$$K_I I^2 + K_P P = 0\,, \tag{2.63}$$

cu valoarea rezistenței de pornire:

$$R_{pr} = -\frac{K_I}{K_P}\,. \tag{2.64}$$

2.4.2.4. Releul de distanță de reactanță

Acesta măsoară reactanța de la locul de montare a releului la locul de defect, el acționând atunci când $X \leq X_{pr}$. Caracteristica este paralelă cu axa reală (Fig. 2.35).

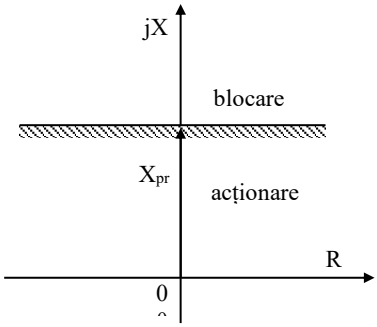


Fig. 2.35. Caracteristica releului de reactanță.

Coeficienții K_P=0 și K_U=0 conduc la ecuația de funcționare [3], [6]:

$$K_I I^2 + K_Q Q = 0\,, \tag{2.65}$$

cu valoarea reactanței de pornire:

$$X_{pr} = -\frac{K_I}{K_Q}\,. \tag{2.66}$$

2.4.2.5. Releul de distanță de impedanță mixtă sau releul „ohm”

Caracteristica de funcționare a releului de impedanță mixtă sau releul „ohm’’, numit și releu de rezistență generalizată (Fig. 2.36) este un cerc deplasat pe axa reală, interiorul cercului reprezentând zona de acționare.

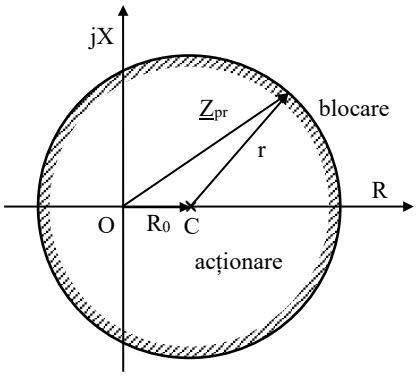


Fig. 2.36. Caracteristica de funcționare a releului de impedanță mixtă.

Caracteristica se obține din cea a releului de impedanță generalizată, dacă se impune condiția K_Q=0, rezultând [3], [6]:

$$-K_U U^2 + K_I I^2 + K_P P = 0\,. \tag{2.67}$$

Din relația (2.56), pentru K_Q=0, rezultă θ=0, astfel că (2.59) devine:

$$Z_{pr} = R_0 \cdot \cos\varphi_r + \sqrt{r^2 - R_0^2 \sin^2\varphi_r}\,. \tag{2.68}$$

Releul de impedanță mixtă reprezintă soluția cea mai utilizată pentru compensarea influenței arcului electric. Raza și centrul cercului se aleg astfel încât acesta să deconecteze la un defect net pe linie căruia îi corespunde impedanța Z și de asemenea la un defect cu apariție de arc electric în care R_a=0,6·Z. Această valoare este stabilită prin experiența în exploatare. În cazul unui defect net, produs de o impedanță mai mare decât Z, releul nu acționează, astfel rezistența arcului nu mai determină acționări incorecte.

2.4.2.6. Releul de distanță de admitanță mixtă sau releul „mho”

Releul de distanță de admitanță mixtă, numit și releu de impedanță direcțional are în planul $\underline{Z}$ (planul impedanțelor) o caracteristică circulară care trece prin origine (Fig. 2.37).

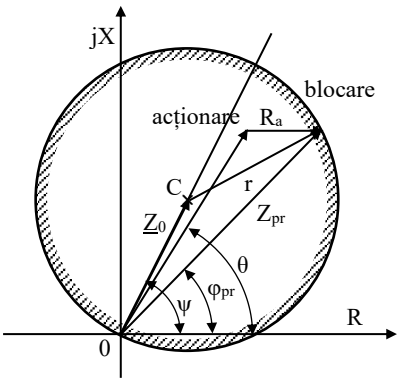


Fig. 2.37. Caracteristica de funcționare a releului de admitanță mixtă.

Releul „mho”, este cunoscut în general ca releu „mho auto polarizat”, deoarece caracteristica sa este o linie dreaptă într-o diagramă de admitanță.

Caracteristica de funcționare se obține din cea a releului de impedanță generalizată, impunând K_I=0 și $|\underline{Z}_0|$=r, adică $r^2 = R_0^2 + X_0^2$, rezultând [3], [6]:

$$-K_U U^2 + K_P P + K_Q Q = 0. \tag{2.69}$$

Caracteristica se ajustează prin modificarea impedanței Z_0 și a *unghiului caracteristic* ψ. Caracteristica releului mho auto polarizat se poate obține prin utilizarea unui circuit comparator de fază, care compară faza a două semnale de intrare de forma [3], [6]:

$$\begin{cases} \underline{M}_2 = \underline{U} - \underline{I} \cdot \left(2\underline{Z}_0\right) \\ \underline{M}_1 = \underline{U} \end{cases} \tag{2.70}$$

Releul acționează atunci când $\underline{M}_2$ este defazat în urma lui $\underline{M}_1$ cu un unghi cuprins între 90° și 270°. De remarcat că impedanța adusă la releu variază cu unghiul de defect. Astfel, rezistența arcului electric, prin însumare cu impedanța de scurtcircuit, poate plasa impedanța măsurată de releu în exteriorul caracteristicii, ceea ce produce funcționarea eronată a releului.

2.4.2.7. Releul de distanță de conductanță

Caracteristica acestui releu în planul $\underline{Z}$ este un cerc care trece prin origine (Fig. 2.38), cu centrul pe axa absciselor.

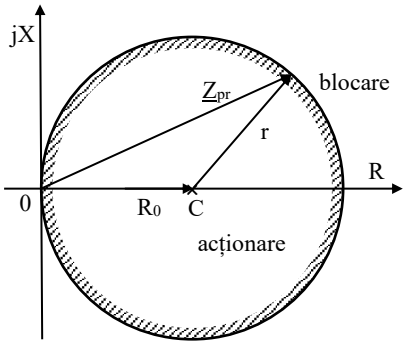


Fig. 2.38. Caracteristica de funcționare a unui releu de conductanță.

Se impun condițiile K_I=0 și K_Q=0. Ecuația de funcționare este [3], [6]:

$$-K_U U^2 + K_P P = 0. \tag{2.71}$$

2.4.2.8. Releul de distanță de susceptanță

Caracteristica acestui releu în planul $\underline{Z}$ este un cerc care trece prin origine (Fig. 2.39), cu centrul pe axa ordonatelor X.

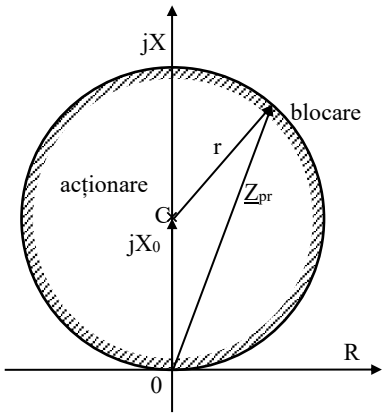


Fig. 2.39. Caracteristica de funcționare a unui releu de susceptanță.

Se impun condițiile K_I=0 și K_P=0. Ecuația de funcționare este:

$$-K_U U^2 + K_Q Q = 0 . \tag{2.72}$$

2.4.2.9. Releul de distanță „mho" cu caracteristica deplasată (offset)

Releul „mho", mai puțin sensibil la suprasarcini și la rezistența arcului electric, poate fi desensibilizat față de pendulări prin deplasarea caracteristicii circulare, în acest fel micșorându-se valoarea unghiului θ, care determină comportarea la pendulări.

Un releu auto polarizat va funcționa eronat în cazul în care tensiunea scade către zero. Un releu mho cu caracteristica deplasată („offset mho characteristic") poate funcționa mult mai bine în acest caz. Caracteristica este deplasată în lungul axei caracteristice, astfel încât să includă și originea, elementul de măsurare funcționând pentru defecte în ambele direcții [3], [6].

Aranjamentul în care funcționează un astfel de releu este ilustrat în figura 2.40. Locul geometric al vectorului impedanței în timpul pendulărilor taie atât caracteristica de blocare (caracteristica deplasată) cât și caracteristica de măsurare.

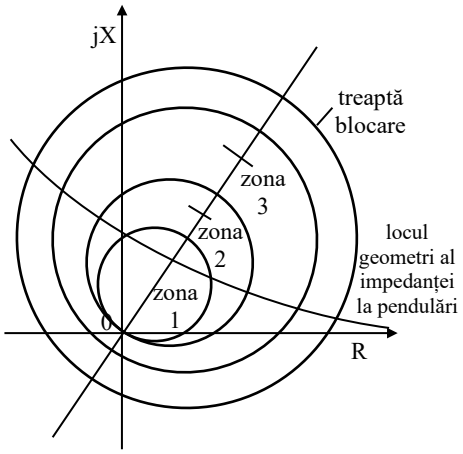


Fig. 2.40. Aplicație cu releul mho offset.

Dacă treapta de protecție începe să funcționeze după ce a acționat treapta de blocare este permisă acționarea protecției. Dacă treapta de protecție nu acționează după un timp prestabilit, atunci se blochează declanșarea întreruptorului. În condițiile apariției defectului, treapta de blocare și cea de protecție acționează simultan și este permisă declanșarea.

2.4.2.10. Releul de distanță cu caracteristica elipsă

Caracteristică uzuală este elipsa a cărei axă mare trece prin originea sistemului de coordonate (Fig. 2.41).

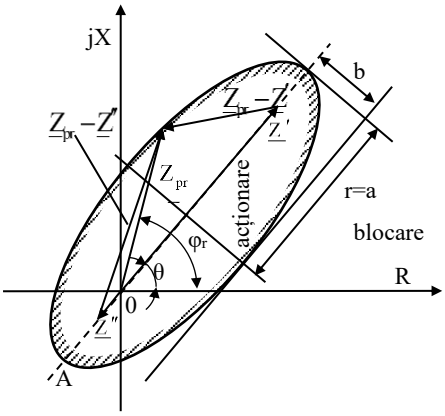


Fig. 2.41. Caracteristica de funcționare eliptică a unui releu de distanță.

Ecuația unei astfel de elipse este [3], [6]:

$$\left(X\cos\theta - R\sin\theta\right)^2 + \rho^2\left[X\sin\theta + R\cos\theta - r\left(1-\eta\right)\right]^2 - \rho^2 r^2 = 0\,, \qquad (2.73)$$

unde:

- X, R sunt coordonatele curente;
- θ - argumentul axei mari;
- a=r - semiaxa mare;
- b - semiaxa mică;
- ρ=b/a=b/r - aplatizarea elipsei;
- η=OA/r=K/r - deplasarea elipsei în lungul axei mari față de originea axelor.

Valoarea impedanței de pornire a releului $\left|\underline{Z}_{pr}\right|$ depinde de argumentul φ_r al vectorului $\underline{Z}_{pr}$:

$$Z_{pr} = \frac{r\times\left[\rho^2\left(1-\eta\right)\cos\left(\varphi_r-\theta\right)+\rho\sqrt{\rho^2\cos^2\left(\varphi_r-\theta\right)+\eta\left(2-\eta\right)\sin^2\left(\varphi_r-\theta\right)}\right]}{\left[\sin^2\left(\varphi_r-\theta\right)+\rho^2\cos^2\left(\varphi_r-\theta\right)\right]}, \qquad (2.74)$$

sau după o serie de transformări succesive, se obține:

$$K_I I^4 - K_{Ua}P^2 - K_{Ur}Q^2 + K_{Uar}PQ + K_P I^2 P + K_Q I^2 Q = 0\,, \qquad (2.75)$$

unde:

$$\begin{cases} K_I = r^2\rho^2\eta\left(2-\eta\right);\ K_{Ua} = \sin^2\theta + \rho^2\cos^2\theta;\ K_{Ur} = \cos^2\theta + \rho^2\sin^2\theta; \\ K_{Uar} = \left(1-\rho^2\right)\sin 2\theta;\ K_P = 2r\rho^2\left(1-\eta\right)\cos\theta;\ K_Q = 2r\rho^2\left(1-\eta\right)\sin\theta. \end{cases} \qquad (2.76)$$

Dezavantajul unor astfel de relee este nesesizarea defectului la valori mari ale rezistenței de scurtcircuit, în acest caz utilizându-se elipse ce trec prin origine (Fig. 2.42).

2.4.2.11. Relee de distanță cu caracteristici combinate

Cele mai răspândite caracteristici combinate sunt formate din caracteristici liniare și unghiulare (Fig. 2.43).

Caracteristica din figura 2.43, a este descrisă de ecuațiile [3], [6]:

$$\begin{cases} \left(R-R_0\right)^2 + \left(X-X_0\right)^2 - r^2 = 0 \\ X = X_a\,, \end{cases} \qquad (2.77)$$

punctele de intersecție fiind:

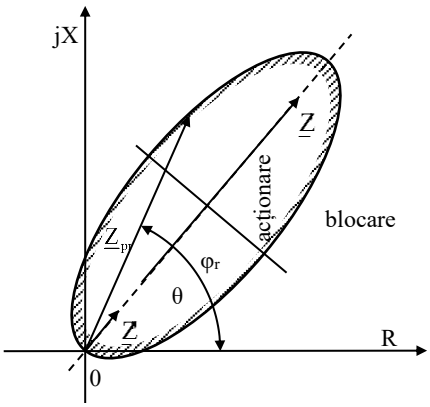


Fig. 2.42. Caracteristica de funcționare elipsă care trece prin origine.

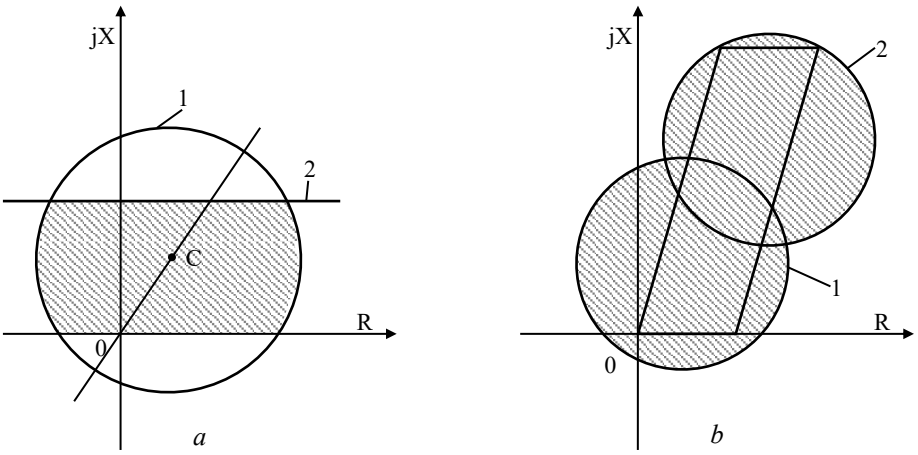


Fig. 2.43. Caracteristici combinate ale releelor de distanță.

$$\begin{cases} R_1 = R_0 + \sqrt{r^2 - (X_a - X_0)^2} \\ R_2 = R_0 - \sqrt{r^2 - (X_a - X_0)^2} \end{cases}. \tag{2.78}$$

Pentru $R_1 > R \geq R_2$ și $X = X_a$, conturul caracteristicii este o dreaptă, iar pentru celelalte valori un cerc.

În figura 2.44 se prezintă alte tipuri de caracteristici combinate ale releelor de distanță.

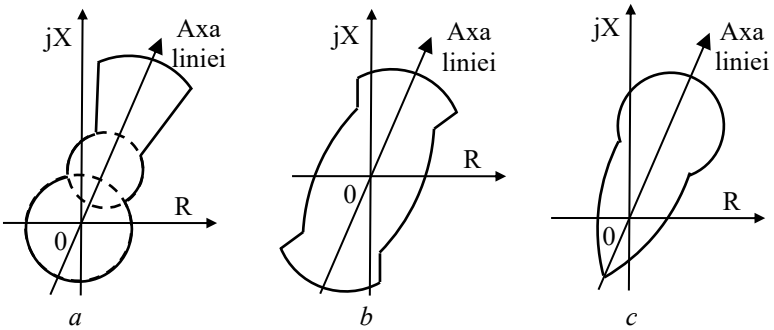


Fig. 2.44. Caracteristici de funcționare complexe ale releelor de distanță:
a-gaură de cheie; b-elice; c-cornet de înghețată

Releele cu caracteristici combinate se utilizează preponderent pentru protecția rețelelor electrice complex buclate pentru a satisface cât mai bine cerințele privind:

- desensibilizarea în raport cu arcul electric;
- funcționarea în cazul suprasarcinilor și a pendulărilor din sistem;
- direcționarea etc.

2.4.3. Influența arcului electric la locul de defect asupra funcționării releelor de distanță

Caracteristica de funcționare a releelor de distanță este determinată de distanța dintre locul de instalare a protecției de distanță și locul defectului, în cazul unui scurtcircuit net. Dacă la locul de defect apare arcul electric, rezistența acestuia, variabilă în funcție de lungimea coloanei de arc și de valoarea curentului de scurtcircuit, influențează semnificativ funcționarea releului de distanță (Fig. 2.45).

La liniile electrice, în special la cele aeriene, majoritatea scurtcircuitelor nu sunt metalice ci prin arc electric, deci în majoritatea cazurilor determinarea impedanței este eronată. În cazul unui scurtcircuit net, impedanța $\underline{Z}_{K1}$ provoacă declanșarea. La apariția arcului la locul de defect ($\underline{Z}_{K2}$) acest lucru nu are loc, vârful vectorului $\underline{Z}_{K2}$ fiind în afara zonei de declanșare. Prin urmare, arcul electric are ca efect o micșorare a zonei de acționare a releului de impedanță, aceasta depinzând de rezistenta arcului.

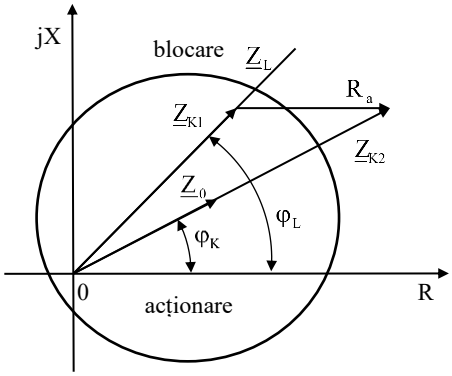


Fig. 2.45. Referitor la influența rezistenței arcului electric.

În cazul unor defecte prin arc, pe o linie care folosește protecția de distanță, locul geometric al vectorului complex $\underline{Z}_r$ (reprezentând în planul complex impedanța „văzută” de releu în cazul în care variază distanța dintre releu și locul de defect are aspectul unui patrulater numit „patrulater de defect”, așa cum este ilustrat în figura 2.46.

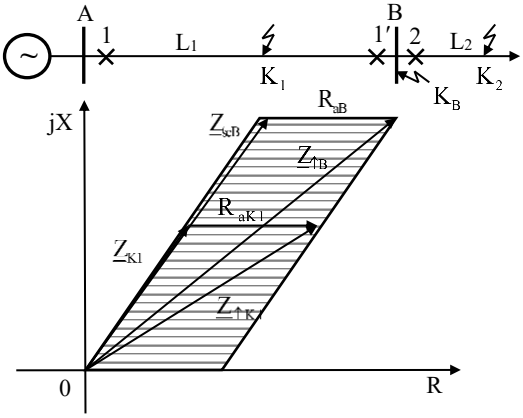


Fig. 2.46. Patrulaterul de defect.

Elementul de măsurare al protecției de distanță trebuie să îndeplinească următoarele două cerințe:

➢ patrulaterul de defect trebuie să fie încadrat în interiorul caracteristicii releului (pentru asigurarea sensibilității în funcționare a releului);
➢ diferențele dintre aria zonei de acționare și cea a patrulaterului de defect să fie cât mai mici (pentru selectivitate și pentru evitarea acționării greșite la pendulări sau suprasarcini).

Elementul de măsurare al protecției de distanță trebuie să îndeplinească următoarele două cerințe:

➢ patrulaterul de defect trebuie să fie încadrat în interiorul caracteristicii releului (pentru asigurarea sensibilității în funcționare a releului);
➢ diferențele dintre aria zonei de acționare și cea a patrulaterului de defect să fie cât mai mici (pentru selectivitate și pentru evitarea acționării greșite la pendulări sau suprasarcini).

Rezistența de legare la pământ este inclusă în impedanța sursei aflată în fața releului și are drept rezultat modificarea fazei acesteia, respectiv a raportului Z_S/Z_L în cazul unor defecte cu punere la pământ. Rezistența arcului electric apare ca o componentă a impedanței liniei aflată în fața protecției.

Rezistența arcului electric poate fi determinată cu o relație empirică stabilită de C.Warrington:

$$R_a = \frac{28{,}710 \cdot l}{I^{1,4}}, \tag{2.79}$$

unde:
➢ R_a este rezistența arcului electric;
➢ I - intensitatea curentului prin arcul electric;
➢ l - lungimea arcului electric.

Efectul rezistenței arcului electric este mai pregnant în cazul liniilor scurte, la intensități ale curentului sub 2000 A. În cazul liniilor lungi pe stâlpi metalici, cu conductoare de gardă, efectul arcului electric poate fi neglijat.

2.4.4. Comportarea protecției de distanță la suprasarcini

În cazul suprasarcinilor, caracterizate de factor de putere ridicat, vectorul corespunzător $\underline{Z}_{rs}$ este în apropierea axei reale așa cum se arată în figura 2.47.

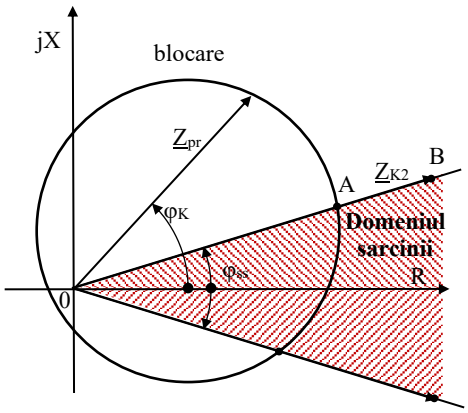


Fig. 2.47. Referitor la influența suprasarcinii.

Pentru linii relative scurte, curentul de scurtcircuit la capătul zonei protejate, în regim minim de funcționare, $I''_{K\,min}$, este sensibil mai mare decât curentul de sarcină, deci:

$$\left|\underline{Z}_{ss}\right| > Z_{pr} \tag{2.80}$$

și protecția nu acționează.

La liniile lungi și puternic încărcate, poate exista relația $I''_{K\,min} \le I_{ss}$, rezultând $Z_{ss} \le Z_{pr}$, protecția acționând fals la suprasarcini. Pentru a se evita aceste acționări, protecția se realizează cu relee a căror acționare să depindă și de argumentul nu numai de modulul vectorului impedanței, lucru imposibil de realizat de către releele de impedanță pură.

Comportarea corectă la suprasarcini este importantă pentru elementele de impedanță minimă care îndeplinesc funcția de element de pornire a protecției. În practică, pentru LEA de înaltă tensiune, $\varphi_{ss} \approx 0°$, iar φ_K tinde spre 60°÷80°.

O tratare mai amănunțită a principalelor caracteristici ale releelor de distanță (de distanță de impedanță, mho cu auto polarizare, mho cu offset, lenticulară, mho cu polarizare transversal totală, mho cu polarizare transversal parțială, de tip patrulater) cu referire la avantaje și dezavantaje și a recomandărilor de utilizare, vor fi făcute în capitolul dedicat protecțiilor liniilor electrice.

2.5. APLICAȚII

Aplicația 2.1. Utilizarea releelor de curent cu caracteristică inversă standard.

Pentru exemplificarea modului de aplicare a acestei metode de reglaj a protecției maximale de curent cu caracteristică dependentă, se consideră rețeaua reprezentată prin schema monofilară din figura 2.48, a.

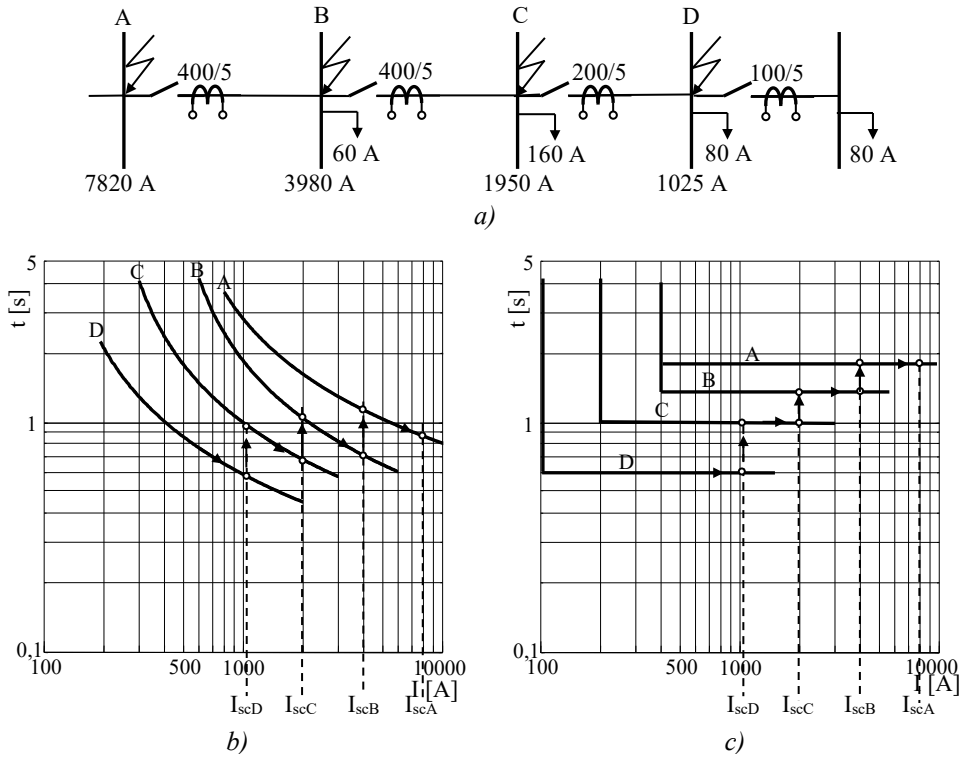


Fig. 2.48. Comparație între discriminarea în timp și curent, respectiv în timp [10]:
a-schema monofilară a rețelei; b-discriminarea în timp și curent;
c-discriminarea în timp.

Se admite că:

➢ transformatoarele de curent s-au ales ținând seama de curentul de sarcină maximă de pe fiecare tronson;

➢ curenții de pornire a protecțiilor sunt setați la valoarea 100% din curentul nominal al TC și verifică condiția $I_{pp} \ge 1{,}05 \cdot I_{sarc.max}$ (100 A >1,05×80 A= 84 A sau 200 A >1,05(80+80) A= 168 A sau 400 A>1,05(80+80+160) A=336 A, respectiv 400 A>1,05(80+80+160+60) A=399 A);

➢ timpul de acționare al releul din D este 0,6 secunde, necesar pentru a asigura coordonarea cu protecția cu siguranțele de pe partea de joasă tensiune;
➢ treapta de timp aleasă este Δt=0,4 secunde.
În continuare se parcurg pașii prezentați în algoritmul de reglare:
➢ pentru releul din D:

$$TMS_D = \frac{t_{a,D}}{t_{c,D}} = \frac{0,6}{3} = 0,2\,;$$

➢ pentru releul din C:
▪ la bara D

$$PMS_C = \frac{I_{K,D}}{I_{pp,C}} = \frac{1025}{200} = 5,125 \Rightarrow t_{c,C} = 4,2\,s\,,$$

$$t'_{a,C} = t_{a,D} + \Delta t = 0,6 + 0,4 = 1\,s,$$

$$TMS_C = \frac{t'_{a,C}}{t_{c,C}} = \frac{1}{4,2} = 0,24;$$

▪ la bara C

$$I_{K,C} = 1950A \Rightarrow t_{a,C} = 0,72\,s\,;$$

➢ pentru releul din B:
▪ la bara C

$$PMS_B = \frac{1950}{400} = 4,875 \Rightarrow t_{c,B} = 4,35\,s,$$

$$t'_{a,B} = 0,72 + 0,4 = 1,12\,s,$$

$$TMS_B = \frac{1,12}{4,35} = 0,257;$$

▪ la bara B

$$I_{K,B} = 3980A \Rightarrow t_{a,B} = 0,765\,s\,;$$

➢ pentru releul din A:
▪ la bara B

$$PMS_A = \frac{3980}{400} = 9,95 \Rightarrow t_{c,A} = 2,98\,s,$$

$$t'_{a,A} = 0,765 + 0,4 = 1,165\,s,$$

$$TMS_A = \frac{1,165}{2,98} = 0,391\,s;$$

▪ la bara A

$$I_{K,A} = 7820A \Rightarrow t_{a,A} = 0,89\,s.$$

În cazul utilizării releelor cu caracteristică inversă (discriminare în timp și în curent) vor rezulta caracteristicile timp/curent din figura 2.48, b, iar în cazul utilizării releelor cu caracteristică independentă (discriminare în timp), caracteristicile din figura 2.48, c. Se constată că:
➢ pentru primul caz timpul de acționare a protecției din C, scade sub 1 secundă pe măsură ce valoarea curentului de scurtcircuit creste, în timp ce în cel de al doilea caz acesta rămâne constant;
➢ dacă se analizează fiecare tronson în parte se constată că timpul de acționare pentru aceeași valoare a curentului de scurtcircuit este mai mic în cazul discriminării în timp și în curent decât pentru discriminarea în timp;

➢ releele cu caracteristică inversă permit un reglaj care conduce la reducerea timpilor de acționare a întreruptoarelor apropiate de sursă;
➢ pentru mai multe întreruptoare înseriate, timpul de acționare trebuie să fie aproximativ același, asigurându-se, în același timp, selectivitatea;
➢ în general, releele cu caracteristică standard inversă se utilizează acolo unde sunt cerințe speciale în privința coordonării cu alte echipamente de protecție din aval, cum ar fi: siguranțe fuzibile, protecții termice etc.;
nivelele de defect la începutul și sfârșitul liniei protejate nu diferă foarte mult.

Aplicația 2.2. Relee cu caracteristică foarte inversă (F.I.)

Releele maximale de curent temporizate cu caracteristică foarte inversă se utilizează, în special, acolo unde valoarea curenților de defect se reduce substanțial odată cu depărtarea de sursă [3, 8, 10]. Construcția acestor relee asigură dublarea timpului de acționare al releului din amonte, dacă raportul dintre curentul de scurtcircuit de la începutul elementului și cel de la sfârșitul său este aproximativ 7/4. Caracteristica acestui releu permite utilizarea aceleiași valori a TMS pentru mai multe relee înseriate.

Pentru exemplificare se prezintă comparativ utilizarea releelor cu caracteristică foarte inversă față de aceea a releelor cu caracteristică inversă standard. Aplicația se referă la rețeaua din figura 2.49, a, în care datele necesare (TC, nivele de defect) sunt cele din figură. Rezultatele sunt prezentate în figura 2.49, b, cu linie întreruptă pentru releul cu caracteristică F.I., iar cu linie plină pentru releul cu caracteristică standard.

Se admite pentru releul din D, cu caracteristică foarte inversă (F.I.), ca timpul său de acționare la defectul de 350 A să fie mai mare de 0,45 s, iar treapta de timp $\Delta t \geq 0{,}5$ s. Se constată că acest lucru este respectat pentru un TMS=0,2 dacă setările curenților de pornire sunt cele prezentate în tabelul 2.2.

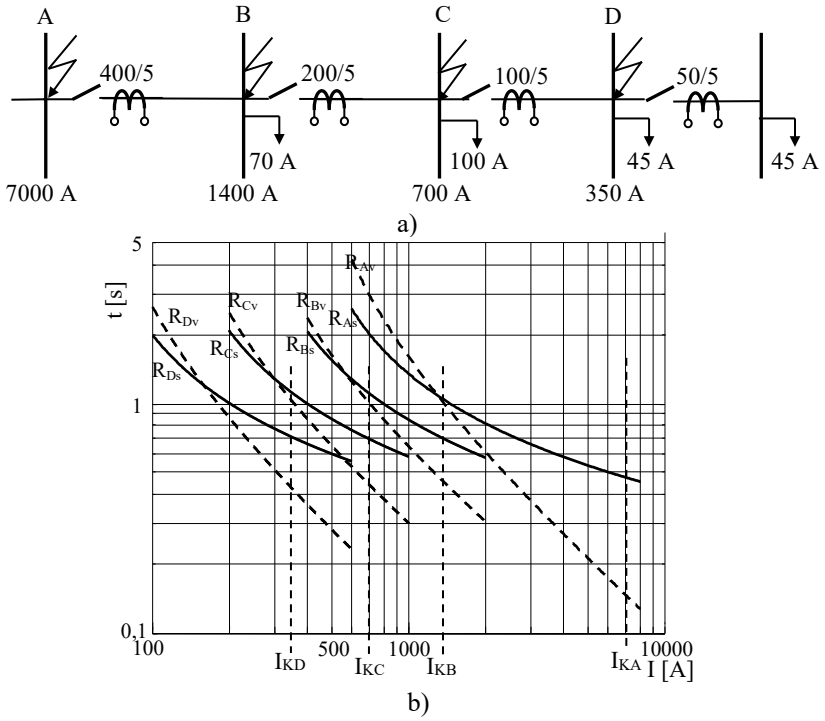


Fig. 2.49. Comparație între releele cu caracteristică inversă standard şi cele cu caracteristică foarte inversă:
a-schema monofilară a rețelei; b-setarea releelor.

Tabelul 2.2. Curenții de pornire a protecțiilor în cazul utilizării unor relee cu caracteristică F.I., respectiv S.I.

	Curent setat I_s [A]		Treapta de timp Δt [s]	
	F.I.	S.I.	F.I.	S.I.
D	50	50	-	-
C	100	100	0,63	0,4
B	200	200	0,63	0,4
A	400	400	0,63	0,4

Setarea curenților de pornire a protecțiilor se face la 100% din valoarea curentului primar nominal al TC.

În continuare se parcurg pașii prezentați în algoritmul de reglare pentru *releul cu caracteristică foarte inversă*, impunând pentru toate releele TMS=TMS_D:

➢ pentru releul din D:

$$PMS_D = \frac{I_{K,D}}{I_{pp,D}} = \frac{350}{50} = 7 \Rightarrow t_{c,D} = 2{,}25\,s,$$

$$TMS_D = \frac{t_{a,D}}{t_{c,D}} = \frac{0{,}45}{2{,}25} = 0{,}2;$$

➢ pentru releul din C:

▪ la bara D

$$PMS_C = \frac{I_{K,D}}{I_{pp,C}} = \frac{350}{100} = 3{,}5,$$

rezultând din caracteristica F.I. (Fig. 2.49, a - curba B) $t_{c,C}$=5,4 s, astfel încât pentru TMS_C=0,2 se obține:

$$t'_{a,C} = TMS_C \cdot t_{c,C} = 0{,}2 \cdot 5{,}4 = 1{,}08\,s \Rightarrow \Delta t = t'_{a,C} - t_{a,D} = 0{,}63\,s,$$

deci condiția de selectivitate între protecțiile din C și din D este îndeplinită.

▪ la bara C

$$I_{K,C} = 700\ A \Rightarrow t_{a,C} = 0{,}45\,s;$$

➢ pentru releul din B:

▪ la bara C

$$PMS_B = \frac{I_{K,C}}{I_{pp,B}} = \frac{700}{200} = 3{,}5,$$

rezultând din caracteristica F.I. $t_{c,B}$=5,4 s, astfel încât pentru TMS_B=0,2 se obține:

$$t'_{a,B} = TMS_B \cdot t_{c,B} = 0{,}2 \cdot 5{,}4 = 1{,}08\,s \Rightarrow \Delta t = t'_{a,B} - t_{a,C} = 0{,}63\,s > 0{,}5\,s,$$

deci condiția de selectivitate între protecțiile din B și din C este îndeplinită.

▪ la bara B

$$I_{K,B} = 1400\ A \Rightarrow t_{a,B} = 0{,}45\,s;$$

➢ pentru releul din A:

▪ la bara B

$$PMS_A = \frac{I_{K,B}}{I_{pp,A}} = \frac{1400}{400} = 3{,}5,$$

rezultând din caracteristica F.I. $t_{c,A}$=5,4 s, astfel încât pentru TMS_A=0,2, se obține:

$$t'_{a,A} = TMS_A \cdot t_{c,A} = 0,2 \cdot 5,4 = 1,08\ s \Rightarrow \Delta t = t'_{a,A} - t_{a,B} = 0,63\ s,$$

deci condiția de selectivitate între protecțiile din A și din B este îndeplinită.

- la bara A

$$I_{K,A} = 7000A \Rightarrow t_{a,A} = 0,16s\ .$$

În continuare se parcurg pașii prezentați în algoritmul de reglare pentru *releu cu caracteristică standard inversă*, impunând pentru toate releele TMS=0,2:

➢ pentru releul din D:

$$PMS_D = \frac{I_{K,D}}{I_{pp,D}} = \frac{350}{50} = 7 \Rightarrow t_{c,D} = 3,5s,$$

$$t_{a,D} = TMS_D \cdot t_{c,D} = 0,7\ s > 0,45\ s;$$

➢ pentru releul din C:

- la bara D

$$PMS_C = \frac{I_{K,D}}{I_{pp,C}} = \frac{350}{100} = 3,5\ ,$$

rezultând din curba standard S.I. (Fig. 2.49, a - curba A) $t_{c,C}$=5,52 s, astfel încât pentru TMS_C=0,2 se obține:

$$t'_{a,C} = TMS_C \cdot t_{c,C} = 0,2 \cdot 5,52 = 1,1\ s \Rightarrow \Delta t = t'_{a,C} - t_{a,D} = 0,4s<0,5s\ ,$$

deci condiția de selectivitate între protecțiile din C și din D nu este îndeplinită!

- la bara C

$$I_{K,C} = 700\ A \Rightarrow t_{a,C} = 0,7\ \ s;$$

➢ pentru releul din B:

- la bara C

$$PMS_B = \frac{I_{K,C}}{I_{pp,B}} = \frac{700}{200} = 3,5\ ,$$

rezultând din curba standard F.I. $t_{c,C}$=5,52 s, astfel încât pentru TMS_B=0,2 se obține:

$$t'_{a,B} = TMS_B \cdot t_{c,B} = 0,2 \cdot 5,52 = 1,1\ s \Rightarrow \Delta t = t'_{a,B} - t_{a,C} = 0,4\ s<0,5\ s\ ,$$

deci condiția de selectivitate între protecțiile din B și din C nu este îndeplinită!

- la bara B

$$I_{K,B} = 1400\ A \Rightarrow t_{a,B} = 0,7\ s\ ;$$

➢ pentru releul din A:

- la bara B

$$PMS_A = \frac{I_{K,B}}{I_{pp,A}} = \frac{1400}{400} = 3,5\ ,$$

rezultând din curba standard F.I. $t_{c,C}$=5,52 s, astfel încât pentru TMS_A=0,2se obține:

$$t'_{a,A} = TMS_A \cdot t_{c,A} = 0,2 \cdot 5,52 = 1,1\ s \Rightarrow \Delta t = t'_{a,A} - t_{a,B} = 0,4\ s<0,5\ s\ ,$$

deci condiția de selectivitate între protecțiile din A și din B nu este îndeplinită!

- la bara A

$$I_{K,A} = 7000A \Rightarrow t_{a,A} = 0,475\ .$$

Se constată că pentru releele cu caracteristică foarte inversă se respectă condiția $\Delta t \geq 0{,}5$ s, în timp ce releele cu caracteristică standard nu respectă această condiție ($\Delta t = 0{,}4$ s), în ipoteza TMS=0,2=ct.

Deoarece erorile de temporizare depind de PMS și de TMS, rezultă că utilizarea releelor cu caracteristică foarte inversă, în cazul în care curenții de defect variază substanțial între două puncte adiacente (între două întreruptoare), conduce la obținerea unor trepte de timp mai reduse.

Se poate realiza următoarea comparație între cele două relee (tabelul 2.3):

Tabelul 2.3. Comparație între componentele temporale și treptele de timp rezultate în cazul utilizării unor relee F.I. versus utilizarea unor relee cu S.I. [3]

	Timp [s]	
	F.I.	S.I.
t_{ai}	0,15	0,15
t_{sig}	0,05	0,04
t_{+}	0,054	0,0712
t_{-}	0,029	0,0525
Δt	0,283	0,3137

Aplicația 2.3. Relee cu caracteristică extrem de inversă

Figura 2.50, a și b ilustrează modul de utilizare a acestui releu, amplasat pe partea de joasă tensiune [3, 8, 10]..

Pentru acest tip de relee, timpul de acționare este aproximativ invers proporțional cu pătratul curentului din circuitul supravegheat [3].

Acest lucru face posibilă utilizarea lor ca dispozitive de protecție a circuitelor de alimentare în care pot să apară vârfuri de curent datorate comutațiilor repetate (alimentarea instalațiilor de frig, a pompelor etc.). În același timp ele sunt potrivite pentru utilizări împreună cu siguranțe fuzibile.

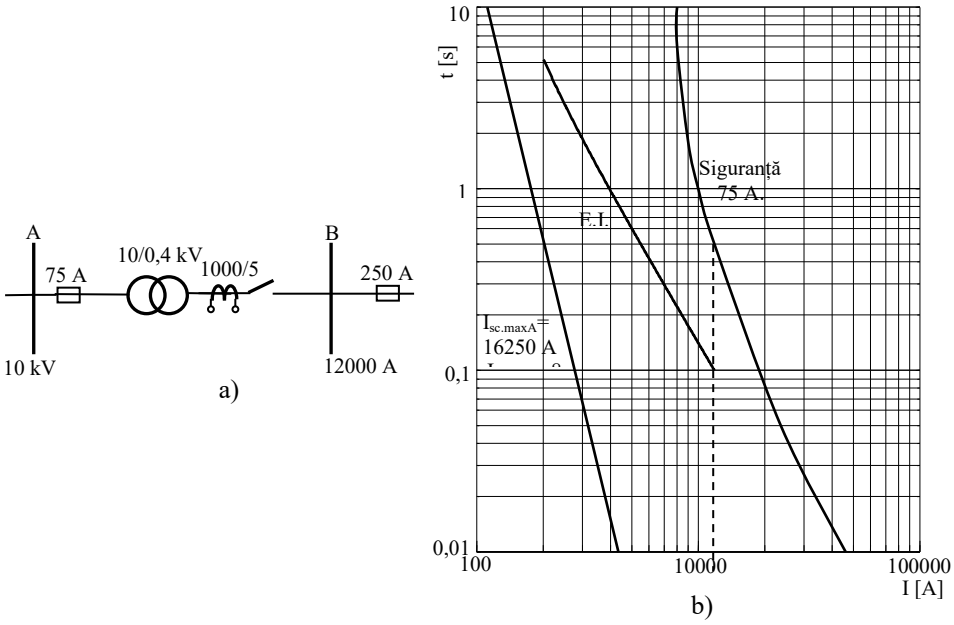


Fig. 2.50. Exemplu de utilizarea releului cu caracteristică extrem de inversă.

Selectivitatea între siguranța de înaltă tensiune (10 kV, 75 A) și releu este asigurată printr-o treaptă de timp de 0,4 secunde, la valoarea maximă a curentului de scurtcircuit pe bara B de 12000 A. Reglajul releului este la curent de 100% (1000 A în primarul TC, respectiv 5A la releu) iar TMS=0,2.

Aplicația 2.4. Relee cu caracteristică inversă cu temporizare mare

Aceste relee („long time inverse”) L.T.I. prezintă o caracteristică normală cu o temporizare ridicată în raport cu celelalte tipuri.

O astfel de caracteristică este utilă în cazul protecțiilor împotriva punerilor la pământ a rețelelor cu neutrul tratat prin rezistență [3].

În cazul acestor rețele timpul de declanșare poate fi de circa 30 secunde. Releul acționează în circa 30 de secunde, pentru TMS=1, dacă multiplu curentului reglat este egal cu 5.

Aplicația 2.5. Relee cu caracteristică inversă și secționare de curent

Utilizarea releelor de curent cu caracteristică inversă în combinație cu releele cu secționare (cu acțiune instantanee) poate prezenta avantaje în cazul liniilor de transport lungi. Este vorba despre rețele electrice pentru care impedanța sursei este mică în raport cu impedanța circuitului protejat. Utilizarea acestei combinații permite reducerea timpului de acționare a protecției pentru nivelele ridicate ale curenților de defect.

Urmărind caracteristicile prezentate în figura 2.51, b, corespunzătoare protecției rețelei din figura 2.51, a, se constată existența sub fiecare curbă timp/curent a unei zone (zona hașurată) unde există posibilitatea unei acționări cu secționare.

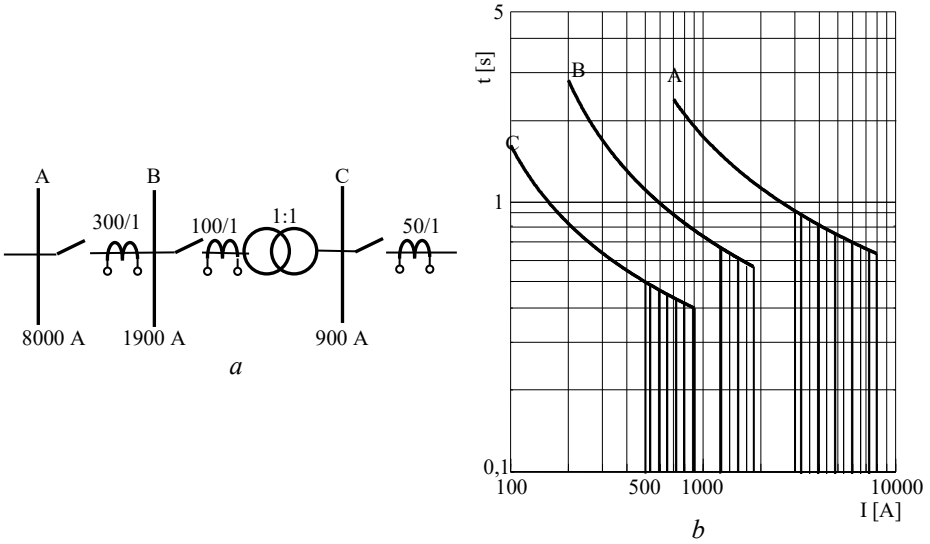


Fig. 2.51. Exemplu de utilizare a protecţiei temporizate cu caracteristică inversă şi secţionare de curent.

Selectivitatea între elementul instantaneu și cel temporizat se realizează prin intermediul curentului setat (de pornire). Astfel, pentru protecția cu secționare acesta este cuprins între valoarea reglată a protecției temporizate și valoarea maximă a curentului de defect. Acest mod de setare, pentru exemplul prezentat, poate fi urmărit în tabelul 2.4.

Tabelul 2.4. Stabilirea curenților de pornire a treptelor de protecție pentru rețeaua din figura 2.51, a.

	Curent setat I_s [A]	
	Protecție temporizată	Protecție instantanee
A	300	3000
B	100	1200
C	50	500

ANEXĂ. CURBE DE PROTECȚIE CONFORM IEEE C37.112-1996

În conformitate cu standardul IEEE C37.112-1996, dependența dintre durata temporizării și intensitatea curentului din circuitul supravegheat („trip curve” – curba de declanșare) se exprimă prin relația:

$$t\left(I_p\right)=k\left[\frac{\beta}{\left(I_p/I_{PP}\right)^{\alpha}-1}+\gamma\right], \qquad (A.1)$$

unde:

- k reprezintă multiplul timpului setat – TD („Time Dial”);
- I_p/I_{pp} este multiplul curentului reglat PMS („Plug Multiplier Setting”);
- α, β și γ sunt coeficienți care determină alura caracteristicii timp-curent.

Acești coeficienți, având valori standardizate conform IEEE C37.112-1996 (tabelul A.1), determină tipul caracteristicii releului.

Tabelul A.1. Constantele releelor cu caracteristică inversă conform IEEE C37.112-1996

Nr.crt.	Tipul caracteristicii releului	α	β	γ
1.	Inversă moderat („Moderately Inverse” MI)	0,02	0,0515	0,114
2.	Foarte inversă („Very Inverse” VI)	2,0	19,61	0,491
3.	Extrem de inversă („Extremely Inverse” EI)	2,0	28,2	0,1217

Caracteristicile de timp astfel obținute, reprezentate în coordonate logaritmice, sunt ilustrate în figura A.1, a în timp ce în figura A.1, b este reprezentată o familie de caracteristici MI obținută dând valori TD-ului între limitele 1 și 0,1.

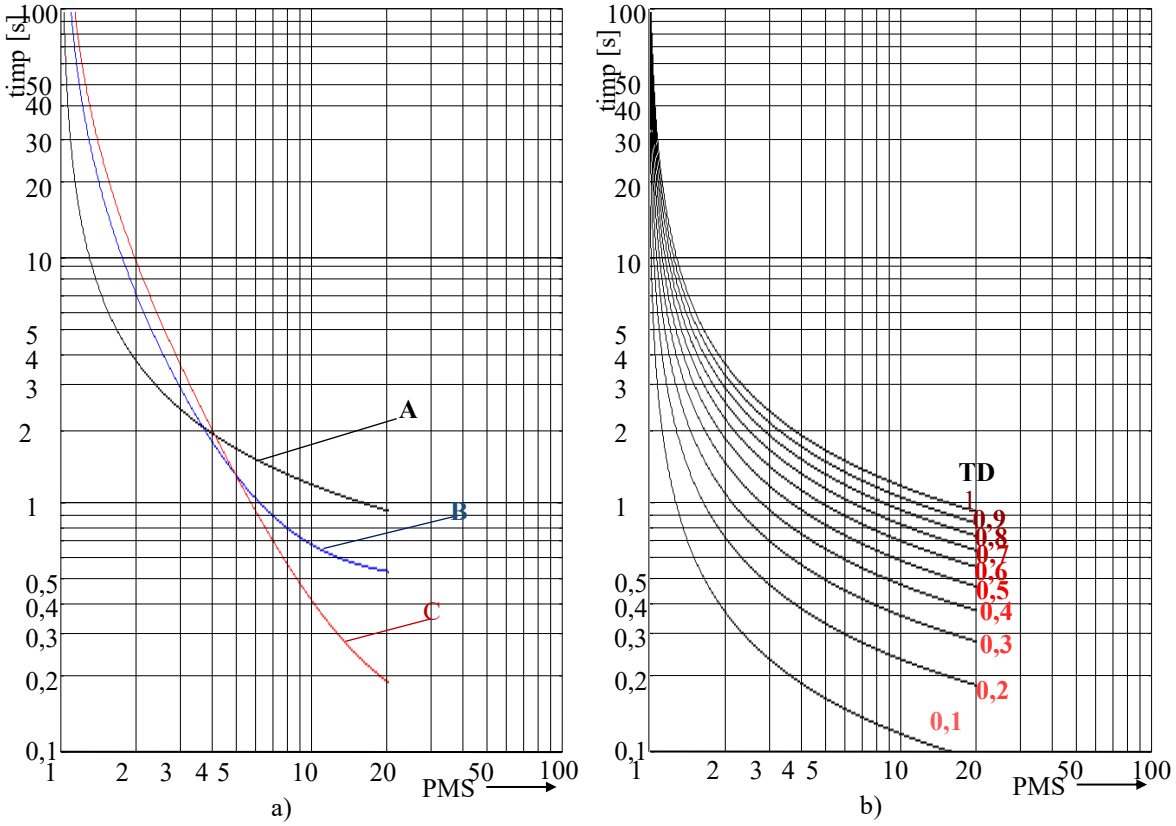


Fig. 2.7 Caracteristici de protecție proprii IDMT (IEEE C37.112-1996):
a-tipuri de caracteristici: A – inversă moderat (MI), B – foarte inversă (VI), C – extrem de inversă (EI); b- familie tipică de caracteristici MI.

BIBLIOGRAFIE

[1]. Badea I., Broșteanu Gh., Chenzbraun I., Columbeanu P. *Protecția prin relee și automatizarea sistemelor electrice*, Ediția a doua. Editura Tehnică, București, 1973.
[2]. GEC ALSTHOM T&D PROTECTION AND CONTROL LIMITED, *Introduction to power system protection. Mini APPS course, presented by Pickering S.D.A.,* New Zeelande, 9th-20th September, 1996.
[3]. GEC ALSTHOM T&D PROTECTION AND CONTROL LIMITED. *Protective relays. Application guide,*1987, reprinted March, 1995.
[4]. Gers J.M., Holmes E.J. *Protection of electricity distribution network.* The Institution of Electrical Engineers, London, United Kingdom, 1998.
[5]. Hewitson L.G., Brown M., Balakrishnan K. *Practical Power System Protection*. ELSEVIER, Amsterdam, 2004, ISBN 0 7506 6397 9.
[6]. Ivașcu C. E. *Automatizări și protecții prin relee în sistemele electro-energetice,* vol. I, II. Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 1999.
[7]. Nicorescu, H. *Creșterea performanței și a siguranței în SEN prin utilizarea Sistemelor de Comandă, Control, Protecție și Automatizare din perspectiva conceptului Smart Grids*. Teză de Doctorat, Universitatea „Politehnica" din București , Școala Doctorală Energetică, 2019.
[8]. Network Protection & Automation Guide, Edition May 2011, ALSTOM GRID MAY 2011, ISBN: 978-0-9568678-0-3.
[9]. www.RegieLive.ro. *Sisteme Moderne de Protecție în Electrotehnica*, Curs, noiembrie 2023
[10]. Tîrnovan R.A., Vădan I., Bălan H., Botezan A. *Protecții prin relee in sistemele electroenergetice*. Editura UT. PRESS, Cluj-Napoca, 2008.

3. PROTECȚIA GENERATOARELOR SINCRONE

3.1. ELEMENTE GENERALE

Pentru a analiza și prezenta principiile de bază ale protecțiilor generatoarelor trebuie trecute în revistă principalele defecte care pot să apară în funcționarea generatoarelor, respectiv consecințele acestora prin modificările parametrilor electrici sau de altă natură.

Aceste defecte pot fi grupate astfel:

- Defecte interne în stator:
  - scurtcircuite polifazate;
  - scurtcircuite între spirele aceleiași faze (care supraîncălzesc înfășurările, distrug izolația și creează pericolul unui scurtcircuit între faze);
  - puneri la pământ monofazate în stator (care provoacă topirea prin arc electric a fierului statoric și pot degenera într-un defect polifazat);
- Defecte interne în rotor:
  - simpla punere la pământ într-un punct al circuitului de excitație rotoric;
  - dubla punere la pământ (care provoacă distrugerea mașinii, pierderea excitației și a stabilității funcționării);
- Regimuri anormale de funcționare:
  - supraintensități provocate de scurtcircuite exterioare sau suprasarcini;
  - creșterea curentului de secvență inversă;
  - creșterea de tensiune la borne;
  - supratemperaturi provocate de defecte în sistemul de răcire;
  - trecerea la funcționare în regim de motor, când generatorul antrenează turbina.

Întotdeauna când o protecție deconectează generatorul de la sistemul de bare ea trebuie să comande și automatul de dezexcitare rapidă (ADR). Acesta are rolul de a întrerupe circuitul de excitație (rotor) și de a anula câmpul magnetic al acestuia cât mai rapid, altfel în cazul producerii unui defect interior, generatorul ar alimenta arcul electric de la locul de defect sau în cazul unui defect exterior, generatorul fiind în gol, ar duce la creșterea tensiunii la borne. Schema de principiu al ADR este prezentată în figura 3.1.

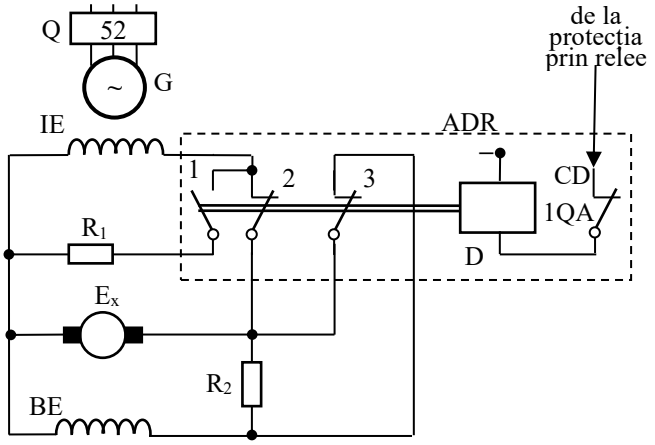


Fig. 3. 1. Schema de principiu a ADR.

ADR întrerupe circuitul rotoric și comută înfășurarea excitației pe o rezistență R_1, numită rezistență de stingere. Aceasta are o valoare de circa 4÷5 ori mai mare decât valoarea rezistenței înfășurării rotorice. Întotdeauna mai întâi se închide contactul 1 (ND) și apoi se deschide contactul 2 (NI). În același timp, prin deschiderea contactului 3 (NI), în circuitul de excitație al excitatoarei Ex se introduce o rezistență suplimentară R_2 pentru limitarea curentului de

excitație și evitarea apariției de supratensiuni la bornele excitatoarei rămase în gol. 1QA este un contact auxiliar NI al întreruptorului (confirmare întreruptor Q deschis). Există și alte scheme mai complexe pentru asigurarea dezexcitării rapide.

3.2. PROTECȚII ÎMPOTRIVA DEFECTELOR ÎN STATOR

Există mai multe defecte posibile care pot să apară în statorul generatoarelor sincrone. Principalele protecții care se prevăd pentru izolarea acestor defecte sunt prezentate în cele ce urmează.

3.2.1. Protecții împotriva scurtcircuitelor între faze

3.2.1.1. Protecția diferențială longitudinală (PnG≥6 MW)

A. Principiul protecției diferențiale longitudinale aplicată generatoarelor sincrone

Principiul protecției diferențiale longitudinale a generatoarelor este prezentat în figura 3.2 (reprezentarea este realizată pentru o singură fază).

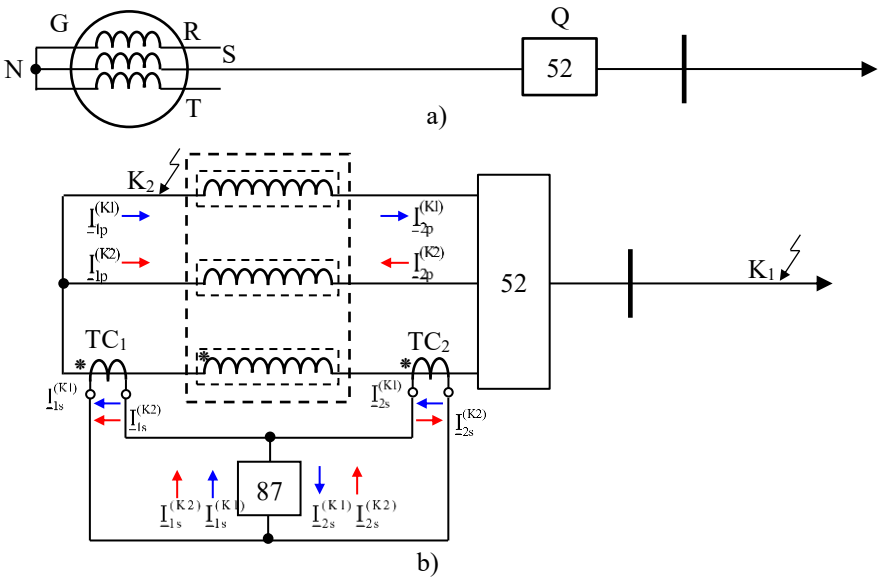


Fig. 3.2. Principiul protecției diferențiale longitudinale a generatoarelor:
a–schema de principiu de conectare a generatorului la sistem; b–schema de principiu de conectare a TC în montaj diferențial.

Pentru un regim normal de funcționare sau un defect în afara zonei delimitate de cele două seturi de transformatoare de curent (punctul K_1 din figura 3.2, b – sensul curenților este indicat prin săgeți albastre), curentul adus la releu (aparatul de detectare a curentului) este egal cu diferența curenților secundari ai celor două seturi de TC:

$$\underline{I}_r = \underline{I}_{1s} - \underline{I}_{2s}\,. \tag{3.1}$$

Curentul la intrarea în înfășurarea unei faze este egal cu curentul la ieșirea din înfășurare (cu o mică diferență datorată curenților de scurgere) pentru toate fazele și este notat cu $\underline{I}_p$. Curentul secundar, $\underline{I}_s$, al fiecărui TC este egal cu curentul primar văzut în secundarul TC ideal ($\underline{I}_p$ *multiplicat cu raportul numărului de spire primare/secundare,* $n_{TC}=N_1/N_2$, *spre deosebire de raportul de transformare al* TC *– ca raport al curenților nominali din primar și secundar –* $K_{TC}=I_{np}/I_{ns}\neq n_{TC}$) minus curentul de magnetizare $\underline{I}_e$. Curentul adus la releu este:

$$\underline{I}_{dif.r} = \underline{I}_{1s} - \underline{I}_{2s} = \left(\underline{I}_p/n_{TC1} - \underline{I}_{1e}\right) - \left(\underline{I}_p/n_{TC2} - \underline{I}_{2e}\right) = \underline{I}_{2e} - \underline{I}_{1e}\,, \tag{3.2}$$

fiind egal de fapt cu diferența dintre curenții de excitație (magnetizare) ai releelor montate în amonte, respectiv în aval de generator. Dacă TC sunt de același tip acest curent, în sarcină

normală, va avea valori reduse.

Dacă apare o defecțiune internă, în zona supravegheată dintre cele două seturi de transformatoare de curent (punctul K_2 din figura 3.2, b - sensul curenților este indicat prin săgeți roșii), unul sau mai mulți curenți din amonte vor crește brusc, în timp ce curenții din aval vor scădea sau vor crește în intensitate, circulând în sens opus față de funcționarea normală. Curentul de defect total va circula prin releu, determinând funcționarea acestuia:

$$\underline{I}_{dif.r} = \underline{I}_{1s}^{(K2)} + \underline{I}_{2s}^{(K2)} \neq 0 . \qquad (3.3)$$

În ipoteza în care s-ar dispune de transformatoare de curent ideale, detectarea curentului din circuitul „diferențial" ar putea fi realizată rapid și foarte sensibil cu ajutorul unui releu maximal de curent setat corespunzător. În practică, două transformatoare de curent identice (același tip, producător etc.) nu vor da exact același curent secundar pentru același curent primar. Diferențele pot fi determinate de o serie de cauze cum ar fi: variațiile (inconstanțele) apărute în procesul de fabricație, diferențele de încărcare secundară, cauzate de lungimea inegală a conductoarelor de legătură și de sarcini inegale, datorate diferențelor dintre aparatele înseriate în secundarele TC. Curentul diferențial rezultat ajunge la releu și, deși în mod normal are valori reduse, în cazul defectelor externe, (înafara zonei cuprinse între cele două seturi de TC) poate deveni apreciabil.

Pentru a evita funcționările eronate ale protecției, aceasta trebuie desensibilizată față de curenții diferențiali de dezechilibru din regimul normal de funcționare. Pragul de pornire (acționare) a unui releu maximal de curent ar trebui să fie peste valoarea maximă a acestui curent de dezechilibru (care este de presupus că va apare în timpul unui defect extern) dar mai mic decât curentul de dezechilibru minim care apare în cazul producerii unui defect intern:

$$I_{dif.dez.max}^{(K1)} < I_{pr} = k_{sig} \cdot I_{dif.dez.max} < I_{dif.dez.min}^{(K2)} , \qquad (3.4)$$

cu k_{sig}=1,1÷1,2.

Protecția diferențială longitudinală trebuie să satisfacă următoarele cerințe:

- să fie destul de sensibilă pentru a detecta defectele apărute în înfășurările statorului;
- să acționeze rapid în așa fel încât să nu existe posibilitatea apariției unor avarii serioase în generator;
- să acționeze asupra întreruptorului principal dar și asupra excitației genera-torului (să comande automatul de dezexcitare rapidă ADR);
- să nu acționeze la defecte exterioare generatorului.

Este evident că pentru o funcționare corectă este necesar ca rapoartele de transformare ale transformatoarelor de curent să fie egale, K_{TC1}=K_{TC2}.

În cazul unei funcționări normale, sau a unui defect exterior generatorului, $\underline{I}_r$≈0, iar protecția nu acționează. În cazul unor defecte interne, sensul curentului prin TC_2 se schimbă iar curentul văzut de releu devine diferit de zero. În acest caz protecția va acționa și va comanda declanșarea întreruptorului și a ADR.

B. Relee diferențiale procentuale (87)

Creșterea sensibilității (prin scăderea pragului de acționare) și a rapidității protecției se pot realiza utilizând așa numitele relee diferențiale procentuale (Fig. 3.3).

Curenții secundari din cele două seturi de TC sunt utilizați pentru a genera o forță (cuplu) de reținere (frânare) prin câmpul magnetic generat de bobina de frânare F (cu două secțiuni identice), în timp ce diferența curenților secundari creează prin înfășurarea A o forță de acționare.

În consecință, dispozitivul compară practic suma, respectiv diferența curenților din secundarul celor două seturi de TC (1 și 2). Acționarea sau reținerea este produsă ca urmare a rezultatului acestei comparații, în acest fel realizându-se desensibilizarea releului față de

curenții de avarie externi mari (curentul necesar pentru acționarea releului crește odată cu mărirea curentului de defect, datorită creșterii curentului de reținere).

Procentul de creștere a curentului de acționare poate fi constant (în cazul general al releelor diferențiale pentru generatoare) sau poate varia în funcție de curentul de defect extern (relee diferențiale de mare viteză).

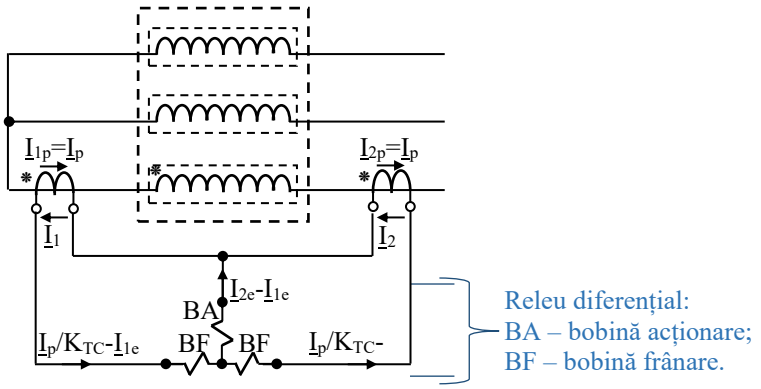


Fig. 3.3. Schema de conexiuni a releului diferențial procentual pentru o singură fază.

În cazul defectelor interne, efectul frânării (reținerii) este neglijabil deoarece curentul de acționare ponderat depinde de această dată *de suma* (*nu de diferența*) curenților de defect secundari.

Releele diferențiale generatoare tipice sunt disponibile având caracteristici diferențiale procentuale de 10% și 25% [1]. *Procentul indică curentul diferențial ca procent din cel mai mic curent de reținere necesar pentru acționarea releului*. Cea mai mică valoare a curentului printr-o secțiune a bobinei de frânare pentru care poate să aibă loc acționarea este de cca. 0,10 A [1]. Timpul de funcționare este mai mic pentru releele statice, fiind de 25 msec comparativ cu 80 până la 165 ms pentru releele electromecanice.

Releele digitale (sau numerice, sau multifuncționale) nu au înfășurări fizice realizând comparația dintre curenții de reținere și curentul diferențial (de acționare) matematic de către algoritmul de protecție.

C. Protecția diferențială longitudinală a generatoarelor

În figura 3.4 este prezentată schema de conectare a protecției diferențiale longitudinale, cu relee diferențiale cu bobină de frânare, pentru un generator sincron cu înfășurările conectate în stea.

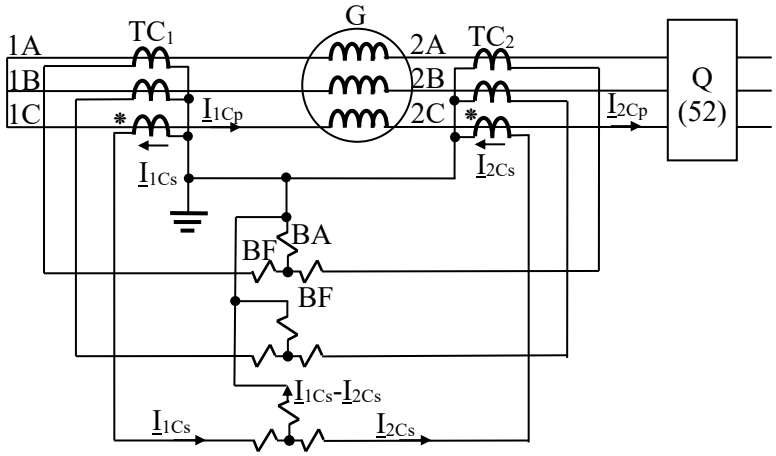


Fig. 3.4. Protecția diferențială a unui generator conectat în stea.

Schema de conectare a protecției diferențiale longitudinale, cu relee diferențiale cu bobină de frânare, pentru un generator sincron cu înfășurările conectate în triunghi, este prezentată în figura 3.5.

Schema logică a protecției diferențiale longitudinale, cu relee diferențiale cu bobină de frânare, pentru un generator sincron este redată în figura 3.6.

În figura 3.7 este prezentată schema protecției diferențiale în cazul utilizării releelor maximale de curent (sau diferențiale), în timp ce în figura 3.8 este prezentată schema logică a acestei variante de protecție diferențială longitudinală a generatorului sincron.

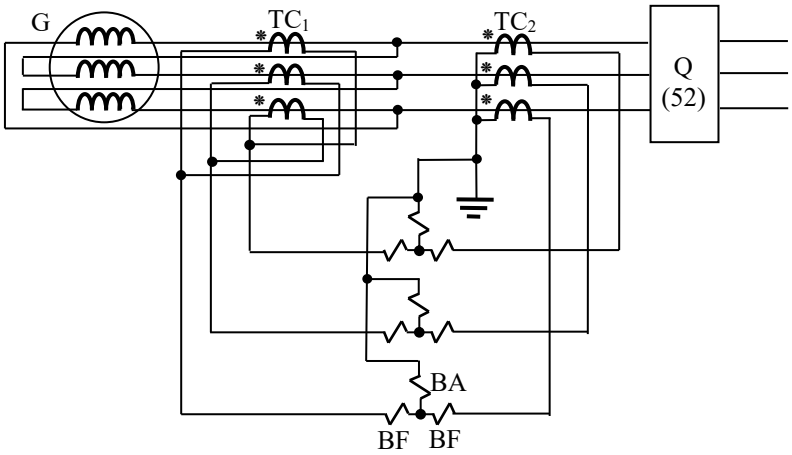


Fig. 3.5. Protecția diferențială a unui generator conectat în triunghi.

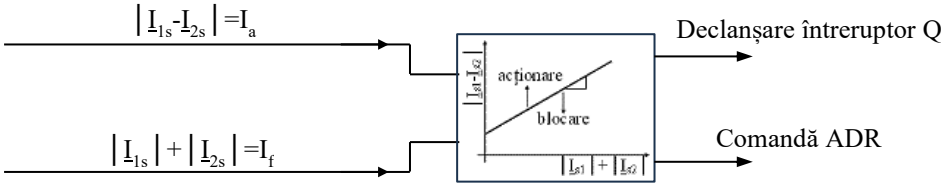


Fig. 3.6. Logica protecției diferențială longitudinală a generatoarelor cu relee diferențiale cu frânare.

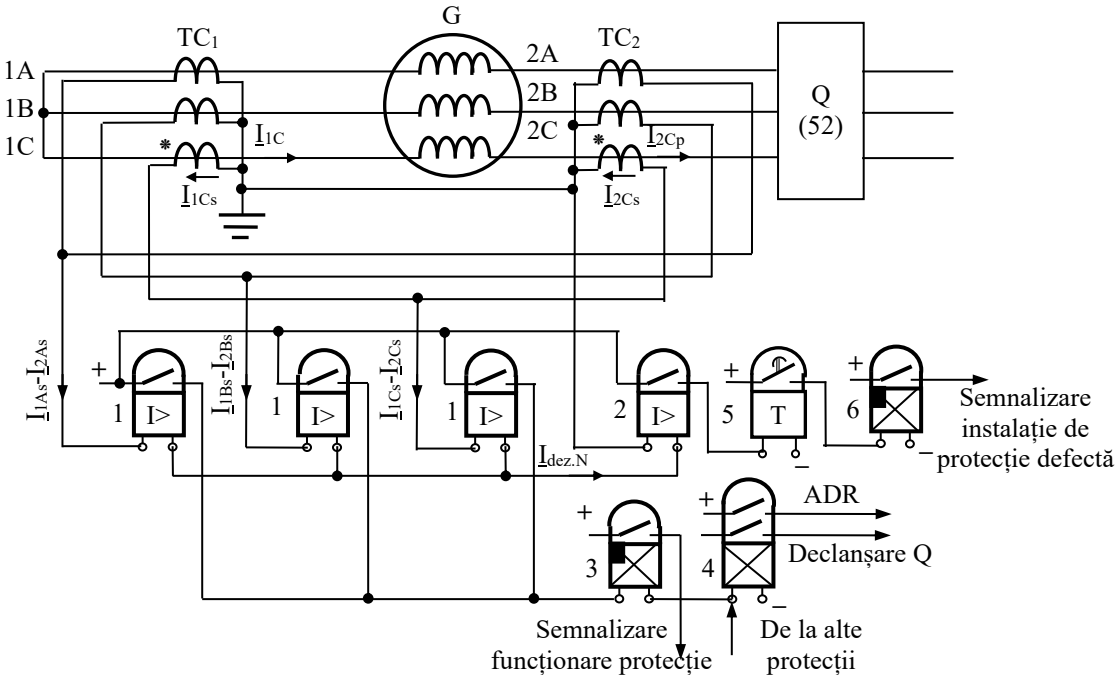


Fig. 3.7. Schema protecției diferențiale longitudinale cu relee de curent conectate direct.

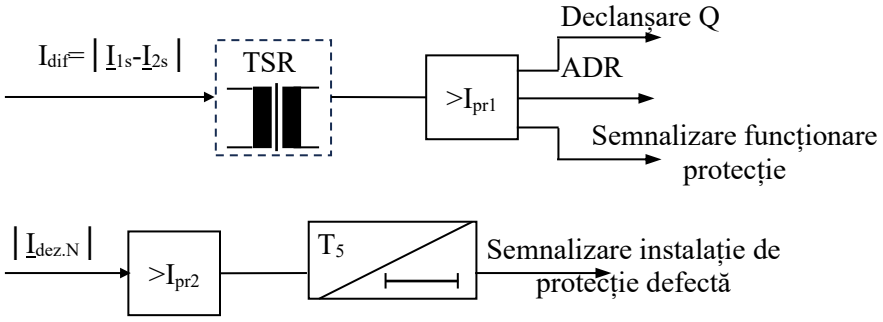


Fig. 3.8. Logica protecției diferențială longitudinală a generatoarelor cu relee de curent conectate direct.

Releele 1 (Fig. 3.7) sunt relee maximale de curent și sunt parcurse de diferența curenților din secundarele transformatoarelor de curent. Releul 2 este conectat pe conductorul de nul și are rolul de a semnaliza apariția unor defecte în instalația de protecție (întreruperi etc.), caz în care prin conductorul de nul va circula un curent de dezechilibru $\underline{I}_{dez.N}=\underline{I}_{dif.A}+\underline{I}_{dif.B}+\underline{I}_{dif.C}\neq 0$ egal cu suma curenților diferențiali corespunzători celor trei faze($\underline{I}_{dif}=\underline{I}_{1s}-\underline{I}_{2s}$). Releele pot fi alimentate prin intermediul transformatoarelor cu saturație rapidă TSR.

Curentul de pornire a protecției se stabilește luând în considerare satisfacerea a două condiții:

1) Desensibilizarea protecției față de curentul de dezechilibru - se consideră că valoarea efectivă maximă a curentului de dezechilibru care poate apare la un scurtcircuit exterior este [3]:

$$I_{dez.max} = k_{sig} \cdot k_{aper} \cdot \varepsilon_i \cdot k_{id} \cdot I''_{Kmax.ext.}, \tag{3.5}$$

unde:

- $k_{sig}=1,2\div1,4$;
- k_{aper} - coeficient prin care se ține seama de creșterea erorii transformatoarelor de curent (față de valoarea maximă a erorii procentuale a TC pentru protecții, egală cu 10 %), cauzată de componenta aperiodică a curentu-lui de scurtcircuit în regimul tranzitoriu la un defect exterior (în scheme cu TSR, $k_{aper}=1$, iar în scheme fără TSR, $k_{aper}\geq 2$);
- $\varepsilon_i=\varepsilon_{i1}-\varepsilon_{i2}$ este diferența erorilor relative de curent ale celor două TC, fiecare fiind mai mică sau egală cu 10 %;
- $k_{id}=(0,5\div1)$ este coeficientul de identitate, care ține seama că eroarea relativă ε_i, este de fapt mai mică decât 10 %;
- $I''_{Kmax.ext.}$ este valoarea efectivă supratranzitorie a componentei periodice a curentului de scurtcircuit (curentul inițial de scurtcircuit) la un defect exterior, imediat după întreruptorul generatorului, în regim maxim.

Curentul de pornire a protecției se determină cu relația:

$$I_{pr1} = \frac{k_{sig} \cdot k_{id} \cdot k_{aper} \cdot \varepsilon_i}{K_{TC}} \cdot I''_{Kmax.ext.}, \tag{3.6}$$

în care k_{sig} este un coeficient de siguranță cu valoarea cuprinsă între 1,1 și 1,2.

2) Evitarea funcționării greșite a protecției în cazul întreruperii circuitului de protecție (a unei faze) – în acest caz prin releu va circula curentul debitat numai de transformatorul de curent dinspre neutru de pe faza respectivă, deci curentul de regim nominal, iar curentul de pornire a protecției este:

$$I_{pr1} = \frac{1,3\div1,4}{K_{TC}} \cdot I_{nG}, \tag{3.7}$$

I_{nG} fiind curentul nominal al generatorului.

Pentru curentul de pornire a releelor 1 se va alege valoarea maximă care rezultă prin compararea relațiilor (3.6) și (3.7).

Pentru releul 2, curentul de pornire se calculează cu relația:

$$I_{pr2} = \frac{0,2}{K_{TC}} \cdot I_{nG} . \tag{3.8}$$

3.2.1.2. Protecția maximală cu tăiere de curent (P_{nG}<6 MW)

Acest tip de protecție se utilizează la generatoarele cu puteri nominale P_n<6 MW. La astfel de generatoare, care în general nu au accesibile capetele înfășurării de pe partea neutrului, se utilizează o protecție cu tăiere de curent pe două faze (Fig. 3.9).

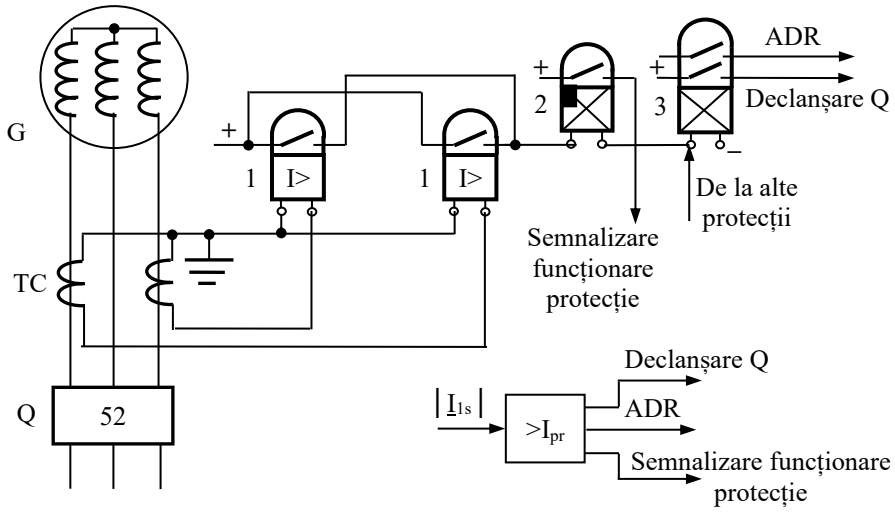


Fig. 3.9. Schema protecției cu secționare de curent pentru un generator sincron.

Curentul de pornire a protecției se calculează cu relația:

$$I_{pr} = \frac{k_{sig}}{K_{TC}} \cdot I''_{Kmax.} , \tag{3.9}$$

în care:

- k_{sig}=1,25÷1,4 este coeficientul de siguranță;
- $I''_{K\,max.}$ - valoarea componentei periodice a curentului de scurtcircuit pe bare-le generatorului.

Protecția acționează în cazul defectelor interne dar nu este funcțională în cazul generatoarelor izolate.

3.2.2. Protecția împotriva scurtcircuitelor între spirele aceleiași faze

În cazul generatoarelor de puteri mari, moderne, datorită faptului că într-o crestătură se află o singură spiră, scurtcircuitele între spirele aceleiași faze sunt excluse. În continuare se prezintă câteva scheme de protecție împotriva scurtcircuitelor între spirele aceleiași faze.

3.2.2.1. Protecția diferențială transversală

Acest tip de protecție se aplică în cazul generatoarelor cu înfășurări în conexiune stea, cu două înfășurări pe fază, legate în paralel. Este necesar ca ambele înfășurări să aibă capetele accesibile. Pe fiecare înfășurare se amplasează câte un TC, care va măsura 0,5 I_{nG}. Modul de conectare, în montaj diferențial, este prezentat în figura 3.10.

În regim normal de funcționare prin releele 1 circulă curentul de dezechilibru al protecției transversale. Pentru creșterea sensibilității protecției, releele 1 sunt legate în secundarele unor transformatoare cu saturație rapidă.

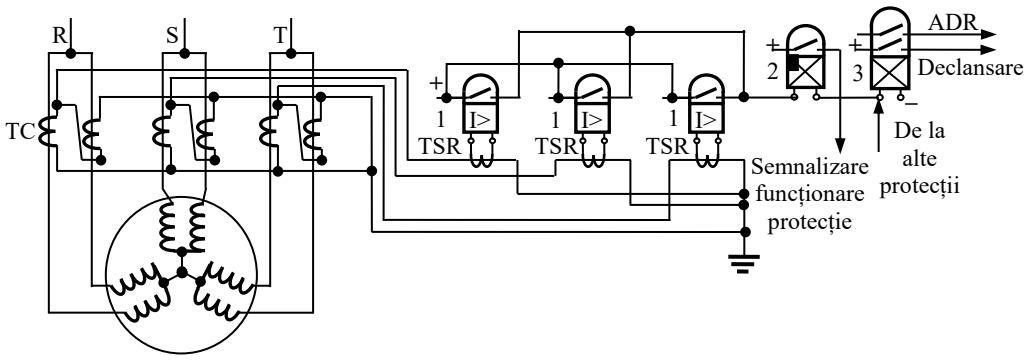


Fig. 3.10. Schema protecției diferențiale transversale la generatoare sincrone.

Curentul de pornire a protecției, pe baza unor date practice, se calculează cu relația:

$$I_{pr1} = \frac{0,3 \div 0,4}{K_{TC}} \cdot I_{nG} . \tag{3.10}$$

3.2.2.2. Protecția de curent de dezechilibru împotriva scurtcircuitelor între spirele aceleiași faze

Este o protecție mai simplă necesitând un singur TC montat între punctele neutre ale înfășurărilor în paralel N_1 și N_2.

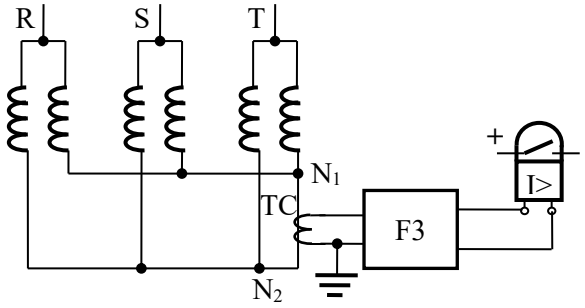


Fig. 3.11. Schema protecției de curent de dezechilibru.

Releul de curent este excitat prin intermediul unui filtru pentru armonica a treia, armonică care apare în cazul scurtcircuitelor exterioare nesimetrice.

Transformatorul de curent nu trebuie dimensionat la curentul nominal al generatorului deoarece în regim normal de funcționare nu este parcurs de curent.

Curentul de pornire al releului se calculează cu relația:

$$I_{pr} = \frac{0,25}{K_{TC}} \cdot I_{nG} . \tag{3.11}$$

3.2.2.3. Protecția de secvență zero (homopolară) de tensiune

Această schemă de protecție se aplică generatoarelor mici cu o singură înfășurare pe fază. Protecția homopolară de tensiune (Fig. 3.12) sesizează apariția unei nesimetrii de tensiune manifestată prin deplasarea punctului neutru, deci prin apariția unei componente homopolare.

La fel ca în cazul anterior se utilizează un filtru pentru armonica a treia în vederea desensibilizării protecției în cazul apariției unor scurtcircuite externe nesimetrice.

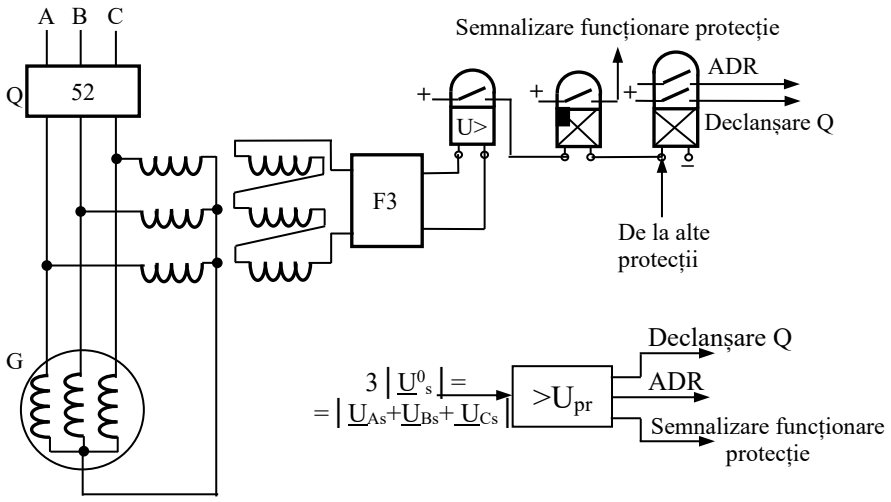


Fig. 3.12. Protecția homopolară de tensiune.

3.2.3. Protecția împotriva punerilor la pământ în stator

Aceste defecte sunt cele mai frecvente defecte ale izolației în stator, celelalte defecte provenind din puneri la pământ netratate. Slăbirea izolației statorului poate duce la apariția unor defecte cu punere la pământ însoțite de arc electric. Un arc electric sever poate duce la arderea fierului statoric (sudarea și topirea tolelor), defect major al circuitului magnetic al generatorului. Astfel, punerile la pământ pot conduce la reparații costisitoare și de durată. De aceea, această protecție este o protecție importantă, iar modul de realizare a ei depinde de situația neutrului rețelei la care generatorul este conectat și de modul de conectare a generatorului la rețea (direct sau bloc generator-transformator).

Se consideră că defectul devine periculos atunci când curentul de punere la pământ depășește 5 A, caz în care arcul electric deteriorează fierul statoric și, totodată, pot apărea defecte polifazate. Pentru aceste valori ale curentului de punere la pământ protecția trebuie să comande deconectarea generatorului de la rețea.

3.2.3.1. Protecția de curent de secvență zero (homopolar)

A. Protecția generatoarelor cu neutrul legat direct la pământ sau tratat prin rezistență împotriva punerilor la pământ în stator

În general, pentru protecție, neutrul înfășurării statorului generatorului este legat rigid la pământ sau printr-o impedanță pentru a limita curentul de defect la pământ.

Generatoarele care sunt conectate direct la rețeaua de distribuție funcționează cu neutrul tratat printr-o rezistență legată la priza de pământ. Grupurile mari generator-transformator, care pot fi considerate ca fiind izolate față de sistemul de transport în IT, în mod normal au neutrul tratat la pământ prin intermediul unui transformator coborâtor de tensiune (având raportul de transformare ideal $N=N_1/N_2$) în secundarul căruia este conectată o sarcină rezistivă, R_N. Această rezistență văzută în primar are o valoare cu mult mai mare, $(N_1/N_2)^2 \cdot R_N$, ceea ce va provoca o reducere substanțială a curenților de defect în cazul defectelor cu punere la pământ și va împiedica producerea de supratensiuni tranzitorii înalte apărute ca rezultat al unui defect la pământ.

Pentru protecția generatoarelor, cu neutrul conectat direct la pământ sau printr-o impedanță, se utilizează protecții maximale de curent instantanee sau temporizate cu relee maximale de curent conectate în secundarul TC montat pe conductorul de legare la priza de pământ (Fig. 3.13, a și b).

Pentru o protecție instantanee se consideră că un curent de prag, cu o valoare de cca. 10% din curentul maxim de defect la pământ, asigură desensibilizarea protecției față de curenții

capacitivi care apar în funcționarea normală (mai ales datorită unor supratensiuni tranzitorii).

Curentul de pornire a protecției maximale de curent temporizate va fi setat la 5% din valoarea curentului maxim de defect cu pământul.

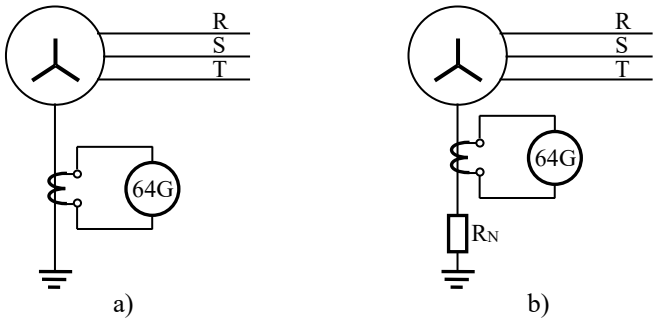


Fig. 3.13. Conectarea protecției de secvență zero pe conductorul de legătură dintre neutrul rețelei și priza de pământ: *a-generator cu neutrul legat rigid la pământ; b-generator cu neutrul tratat prin rezistență*.

În cazul grupurilor de puteri mari, protecția împotriva defectelor cu punere la pământ poate fi aplicată prin utilizarea unui releu de curent pentru măsurarea curentului secundar al transformatorului de împământare (Fig. 3.14, a) sau prin conectarea unui releu acționat de tensiune, în paralel cu rezistența de sarcină (Fig. 3.14, b).

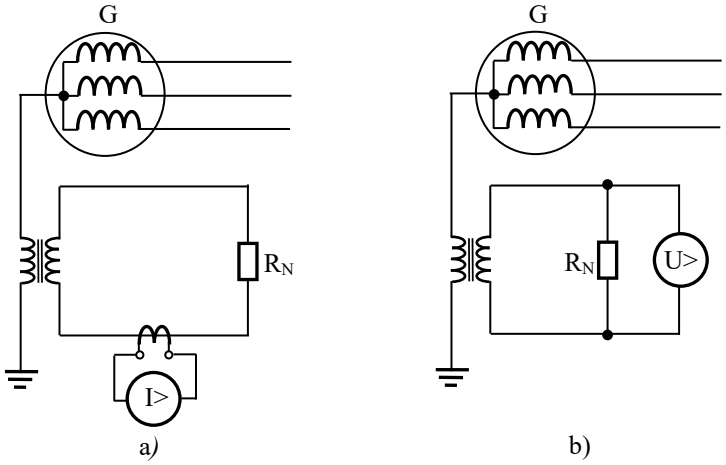


Fig. 3.14. Protecția împotriva punerilor la pământ la generatoarele cu împământare prin transformator de tensiune: a-cu releu maximal de curent; b-cu releu maximal de tensiune.

Curentul de acționare a protecției (Fig. 3.14, a) trebuie setat la o valoare de circa 5% din valoarea maximă a curentului de defect cu punere la pământ.

Releul secundar se conectează în spatele unui filtru pentru armonica a treia de curent, care trebuie rejectată. Aceasta deoarece curentul de punere la pământ are o valoare redusă, nu cu mult diferită de armonica a treia a curentului în condiții normale de funcționare. Temporizarea protecției este impusă pentru evitarea declanșărilor false datorate supratensiunilor [2].

În montajul cu releu maximal de tensiune (Fig. 3.14 ,b), se utilizează un releu maximal de tensiune de inducție standard. Și în acest caz, releul trebuie să fie desensibilizat față de armonica a treia de curent.

B. Protecția generatoarelor cu neutrul izolat împotriva punerilor la pământ în stator

Aceasta este o protecție de curent de secvență zero (homopolar) cu releul de curent conectat în secundarul filtrelor de curent homopolar. Datorită faptului că transformatoarele de curent care compun filtrele nu sunt identice, protecția trebuie desensibilizată față de curentul de dezechilibru care apare la un scurtcircuit exterior apropiat. În acest caz curentul de pornire a

protecției se calculează cu relația:

$$I_{pr} = \frac{k_{sig}}{K_{TC}} \cdot I_{dez.max.} \cdot \qquad (3.12)$$

Schema cu transformatoare de curent (FCSH), legate în conexiune homopolară, este rar utilizată din cauza curenților de dezechilibru mari.

În general, se utilizează filtre speciale pentru componenta homopolară:

➢ ***toroidale*** (TSH), în cazul generatoarelor legate la bare prin 1÷12 cabluri pe fază;

➢ ***ramă***, pentru generatoarele legate la barele colectoare cu mai mult de 12 cabluri pe fază, sau prin bare.

Schema de principiu a unei protecții de curent homopolar pentru un generator cu neutrul izolat este prezentată în figura 3.15.

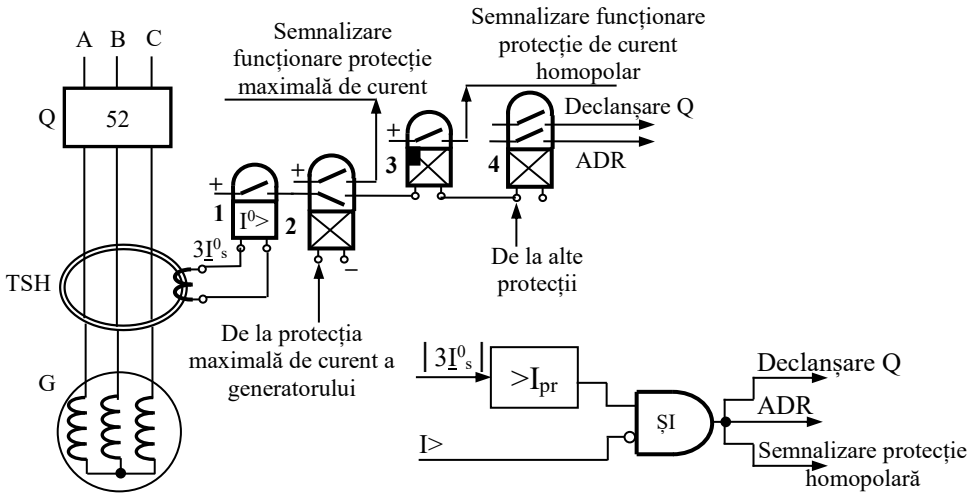


Fig. 3.15. Schema de principiu a unei protecții de curent homopolar pentru un generator cu neutrul izolat.

Pentru reducerea curentului de pornire (curentul care circulă prin contactul releului de curent 1, de secvență zero, la acționarea lui, energizând releele 3 și 4) a protecției de curent homopolare se introduce în schemă un blocaj, printr-un contact NI al releului intermediar 2, comandat de protecția maxima-lă de curent (I>), care întrerupe curentul de acționare a protecției pe durata cât sunt excitate releele de curent ale protecției maximale (aceste protecții maximale vor comanda declanșarea Q și ADR-ul prin releul intermediar 4). În același scop, în unele scheme de protecții se introduce o temporizare de 1÷2 sec, timp în care valoarea curentului de dezechilibru scade de la valoarea maximă atinsă în perioada inițială a defectului, până la o valoare sensibil inferioară. Curentul de pornire se alege în funcție de valoarea curentului de dezechilibru, corespunzător curenților primari la care acționează releele protecției maximale, respectiv valoarea curentului de dezechilibru după trecerea temporizării protecției.

Determinarea curentului de pornire a protecției trebuie să țină seama de următoarele criterii:

➢ desensibilizarea față de punerile la pământ monofazate – prin statorul generatorului circulă un curent capacitiv I_{CG}. Curentul de pornire se calculează cu relația:

$$I_{pr} = \frac{k_{sig} \cdot k_{tranz}}{K_{TC}} \cdot I_{CG}, \qquad (3.13)$$

- k_{tranz}=4÷4,5 sau 2÷3 dacă se utilizează și relee de timp;
- k_{sig}=1,1;

➢ desensibilizarea protecției față de defecte polifazate exterioare atunci când prin generator circulă un curent de dezechilibru:

$$I_{pr} = \frac{k_{sig}}{K_{TC}} \cdot I_{dez.}, \qquad (3.14)$$

în care k_{sig}=1,8÷2, iar I_{dez} este curentul de dezechilibru care circulă în regim normal prin secundarul filtrului homopolar.

Se va alege cea mai mare dintre valorile calculate cu relațiile (3.13) și (3.14). Dacă această valoare depășește 5A se va adopta o altă soluție pentru realizarea protecției, de exemplu folosirea protecției de putere homopolare.

3.2.3.2. Protecția de putere homopolară

Protecția de putere homopolară (Fig. 3.16) este realizată cu un releu wattmetric al cărui cuplu de pornire este asigurat chiar pentru curenți reduși de punere la pământ datorită contribuției înfășurării de tensiune.

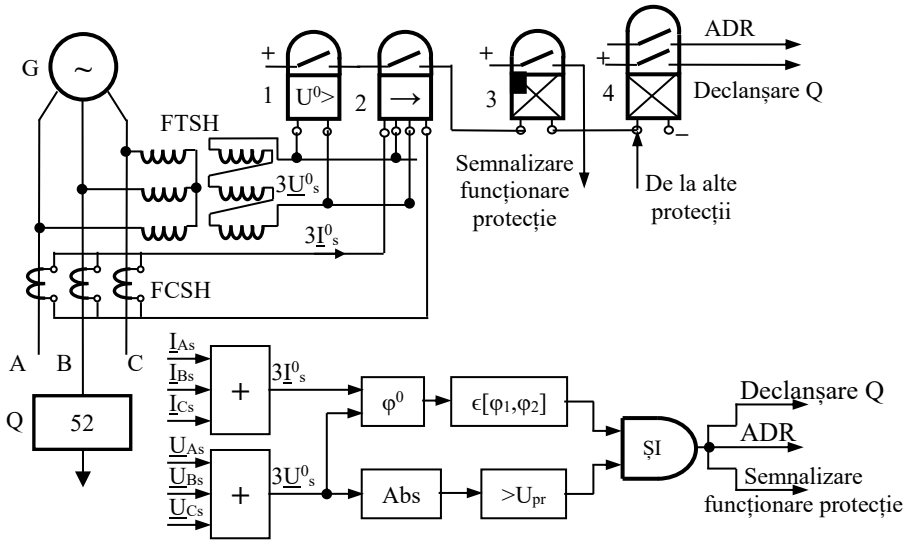


Fig. 3.16. Protecția de putere homopolară.

Protecția este direcționată (releul 2) astfel încât să acționeze numai în cazul defectelor din interiorul generatorului. Releul maximal de tensiune 1 are rol de pornire a protecției pentru a preveni acționarea falsă a schemei.

3.3. PROTECȚII ÎMPOTRIVA DEFECTELOR ÎN ROTOR

3.3.1. Protecția împotriva scăderii sau pierderii excitației

În cazul pierderii excitației, un generator sincron trece în regim de funcționare asincronă cu o viteză hipersincronă, regim în care se poate produce o supraîncălzire a bobinajului statoric, mărirea pierderilor rotorice. Pe de altă parte, generatorul nu mai debitează putere reactivă în sistem ci va consuma putere reactivă din sistem. Dacă acest regim durează un timp mai îndelungat, se pot produce defecțiuni, deci acest regim trebuie să fie semna-lizat personalului de întreținere.

Pierderea excitației la un generator sincron poate surveni în următoarele situații:

- întreruperea unui conductor din circuitul de excitație;
- slăbirea unei conexiuni;
- declanșarea greșită a ADR.

Se utilizează protecții speciale pentru semnalizarea acestor defecte, mai ales în cazul generatoarelor de puteri mari.

Cea mai simplă variantă de protecție constă în utilizarea unui releu de curent minim introdus printr-un șunt în circuitul rotoric al generatorului (Fig. 3.17).

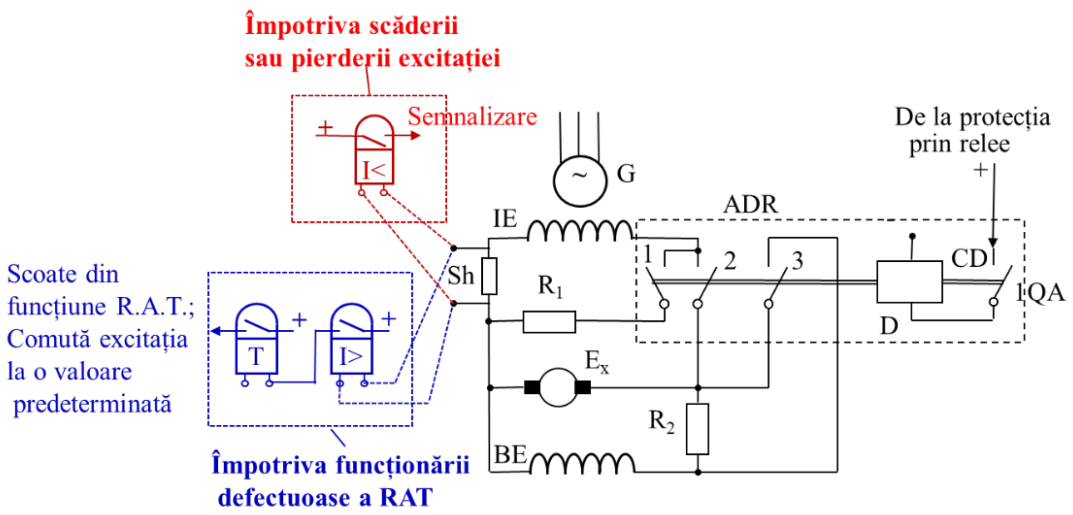


Fig. 3.17. Schemă de principiu a protecției împotriva pierderii excitației și a funcționării defectuoase a RAT.

Alte soluții de realizare a protecției se bazează pe sesizarea sensului de vehiculare a puterii reactive.

3.3.2. Protecția împotriva defecțiunilor în funcționarea regulatorului automat de tensiune

Aplicarea excitației maxime unui generator sincron, cauzată de funcționarea greșită a regulatorului automat de tensiune (RAT), poate conduce la declanșarea protecției maximale de curent sau la deteriorarea rotorului. De aceea unii autorii recomandă introducerea unor protecții speciale împotriva funcționării defectuoase a RAT (Fig. 3.17).

Forțarea greșită a excitației de către RAT se poate produce în două situații: în cazul defectării propriu-zise a regulatorului sau la întreruperea alimentării cu tensiuni a acestuia.

În cazul defectării regulatorului se prevede un releu maximal de curent în circuitul rotoric, cu o temporizare superioară tuturor protecțiilor din sistem. Dacă forțarea excitației durează mai mult decât timpul reglat, RAT-ul va fi scos din funcțiune, iar excitația va fi comutată la o valoare predeterminată.

Întreruperea alimentării cu tensiune a R.A.T. se poate produce în cazul arderii unui fuzibil pe partea de joasă tensiune a transformatorului de tensiune. În această situație, protecția trebuie să facă selecția între dispariția tensiunii provocată de arderea unui fuzibil și căderea de tensiune provocată de un scurtcircuit în sistem. Pentru aceasta, în circuitul de alimentare al R.A.T. se prevede o protecție de tensiune minimă cu o temporizare superioară celei necesare pentru eliminarea scurtcircuitelor din sistem [3].

3.3.3. Protecția împotriva punerilor la pământ în rotor

Acestea pot să apară relativ des și se manifestă prin simple puneri la pământ, respectiv duble puneri la pământ.

În rotor se află înfășurarea de excitație alimentată de la o sursă de tensiune continuă (excitatoarea – **Ex** – care poate să fie implementată printr-o mașină electrică rotativă dedicată, sau printr-o sursă statică alimentată din statorul generatorului). Fluxul de excitație generat prin rotirea rotorului dă naștere, prin inducție, sistemului de tensiuni trifazate din înfășurările statorice. Spre deosebire de înfășurarea statorică, înfășurarea rotorică nu trebuie să fie legată la pământ, astfel încât apariția unei puneri la pământ în rotor *nu va da naștere unui curent de defect* și mașina poate continua să funcționeze pe termen nedefinit. Această situație trebuie însă

semnalizată, deoarece o a doua punere la pământ a înfășurării rotorice conduce la șuntarea unei porțiuni a înfășurării, creșterea curentului de excitație, supraîncălzirea înfășurării și distrugerea ei. În plus, fluxul devin distorsionat, rezultând forțe mecanice dezechilibrate în rotor, cauzând vibrații mecanice periculoase, ceea ce poate deteriora rulmenții și chiar provoca deplasări ale rotorului. Prin urmare, în cazul dublei puneri la pământ în rotor este important ca generatorul să fie prevăzut cu o protecție dedicată acestei situații de defect rotoric [2].

3.3.3.1. Protecția împotriva simplei puneri la pământ

Simpla punere la pământ nu constituie în sine un defect pentru generator deoarece parametrii excitației nu sunt modificați dar poate constitui premisa apariției unor defecte mai grave (dubla punere la pământ). Simpla punere la pământ trebuie semnalizată, generatorul continuând să funcționeze până când condițiile de exploatare permit oprirea sa și repararea defecțiunii. *Pentru generatoare cu puteri nominale sub 6 MW nu se utilizează scheme de protecție dedicate punerii simple la pământ*.

Dintre metodele utilizate pentru detectarea punerii la pământ într-un punct se pot aminti: *metoda potențiometrului, metoda injecției de curent alternativ, metoda injecției de curent continuu*. În continuare se prezintă „Metoda injecției de curent alternativ”.

Această metodă necesită o alimentare auxiliară, care injectează în circuitul de excitație, printr-o capacitate de cuplare, un curent alternativ (Fig. 3.18).

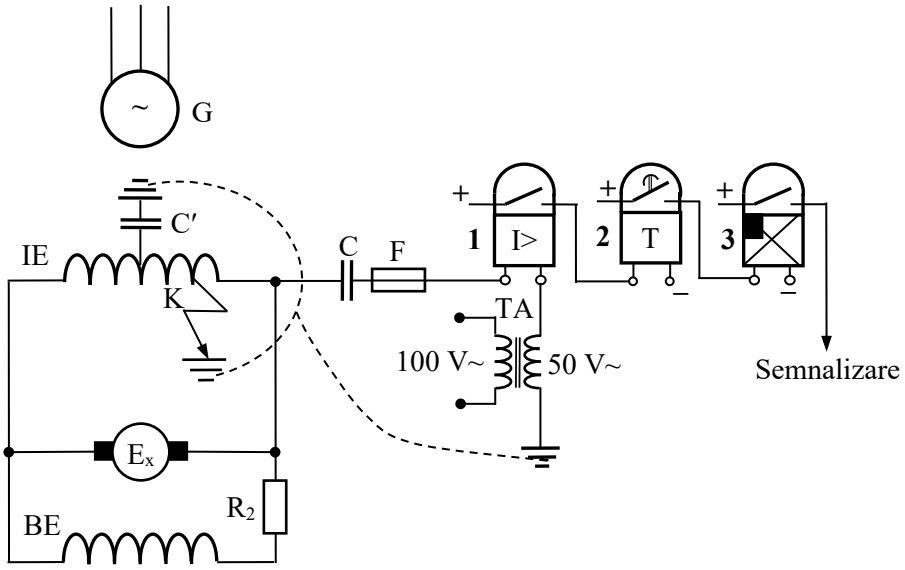


Fig. 3.18. Protecția împotriva simplei puneri la pământ – metoda injecției de curent alternativ.

Un punct al circuitului de excitație este legat la pământ printr-un releu maximal de curent (1). În cazul unei puneri la pământ a înfășurării în punctul K, prin releu trece un curent care determină acționarea acestuia.

Pentru mărirea sensibilității schemei, releul este alimentat în curent alter-nativ (30÷50 V) prin intermediul unui transformator (TA). Condensatorul C are rolul de a separa, circuitul de curent continuu al excitației, de circuitul de curent alternativ legat la pământ al schemei de protecție. Siguranța F are rol de protecție în cazul străpungerii condensatorului C.

Funcționarea schemei din figura 3.18 poate fi descrisă astfel:

➢ În *funcționare normală,* calea pe care circulă curentul alternativ este următoarea: pământ - secundarul transformatorului TA - releu de curent 1 - siguranța F - condensatorul C - înfășurarea de excitație - capacitatea C′ a înfășurării de excitație față de pământ - pământ. Curentul care circulă trebuie să fie sub valoarea curentului de pornire a protecției;

➢ *La apariția unei puneri la pământ,* calea de închidere a curentului alternativ va fi următoarea: pământ - secundarul transformatorului TA - releu de curent 1 - siguranța F -

condensatorul C - înfășurarea de excitație - punctul K- pământ (capacitatea C′ a înfășurării de excitație față de pământ este șuntată).

3.3.3.2. Protecția împotriva dublei puneri la pământ

Împotriva dublei puneri la pământ se utilizează o protecție maximală de curent, realizată pe principiul punții de curent continuu (Fig. 3.19).

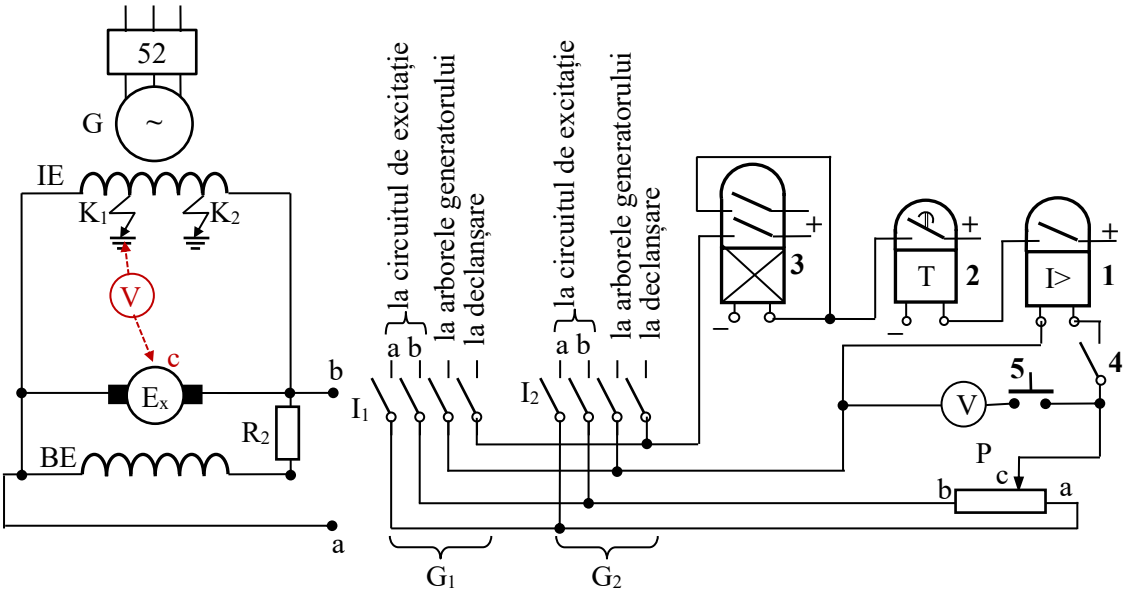


Fig. 3.19. Protecția împotriva dublei puneri la pământ în rotor.

Ramurile punții sunt formate din înfășurarea de excitație, care la început are un singur punct pus la pământ, K_1, și un potențiometru.

Într-o diagonală a punții este legat releul de maximal curent 1 (prin intermediul întrerupătorului 4), sau milivoltmetrul V prin apăsarea butonului 5. Schema este comună pentru toate generatoarele din centrală, iar în funcționare normală este deconectată prin intermediul întrerupătoarelor I_1 și I_2. La apariția unei puneri la pământ simple (semnalizată de protecția corespunzătoare) se închide manual întreruptorul corespunzător generatorului cu defect. Se deschide întreruptorul 4 și se închide contactul butonului 5, introducându-se astfel în circuit milivoltmetrul V în locul releului 1. Apare o punte de curent continuu – înfășurarea de excitație K_{1a}+K_{1b}, respectiv potențiometrul P și ac+bc. Puntea se echilibrează prin acționarea potențiometrului P până când milivoltmetrul V conectat în diagonala punții indică 0.

După aceasta se eliberează butonul 5 și se închide întrerupătorul 4, astfel că schema este pregătită pentru a sesiza o a doua punere la pământ, de exemplu în punctul K2, în înfășurarea de excitație a generatorului respectiv.

O punere la pământ în K_2 va conduce la dezechilibrarea punții, iar releul de curent 1 este excitat cu un curent superior celui de pornire a protecției.

Protecția este temporizată 0,5÷1 s (releul 2) pentru evitarea unor acționări greșite (de exemplu în unele cazuri de scurtcircuite externe) și va produce declanșarea întreruptorului generatorului.

3.4. PROTECȚII ÎMPOTRIVA DEFECTELOR ÎN SISTEM ȘI A REGIMURILOR ANORMALE DE FUNCȚIONARE

3.4.1. Protecția împotriva scurtcircuitelor exterioare și a suprasarcinilor din sistem

Protecția generatoarelor împotriva scurtcircuitelor exterioare și a suprasarcinilor nesimetrice se realizează diferențiat, în funcție de puterea lor, astfel:

A. ***Generatoarele cu P_n<50 MW*** se prevăd cu o protecție maximală de curent pe trei faze, temporizată, completată cu blocaj de tensiune minimă realizat cu trei relee de tensiune conectate la tensiunile secundare între faze (Fig. 3.20).

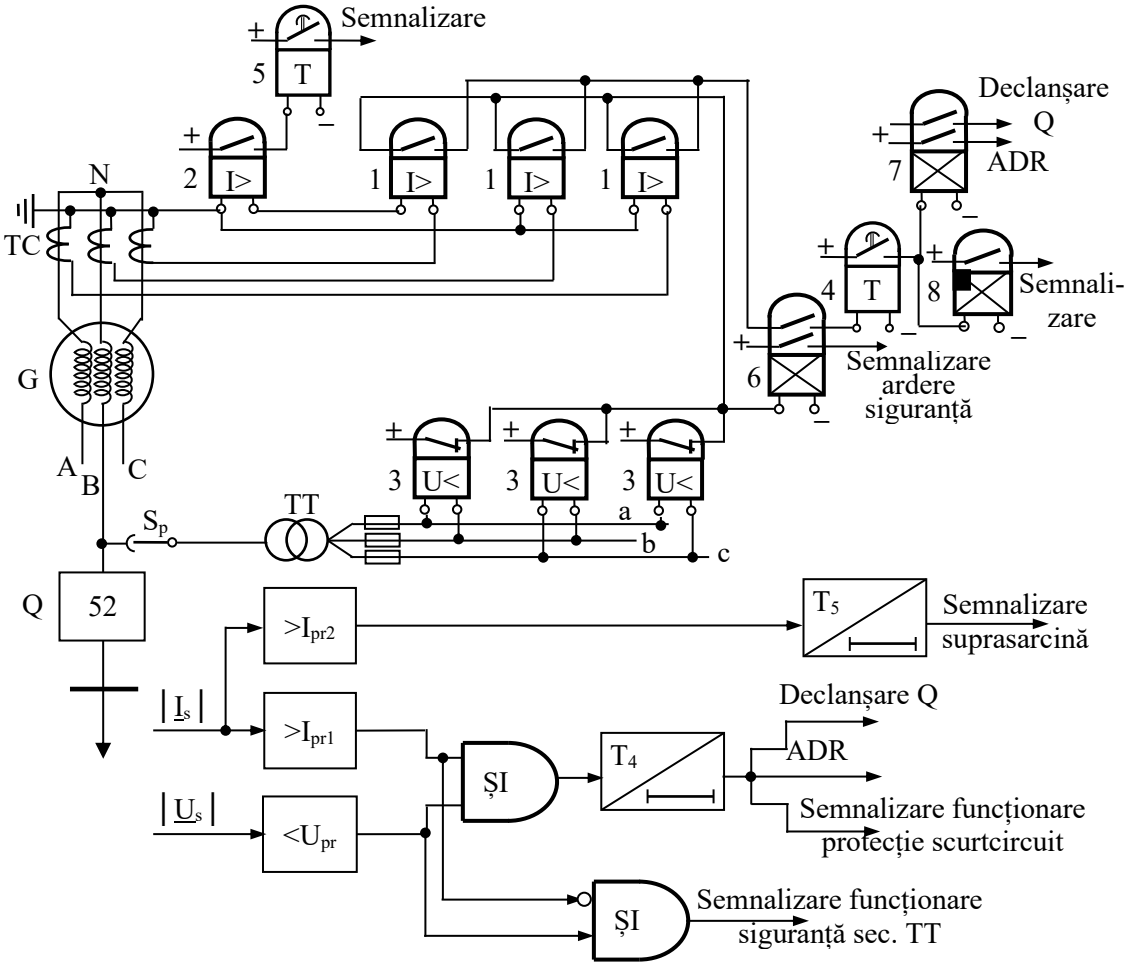


Fig. 3.20. Schema protecției generatorului sincron împotriva defectelor externe (P_{nG}<50 MW).

Pentru ca aceasta să constituie o rezervă pentru toate defectele, inclusiv cele interne, transformatoarele de curent se montează dinspre neutrul înfășurărilor generatorului.

La generatoare sub 6 MW se poate renunța la blocajul de tensiune minimă, iar releele de curent se vor conecta pe două faze (stea incompletă);

B. ***Generatoarele cu P_n>50 MW*** trebuie prevăzute cu o protecție împotriva scurtcircuitelor nesimetrice și a suprasarcinilor nesimetrice, completată cu o protecție împotriva scurtcircuitelor trifazate (Fig. 3.21).

Notațiile din figura 3.21 au următoarea semnificație:

- 1, 2, 3 - releele protecției împotriva suprasarcinii simetrice;
- 4, 5, 6, 7, 8, 9 - releele protecției împotriva scurtcircuitelor exterioare simetrice;
- 10 - releul de protecție împotriva scurtcircuitelor exterioare nesimetrice;
- 11 - releul de protecție împotriva suprasarcinilor exterioare nesimetrice;
- 12 și 13 - relee intermediare și de semnalizare;
- FCSI filtrul de curent de secvență inversă (negativă).

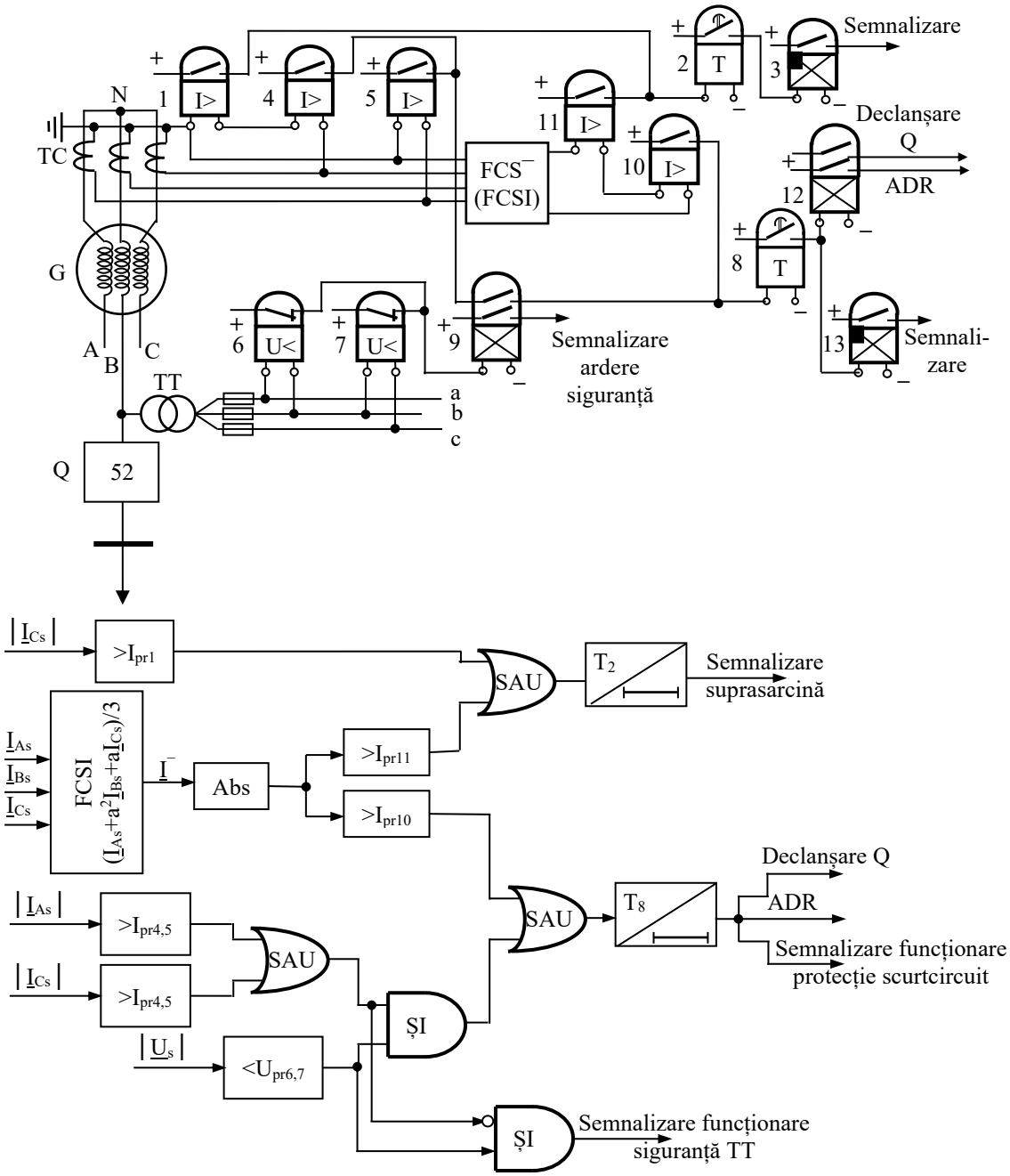


Fig. 3.21. Schema protecției generatorului sincron împotriva defectelor extern (P_{nG}≥50 MW).

Reglajele protecției sunt următoarele [3]:

$$I_{pr1} = \frac{k_{sig}}{k_{rev} \cdot K_{TC}} \cdot I_{nG}\,, \tag{3.15}$$

cu k_{sig}=1,05, k_{rev}=0,85 și t_2=(8÷10) s;

$$I_{pr4,5} = \frac{k_{sig}}{k_{rev} \cdot K_{TC}} \cdot I_{nG}\,, \tag{3.16}$$

cu k_{sig}=1,2÷1,5, k_{rev}=0,85 și t_2=(8÷10) s;

$$U_{pr6,7} = \frac{U_{reg.min.}}{k_{sig} \cdot k_{rev} \cdot K_{TT}}\,, \tag{3.17}$$

cu k_{sig}=1,1, k_{rev}=1,15 și $U_{reg.min.}$=0,95U_n.

Pentru a asigura o sensibilitate mărită la scurtcircuite exterioare nesimetrice, schema este prevăzută cu o protecție maximală de curent de secvență inversă.

Releele de tensiune minimă 6 și 7 se prevăd pentru ca protecția să deosebească toate cazurile de scurtcircuit de cele cu suprasarcină. Releele de tensiune sunt alimentate de TT ale generatorului și nu ale barelor, pentru că, dacă generatorul nu este conectat la bare (de exemplu la pornire) protecția lui să nu fie influențată de tensiunea barelor. Releele sunt alimentate cu tensiuni dintre faze, fiind prevăzute să sesizeze scurtcircuite polifazate (generatorul debitează energie la MT, deci de cele mai dese ori în rețele cu neutrul izolat sau tratat prin bobină de stingere).

Releul de timp 8 este acționat de releul intermediar 9, pentru a fi posibilă semnalizarea apariției defectelor în circuitele de tensiune alternativă de alimentare a releelor de tensiune minimă. Se reglează la:

$$t_8 = t_{L.max} + \Delta t, \tag{3.18}$$

$t_{L.max}$ fiind cea mai mare valoare dintre temporizările protecțiilor elementelor alimentate de generator.

Curentul de pornire al releului 10, I_{pr10}, se alege pe baza următoarelor condiții:

➢ evitarea deteriorării generatorului din cauza componentei de secvență inversă:

▪ pentru hidrogeneratoare:

$$I_{pr10} = 0,6\frac{I_{nG}}{K_{TC}}; \tag{3.19}$$

▪ pentru turbogeneratoare:

$$I_{pr10} = (0,25 \div 0,5)\frac{I_{nG}}{K_{TC}}; \tag{3.20}$$

➢ desensibilizarea protecției în raport cu curentul de dezechilibru al FCS^{-} în regim de sarcină maximă a generatorului:

$$I_{pr10} = \frac{k_{sig}}{k_{rev} \cdot K_{TC}} \cdot I_{dez.p.}, \tag{3.21}$$

în care k_{sig}=1,2, k_{rev}=0,85 și

$$I_{dez.p.} = \left(\Delta I + K\frac{\Delta f}{f_{nom}} + \Delta\varphi\right) I_{sarc.max.}, \tag{3.22}$$

unde:

▪ $\Delta I \approx 0,10$ este componenta curentului de dezechilibru al FCS^{-} datorită erorii TC;
▪ $\Delta f \approx (2\ldots)$ Hz - abaterea de frecvență de la valoarea nominală;
▪ f_{nom}=50 Hz;
▪ K coeficient care depinde de tipul filtrului;
▪ $\Delta\varphi \approx 0,01$ – eroarea relativă a FCS^{-};
▪ $I_{sarc.max.} = 1,4 \cdot I_{nom}$ – curentul maxim al generatorului protejat;

➢ coordonarea sensibilității cu protecțiile elementelor următoare:

$$I_{pr10} = k_{sig}\frac{I_{pra}}{k_{i.rep}}, \tag{3.23}$$

în care:

▪ $k_{i.rep}$ - coeficient de repartiție, determinat pentru schema echivalentă de secvență inversă;
▪ I_{pra} - cea mai mare dintre valorile de pornire ale releelor protecțiilor de curent de secvență inversă, instalate pe elementele alimentate de la barele generatorului.

Pentru I_{pr10} se alege valoarea maximă din relațiile (3.19) , (3.20), (3.21) sau (3.23).

Curentul de pornire al releului I_{pr11} se alege din următoarele două condiții:

➢ desensibilizarea în raport cu curentul de secvență inversă $I_{i.adm}$, admis în funcționarea îndelungată, deci:

▪ pentru hidrogeneratoare:

$$I_{pr11} = 0{,}01\frac{I_{nG}}{K_{TC}}; \tag{3.24}$$

▪ pentru turbogeneratoare:

$$I_{pr11} = 0{,}05\frac{I_{nG}}{K_{TC}}; \tag{3.25}$$

➢ desensibilizarea în raport cu curentul de dezechilibru al FCS¯ în regim de sarcină maximă a generatorului, datorită erorii TC care alimentează FCSI¯, erorii de acordare a filtrului, variației de frecvență în sistem (3.21):

$$I_{pr.11} = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} I_{dez.p}, \tag{3.26}$$

unde k_{sig}=1,05.

Pentru I_{pr11} se alege valoarea superioară rezultată din relațiile (3.24) sau (3.25) sau (3.26).

3.4.2. Protecția împotriva creșterii tensiunii

Cauzele creșterii tensiunii unui generator peste valoarea nominală pot fi: descărcarea bruscă după scurtcircuite, defectarea RAT, creșterea turației, defecte în circuitele secundare de tensiune alternativă ce alimentează schema.

Pentru protecția împotriva creșterii tensiunii se utilizează scheme cu relee maximale de tensiune și temporizare (Fig. 3.22).

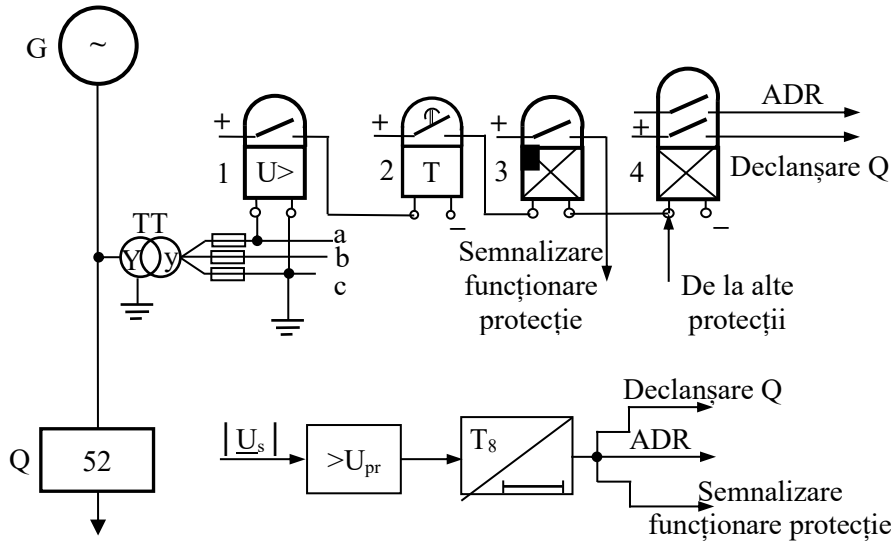


Fig. 3.22. Protecția generatorului împotriva creșterii tensiunii.

Funcționarea protecției duce la declanșarea întreruptorului și a ADR.

Normele prevăd instalarea unor asemenea protecții la toate hidrogeneratoarele. Astfel de protecții se prevăd și pentru turbogeneratoare cu puteri sub 50 MW, cu excitație statică și la cele de peste 50 MW, indiferent de tipul excitației.

Releul maximal de tensiune 1 comandă temporizat, prin releul de timp 2, declanșarea întreruptorului principal și acțiunea ADR. Funcționarea protecției este marcată prin acțiunea releului de semnalizare 3. Releul intermediar 4 este comun pentru toate protecțiile generatorului, în scopul evitării declanșărilor false, ca urmare a supratensiunilor de scurtă durată. Pragurile de pornire a protecției (U_{pr} și T_2) se determină cu relațiile [3]:

$$U_{pr} = \frac{(1{,}2 \div 1{,}7)U_n}{K_{TT}} \tag{3.27}$$

$$T_2 = 0{,}5 \text{ s}, \tag{3.28}$$

unde U_n este tensiunea nominală a generatorului, iar K_{TT} - raportul de transformare al transformatorului de măsură de tensiune.

3.4.3. Protecția împotriva funcționării în regim de motor

Acest tip de protecție realizează decuplarea generatorului de rețea în cazul apariției unor defecte mecanice (griparea turbinei). În cazul când, în urma unei defecțiuni a mașinii primare, dispare cuplul mecanic la arborele generatorului, acesta trece în regim de motor sincron și primește de la rețea puterea activă, pe care o consumă, antrenând el mașina primară. Pentru a se evita extinderea defectului pe partea mecanică și defectarea generatorului este absolut necesar ca în această situație, generatorul să fie separat de rețea [3].

În acest scop se prevede o protecție de putere, numită și protecție de întoarcere de putere, schema de principiu a protecției fiind prezentată în figura 3.23. Sensul de circulație a puterii active este detectat cu releul de putere (direcțional) 1. Dacă sensul puterii active este dinspre rețea spre generatorul sincron, cu temporizarea fixată de releul de timp, se comandă declanșarea întreruptorului Q și acțiunea ADR.

Observații:

În cazul turbogeneratoarelor, protecțiile care comandă ADR vor comanda și oprirea turbinei (cu excepția protecțiilor împotriva pierderii excitației și a celei împotriva creșterii tensiunii).

În cazul hidrogeneratoarelor, protecțiile care comandă declanșarea vor comandă și oprirea completă a grupului.

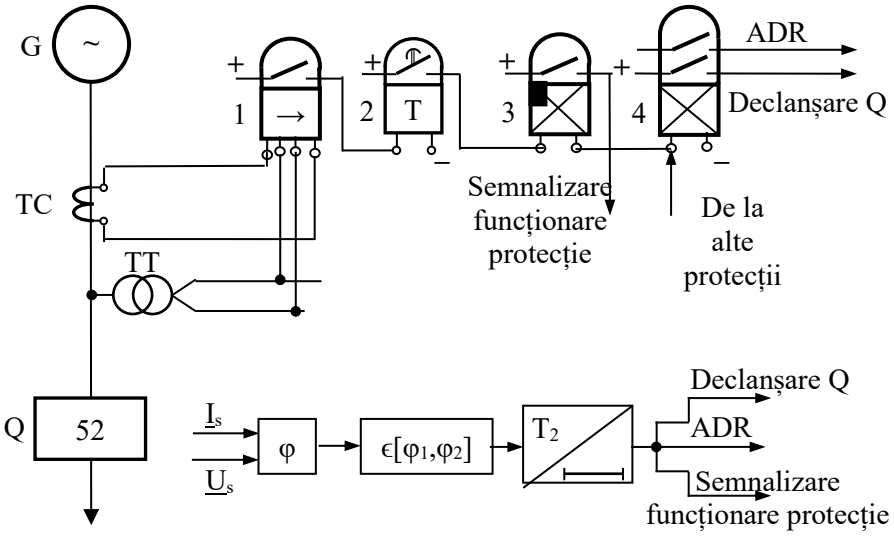


Fig. 3.23. Protecția generatorului împotriva funcționării în regim de motor.

BIBLIOGRAFIE

[1]. Elmore W. Protective *Relaying Theory and Applications, Second Edition, Revised and Expanded*. Publisher: CRC Press; Second edition (September 9, 2003).
[2]. Hewitson L., Brown M., Rames B. Series editor: Mackay S. *Practical Power Systems Protection*. Newnes, An imprint of Elsevier Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP 30 Corporate Drive, Burlington, MA 01803, First published 2004.
[3]. Ivașcu C. E. *Automatizarea și protecția sistemelor electroenergetice*, vol. II. Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 1999.

4. PROTECȚIA TRANSFORMATOARELOR DE PUTERE

4.1. GENERALITĂȚI

Transformatoarele de putere reprezintă elemente de bază ale sistemelor electroenergetice. Protejarea lor constituie o prioritate atât datorită rolului important pe care îl ocupă în cadrul sistemelor electroenergetice cât și datorită costurilor ridicate.

Principalele defecte și regimuri anormale de funcționare ale transformatoarelor de putere, respectiv măsurile care se iau pentru protejarea lor, sunt prezentate sintetic în tabelul 4.1.

Tabelul 4.1. Defecte posibile, regimuri anormale de funcționare și protecții prevăzute la transformatoare [6]

Defecte posibile, regimuri anormale de funcționare	Măsuri de protecție	Tipul protecțiilor prevăzute
1	2	3
Defecte interioare	Împotriva scăderii nivelului și de-gajării de gaze provocate de defecte interioare (scurtcircuite între spirele aceleiași faze, scurtcircuite polifazate în înfășurări)	Protecții de gaze pentru toate transformatoarele cu $S_n \geq 1$ MVA
	Împotriva defectelor care apar ca urmare a scurtcircuitelor interne și la bornele transformatoarelor	Protecții longitudinale trifazate, ca o completare a protecției de gaze, în cazul transformatoarelor de putere medie sau mare ($S_n \geq 10$ MVA); Pentru transformatoarele de putere cu $S_n \geq 100$ MVA, la care există o unitate separată de reglaj sub sarcină, se prevede câte o protecție diferențială pentru fiecare unitate
		Protecții maximale de curent cu secționare, montate pe partea alimentării
	Împotriva defectelor interne însoțite de puneri la pământ	Protecții de cuvă (Chevalier)
Regimuri anormale de funcționare, cauzate de defecte exterioare din rețea	Împotriva supracurenților provocați de scurtcircuite polifazate exterioare	Protecții maximale de curent temporizate cu sau fără blocaj de tensiune minimă
		Protecții de distanță (la transformatoare cu $U_n \geq 220$ kV)
		Protecții maximale de curent sau de tensiune homopolare temporizate
	Împotriva suprasarcinilor	Protecție maximală de curent fără blocaj minimal de tensiune tempo-rizată
	Împotriva supratemperaturii	Protecții speciale de semnalizare prevăzute la transformatoarele cu $S_n \geq 10$ MVA

4.2. PROTECȚII ALE TRANSFORMATOARELOR DE PUTERE ÎMPOTRIVA DEFECTELOR INTERIOARE

4.2.1. Protecția cu relee de gaze

Protecția cu relee de gaze poate fi utilizată numai la transformatoare cu răcire în ulei și conservator și acționează numai în cazul defectelor din interiorul cuvei.

Arcul electric, sau căldura dezvoltată de scurtcircuitul din interiorul cuvei, provoacă descompunerea uleiului și a materialelor organice ale pieselor izolante și formarea de gaze. Acestea fiind mai ușoare decât uleiul se ridică spre conservator. În cazul defectelor severe

formarea gazelor poate fi atât de violentă încât creșterea bruscă a presiunii interioare antrenează uleiul provocând deplasarea lui către conservator.

Aparatul care sesizează formarea gazelor sau a curentului de ulei este releul de gaze. Acesta se montează pe conducta de legătură dintre cuvă și conservator (4.1) și este prevăzut la transformatoare cu puteri ≥ 1 MVA.

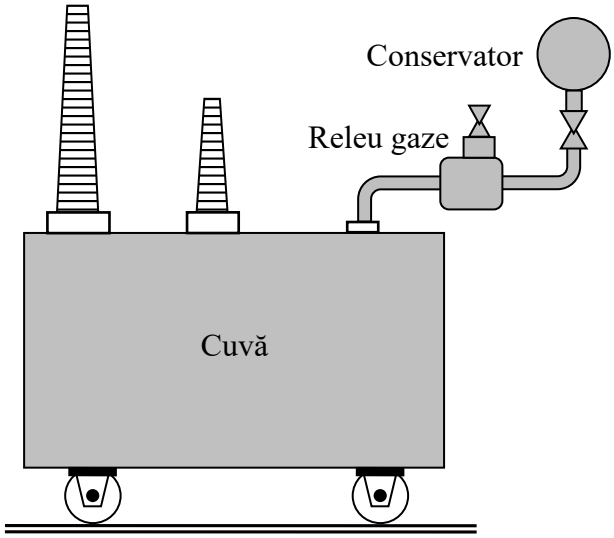


Fig. 4. 1. Amplasarea releului de gaze, vedere generală [3], [6].

Releul de gaze (Fig. 4.2), sau releul Bucholtz, este în principiu format dintr-o carcasă (incintă) în care se află, unul sub altul, două flotoare F_1 și F_2, echipate cu contacte de forma unor întreruptoare basculante cu mercur sau întreruptoare magnetice. Flotoarele reprezintă niște cilindrii sau palete metalice, care pot oscila în jurul unor axe fixe [1].

Principiul de funcționare a releului de gaze se bazează pe faptul că în urma încălzirii apare totdeauna o anumită cantitate de gaze, datorită descompunerii izolației, gaze care se elimină cu o viteză mai mare sau mai mică, determinată de intensitatea procesului termic. Gazele care se formează se ridică și, în condiții normale, ies din cuvă spre conservator prin țeava de legătură pe care este plasat releul Bucholtz (Fig. 4.2, b).

În regim de funcționare normală a transformatorului, incinta releului este umplută cu ulei astfel încât flotoarele plutesc deasupra axelor lor de rotație și mențin deschise contactele (Fig. 4.2, a).

Dacă în transformator se produce un defect însoțit de o slabă degajare de gaze, acestea se adună în partea de sus a incintei releului, refulând uleiul în jos. Primul flotor coboară, contactul său se închide și acționează asupra unui circuit de semnalizare. Refularea uleiului se produce până la nivelul țevii de comunicație a conservatorului de ulei cu cuva transformatorului, gazele fiind în continuare refulate în conservator, iar de aici în atmosferă (Fig. 4.2, b). Flotorul inferior continuă să plutească și releul nu comandă deconectarea transformatorului. Intensitatea procesului care are loc se poate deduce după viteza refulării gazelor, pentru a cărei vizualizare, în peretele lateral al incintei releului este prevăzut un vizor. În caz de nevoie se poate face analiza gazelor, luând o cantitate oarecare prin robinetul din capacul incintei.

Când defectul este însoțit de o formare foarte intensă de gaze, fluxul de ulei și gaze care este refulat din cuvă, cu mare viteză, în conservator, răstoarnă flotorul inferior (Fig. 4.2,c), care își închide contactul și comandă, practic instantaneu, deconectarea transformatorului de la rețea.

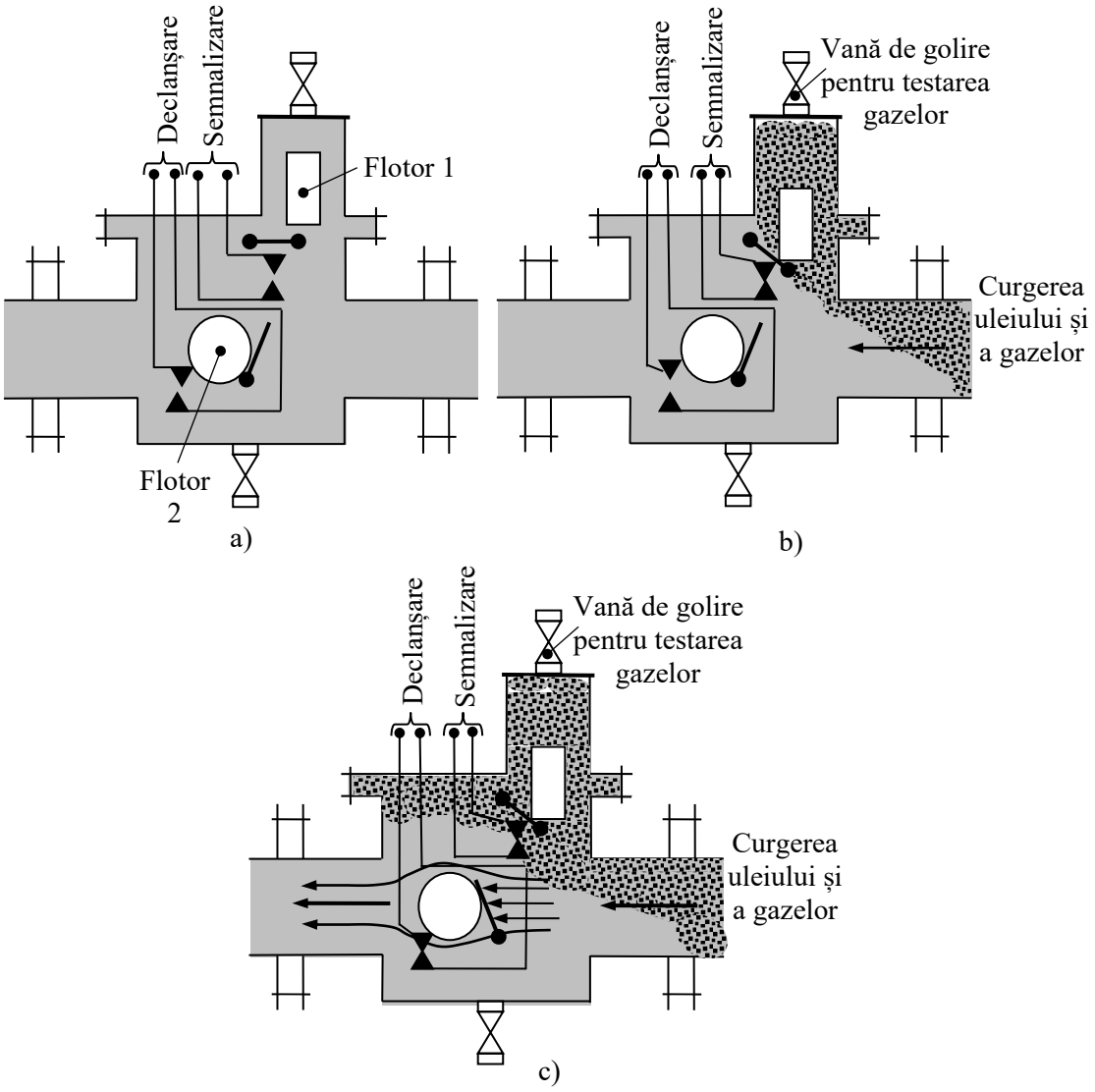


Fig. 4. 2. Principiul de funcționare a releului Bucholz [3]: *a-circulația uleiului în absența defectului; b-circulația gazelor în prezența defectului; c-circulația uleiului în prezența defectului*.

Dacă, din anumite motive, nivelul uleiului din transformator începe să scadă (datorită unui defect de etanșare a cuvei sau a unei scăderi importante a temperaturii sub limitele prevăzute), releul acționează mai întâi asupra circuitului de semnalizare și apoi comandă scoaterea transformatorului din funcțiune [1].

Schema electrică a protecției cu releu de gaze este prezentată în figura 4.3. Conform schemei electrice protecția acționează astfel:

- contactul superior al releului de gaze 1 comandă semnalizarea, care poate fi acustică și optică;
- contactul inferior al aceluiași releu comandă declanșarea tuturor întreruptoarelor transformatorului. Deoarece impulsul dat de acest contact poate fi de scurtă durată (în funcție de caracterul deplasării uleiului sau a gazelor în releu), schema electrică trebuie să asigure prelungirea acestui impuls până la declanșarea întreruptoarelor. Aceasta se realizează prin releul 3 al cărui contact este temporizat la revenire;
- contactul releului 3 transmite impulsul de declanșare releului general de ieșire 4 al protecției transformatorului;

➢ releul de semnalizare 2, de tip serie, permite semnalizarea acționării protecției cu impuls pentru declanșare;

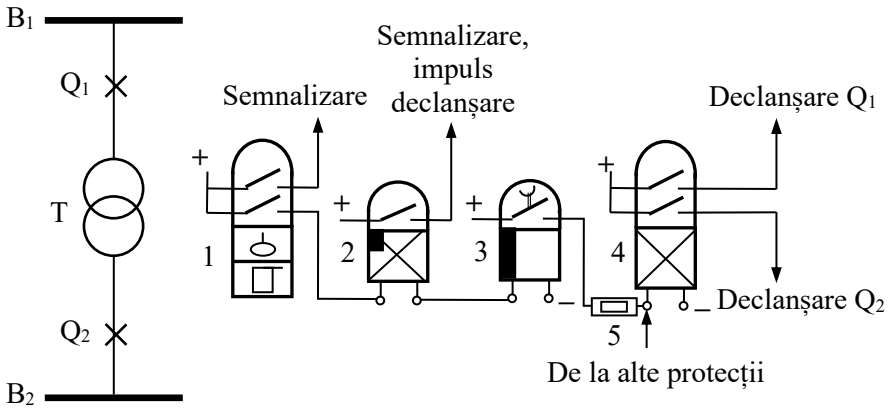


Fig. 4.3. Principiul protecției cu relee de gaze.

➢ dispozitivul de deconectare 5 permite comutarea protecției pentru a comanda semnalizarea în cazul în care s-au constatat declanșări intempestive ale protecției.

Există relee de gaze bazate pe măsurarea vitezei de deplasare a uleiului în conducta de legătură între cuvă și conservator cu ajutorul unei diafragme și a unui manometru diferențial cu mercur. Un astfel de releu acționează la viteze cuprinse între (0,7÷1) m/s, închizând circuitul de declanșare în 0,2 s.

4.2.2. Protecția de cuvă

Utilizarea acestei protecții (Fig. 4.4) presupune luarea unor măsuri pentru izolarea față de pământ a cuvei transformatorului, a accesoriilor sale (pompe, ventilatoare etc.) precum și a circuitelor auxiliare [3].

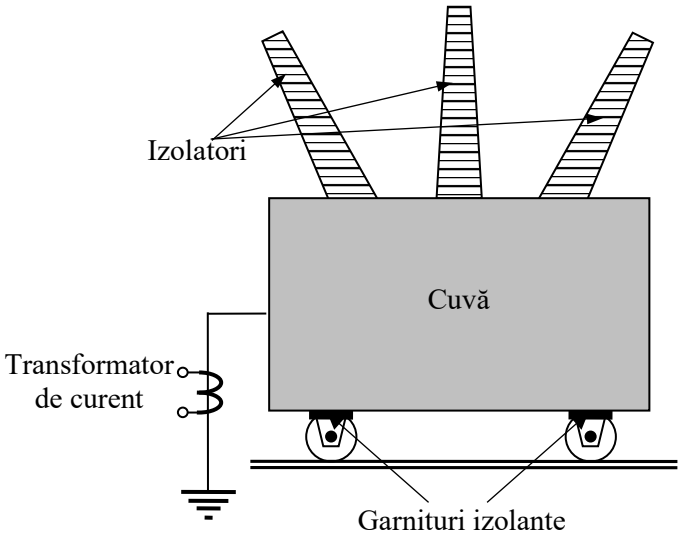


Fig. 4.4. Principiul protecției de cuvă.

Punerea la pământ a cuvei se realizează printr-o singură conexiune scurtă pe care se montează un transformator de curent de trecere.

Transformatorul de curent permite măsurarea curenților de punere la pământ. Toate defectele interne cu punere la pământ sunt detectate de un releu maximal de curent care va trimite un semnal de declanșare întreruptoarelor.

Valoarea de declanșare a releului de curent trebuie să fie superioară valorilor curenților de punere la pământ care pot să apară în cazul unor defecte exterioare cu punere la pământ.

Trebuie luate precauții pentru ca protecția să nu acționeze în cazul unor defecte ale circuitelor auxiliare ale transformatorului.

4.2.3. Protecția diferențială longitudinală a transformatoarelor

4.2.3.1. Generalități privind protecția diferențială a transformatoarelor

Protecția trebuie să acționeze cât se poate de rapid pentru a elimina defectele interne care pot conduce la avarii grave.

Se compară valorile și sensurile curenților aceloraşi faze din înfăşurările primară şi secundară ale transformatorului protejat. Protecția diferențială a transformatoarelor trebuie să țină seama de faptul că acestea sunt elemente care modifică un nivel de tensiune, astfel încât, în general, curenții de la capetele elementului protejat în funcționare normală sunt diferiți.

Protecția acționează în cazul următoarelor defecte: puneri la pământ ale înfăşurărilor, scurtcircuite între faze, scurtcircuite între spirele aceleiaşi faze, defecte ale izolației.

Schema de principiu monofilară a protecției diferențiale longitudinale a transformatorului este prezentată în figura 4.5.

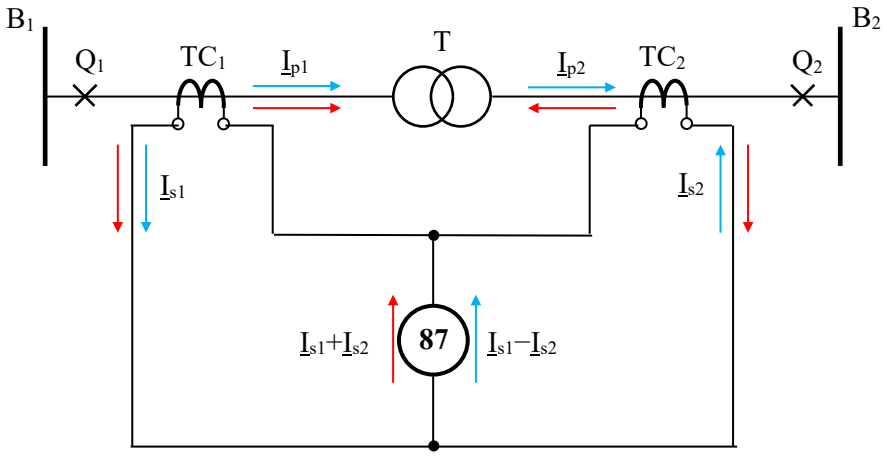


Fig. 4.5. Protecția diferențială longitudinală a transformatorului.

În regim normal de funcționare sau la un defect exterior (sensul curenților marcat prin săgeți albastre), schema trebuie să asigure egalitatea curenților secundari ai transformatoarelor de curent, deci prin releul diferențial (87) va circula curentul $\underline{I}_{s1}-\underline{I}_{s2}\approx 0$ și acesta nu va acționa. În cazul defectelor în zona protejată (sensul curenților marcat prin săgeți roșii), prin releu va circula curentul $\underline{I}_r=\underline{I}_{s1}+\underline{I}_{s2}$. Dacă $\underline{I}_r>\underline{I}_{pr}$ ($\underline{I}_{pr}$ este curentul de pornire al releului), releul acționează și comandă deconectarea transformatorului.

Specificul acestui element protejat face necesară luarea în considerare a unor factori, care determină structura și componența protecției diferențiale:

- transformatoarele de curent (TC) de la capetele transformatorului trebuie alese astfel încât să compenseze valorile diferite dintre curentul din primar și cel din secundarul transformatorului de putere, datorate raportului de transformare. Se știe că raportul curenților primari/secundari este invers proporțional cu raportul tensiunilor;
- modul de conectare a TC depinde de conexiunea transformatorului protejat, astfel încât acesta să compenseze defazajul introdus de grupa de conexiuni. Pentru un transformator Dy (triunghi/stea) curentul secundar este defazat față de cel primar cu un unghi multiplu de 30°. Acest defazaj poate fi compensat prin conectarea corespunzătoare a TC. Se conectează TC în stea pe partea în triunghi a transformatorului de putere, iar în secundarul său TC vor fi conectate

în triunghi. Acest mod de conectare elimină și posibilitatea apariției componentelor homopolare în circuitul diferențial. Totodată are loc și o echilibrare a curenților ținând cont de faptul că o conexiunea în triunghi înseamnă o multiplicare a curentului cu $\sqrt{3}$;

➢ există transformatoare cu posibilitatea reglării tensiunii (cu ploturi). Protecția diferențială trebuie să poată să se adapteze posibilității variației raportului de transformare. Modificarea raportului de transformare a TC nu este practică, din acest motiv protecția diferențială trebuie să aibă o plajă de toleranță care să țină seama de aceste variații în concordanță cu sensibilitatea cerută;

➢ curentul de magnetizare al transformatoarelor circulă numai prin înfășurarea primară și nu are corespondent în circuitul secundar. Prezența acestuia conduce la apariția unui curent de dezechilibru diferit de zero, chiar în regim normal de funcționare;

➢ curentul de magnetizare, supraexcitația și saturația transformatoarelor de măsură de curent (TC) pot determina apariția unui curent diferențial de dezechilibru al curenților aplicați releului, curent care depășește valorile așteptate în cazul unei funcționări în regim normal.

A. Curentul de șoc de magnetizare la punerea sub tensiune a transformatorului

Atunci când un transformator este alimentat (pus sub tensiune), într-un moment în care fluxul normal corespunzător regimului permanent ar trebui să aibă o valoare diferită de cea existentă în transformator, apare un curent tranzitoriu cunoscut sub numele de curent de magnetizare de pornire (punere sub tensiune) [2].

În figura 4.6 este ilustrat acest fenomen pentru un transformator fără flux rezidual. Astfel, momentul punerii sub tensiune a transformatorului coincide cu trecerea prin zero a tensiunii rețelei. Circuitul are un caracter puternic reactiv (inductiv), astfel încât fluxul Φ ar trebui să atingă valoarea negativă minimă („maxim” negativ) sau o valoare foarte apropiată (legea inducției, $u(t)=-d\Phi/dt$, dacă transformatorul ar avea flux. Fluxul trebuie să crească de la zero și să ajungă la o valoare de 2Φ în prima perioadă. Asigurarea acestui flux implică existența unui curent de excitație important (Fig. 4.6).

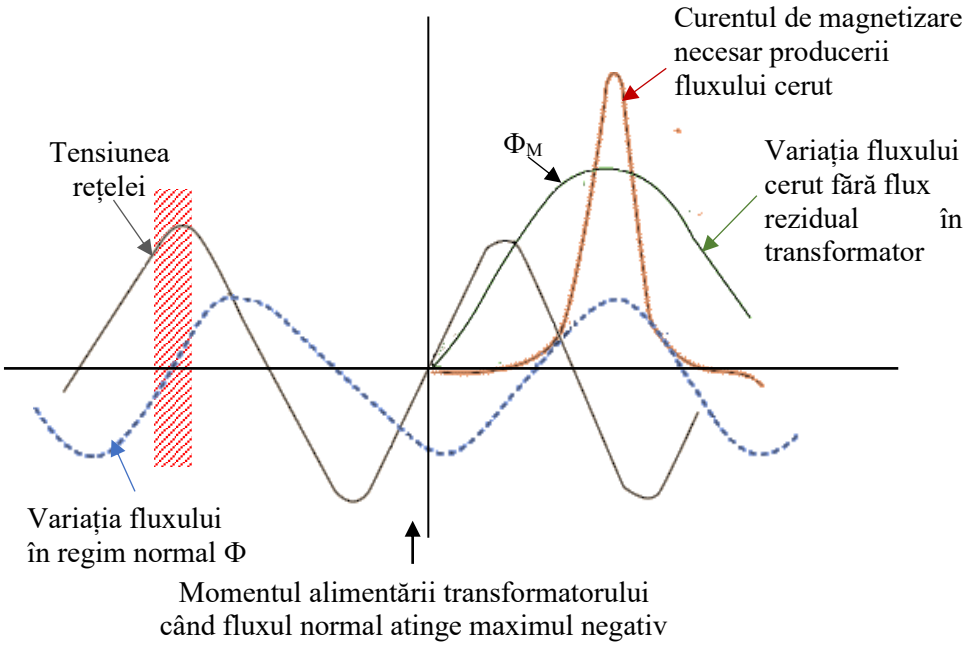


Fig. 4.6. Curentul inițial de magnetizare la punere sub tensiune a unui transformator fără flux rezidual [2].

Transformatoarele funcționează în mod normal în apropierea saturației pentru o eficiență optimă, astfel încât valorile fluxului mai mari decât cele obișnuite au ca rezultat o saturație severă și un curent de excitație mare.

Dacă transformatorul a fost alimentat în prealabil, există posibilitatea ca la o nouă punere sub tensiune să existe deja un flux magnetic rezidual, Φ_R, care poate avea un efect pozitiv sau negativ la o nouă punere sub tensiune.

În figura 4.6, existența unui flux rezidual de $+\Phi_R$ (dintr-o funcționare anterioară) face ca fluxul maxim necesar să fie $2\Phi+\Phi_R$, rezultând un curent de magnetizare maxim. Dacă Φ_R este negativ, fluxul maxim necesar ar fi $2\Phi-\Phi_R$, fapt care ar conduce la un curent de magnetizare mai mic. Acest fenomen este aleatoriu, astfel dacă transformatorul a fost alimentat la tensiune pozitivă maximă (sau în apropierea acesteia) fluxul în acel moment este aproximativ zero (Fig. 4.6), iar componenta tranzitorie a curentului de excitație la pornire este neglijabilă sau nu există.

Curenții de magnetizare, în regim permanent de funcționare a transformatoarelor de putere, pot atinge valori de ordinul a 2%÷5% din curentul nominal, în timp ce curentul maxim inițial de magnetizare poate fi de 8÷30 ori mai mare decât curentul nominal al transformatorului. Constanta de amortizare a curentului în regim tranzitoriu depinde de suma dintre rezistența transformatorului și rezistențele din circuitul de alimentare. Constanta de timp, cu care se amortizează curentul de magnetizare spre valoarea de regim permanent, poate varia de la circa 10 cicluri până la 1 minut în circuitele puternic inductive [2].

Într-o rețea trifazată, întotdeauna va apare un curent inițial de magnetizare într-una sau mai multe faze, deși tensiunea poate/sau nu să fie maximă sau zero într-una din faze. Forma de undă tipică a curentului de magnetizare, în cazul în care are loc alimentarea unui transformator este ilustrată în figura 4.7.

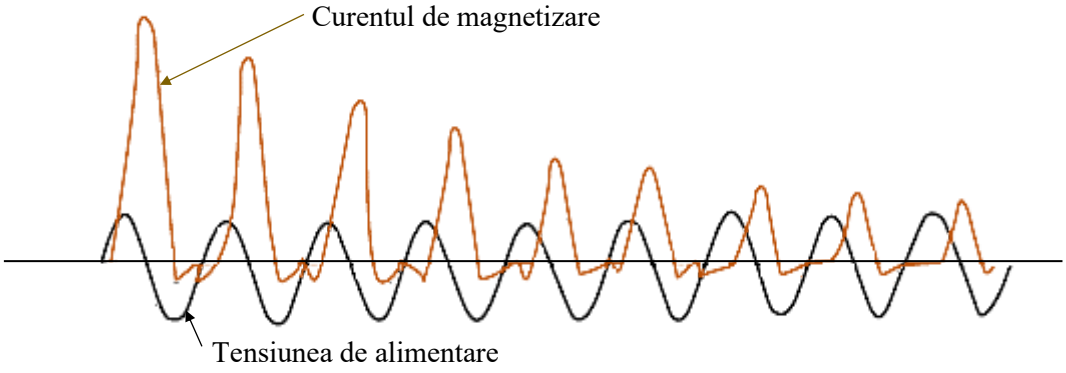


Fig. 4.7. Formă de undă tipică pentru curentul de magnetizare la transformatoarele de putere.

Studiile efectuate de-a lungul timpului au indicat că cea de-a doua componentă armonică a curentului poate lua o valoare de peste 15% din valoarea componentei fundamentale. Îmbunătățirile tehnologice, în ceea ce privește materialul feromagnetic utilizat cât și soluțiile constructive adoptate, au condus la o scădere a conținutului în armonici a curentului de magnetizare, cu posibilități ca a doua armonică să fie de până la 7% din fundamentală.

Situațiile în care poate să apară curentul inițial de magnetizare pot fi condensate astfel [2]:

- *inițială* - curentul inițial de magnetizare poate să apară atunci când transformatorul este pus sub tensiune după o perioadă anterioară de dezactivare, așa cum a fost descris anterior;
- *restabilire (revenire)* - în timpul unui defect sau a unei întreruperi (gol) a tensiunii, poate să apară un curent tranzitoriu de magnetizare la revenirea tensiunii la normal. Acesta poartă denumirea de curent de magnetizare de restabilire - maximul său nu va fi la fel de ridicat ca și în cazul punerii sub tensiune plecând din starea de repaos;
- *influență* - într-un transformator alimentat poate să apară un curent inițial de magnetizare atunci când este pus în funcțiune un alt transformator din apropiere (cazul cel mai des întâlnit este cel în care este pus în funcțiune cel de al doilea transformator din stație). Componenta continuă a curentului de magnetizare poate, de asemenea, să satureze transformatoarele

alimentate, rezultând un curent aparent de pornire. Acest curent tranzitoriu, atunci când se suprapune peste curentul inițial de magnetizare al transformatorului care este alimentat, dă naștere la un curent total decalat simetric cu conținut scăzut în armonici. Acesta ar fi curentul de circulație între transformatoare.

Curentul de magnetizare are un caracter puternic aperiodic, componenta aperiodică fiind de aproximativ 40÷60% din armonica fundamentală. El conține, de asemenea, următoarele armonici:

- armonica a doua – circa 30÷70% din fundamentală;
- armonica a treia - circa 27% din fundamentală;
- armonica a patra - circa 5% din fundamentală;
- armonica a cincea - circa 4% din fundamentală;
- armonica a șaptea - circa 3,7% din fundamentală etc.

Armonicile multiplu de trei se închid prin înfășurările conectate în triunghi și nu circulă prin bobinele releelor. Dintre armonicele superioare rămâne preponderentă armonica de ordin doi (aceasta de regulă are o valoare redusă în cazul curenților de scurtcircuit).

Protecția diferențială a transformatoarelor „*vede*” curentul de magnetizare ca fiind un defect intern, ceea ce impune implementarea unor metode de discriminare a acestuia față de curenții provocați de o avarie internă. Astfel de metode includ:

- introducerea unei temporizări de 0,5÷1 secundă, ceea ce mărește timpul de acționare a protecției;
- desensibilizarea protecției prin mărirea valorii curentului de pornire la $(3\div4)I_n$;
- utilizarea TSR, pentru diminuarea componentei aperiodice;
- utilizarea unor relee diferențiale cu sensibilitate redusă față de curentul de magnetizare (au un prag de acționare mai mare pentru desensibilizare, respectiv prezintă o temporizare suficientă pentru a depăși regimurile tranzitorii, de exemplu de pornire), cum ar fi tipurile de relee diferențiale electromecanice pentru protecția transformatoarelor de putere;
- relee diferențiale prevăzute cu un dispozitiv de supraveghere, respectiv de frânare (reținere), sensibil la armonicile superioare de curent, cum ar fi releele diferențiale cu filtre pe armonica a doua sau releele diferențiale electronice și digitale;
- dezactivarea protecției diferențiale pe perioadele de punere sub tensiune a transformatorului.

B. Supraexcitarea

Nivelul fluxului magnetic pentru un transformator este proporțional cu amplitudinea tensiunii de alimentare și invers proporțional cu frecvența acesteia. Atunci când apar condiții de supraexcitare, adică valori ale parametrilor tensiunii de alimentare, care conduc la depășirea limitelor de funcționare prevăzute prin proiectare, miezul transformatorului se saturează, rezultând o supraîncălzire care poate produce deteriorări ale transformatorului.

Transformatoarele din blocurile generator-transformator sunt supuse, în mod special, supraexcitării, deoarece sunt conectate direct la bornele generatoarelor. Amplitudinea și frecvența tensiunii la bornele generatoarelor sunt supuse variațiilor în special în timpul pornirii generatorului.

Preocupările legate de supraexcitarea transformatoarelor nu sunt însă limitate numai la transformatoarele aparținând blocurilor generator-transformator deoarece supratensiuni și scăderi ale frecvenței pot să apară oriunde în rețea, în special atunci când anumite perturbații determină insularizarea unor porțiuni ale sistemului. Rețelele de transport extinse sunt, de asemenea, supuse supratensiunilor pe durata funcționării la sarcini reduse. Acest lucru se datorează faptului că astfel de rețele includ linii de transmisie lungi, cu capacități semnificative, având ca efect creșterea nivelului de tensiune în sistem pentru sarcini reduse. Nivelurile de tensiune pot depăși valorile maxime de funcționare normală a elementelor de sistem, inclusiv ale transformatoarele.

Protecția împotriva supraexcitării ar trebui luată în considerare pentru toate transformatoarele mari din blocurile generatoare cât și pentru cele care sunt conectate la porțiuni ale sistemului care pot provoca supraexcitarea acestora. O astfel de protecție ar trebui să cuprindă relee capabile să monitorizeze în mod direct nivelul de excitație existent, cum ar fi releele V/Hz [2].

Releele diferențiale, utilizate pentru protecția transformatoarelor, sunt supuse funcționării la curentul de excitație ridicat al transformatorului. Caracteristica de funcționare a releelor, pentru astfel de curenți, nu se corelează bine cu caracteristicile de limitare la supraexcitare a transformatorului. Ca atare, nu este practic să se folosească pentru protecția la supraexcitare a transformatoarelor o protecție diferențială.

Pe de altă parte, condițiile de operare impuse protecțiilor diferențiale ale transformatoarelor sunt sub cele rezultate printr-o supraexcitare care ar putea cauza deteriorarea transformatorului. Mai mult de atât, funcționarea protecției diferențiale în cazul supraexcitării poate provoca confuzii în efectuarea investigațiilor post defect.

Transformatoarele mari, pentru care o supraexcitare este o problemă, trebuie să fie echipate cu o protecție specială la supraexcitare, în timp ce funcționarea protecției diferențiale asociată trebuie desensibilizată (blocată) față de curenții de magnetizare care pot să apară în astfel de situații.

C. Saturația transformatoarelor de măsură de curent

Saturația TC-urilor, asociate protecției diferențiale a transformatorului, provoacă mai multe disfuncționalități în operarea sigură a protecției, cum ar fi [2]:

- saturația TC, datorată unor defecțiuni externe, poate cauza funcționarea incorectă a releelor diferențiate datorită distorsionării curentului din secundarul TC în aceste condiții;
- armonicile conținute în curenții secundari ai unui TC saturat pot determina întârzieri în funcționarea protecției diferențiale în cazul unor defecte interne ale transformatorului.

Selectarea corectă a transformatoarelor de curent, cât și o construcție adecvată a releelor diferențiale (incluzând și cele digitale) va reduce din importanța acestor probleme legate de saturația TC.

4.2.3.2. Relee diferențiale pentru protecția transformatoarelor de putere

A. Relee diferențiale electromecanice

Deși în mare parte releele diferențiale electromecanice au fost înlocuite cu relee statice sau cu relee digitale, principiul lor de funcționare este încă de interes deoarece [4]:

- încă există mii de astfel de relee în funcțiune;
- principiul de funcționare a acestor relee stă la baza implementării acestei funcții prin alte tehnologii (de exemplu prin tehnologii digitale).

Releele diferențiale dedicate protecției transformatoarelor se deosebesc de cele pentru protecția generatoarelor (cu sensibilitate mare) prin următoarele caracteristici [4]:

- sunt prevăzute cu ploturi (prize de reglaj);
- sunt mai puțin sensibile;
- sunt relativ insensibile la conținutul ridicat de armonici ale curentului de magnetizare, datorită funcționării relativ lente (câteva cicluri – de exemplu șase), fiind folosite cu succes în aplicații mai puțin critice unde costurile au o influență semnificativă.

Figura 4.8, explică funcționarea unui releu diferențial electromecanic (cu ploturi), ilustrând cazul în care dintr-un set de TC este preluat un curent de 10 A, iar din cel de al doilea set un curent de 5A. Echilibrarea curenților prin bobina de acționare se realizează prin setarea corespunzătoare a ploturilor. În acest caz, și pentru toate cazurile în care între curenții prelevați există același raport (sau aproximativ același raport – la fel ca în situația prezentată în figura 4.8), se produce anularea cuplului de funcționare.

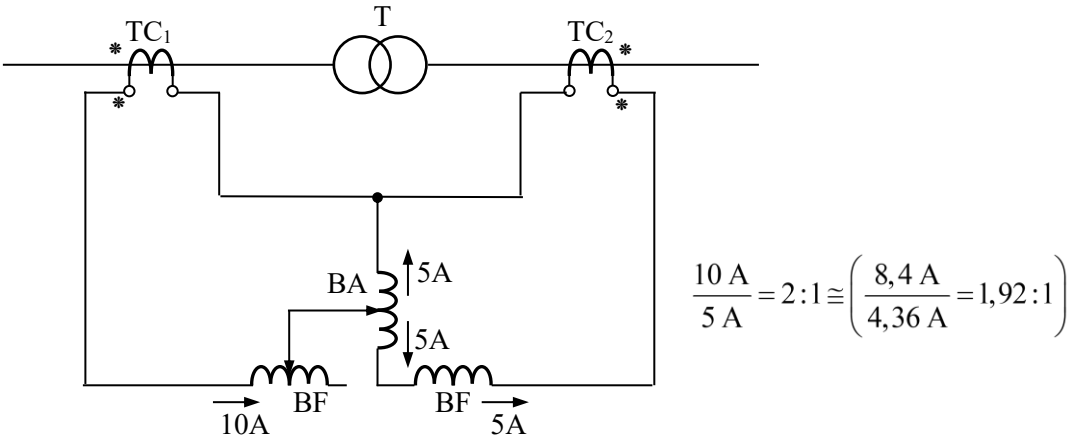


Fig. 4.8. Distribuția curenților prin bobinele releului diferențial setat pe ploturile 5-10 amperi.

Figura 4.9 prezintă o distribuție tipică a curenților (stare de echilibru al releului) prin bobinele de acționare și frânare pentru un raport al curenților, dat de poziția ploturilor, de 8:5 (7,88 A este curentul prelevat de la TC1, iar 4,62 A este curentul prelevat de la TC2).

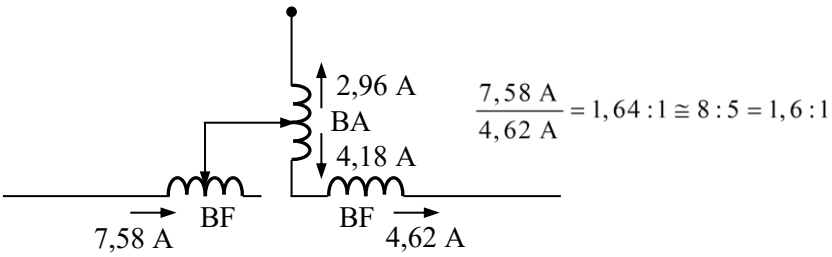


Fig. 4.9. Distribuția curenților prin bobinele releului diferențial setat pe ploturile 5-8 A.

B. Relee diferențiale sensibile la armonicile superioare de curent

Curentul inițial de magnetizare are un conținut ridicat de armonici, dintre care se distinge armonica de ordinul doi care poate fi folosită pentru frânare (reținere) și, în consecință, pentru desensibilizarea protecției diferențiale pe durata regimului tranzitoriu la cuplarea transformatoarelor de putere [4].

Astfel de relee diferențiale procentuale, cu două sau trei înfășurări de blocare, realizează frânarea bazându-se pe detectarea armonicii de ordinul doi a curentului de excitație. Schema de principiu a unui astfel de releu este prezentată în figura 4.10, unde:

- înfășurările de reținere (BF) din unitatea diferențială (UD) sunt alimentate prin transformatoare cu întrefier;
- înfășurarea de acționare (BA) este activată printr-un transformator fără întrefier;
- RS simbolizează un releu de semnalizare;
- 43 simbolizează un selector manual;
- 86 - releu auxiliar de blocare („lockout relay”) - un releu utilizat pentru a bloca funcționarea unui dispozitiv sau a unui grup de dispozitive, până când acesta este resetat manual sau printr-o comandă electrică. Acționat va comanda declanșarea întreruptoarelor la defect intern.

Mărimea de reținere a releului este proporțională cu curentul de limitare maxim, în orice circuit de reținere, datorită conectării în paralel a ieșirilor de reținere redresate.

Caracteristica procentuală variază de la aproximativ 20% în cazul defectelor ușoare (unde TC-urile prezintă un comportament bun/performanțe bune), la aproximativ 60% în cazul defectelor grele/regim maxim de defect, unde poate să apară saturația transformatoarelor de curent. Această caracteristică procentuală ajustabilă este obținută prin intermediul transformatorului cu saturație prin care este alimentată bobina de acționare [4].

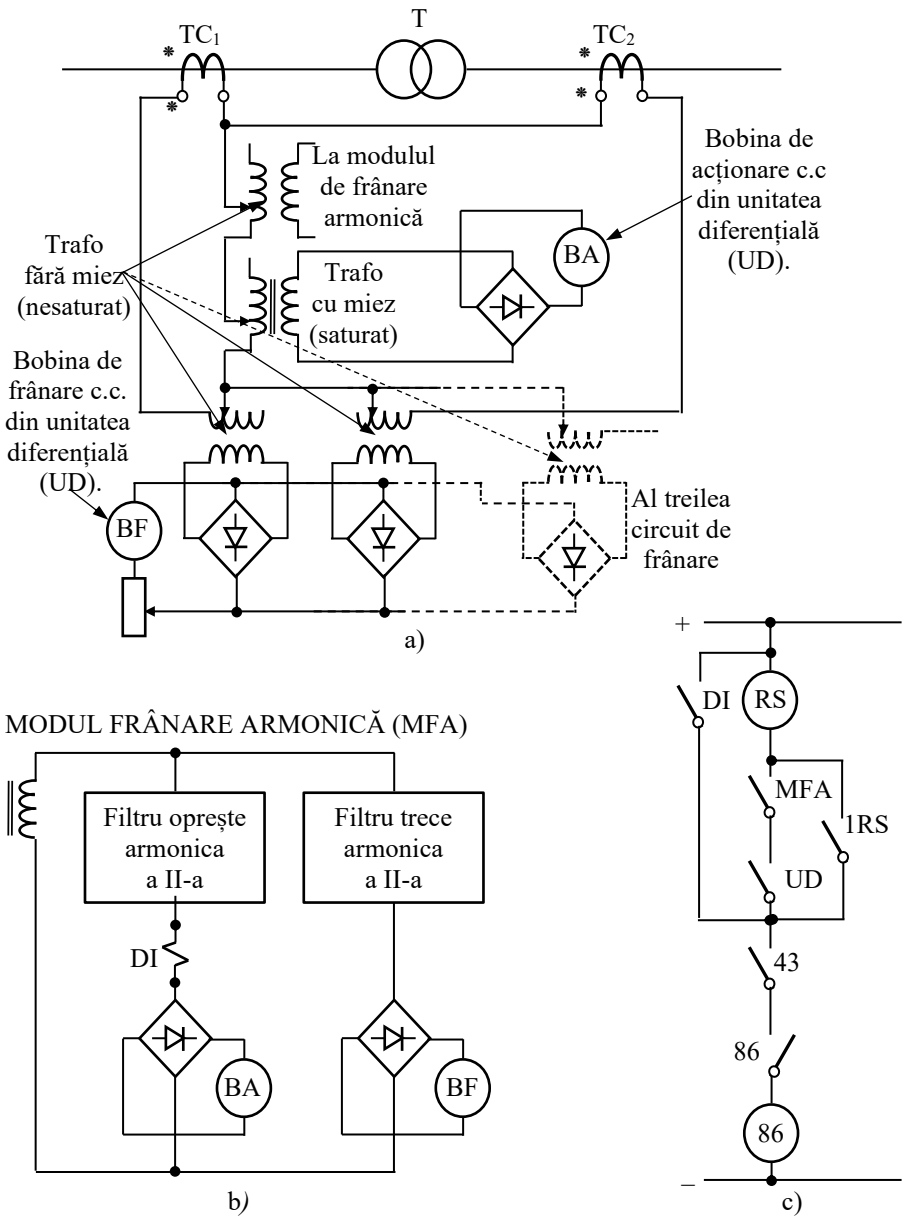


Fig. 4.10. Principiul constructiv al releului diferențial procentual cu frânare „armonică”:
a-schema de conectare a releului; b-modulul de frânare; c - circuitul de declanșare de c.c. [4].

Modulul de frânare armonică, MFA, conține un al doilea filtru de blocare armonică (oprește trecerea armonicii de ordin II) în circuitul bobinei de acționare și un filtru de trecere pentru armonica a doua a curentului de excitație conectat în circuitul bobinei de reținere. Astfel, componenta armonică predominantă de ordin doi, a curentului inițial de magnetizare apărut în urma unui defect extern, produce o frânare puternică cu o energie minimă de funcționare. Circuitul este conceput pentru a nu-și comuta contactele atâta timp cât armonica a doua este mai mare de 15% din fundamentală. Gradul de frânare al MFA este adaptat pentru a împiedica funcționarea releului, practic pentru orice șoc de magnetizare datorat defectelor externe, chiar dacă unitatea diferențială UD ar trebui să acționeze. În cazul defectelor externe unitatea diferențială nu va acționa.

În cazul defectelor interne, a doua armonică a curentului de excitație este minimă, în timp ce componenta fundamentală va avea o creștere apreciabilă. Deoarece MFA va funcționa la același prag de comutare cu UD, unitatea diferențială va fi sensibilă la defectele interne, așa cum se arată în figura 4.10, b.

Unitatea de declanșare instantanee (DI) este introdusă pentru a asigura o acționare de mare viteză în cazul unor defecte interne în regim maxim, unde saturația TC-urilor poate întârzia închiderea contactelor MFA. Valoarea setată a curentului de acționare instantanee (unitatea DI) este mai mare decât curentul de șoc de magnetizare, respectiv decât curentul maxim de dezechilibru diferențial datorat unor defecte externe, fiind de obicei egală cu de 10 ori valoarea corespunzătoare plotului selectat.

Releul de semnalizare RS va indica funcționarea protecției diferențiale, iar impulsul de declanșare este transmis prin intermediul releului de blocare 86 (43 indică un selector acționat manual sau electric).

4.2.3.3. Reguli (recomandări) generale privind implementare protecțiilor diferențiale longitudinale la transformatoarele de putere

Aceste recomandări pot fi expuse succint astfel [4]:

➢ În privința tipului de releu și a metodei de protecție aleasă nu se pot trasa limitări ferme, totuși, se poate afirma că:

▪ releele diferențiale de inducție (disc) sunt utilizate în substații de puteri reduse (unde curenții tranzitorii de magnetizare nu sunt importanți) în zona distribuției (îndepărtată de sursele de generare mari);

▪ releele cu frânare armonică, mai complexe și mai scumpe (statice sau digitale) sunt utilizate pentru protecția transformatoarelor din stațiile de evacuare din centrale, stațiile de interconectare și cele care dețin transformatoare de mare putere (unde regimul tranzitoriu al curenților de magnetizare poate deveni deosebit de sever);

➢ Este recomandată utilizarea transformatoarelor de curent cu prize, care să asigure pe plotul ales, la sarcină maximă, un curent secundar de aproximativ 5A (1A). Această alegere oferă o sensibilitate bună fără a crea probleme prin încălzirea TC, a conductoarelor de legătură sau releului de protecție. Sensibilitatea poate fi îmbunătățită prin alegerea unui plot care să ofere mai mult de 5A cu condiția ca atât TC, cât și conductoarele și releul să fie verificate la încălzire;

➢ Pentru toate tipurile de relee diferențiale, cu excepția celor digitale, transformatoarele de curent să fie conectate în triunghi, pe partea conectată în stea a unui transformator Yd, respectiv în stea pe partea cu conexiune în triunghi (Fig. 4.11). Astfel:

▪ se compensează defazajul, dintre tensiunile din primarul/secundarul transformatorului de putere introdus de conexiunea Yd;

▪ se blochează circulația componentei de secvență zero a curentului, prin circuitul diferențial, în cazul defectelor cu punere la pământ. Circulația acestei componente a curentului, prin circuitul diferențial, ar produce funcționarea eronată a releelor, de exemplu în cazul defectelor exterioare cu punere la pământ (cu TC conectate în triunghi, curentul secvenței zero circulă numai în interiorul transformatoarelor de curent și împiedică acționarea falsă a protecției);

➢ Conectarea releelor trebuie astfel realizată încât curenții secundari din cele două seturi de TC să fie în fază în cazul funcționării normale, cu excepția cazului în care releul însuși este proiectat sau setat pentru a se „potrivi” cu diferența celor doi curenți. Pentru transformatoarele cu mai mult de două înfășurări trebuie luate în considerare, două câte două pe rând, toate combinațiile posibile;

➢ Ploturile releelor, sau rapoartele transformatoarelor de egalizare, trebuie să permită o ajustare cât mai apropiată față de raportul celor două seturi de curenți la o funcționare normală cu sarcină maximă echilibrată. Dacă există mai mult de două înfășurări, trebuie luate în considerare toate combinațiile (câte două la un moment dat) pentru o funcționare la sarcină maximă;

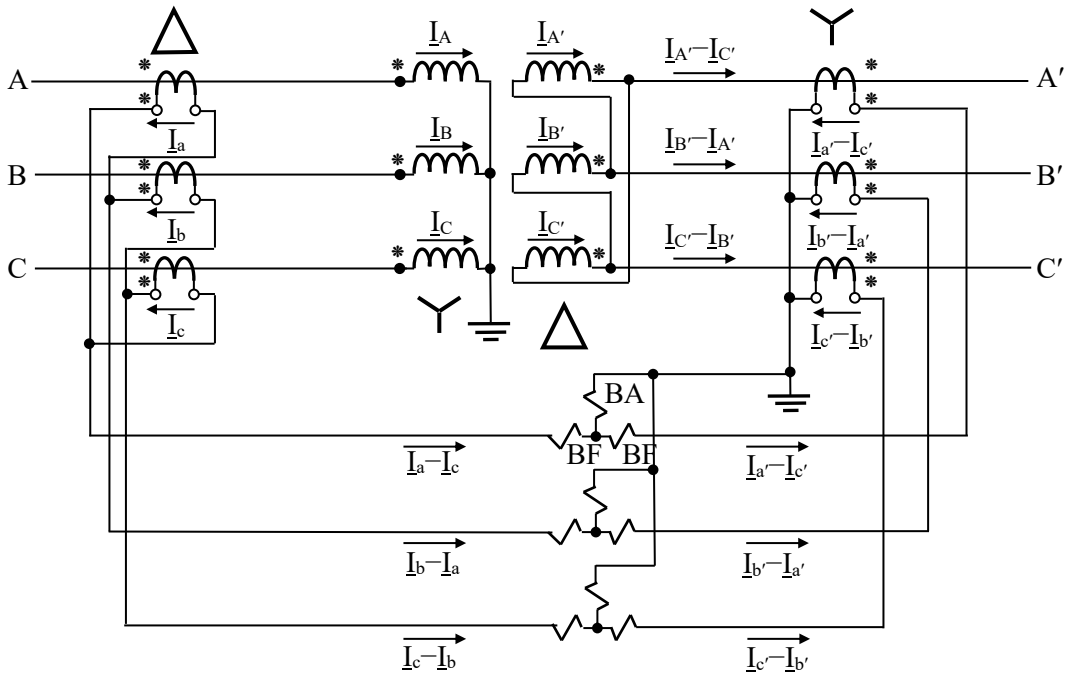


Fig. 4.11. Conectarea releelor diferențiale în cazul unui transformator cu conexiunea $Y_{N0}d11$ [5].

➢ Legarea la pământ a montajului diferențial se face (întotdeauna!) numai într-un singur punct;
➢ În cazul unui transformator, raportul dintre curentul din primar (în acest caz I_{p1}) și cel din secundar I_{p2}, este invers proporțional cu raportul tensiunilor primare U_1 și secundare U_2, deci invers proporțional cu raportul K_T de transformare al transformatorului:

$$\frac{I_{p1}}{I_{p2}} = \frac{U_2}{U_1} = \frac{1}{K_T}. \tag{4.1}$$

Raportul de transformare al unui transformator de curent este definit de raportul curenților nominali din primarul și secundarul său:

$$K_{TC} = \frac{I_{np}}{I_{ns}}, \tag{4.2}$$

deci curenții din circuitul diferențial se pot exprima prin următoarele relații:

$$I_{p1} = K_{TC1} \cdot I_{s1}; \quad I_{p2} = K_{TC2} \cdot I_{s2}. \tag{4.3}$$

Din relațiile (4.2), (4.3) și (4.4) cu condiția $I_{s1} \approx I_{s2}$, se obține:

$$\frac{I_{p1}}{I_{p2}} = \frac{K_{TC1} I_{s1}}{K_{TC2} I_{s2}} \Rightarrow \frac{K_{TC1}}{K_{TC2}} = \frac{1}{K_T}, \tag{4.4}$$

K_T fiind raportul de transformare al transformatorului protejat T. Așadar, pentru asigurarea egalității modulelor fazorilor curenților secundari, este necesar să fie satisfăcută egalitatea (4.4). Gama rapoartelor de transformare ale transformatoarelor de curent TC fiind standardizată se aleg transformatoare de curent, TC, care să satisfacă condiția de mai sus cât mai fidel posibil, astfel încât să poată fi echilibrate variațiile curenților din circuitele secundare. Dacă acest lucru nu este posibil (relee diferențiale fără ploturi), se impune utilizarea unor transformatoare de compensare, așa cum se prezintă în figura 4.12.

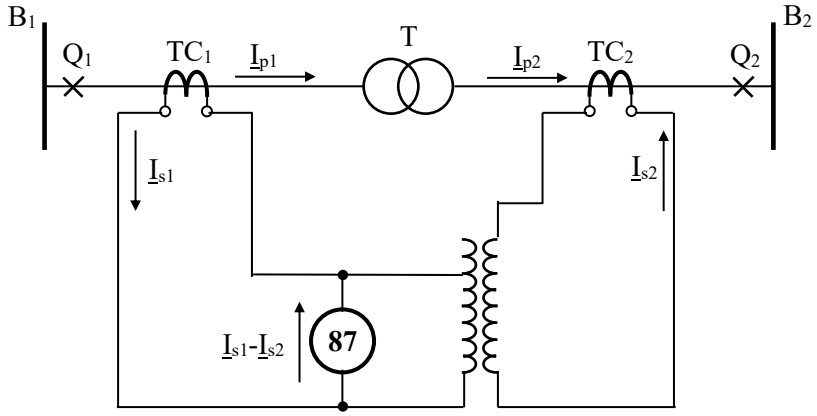


Fig. 4.12. Protecția diferențială cu transformator de compensare.

Algoritmul de alegere a TC și de reglare a ploturilor releului diferențial (dacă este prevăzut cu această facilitate) este următorul:
se calculează curenții de sarcină nominală ai transformatorului în funcție de puterea sa nominală și valorile tensiunilor nominale;
se alege TC pe partea primară a transformatorului protejat în așa fel încât curentul său nominal (primar) să fie cât mai apropiat de cel al transformatorului. Astfel, rezultă și raportul său de transformare;
pentru TC de pe partea secundară trebuie să se țină seama atât de relația (4.4) cât și de condiția de alegere a TC – $I_{nTC} \geq I_{sarcină}$. Bineînțeles că se va alege un TC cu o valoare a curentului primar mai mare decât cea rezultată din cele două condiții expuse anterior, din gama standardizată[1];
cu aceste valori se determină curenții secundari în condiții nominale de funcționare;
dacă releul diferențial posedă un reglaj cu ploturi, atunci se modifică poziția acestora pentru a obține un echilibru al curenților cât mai exact;
➢ După ce s-au selectat rapoartele de transformare ale TC și ploturile releelor, trebuie să se verifice compatibilitatea dintre curentul evaluat al releului cu sarcina transformatorului. Dacă curentul releului depășește clasa sa, poate fi necesară alegerea unui TC cu un raport de transformare mai mare sau selectarea unui alt plot al releului;
➢ Dezechilibrul (neconcordanță – „mismatch”) procentual al curenților, adică diferența relativă dintre curenții secundari ai celor două seturi de TC, trebuie întotdeauna verificată pentru a avea certitudinea că ploturile selectate oferă o marjă de siguranță adecvată. Dacă este necesar, neconcordanța curenților poate fi redusă prin schimbarea raportului de transformare al TC (din ploturi) sau prin introducerea unor transformatoare auxiliare de egalizare. Dezechilibrul procentual, M, se evaluează utilizând relația

$$M = \frac{\left| \frac{I_{s1}}{I_{s2}} - \frac{T_1}{T_2} \right|}{S} \times 100\,[\%] \tag{4.5}$$

în care:

- I_{s1}, I_{s2} sunt curenții secundari (de intrare în releu) ai celor două seturi de TC, montate pe partea de joasă, respectiv înaltă tensiune a transformatorului de putere;
- T_1, T_2 reprezintă setarea ploturilor corespunzătoare celor două părți (seturi) de TC;

[1]Valorile normalizate ale intensității curentului din circuitul primar al transformatoarelor de curent, în regim permanent, fac parte din următorul șir: 5; 10; 12,5; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75 A precum și multipli de zece și o sută până la valoarea de 3000 A.

▪ $$S = \mathrm{Min}\left(\frac{I_{s1}}{I_{s2}}, \frac{T_1}{T_2}\right).$$

Pe de altă parte:

▪ dacă transformatorul are mai mult de două înfășurări, trebuie să se efectueze calculele pentru toate combinațiile, două câte două;

▪ dacă ploturile sunt schimbate în sarcină, releele trebuie reglate pe poziția de la mijloc sau neutră;

▪ limitele maxime ale dezechilibrului total, M+LTC (care include și schimbarea automată a ploturilor, LTC), sunt stabilite în funcție de tipul releului și sunt cuprinse între 10 și 35%. Valorile mai mari corespund releelor clasice de inducție cu disc (CA), iar valorile mai reduse sunt caracteristice releelor moderne, statice (HU) și digitale (TPU, RADSB) cu frânare armonică (Tabelul 4.2)[4].

De exemplu, pentru un transformator de putere cu un comutator de reglaj în sarcină +10%, valoarea de dezechilibru calculată nu trebuie să fie mai mare de +5% pentru o aplicație care utilizează un releu cu frânare armonică cu o sensibilitate de 30%, deoarece limita maximă totală impusă este de 15% (5%+10%=15%) . Dacă transformatorul nu are posibilitatea de reglare în sarcină, se admite ca M să poată atinge valoarea maximă de dezechilibru total (în acest caz de 15%);

Tabelul 4.2. Limite recomandate pentru dezechilibrul procentual M [4]

Tip releu	Sensibilitate [%]	M+LTC [%]
De inducție cu disc (CA)	50	35
Static, digital cu frânare armonică (HU, TPU)	30	15
Static, digital cu frânare armonică (HU, TPU)	35	20
Digital (RADSB)	-	10

➢ Funcționarea corectă a schemei de protecție depinde de calitatea TC. Pentru aprecierea capacității de supraîncărcare a unui TC, se utilizează coeficientul de saturație n. Coeficientul de saturație se definește ca raportul dintre valoarea maximă a curentului primar (numit curent limită nominal de precizie sau curent nominal primar de saturație) pentru care transformatorul trebuie să respecte limitele privind eroarea compusă și curentul nominal primar. Transformatoarele pentru măsură au n<10, iar cele destinate protecției au n=10÷30. Cu ajutorul noțiunilor de eroare compusă și curent limită nominal de precizie se definește indicele de clasă, care caracterizează clasa de precizie a unui transformator de curent pentru protecție. Indicele de clasă de precizie indică limita superioară a erorii compuse pentru curentul limită nominal de precizie și sarcina nominală. Clasele normale de precizie ale transformatoarelor de curent pentru protecție sunt 5P și 10P.

4.2.4. Protecția diferențială de secvență zero a transformatoarelor de putere

Această variantă de protecție reprezintă o soluție de compromis pentru protecția transformatoarelor cu înfășurări Dy împotriva defectelor interne cu punere la pământ. Este utilă atunci când nu se dispune (sau nu este convenabilă amplasarea) de TC-uri pe partea în conexiune D. Această situație este întâlnită la distribuțiile și alimentările industriale cu înfășurarea de IT în conexiune D și, eventual, protejată cu siguranțe fuzibile [2].

Schema este destinată numai protecției împotriva defectelor cu punere la pământ (acestea sunt cele mai frecvente defecte) și protejează înfășurările în stea cu neutrul legat la pământ (rigid sau tratat), respectiv circuitele asociate. În figura 4.13 este prezentată o astfel de schemă de protecție realizată cu un releu diferențial convențional, zona protejată cuprinzând circuitele dintre cele două seturi de TC-uri.

Conexiunea triunghi blochează funcționarea protecției pentru defectele cu punere la pământ din zona respectivă. Releul maximal de curent temporizat (51N), reprezintă soluția

extremă de protecție împotriva defectelor la pământ (recomandată tuturor transformatoarelor de putere cu neutrul legat la pământ) și trebuie să fie setat astfel încât să se coordoneze cu protecțiile maximale de curent ale circuitelor adiacente.

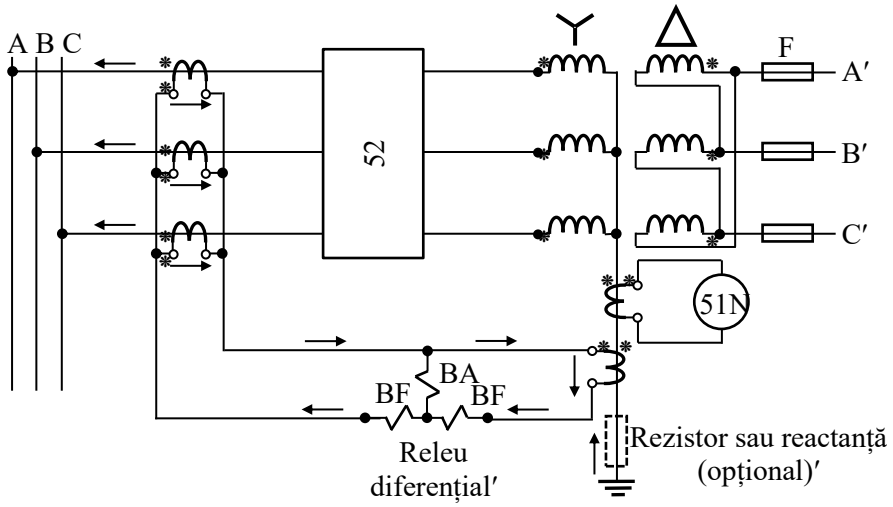


Fig. 4.13. Protecția diferențială de secvență zero pentru transformatoare Dy0 cu releu diferențial convențional [2].

Dacă înfășurarea conectată în triunghi (D) este protejată de siguranțe, există posibilitatea ca defectele cu punere la pământ, din zona diferențială corespunzătoare, să nu poată fi eliminate deoarece curentul de defect poate avea valori mult prea reduse pentru acționarea protecției. De exemplu, un defect corespunzător unui curent echivalent cu 1 u.r. este „văzut” (pe partea în D) ca un defect fază-fază egal cu 0,577 u.r. Acest lucru, mai ales dacă neutrul este și tratat, duce la scăderea sensibilității și creează dificultăți în detectarea defectelor la pământ. Adesea, devine imposibilă eliminarea acestor tipuri de defecte de către siguranțele fuzibile, deci protecția diferențială de secvență zero de sol este utilă pentru a elimina defectele numai din zona sa de acțiune [2].

Protecția diferențială poate fi aplicată cu ușurință la autotransformatoare (Fig. 4.14 și Fig. 4.15). Toate transformatoarele de curent vor avea același raport de transformare iar releele utilizate sunt relee cu impedanță ridicată (de tensiune) cu funcționare instantanee.

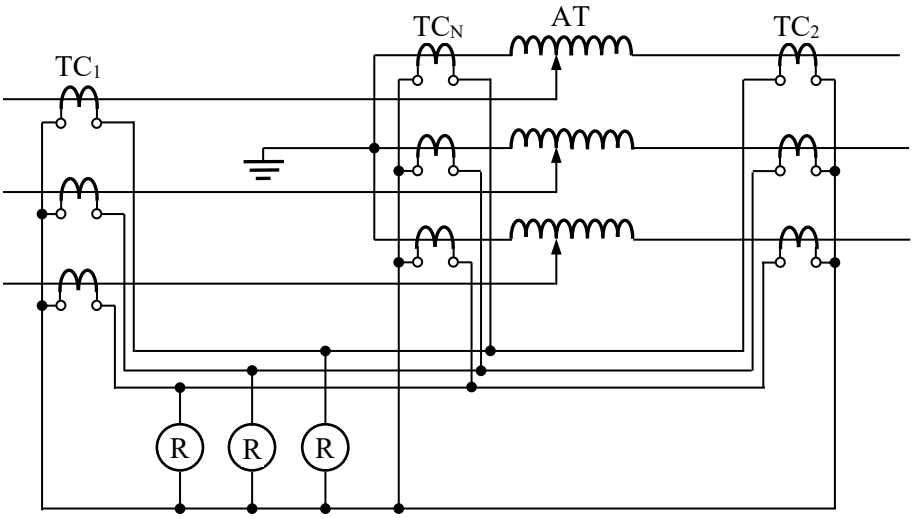


Fig. 4.14. Principiul protecției diferențiale aplicată autotransformatoarelor.

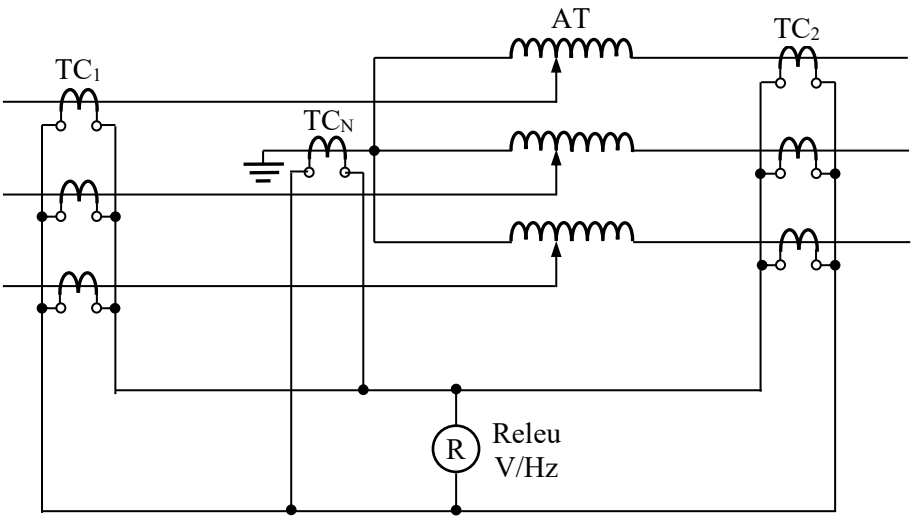


Fig. 4.15. Protecția diferențială a autotransformatoarelor pentru defecte cu punere la pământ.

4.2.5. Secționarea de curent

Secționarea de curent, numită și protecție prin tăiere de curent, se folosește împotriva defectelor interne (scurtcircuite interne) pentru completarea protecției de gaze la transformatoare de puteri relativ mici. Este o protecție maximală, reglată în funcție de curentul de scurtcircuit la capătul elementului protejat (Fig. 4.16) [7].

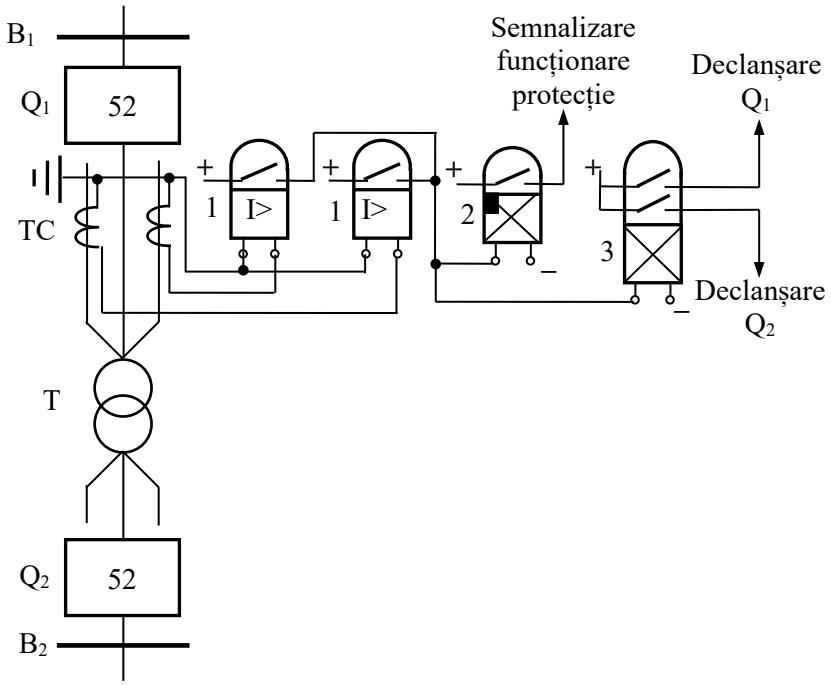


Fig. 4.16. Schema protecției prin secționare de curent a transformatoarelor de putere.

Protecția prin secționare de curent se realizează cu releele maximale de curent 1. Curentul de pornire al releelor de curent pentru secționare se calculează cu relația:

$$I_{pr} = k_{sig} \frac{I''_{Kmax.ext.}}{K_{TC}}, \tag{4.6}$$

unde:

➢ k_{sig}=(1,2÷1,4), pentru relee de tip RC (electromagnetice) care acționează prin releu intermediar;
➢ k_{sig}=(1,5÷1,6), pentru relee cu caracteristica semi dependentă;
➢ K_{TC} - raportul de transformare al TC.

Pentru ca releele să nu fie acționate de șocul curentului de magnetizare trebuie ca:

$$I_{pp} = (3 \div 5) \cdot I_n . \tag{4.7}$$

Dintre cele două valori de reglaj se alege valoarea maximă.

Avantajul acestei protecții constă în simplitatea de execuție, în timp ce prezintă dezavantajul că zona de acționare variază în funcție de regimul rețelei și, chiar în cazul cel mai favorabil, protecția nu acoperă întreaga înfășurare.

4.3. PROTECȚIA ÎMPOTRIVA DEFECTELOR EXTERIOARE ȘI A REGIMURILOR ANORMALE

4.3.1. Protecția maximală de curent temporizată

Schema de principiu a acestei protecției este prezentată în figura 4.17, în care s-au folosit următoarele notații [7]:

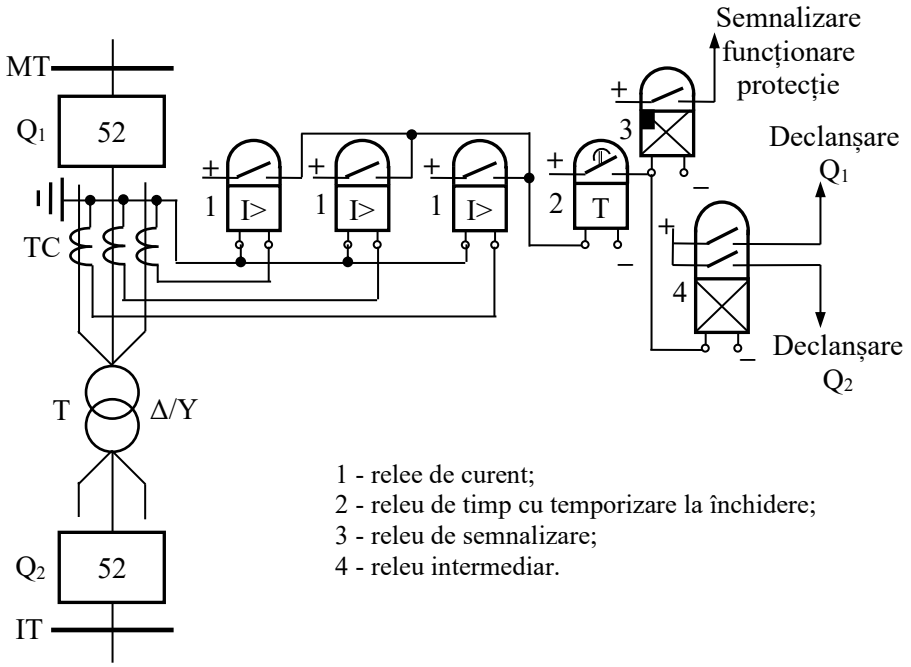


Fig. 4.17. Schema principală a protecției maximale de curent temporizată.

Curentul de pornire a releului de protecție se calculează cu relația:

$$I_{pr} = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} \frac{I_{sarc.max}}{K_{TC}} , \tag{4.8}$$

unde:
➢ $I_{sarc.max.}$ este curentul maxim ce poate circula prin transformatorul protejat;
➢ k_{sig}=1,2÷1,25;
➢ k_{rev}=0,85;
➢ K_{TC} - raportul de transformare al TC care se leagă totdeauna în stea completă sau incompletă.

Temporizarea la acționare a protecției maximale de curent a transformatoarelor, t_T, se

reglează după condiția de selectivitate, cu o treaptă peste cea mai mare temporizare a protecțiilor elementelor alimentate de transformator, t_L, adică:

$$t_T = t_L + \Delta t \tag{4.9}$$

4.3.2. Protecția maximală de curent cu blocaj de tensiune minimă

Blocajul de tensiune minimă se utilizează pentru a mări sensibilitatea protecției maximale. Blocajul are și rolul de a evita acționarea protecției maximale în cazul suprasarcinii, suprasarcină care odată cu creșterea curenților nu provoacă și o scădere însemnată a tensiunii [7].

Schema de principiu a acestei protecții este prezentată în figura 4.18.

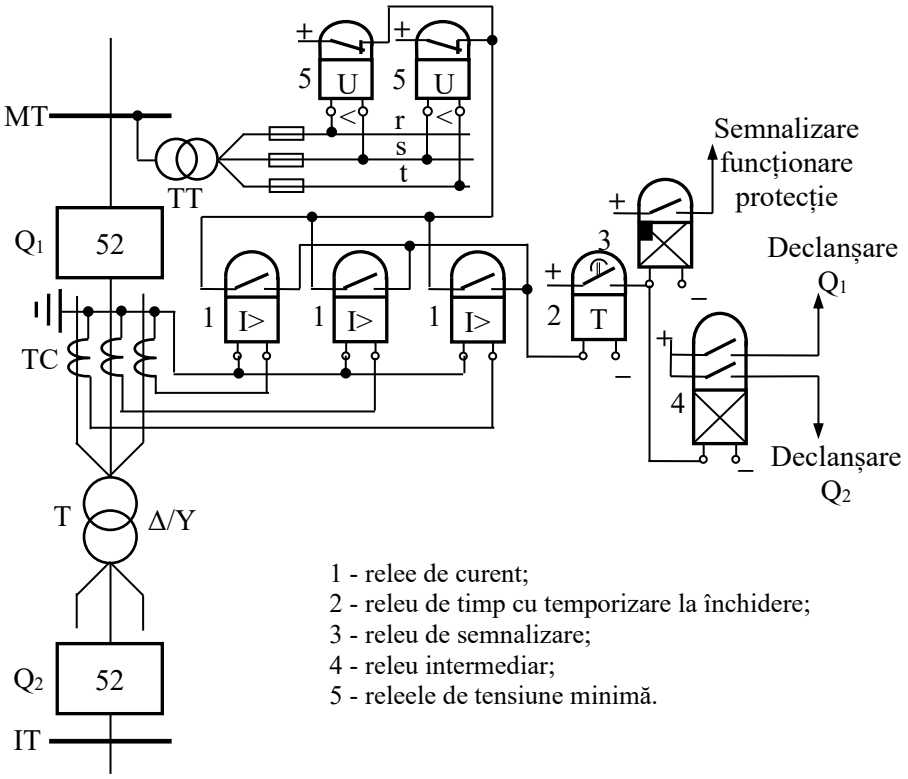


Fig. 4.18. Schema monofilară a unei protecții maximale de curent temporizate cu blocaj de tensiune minimă.

Curentul de pornire a protecției se determină cu relația:

$$I_{pr} = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} \frac{I_n}{K_{TC}}, \tag{4.10}$$

unde:

$$I_{pp} = K_{TC} \cdot I_{pr} < I_{Kmin.}. \tag{4.11}$$

Coeficientul de sensibilitate a protecției a crescut deoarece curentul de pornire a scăzut față de cel de la protecția maximală fără blocaj.

Pentru un releu de tensiune valoarea de pornire este:

$$U_{pr} = \frac{U_{Smin.}}{k_{sig} \cdot k_{rev} \cdot K_{TT}}, \tag{4.12}$$

unde:

- $U_{Smin}=(0,9\div0,95)\cdot U_n$ este tensiunea de funcționare minimă admisă pe bare;
- $k_{sig}=(1,1\div1,2)$;
- $k_{rev}>1$ – coeficientul de revenire al releului de tensiune;

➢ K_{TT} – raportul de transformare al releului de tensiune.

4.3.3. Protecția maximală temporizată de curent cu filtru de secvență negativă (inversă)

O astfel de protecție (Fig. 4.19) se prevede în cazul transformatoarelor ridicătoare de tensiune și al autotransformatoarelor de putere [7].

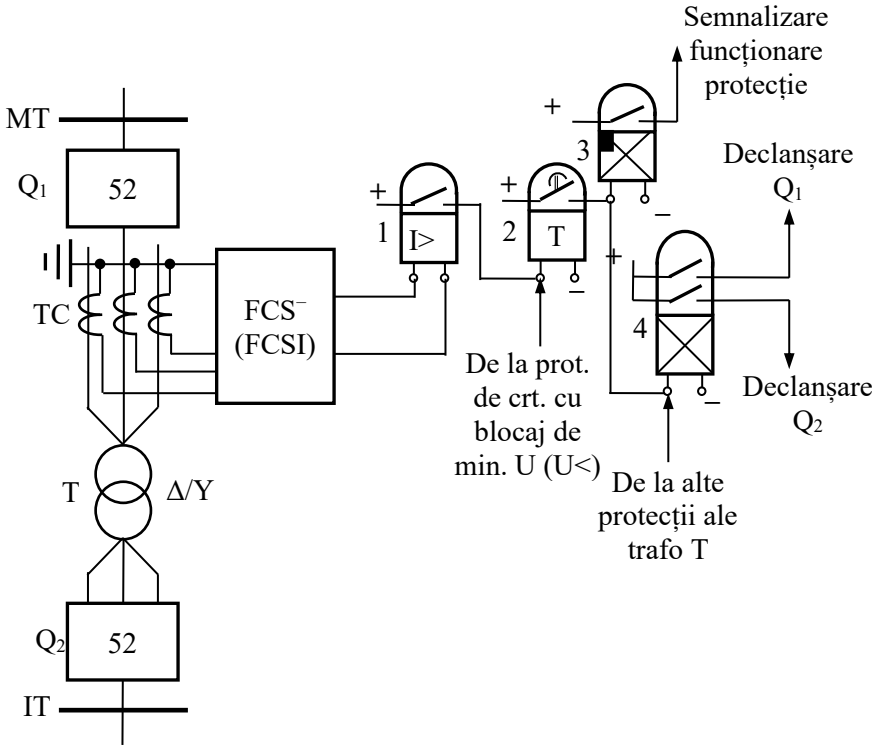


Fig. 4.19. Schema unei protecții maximale cu filtru de curent de secvență negativă (FCS^{-}).

Aceste protecții sunt prevăzute pentru a acționa la scurtcircuite exterioare nesimetrice, fiind folosite pentru protecția transformatoarelor ca protecție maximală de curent cu sau fără blocaj de tensiune minimă.

Curentul de pornire al acestei protecții se alege având în vedere două condiții:

➢ coordonarea sensibilității cu protecțiile elementelor din aval, coordonarea făcându-se cu protecția maximală de curent și cu protecția homopolară a liniilor care pleacă de la barele transformatorului spre consumatori:

$$I_{pr} = k_{sig} \cdot \frac{I^{-}_{calc.}}{K_{TC}}, \tag{4.13}$$

unde:

- k_{sig}=1,2;
- I^{-}_{calc} reprezintă valoarea de calcul a curentului de secvență negativă care circulă prin locul de instalare al FCSI în cazul defectelor pe elementele din aval, pentru care protecțiile acestor elemente se află la limita de acționare;

➢ desensibilizarea în raport cu curentul de dezechilibru al FCSI, în regim de sarcină maximă a transformatorului, care apare ca urmare a erorilor transformatoarelor de curent care alimentează FCSI, erorilor de acordare a filtrului și a variațiilor de frecvență în sistem:

$$I_{pr} = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} \cdot \frac{I_{dez.p}}{K_{TC}}, \tag{4.14}$$

unde:

- k_{sig}=1,2;
- k_{rev}=0,85 pentru relee electromagnetice;
- $I_{dez.p}$ - curentul de dezechilibru raportat la primarul transformatoarelor de curent.

Se va alege valoarea maximă rezultată din relațiile (4.13) și (4.14). Protecția maximală de curent de secvență zero (homopolară).

4.3.4. Protecția maximală de curent de secvență zero (homopolară)

Protecția maximală de curent de secvență zero acționează în cazul scurtcircuitelor monofazate exterioare transformatorului sau a punerilor la pământ [7]. Se prevede la transformatoare cu S_{nT}≥3 MVA, conectate la o rețea cu neutrul legat la pământ, având surse de alimentare într-una din rețelele de la celelalte tensiuni. Schema de principiu a protecției este prezentată în figura 4.20.

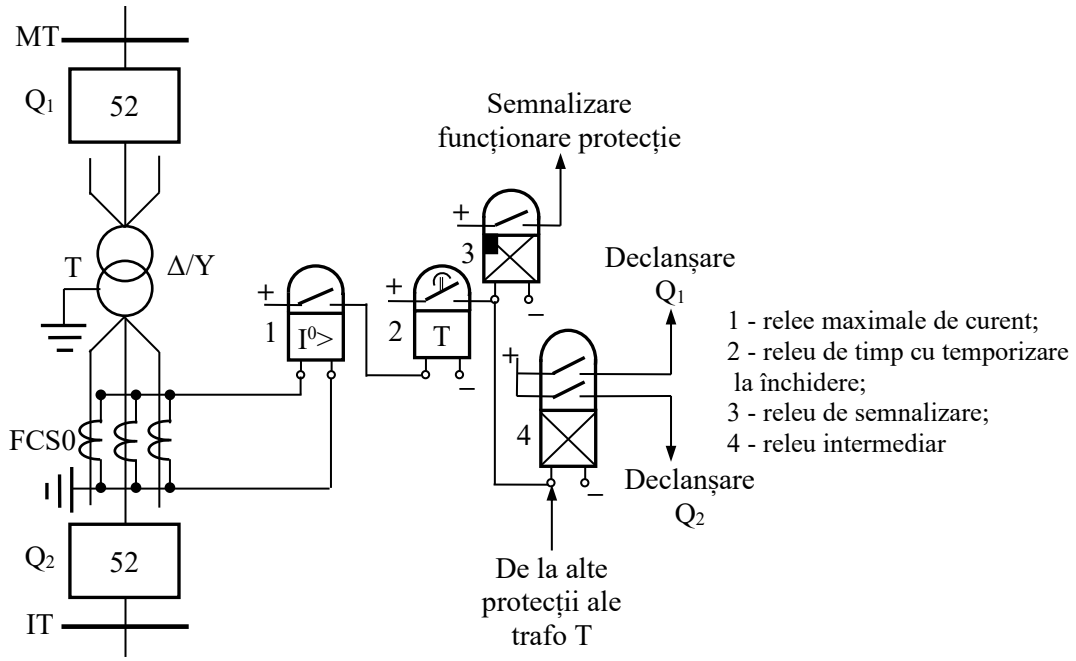


Fig. 4.20. Schema de principiu a protecției de curent homopolar pentru un transformator.

Curentul de pornire a protecției se calculează, ținând seama de curenții de dezechilibru, cu relația:

$$I_{pp} = (0,6 \div 0,8) \cdot I_n . \tag{4.15}$$

Reglarea protecției se face pentru un curent de pornire al releului de:

$$I_{pr} = (2,5 \div 3)\ A . \tag{4.16}$$

Temporizarea la acționare a protecției de curent de secvență zero a transformatoarelor, t_{0T}, se reglează după condiția de selectivitate, cu o treaptă peste cea mai mare temporizare a protecțiilor de secvență zero a elementelor alimentate de transformator, $t_{0Lmax.}$, adică:

$$t_{0T} = t_{0Lmax} + \Delta t . \tag{4.17}$$

4.3.5. Protecția maximală de tensiune de secvență zero (homopolară)

Schema de principiu a protecției maximale de tensiune de secvență zero este prezentată în figura 4.21.

Reglajul releelor se face astfel:

➢ tensiunea de pornire a releului maximal de tensiune de reglează conform relației următoare:

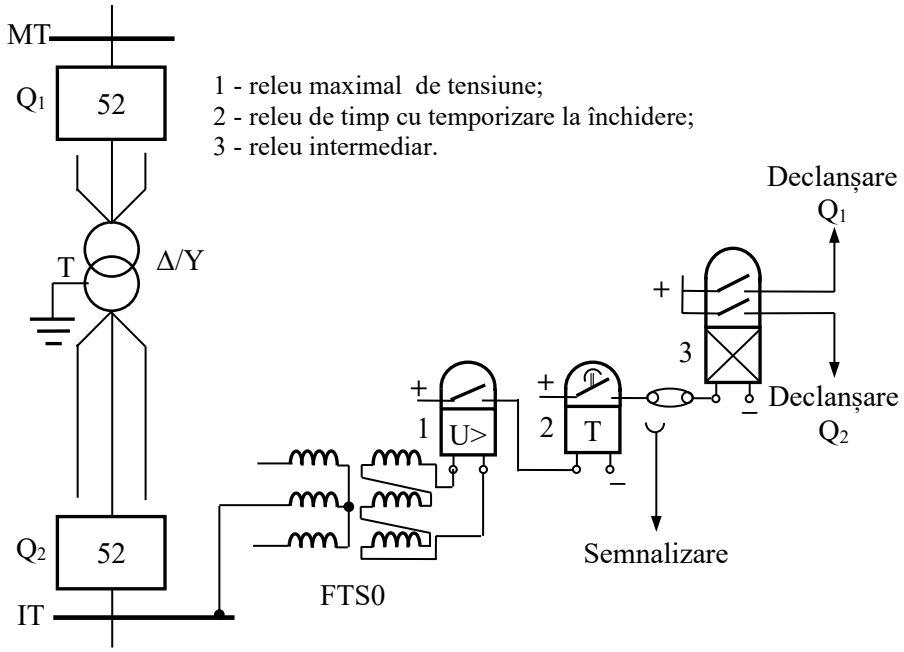


Fig. 4.21. Schema de principiu a protecției de tensiune de secvență zero a transformatoarelor.

$$U_{pr} = 15\ V; \tag{4.18}$$

➢ temporizarea la acționare a protecției, notată cu t_{0T}, se reglează după condiția de selectivitate, cu o treaptă peste cea mai mare temporizare a protecțiilor de secvență zero ale elementelor alimentate de transformator, $t_{0Lmax.}$, adică:

$$t_{0T} = t_{0Lmax} + \Delta t. \tag{4.19}$$

Protecția homopolară se folosește ca rezervă împotriva scurtcircuitelor FN. Protecția de tensiune de secvență zero are avantajul că acționarea ei nu depinde de regimul momentan de exploatare a neutrului transformatorului protejat.

La transformatoarele care funcționează în bloc cu o linie se folosește protecția de curent homopolară pentru că în acest caz nu este economică instalarea a trei transformatoare de tensiune de 110 sau 220 kV, numai pentru protecții de tensiune.

Cele două tipuri de protecții de secvență zero (de curent și de tensiune) nu se folosesc simultan.

4.3.6. Protecția de distanță a transformatoarelor de putere

Protecția de distanță se prevede la transformatoarele cu surse pe ambele părți având tensiunea nominală $U_n \geq 220$ kV, pentru fiecare dintre înfășurările conectate la surse. Treapta instantanee a fiecărei protecții de distanță va fi direcționată spre transformator. Una din treptele cu temporizare scurtă va fi direcționată spre barele de pe partea unde este instalată protecția respectivă.

4.3.7. Protecția transformatoarelor de putere împotriva suprasarcinilor

Suprasarcinile care perturbă funcționarea unui transformator pot avea diverse cauze, cum ar fi: autopornirea motoarelor; deconectarea unui transformator care funcționează în paralel, conectarea unor consumatori suplimentari, pendulări ale sistemului etc.

Durata de timp (intervalul de timp pentru care poate fi suportată suprasarcina) în care solicitările termice, în primul rând, produse de suprasarcini nu duc la depășiri ale încălzirilor admisibile depind de raportul:

$$K_{sarc.} = \frac{I_{sarc.}}{I_n}. \tag{4.20}$$

Schema de protecție împotriva suprasarcinilor (Fig. 4.22) este prevăzută cu un releu maximal de curent, pe o singură fază, deoarece se presupune că suprasarcinile, pentru care se asigură protecția, sunt simetrice.

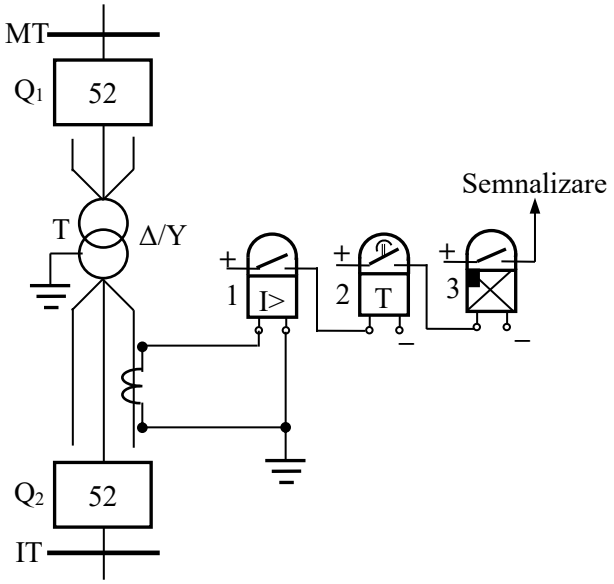


Fig. 4.22. Schemă de protecție a transformatoarelor la suprasarcină.

Această protecție comandă semnalizarea. Curentul de pornire a releului se determină cu relația:

$$I_{pr} = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} \frac{I_n}{K_{TC}}, \tag{4.21}$$

unde k_{sig}=1,05 și k_{rev}=0,85.

Timpul de acționare a protecției se reglează de obicei la 10 s. Dacă suprasarcina este mare, treapta a II-a a protecției de suprasarcină poate comanda declanșarea.

4.4. APLICAȚII

În tabelele 4.3 și 4.4 se prezintă datele de reglaj ale unor tipuri de relee diferențiale.

Tabelul 4.3. Rapoartele prizelor reglabile (ploturilor) pentru un releu de inducție cu disc (CA) [4]

	5	5,5	6,6	7,3	8	9	10
5	1,00	1,10,	1,32	1,46	1,60	1,80	2,00

Tabelul 4.4. Rapoartelor prizelor reglabile (ploturilor) pentru un releu static (HU) cu frânare pe armonica a doua [4]

	2,9	3,2	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	8,7
2,9	1,000	1,103,	1,207	1,310	1,448	1,586	1,724	3,000
3,2	–	1,000	1,094	1,188	1,313	1,438	1,563	2,719
3,5	–	–	1,000	1,086	1,200	1,314	1,429	2,486
3,8	–	–	–	1,000	1,105	1,211	1,316	2,289
4,2	–	–	–	–	1,000	1,095	1,190	2,071
4,6	–	–	–	–	–	1,000	1,087	1,890
5,0	–	–	–	–	–	–	1,000	1,740
8,7	–	–	–	–	–	–	–	1,000

Aplicația 4.1. Se consideră un transformator de putere cu conexiunea Dy, având raportul de transformare nominal U_1/U_2=15,75/230 kV și puterea nominală S_n=80 MVA. Se cere să se aleagă transformatoarele de curent și să se evalueze dezechilibrul procentual M al curenților.

Soluție:

- alegerea transformatoarelor de curent:
  - se calculează curentul din primar (raportat la înfășurarea de JT),

$$I_{p1} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 2932 \text{ A};$$

  - se alege un TC_1 cu raportul de transformare nominal 3000:5;
  - se calculează curentul din secundarul TC_1 (conectat la înfășurarea de JT),

$$I_{s1} = \frac{2932}{3000:5} = 4,89 \text{ A},$$

egal cu curentul secundar din montajul diferențial I_{d1} (TC_1 conectate în Y);

  - se calculează curentul din secundar (raportat la înfășurarea de IT,

$$I_{p2} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 200,82 \text{ A};$$

  - se alege un TC_2 cu raportul de transformare nominal 200:5;
  - se calculează curentul din secundarul TC_2 (conectat la înfășurarea de IT),

$$I_{s2} = \frac{200}{200:5} = 5 \text{ A},$$

curentul secundar din montajul diferențial (TC_2 conectate în D) este

$$I_{d2} = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66 \text{ A}.$$

- calculul dezechilibrului procentual M al curenților

se determină raportul

$$\frac{I_{d1}}{I_{d2}} = \frac{4,89}{8,66} = 0,564;$$

se setează ploturilor releului în raportul (HU, Tabelul A.2)

$$\frac{T_1}{T_2} = \frac{5,0}{8,7} = 0,574;$$

$$S = \text{Min}\left(\frac{I_{d1}}{I_{d2}}, \frac{T_1}{T_2}\right) = \text{Min}\left(0,564; 0,574\right) = 0,564;$$

se calculează dezechilibrul procentual M al curenților cu relația (4.5)

$$M = \frac{\left|\frac{I_{s1}}{I_{s2}} - \frac{T_1}{T_2}\right|}{S} \times 100\,[\%] = \left|\frac{0,564 - 0,574}{0,564}\right| \times 100 = 1,77\,\%,$$

valoare care indică o sensibilitate foarte bună a protecției.

Dacă pentru TC_2 se alege un raport de 250:5, refăcând calculele rezultă I_{s2}=200/50=4 A,

$$I_{d2} = \sqrt{3} \cdot 4 = 6,93 \text{ A},$$

$$\frac{I_{d1}}{I_{d2}} = \frac{4,89}{6,93} = 0,706$$

și alegând T1:T2=5,0:8,7=0,574, se obține S=Min(0,706; 0,574):

$$M = \left|\frac{0,706 - 0,574}{0,574}\right| \times 100 = 22,93\,\% > 15\%,$$

valoare care nu se încadrează sub limita maximă a dezechilibrului admis pentru acest tip de releu.

În acest caz, se modifică setarea ploturilor releului, sau a raportului de transformare al TC, respectiv se utilizează transformator de egalizare!

Aplicația 4.2. Se cere **s**ă se determine conexiunea și să se aleagă transformatoarele de curent necesare pentru setarea protecției diferențiale a unui transformator de putere cu conexiunea $Y_{N0}d-11$, având raportul de transformare nominal U_1/U_2=13,8/154 kV și puterea nominală S_n=67 MVA (Fig. 4.23).

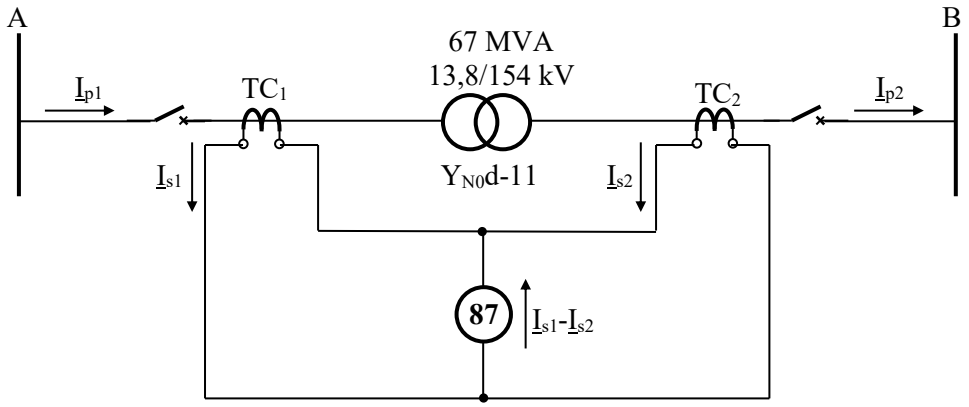


Fig. 4.23. Protecția diferențială a transformatorului.

Soluție:

Modul de conectare a releelor diferențiale pentru transformatorul din figura 4.23 este indicat în figura 4.24.

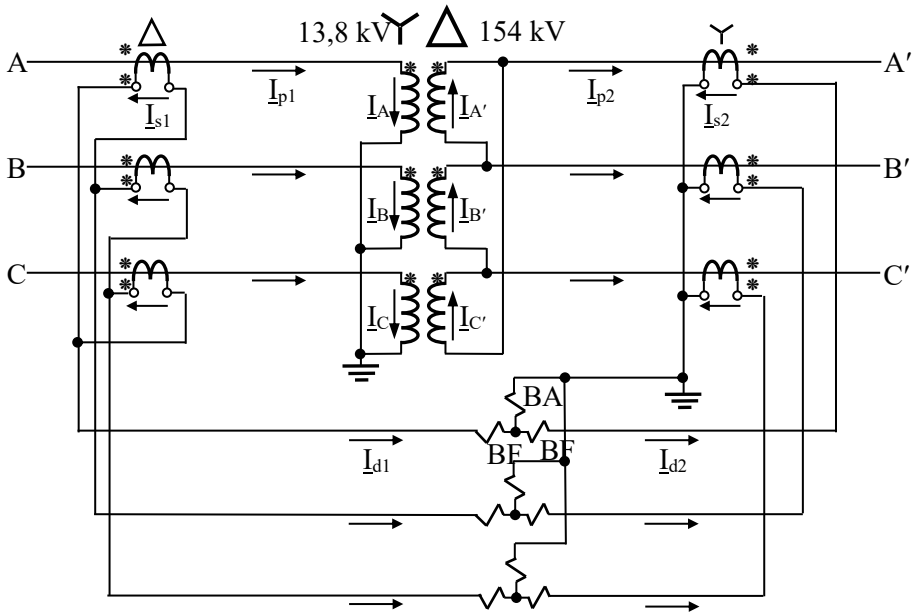


Fig. 4.24. Conectarea releelor diferențiale în cazul transformatorului din figura 4.23.

A. Verificarea concordanței fazelor curenților din cele două laturi ale montajului diferențial

Implementarea protecției diferențiale longitudinale, în cazul (auto) transformatoarelor de putere, demarează cu verificarea concordanței fazelor curenților secundari corespunzători celor

două seturi de transformatoare de curent (1 și 2, sau corespunzătoare înfășurărilor primare și secundare, sau de IT și JT, sau pe partea conectată în Y, respective în D etc.). Astfel, pentru un transformator în conexiune Yd, reglajul protecției diferențiale (cu relee diferențiale dedicate) se derulează conform pașilor (algoritmului) prezentați în continuare [4]:

Pasul 1. Se admite că sensul curenților pe partea conectată în Y, în cazul funcționării normale sau a unui defect extern trifazat, este spre transformatorul protejat – $\underline{I}_{p1}$, în figura 4.24, respectiv $\underline{I}_A$, $\underline{I}_B$ și $\underline{I}_C$, în figura 4.11;

Pasul 2. Se presupune că defazajul dintre curentul secundar, care „iese" din borna marcată (de început) și curentul din primar care „intră" în borna marcată, este neglijabil (a se vedea figura 4.24). Pe de altă parte, transformatoarele trifazate de putere (spre deosebire de cele monofazate) nu au marcată polaritatea înfășurărilor, dar de pe plăcuța de identificare a transformatorului se poate constata în mod clar care dintre înfășurările de JT este desenată în paralel cu una dintre înfășurările de IT (de aici rezultă că aceste două înfășurări se află pe aceiași coloană). Dacă aceste înfășurări sunt marcate vertical pe diagrama plăcuței de identificare, se poate presupune că marcajele de polaritate pot fi plasate la capătul superior al fiecăreia dintre aceste înfășurări. Similar se poate proceda și cu celelalte înfășurări. În cazul transformatoarelor trifazate de putere, bornele accesibile ale înfășurărilor pot fi identificate utilizând următoarele notații:

- pentru înfășurările primare (de IT) se pot utiliza notațiile: H1, H2, H3 și, dacă există un neutru, acesta va fi notat cu H0;
- pentru înfășurările secundare (de JT) se pot utiliza notațiile: X1, X2 și X3 (și posibil X0);
- dacă există un al treilea set de înfășurări bornele acestora vor fi identificate ca Y1, Y2 și Y3, respectiv Y0 dacă există un neutru și este accesibil. Plăcuța de identificare va arăta dacă fazorul tensiunii de linie din primar, $\underline{U}_{H13}$ (între bornele H1 și H3), este în fază cu fazorul tensiunii de fază, $\underline{U}_{X10}$ (între bornele X1 și la X0), adică $\underline{U}_{H13}$ este defazat cu 30° înaintea fazorului $\underline{U}_{X13}$ (sau o altă combinație de 30°). Se presupune că faza R, pe partea de înaltă tensiune, este conectată la borna H1, iar pe partea de joasă tensiune la borna X1. De fapt, conexiunea transformatorului dictează relația dintre mări-mile de înaltă și joasă tensiune, iar fazorii tensiunilor pot fi notați în sistemul în care utilizatorul se simte confortabil;

Pasul 3. Se identifică sensul curenților prin înfășurările transformatorului de putere conectate în delta, apoi prin fazele conectate la bornele acesteia, secundarele TC conectate în stea, până la înfășurările de acționare ale releelor conectate în aceste secundare;

Pasul 4. Se repetă operațiile de la pasul 3 și pentru înfășurările de frânare de pe această parte a transformatorului;

Pasul 5. Se identifică sensul curenților prin înfășurările transformatorului de putere conectate în stea, apoi se determină direcția și faza curenților prin înfășurările secundarelor TC montate pe această parte;

Pasul 6. Pe baza determinărilor făcute la pașii 3, 4 și 5 se stabilește conectarea TC-urilor în conexiune triunghi, de pe partea în conexiune stea, astfel încât să se obțină o fazare corectă a curenților secundari pentru orice situație.

B. Alegerea transformatoarelor de măsură de curent de pe cele două laturi:

Pasul 1. Se calculează curenții de sarcină nominală din cele două laturi ale transformatorului de putere:

$$I_1(13{,}8\ \text{kV}) = \frac{67\ \text{MVA}}{\sqrt{3}\times 13{,}8\ \text{kV}}\cdot 10^3 = 2800\ \text{A};$$

$$I_2(154\ \text{kV}) = \frac{67\ \text{MVA}}{\sqrt{3}\times 154\ \text{kV}}\cdot 10^3 = 251\ \text{A};$$

Pasul 2. Se aleg transformatoarele de curent din gama standardizată 5; 10; 12,5; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75 A precum și multipli de zece și o sută până la valoarea de 3000 A:

- pe partea primară, TC1 cu un raport de transformare

$$K_{TC1} = 3000:5 = 600\left(3000\,A > 2800\,A\right);$$

- pe partea secundară, TC2 conform relației (7.7):

$$K_{TC2} = \frac{3000}{5} \times \frac{13,8}{154} \approx 54 \Rightarrow I_n = 54 \times 5 = 270 > 251\,A,$$

valoare neinclusă în șirul valorilor standardizate (deci se va opta pentru o valoare apropiată acesteia) sau din șirul standardizat de valori o valoare cât mai apropiată de curentul de sarcină (dar mai mare):

$$K_{TC2} = 300:5 = 60\left(300A > 251A\right).$$

Se preferă această variantă de alegere a TC2;

Pasul 3. Se calculează curenții din secundarele celor două seturi de TC-uri:

$$I_{s1} = \frac{2800}{(3000:5)} = 4,67\,A;$$

$$I_{s2} = \frac{251}{(300:5)} = 4,18\,A;$$

C. Setarea releului diferențial

Pasul 1. Se calculează curenții din montajul diferențial din cele două laturi:

$$I_{d1} = \sqrt{3}I_{s1} = \sqrt{3} \cdot 4,67 = 8,08\ A\ I_{d2} = I_{s2} = 4,18\ A;$$

Pasul 2. Se determină raportul curenților din montajul diferențial din cele două laturi:

$$\frac{I_{d1}}{I_{d2}} = \frac{8,08}{4,18} \approx 1,93;$$

Pasul 3. Se setează ploturilor releului în raportul cel mai apropiat de valoarea calculată:

a) pentru un releu din categoria CA (Tabelul 4.3):

$$\frac{T_1}{T_2} = \frac{10,0}{5,0} = 2 \approx 1,93;$$

b) pentru un releu din categoria HU (Tabelul 4.4):

$$\frac{T_1}{T_2} = \frac{8,7}{4,6} = 1,89 \approx 1,93;$$

Pasul 4. Se verifică încărcările înfășurărilor releului pentru funcționare de lungă durată (după cum rezultă din calcule, în regim permanent curenții prin bobinele de reținere sunt mai mici de 10 A, iar orice curenți prin bobina de acționare sunt mai mici de 5A și, prin urmare, înfășurările releului nu vor depăși temperatura maximă admisibilă);

Pasul 5. Se calculează dezechilibrul procentual cu (4.5) și se compară cu limitele precizate în Tabelul 4.2:

a) releu tip CA fără ploturi având raportul T_1/T_2=1,0:

$$S = \mathrm{Min}\left(\frac{8,08}{4,18};1,0\right) = \mathrm{Min}\left(1,93;1,0\right) = 1,0;$$

$$M = \left|\frac{1,93-1,0}{1,0}\right| \times 100 = 93\,\% > 35\%.$$

Deoarece valoarea dezechilibrului procentual este mai mare decât valoarea recomandată pentru acest tip de releu (Tabelul 4.2), este necesară introducerea în circuitul diferențial al unui transformator sau autotransformator de echilibrare a curentului pentru a reduce dezechilibrul curenților aduși la releu (Fig. 4.25).

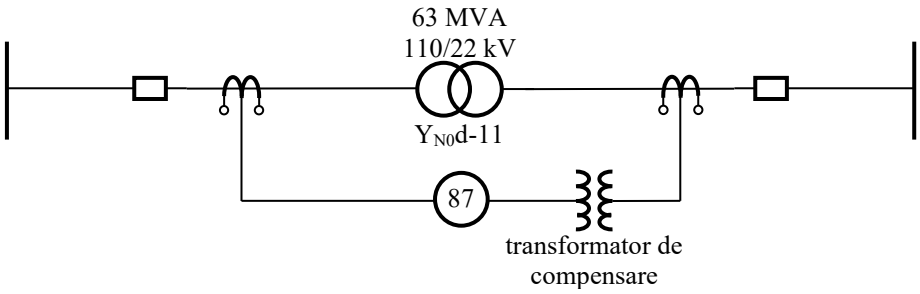


Fig. 4.25. Protecția diferențială cu transformator de egalizare.

Raportul de transformare al transformatorului auxiliar de curent de echilibrare trebuie să fie inversul raportului curenților diferențiali:

$$K_{TA} = \frac{I_{d2}}{I_{d1}} = \frac{4,18}{8,08} = 0,517,$$

respectiv un transformator sau un autotransformator care să asigure un raport al numărului de spire (al tensiunilor) egal cu 1,93. Un transformator (autotransformator) auxiliar, cu un raport al spirelor de 2/1 ar putea satisface această cerință. Modalitățile de conectare a unui transformator, respectiv autotransformator de egalizare, sunt prezentate în figura 4.26, a și b.

Transformatoarele auxiliare de curent trebuie verificate pentru funcționarea în regim permanent (la încălzire).

Se reia verificarea dezechilibrului:

- cu transformator de egalizare (Fig. 4.26, a) ABB tip 7881A02G03 [8];
- raportul T_1/T_2=2,0:

$$S = \mathrm{Min}\left(\frac{8,08}{4,18}; 2,0\right) = \mathrm{Min}(1,93; 2,0) = 1,93;$$

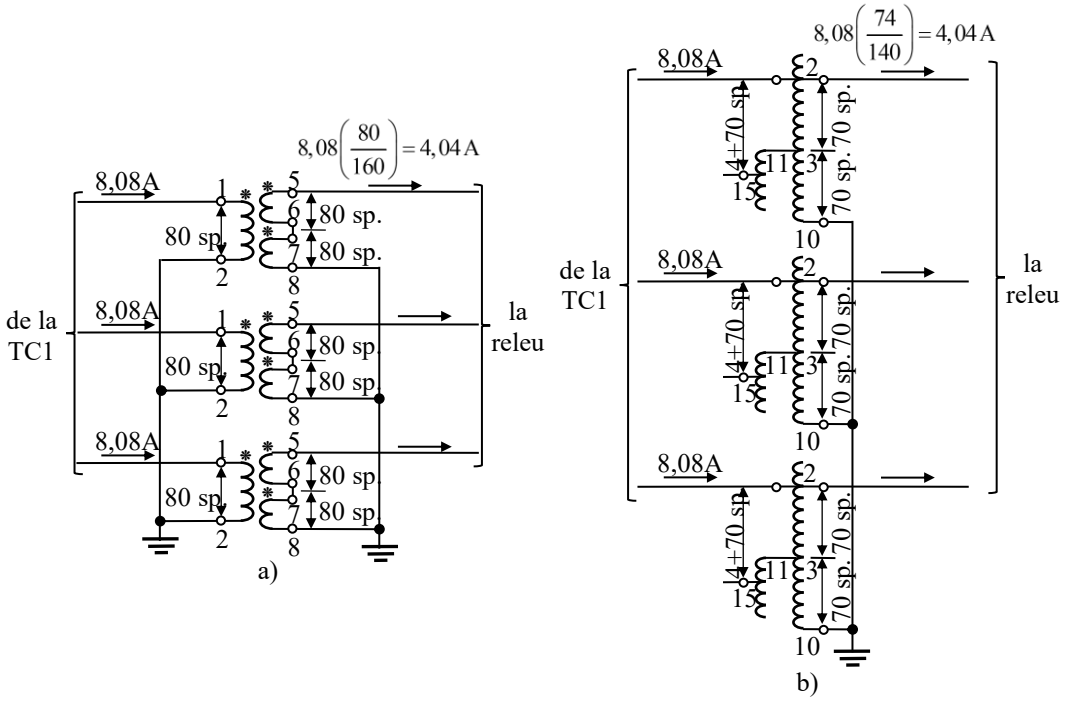


Fig. 4.26. Modalități de echilibrare a curenților aduși la releul diferențial:
a-cu transformator de echilibrare; b-cu autotransformator de echilibrare.

$$M = \left|\frac{1,93-2,0}{1,93}\right| \times 100 = 3,63\ \% < 35\%,$$

valoare care indică o sensibilitate foarte bună a protecției (Tabelul 4.2);

➢ releu tip HU având raportul T_1/T_2=(8,7/4,6)=1,89:

$$S = \mathrm{Min}(1,89; 2,0) = 1,89;$$

$$M = \left|\frac{1,89-2,0}{1,89}\right| \times 100 = 5,82\ \%,$$

valoare care indică o sensibilitate foarte bună a protecției (Tabelul 4.2) sub 15% și totodată releul prezintă o sensibilitate de 30% care este satisfăcătoare pentru această aplicație.

Aplicația 4.3. Să se determine modul de conectare și să se aleagă transformatoarele de curent necesare pentru setarea protecției diferențiale a unui transformator cu datele indicate în figura 4.27. Se utilizează un releu diferențial fără posibilități de reglaj pentru echilibrarea curenților secundari.

Soluție:

➢ modul de conexiune a înfășurărilor TC este indicat în figura 4.27;

➢ se calculează curenții de sarcină:

$$I_1(110\,\mathrm{kV}) = \frac{63\,\mathrm{MVA}}{\sqrt{3}\times 110\,\mathrm{kV}} 10^3 = 330\ \mathrm{A};$$

$$I_2(22\ \mathrm{kV}) = \frac{63\,\mathrm{MVA}}{\sqrt{3}\times 22\,\mathrm{kV}} 10^3 = 1653\ \mathrm{A};$$

➢ se aleg transformatoarele de curent de pe partea primară: TC1 cu un raport de transformare 400:5 (400 A>330 A);

➢ se aleg transformatoarele de pe partea secundară:

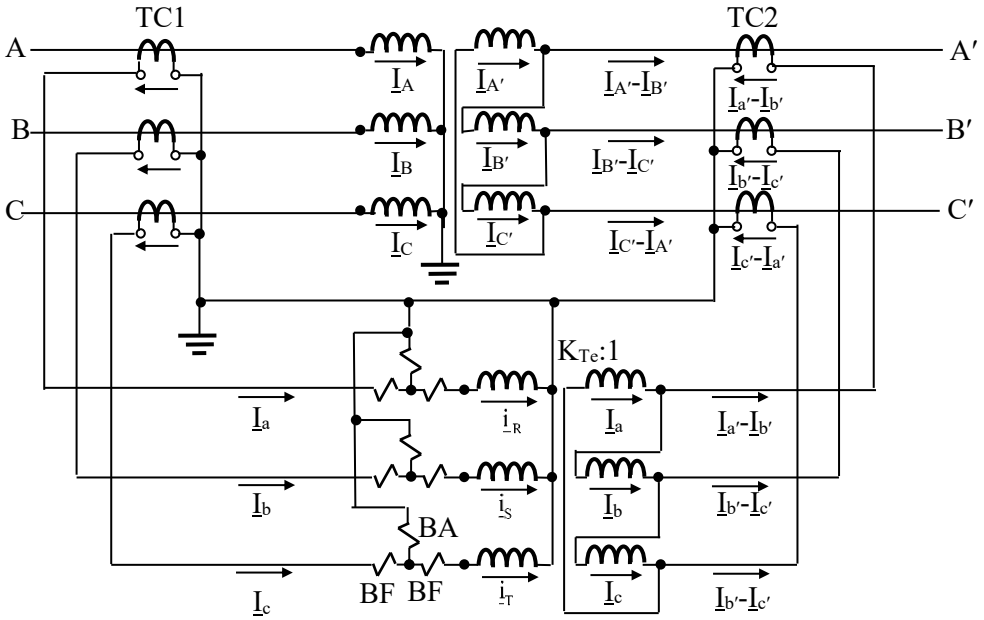


Fig. 4.27. Conectarea releelor diferențiale prin transformator de egalizare în cazul unui transformator de forță cu conexiunea Y_{N0}d-11.

$$K_{TC2} = \frac{400}{5} \times \frac{110}{22} \approx 400 \Rightarrow I_n = 400 \times 5 = 2000 > 1653\ \mathrm{A};$$

Se alege TC2 cu un raport de transformare: 2000:5;

➢ curenții de sarcină văzuți în secundarele transformatoarelor de curent sunt:

$$I_{s1} = \frac{330}{(400:5)} = 4{,}125\,A; \quad I_{s2} = \frac{1653}{(2000:5)} = 7{,}16\,A,$$

cu un dezechilibru procentual:

$$S = Min\left(\frac{4{,}125}{7{,}16};1{,}0\right) = Min\left(0{,}576;1{,}0\right) = 0{,}576\,;\ M = \left|\frac{0{,}576-1{,}0}{0{,}576}\right| \times 100 = 73\,\% > 35\%,$$

din care rezultă necesitatea utilizării unui transformator de egalizare;

➢ se stabilește raportul transformatorului de egalizare (raportul numărului de spire ale înfășurărilor):

$$\frac{1}{N_e} = \frac{4{,}125}{7{,}16} \approx 0{,}58 \Rightarrow N_e = 1{,}72\,.$$

Admițând un raport de transformare standard $N_e = \sqrt{3}$ și ținând cont că cele două seturi de TC-uri au secundarele conectate în stea, ceea ce impune ca aducerea în fază a curenților diferențiali să se realizeze din transformatorul de egalizare, rezultă că se va alege un transformator de egalizare N1/N2=1, în conexiune Yd11.

Curentul din latura diferențială 2 devine:

$$I_{s2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \times 7{,}16 = 4{,}14\,A\,.$$

Se reverifică limitele de sensibilitate a protecției (Tabelul 4.2):

$$S = Min\left(\frac{4{,}125}{4{,}14};1{,}0\right) = Min\left(0{,}996;1{,}0\right) = 0{,}996\,;\ M = \left|\frac{0{,}996-1{,}0}{0{,}996}\right| \times 100 = 0{,}4\,\% << 10\%,$$

deci protecția îndeplinește condițiile de sensibilitate.

BIBLIOGRAFIE

[1]. Andea, P. *Automatizarea și protecția instalațiilor și sistemelor electroenergetice*. Editura „Orizonturi Universitare”, 2002, Timișoara, ISBN 973-8391-22-9.

[2]. Blackburn, J. Lewis, Domin, Thomas J. *Protective Relaying Principles and Applications*. Third Edition, © 2007 by Taylor & Francis Group, LLC, ISBN-10: 1-57444-716-5 (Hardcover), ISBN-13: 978-1-57444-716-3 (Hardcover).

[3]. Corroyer, C., Duveau, P. Protection des réseaux de transport et de répartition, © Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, D4805, 2007.

[4]. Elmore, Walter A. *Protective Relaying Theory and Applications*, Second Edition, Revised and Expanded, Publisher: CRC Press; 2 edition (September 9, 2003).

[5]. Hewitson, L., Brown, M., Rames, B., Series editor: Mackay, S. *Practical Power Systems Protection*, Newnes An imprint of Elsevier Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP 30 Corporate Drive, Burlington, MA 01803, First published 2004.

[6]. Ivașcu, C., E. Automatizări și protecții prin relee în sistemele electroenergetice, vol. II, U.T. Timișoara, 1990.

[7]. Tîrnovan, R., Vădan, I., Bălan, H., Botezan, A. *Protecții prin relee în sistemele electroenergetice*, Editura UTPRESS Cluj Napoca, 2008.

[8]. ABB Product Bulletin, Instrument transformers. Auxiliary current or voltage transformer, Indoor, 2500 volts test voltage, https://library.e.abb.com/public/c7167b7a239b41879348c113f37354fb/1VAP428501-DB_Auxiliary.pdf

5. PROTECȚIA SISTEMELOR DE BARE COLECTOARE

5.1. ELEMENTE GENERALE

Barele colectoare sunt puncte nodale ale unei rețele electrice sub forma unor dispozitive la care vin să se racordeze linii electrice, generatoare și transformatoare (sosiri și plecări), reprezentând noduri de rețea dilatate. În figura 5.1 este prezentată o soluție de realizarea sistemelor de bare cu utilizarea unor conductoare rigide, montate pe suporți verticali prin interme-diul unor izolatoare de tip suport.

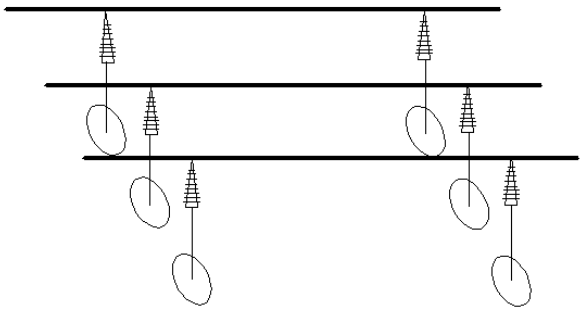


Fig. 5. 1. Utilizarea barelor rigide pentru realizarea sistemelor de bare colectoare [4].

În figura 5.2 se prezintă o altă soluție constructivă a sistemelor de bare colectoare, realizate din conductoare flexibile (tip funie), montate pe suporți cu ajutorul unor lanțuri de izolatoare.

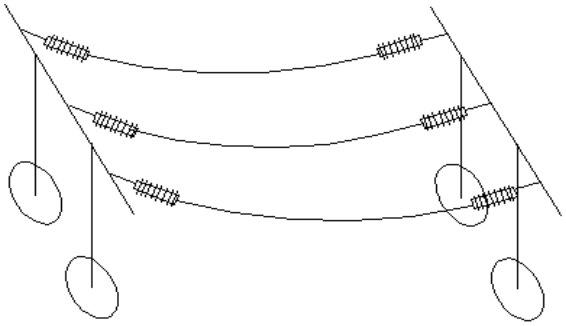


Fig. 5. 2. Folosirea barelor de tip funie pentru realizarea sistemelor de bare colectoare [4].

Deși rar, pe barele colectoare pot să apară defecte polifazate sau monofazate (dacă rețeaua are neutrul legat direct la pământ), defecte deosebit de grave datorită consecințelor pe care le pot avea:

- deconectarea tuturor elementelor racordate la bare;
- apariția unor curenți de scurtcircuit cu valori deosebit de mari (tocmai datorită caracterului barelor colectoare de puncte nodale ale rețelei) ceea ce presupune solicitări importante ale elementelor de sistem.

Protecția barelor poate fi realizată [3]:

- cu ajutorul protecțiilor elementelor racordate la bare - barele colectoare pot fi, și sunt protejate, de protecțiile elementelor adiacente conectate la bare. Prin acționarea protecțiilor tuturor elementelor conectate la bare, care comandă declanșarea tuturor întreruptoarelor, un defect pe barele colectoare trebuie să poată fi lichidat rapid și selectiv. Aceste protecții sunt de obicei protecții de distanță, barele intrând în zona a doua de protecție. Astfel, un defect pe bare poate fi eliminat, în cazul cel mai favorabil, într-un interval de timp cuprins între 250 ms și 600 ms. În cazul barelor colectoare secționate, protecțiile elementelor conectate la bare nu pot

asigura lichidarea selectivă a defectului, fiind necesară implementarea de protecții proprii pentru sistemele de bare.

➢ cu protecții proprii - pentru o eliminare sigură și rapidă a defectelor pe bare acestea sunt prevăzute cu protecții proprii, care pot fi grupate în [1], [2]:

- protecții diferențiale longitudinale;
- protecții pentru secvența zero de tensiune și curent (protecții homopolare);
- protecții direcționale cu comparație;
- protecții maximale de curent temporizate prevăzute la cuplele de bare.

5.2. PROTECȚIA DIFERENȚIALĂ A BARELOR COLECTOARE

Există două variante de realizare a acestui tip de protecție, care pot fi implementate cu relee maximale de curent sau cu relee diferențiale:

➢ protecția diferențială longitudinală (de curent) completă a barelor colectoare;

➢ protecția diferențială longitudinală incompletă a barelor colectoare.

5.2.1. Protecția diferențială longitudinală completă a barelor colectoare

Protecția diferențială completă este utilizată în cazul sistemelor de bare colectoare cu tensiuni nominale de 110, 220, 400 kV. Ea este cea mai utilizată protecție a barelor, fiind selectivă și, totodată, rapidă. Această protecție este eficace împotriva tuturor defectelor care pot să apară în cazul barelor colectoare. De obicei, protecția este implementată pentru fiecare fază în parte.

În condiții normale între puterile injectate în bara și cele ejectate există o relație de egalitate. Un defect în zona cuprinsă între transformatoarele de măsură de curent (TC) produce un dezechilibru în sistem, curentul de dezechilibru rezultat putând produce pornirea protecției (prin bobina releului de protecție va circula un curent de acționare).

Schema principială a unei astfel de protecții, care utilizează relee maximale de curent, este prezentată în figura 5.3.

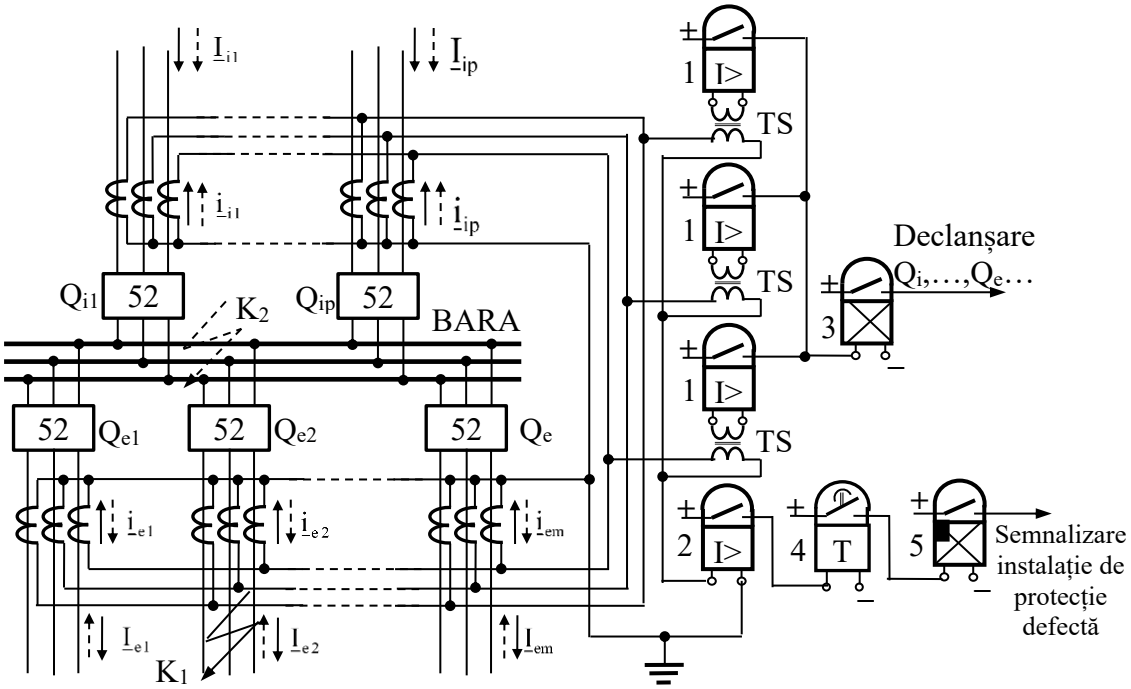


Fig. 5. 3. Schema de principiu a unei protecții diferențiale complete pentru sisteme de bare colectoare, utilizând relee maximale de curent.

Notațiile din figura 5.3 au următoarea semnificație:

- 1 - releele maximale de curent ale protecției;
- 2 - releu maximal de curent, montat pe neutrul circuitului diferențial. Acest releu servește pentru identificarea unui defect al schemei de protecție, respectiv la întreruperea unui circuit din schema de protecție rezultă un curent de dezechilibru, mai mare decât curentul de dezechilibru în funcționare normală, care va produce acționarea releului semnalizând *schemă de protecție defectă*;;
- 3 - releu intermediar
- 4 - releu de timp cu temporizare la anclanșare;
- 5 - releu de semnalizare.

În regim normal de funcționare sau la un scurtcircuit exterior (de exemplu în punctul K_1), între curenții ce parcurg circuitele racordate la bară (săgeată cu linie plină) există următoarea relație de egalitate:

$$\sum_{k=1}^{p} \underline{I}_{ik} = \sum_{k=1}^{m} \underline{I}_{ek} ,$$

respectiv pentru curentul ajuns la releu (protecție) din circuitul diferențial secundar,

$$\underline{I}_{dif} = \frac{1}{K_{TC}} \left(\sum_{k=1}^{p} \underline{I}_{ik} - \sum_{k=1}^{m} \underline{I}_{ek} \right) = \underline{I}_{dez} , \qquad (5.2)$$

curentul de dezechilibru, $\underline{I}_{dez}$, apărut este cauzat, în principal, de erorile de măsură ale TC-urilor și de diferențele de identitate ale acestora.

Transformatoarele de curent utilizate trebuie să aibă același raport de transformare. Se utilizează scheme de conectare cu transformatoare de curent instalate pe două sau trei faze (cu două sau trei relee de curent), după cum rețeaua este cu curenți mici sau mari de punere la pământ.

În cazul unui scurtcircuit pe bare (de exemplu în punctul K_2), protecția comandă printr-un releu intermediar (3) declanșarea tuturor întreruptoarelor legate la barele colectoare.
În regim normal de funcționare sau la scurtcircuite exterioare, curentul adus la releu este diferit de zero și egal cu curentul de dezechilibru datorat diferențelor dintre TC (erorile pot fi diferite). Pentru a evita acționări false ale protecției, în aceste cazuri se adoptă un curent de pornire al releului mai mare decât curentul de dezechilibru maxim.

În cazul protecțiilor diferențiale complete, releele se conectează prin intermediul transformatoarelor cu saturație rapidă (TSR) pentru reducerea curenților mari de dezechilibru, care pot apărea în perioada tranzitorie a unui scurtcircuit exterior și care ar putea provoca acționarea greșită a protecției. În cazul sistemelor de bare, acești curenți pot atinge valori deosebit de mari, aproximativ $(0,5 \div 0,6) \cdot I_{Kext.}$, având drept cauză inegalitatea curenților care alimentează defectul prin fiecare circuit și diferențele dintre caracteristicile TC.

Curentul de pornire al releului de curent trebuie să satisfacă concomitent următoarele condiții:
- protecția să nu acționeze în cazul scurtcircuitelor exterioare:

$$I_{pr} = k_{sig} \cdot I_{dez.max.} \qquad (5.3)$$

unde k_{sig}=1,5 reprezintă coeficientul de siguranță, iar curentul de dezechilibru maxim se determină cu relația

$$I_{dez.max.} = \frac{\varepsilon_{TCmax.} \cdot I_{Kmax.}}{K_{TC}} , \qquad (5.4)$$

valoarea maximă admisibilă a erorii TC fiind $\varepsilon_{TCmax} = 0,1$.

În cazul utilizării transformatoarelor cu saturație rapidă, curentul de pornire al releului se calculează cu relația:

$$I_{pr} = k_{sig} \cdot I_{dez.norm.} \,. \tag{5.5}$$

➢ protecția să nu acționeze în cazul întreruperii unui conductor din circuitul secundar al unui TC instalat pe cel mai încărcat circuit primar care pleacă de la bare, adică:

$$I_{pr} = k_{sig} \cdot \frac{I_{sarc.max.}}{K_{TC}} \,, \tag{5.6}$$

unde:

- k_{sig}=1,2;
- $I_{sarc.max.}$ este curentul de sarcină maximă al celei mai încărcate derivații.

Această protecție este o protecție rapidă, inconvenientul principal constând în necesitatea instalării de TC pe toate derivațiile de la bara colectoare.

Protecția va fi reglată la un curent de pornire egal cu cea mai mare dintre valorile calculate cu relațiile (5.3), respectiv (5.6).

Protecția diferențială longitudinală completă poate fi implementată cu relee diferențiale așa cum este exemplificat în figura 5.4.

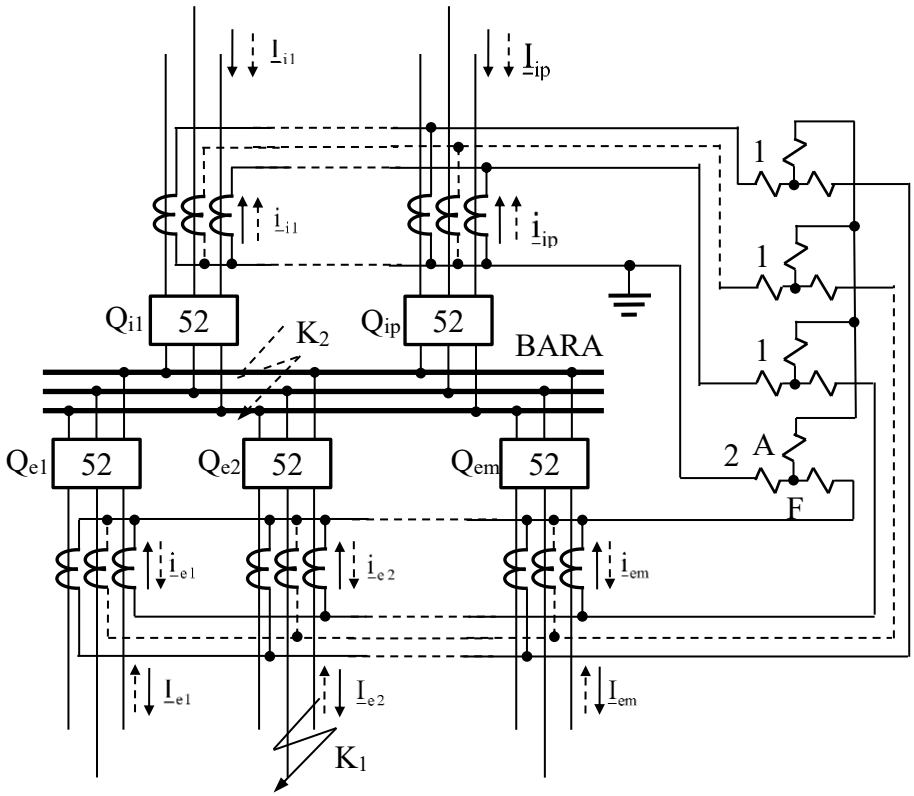


Fig. 5. 4. Schema de principiu a unei protecții diferențiale complete pentru sisteme de bare colectoare cu relee diferențiale.

5.2.2. Protecția diferențială incompletă a barelor colectoare

Această variantă a protecției diferențiale (Fig. 5.5) se prevede pentru sistemele de bare duble sau/și secționate, de medie tensiune. Se utilizează o protecție diferențială incompletă, în două trepte, cuprinzând doar circuitele surselor de alimentare și cuplele, în condițiile în care [2]:

➢ din motive de stabilitate a funcționării instalațiilor sau pentru limitarea solicitărilor periculoase a generatoarelor apropiate, este necesară eliminarea selectivă și rapidă a defectelor și nu se pot utiliza protecții cu detectoare de arc intern în compartimentele celulelor;

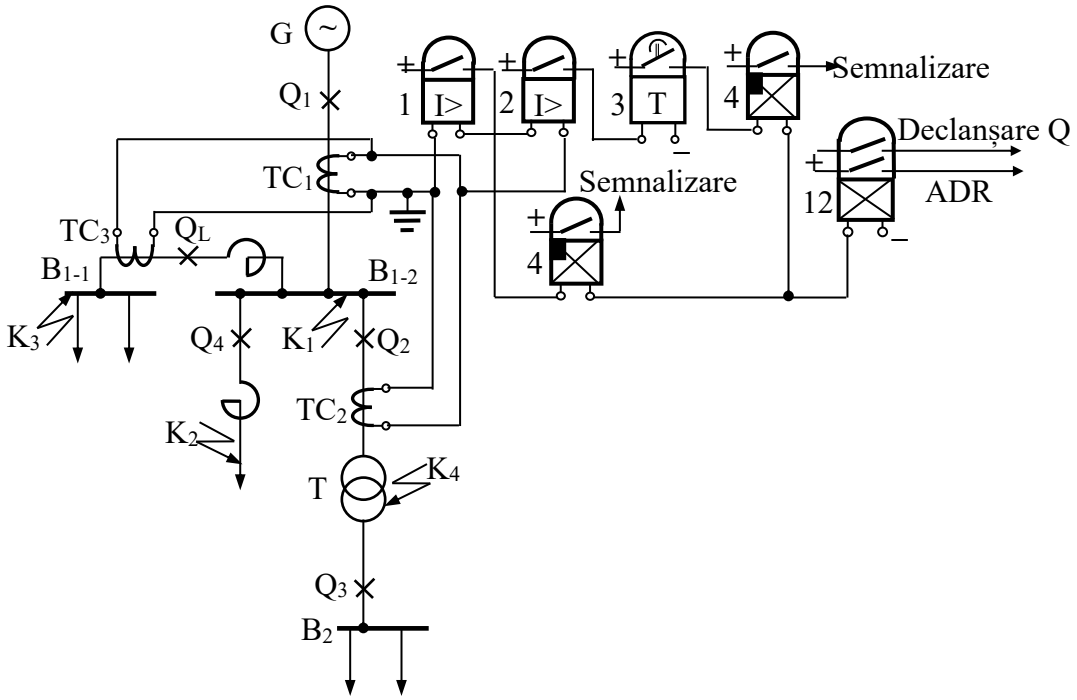


Fig. 5. 5. Schema principială monofilară a unei protecții diferențiale incomplete a barelor colectoare.

➢ stațiile sunt prevăzute cu bobine de reactanță serie pe linii și pe cuple, la care întreruptoarele liniilor nu sunt dimensionate (ca putere de rupere) să declanșeze la scurtcircuite între întreruptor și bobina de reactanță. Scurtcircuitele între întreruptor și bobina de reactanță, ca și cele de pe bara respectivă, vor fi eliminate de către treapta rapidă a protecției diferențiale incomplete, care va comanda declanșarea întreruptoarelor (cu mare putere de rupere) ale surselor de alimentare și ale cuplelor. În această situație, liniile cu bobine de reactanță nu vor fi prevăzute cu secționare de curent.

Transformatoarele de curent se montează numai pe derivațiile principale, respectiv în circuitele generatoarelor, transformatoarelor și cuplelor.

Protecția se numește diferențială incompletă deoarece liniile radiale nu mai sunt cuprinse în circuitul diferențial.

Schema cuprinde două trepte de protecție:

➢ **Treapta 1** - secționare de curent, realizată cu releul 1, care are scopul să lichideze fără temporizare defectele apărute pe bare. Curentul de pornire al secționării se determină astfel încât protecția să fie desensibilizată față de defectele apărute pe plecările de pe bară:

$$I_{pr} = k_{sig} \cdot \frac{I''_{K2max.}}{K_{TC}}, \qquad (5.7)$$

unde:

- k_{sig}=(1,2÷1,4);
- $I''_{K2max.}$ este valoarea inițială a curentului de scurtcircuit în regim maxim, în punctul K_2, după reactorul liniei de plecare.

În regim normal, prin releul 1 va circula un curent proporțional cu suma curenților din derivațiile necuprinse în circuitul diferențial, respectiv cu suma curenților care circulă prin toate liniile radiale care pleacă de la barele protejate. Pentru ca acest curent să nu provoace acționarea

greșită a releului în regim normal, este necesar ca valoarea curentului de pornire să fie mai mare decât suma curenților maximi de sarcină ($\Sigma \underline{I}_{max.der.k}$) care circulă prin toate derivațiile necuprinse în circuitul diferențial:

$$I_{pr} = k_{sig} \cdot \frac{\sum_{k=1}^{m} I_{max.der.k.}}{K_{TC}} . \qquad (5.8)$$

Pentru curentul de pornire se alege cea mai mare dintre valorile calculate cu (5.7) și (5.8);

➢ **Treapta 2** - protecție maximală de curent sensibilă, care este realizată cu releul maximal de curent 2 și care trimite comanda de declanșare prin intermediul releului de timp 3. Curentul de pornire al protecției maximale sensibile se calculează cu relația:

$$I_{pr} = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} \cdot \frac{\sum_{k=1}^{m} I_{max.der.k.}}{K_{TC}} , \qquad (5.9)$$

cu k_{sig}=1,2 și k_{rev}=0,85 (pentru relee electromagnetice).

Temporizarea releului 3 se alege cu o treaptă de timp mai mare decât temporizarea protecțiilor liniilor de plecare de la bare necuprinse în circuitul diferențial.

În cazul rețelei, a cărei schemă de protecție este prezentată în figura 5.5, modul de funcționare a protecției diferențiale incomplete a BC este următorul:

➢ Scurtcircuit în punctul K_1, pe barele protejate – protecția diferențială cu secționare (1) va acționa lichidând rapid defectul;

➢ Scurtcircuit în punctul K_2 pe liniile de plecare, după reactoare, protecția diferențială 1 nu acționează deoarece curentul de pornire al protecției $I_{pp1} > I''_{K2}$, defectul fiind lichidat de protecția maximală temporizată a liniilor. La un refuz de funcționare a acestei protecții, va acționa ca rezervă protecția maximală 2 a BC;

➢ În cazul unor scurtcircuite exterioare zonei protejate:

- în punctul K_3, pe o altă secție a barelor;
- în punctul K_4, în transformator,

protecția diferențială incompletă a barelor nu va acționa, pentru că releele 1 și 2 vor fi parcurse numai de diferența curenților secundari, deci de curentul de dezechilibru, care este mult mai mic decât curenții de pornire adoptați.

Protecția diferențială incompletă a barelor colectoare se realizează pe două faze, pentru că barele de (6÷20) kV fac parte din rețele cu curenți mici de punere la pământ.

Cu toate că prezintă o sensibilitate mai redusă decât protecția diferențială completă a barelor, această variantă este mai ieftină decât protecția diferențială completă și constituie o protecție pentru liniile de plecare.

5.3. PROTECȚIA DE MASĂ A BARELOR COLECTOARE

Această protecție [1] acționează numai în cazul în care pe bara unei faze apare o punere la pământ. Toți suporții care susțin izolatoarele de bară, aparatele de comutație și de măsură sunt izolați față de sol. Întreaga construcție metalică este legată printr-un singur conductor la sol.

Toate defectele cu punere a barelor la suporții lor dau naștere unui curent care circulă la pământ prin conductorul de legare a instalației la pământ. În cazul funcționării normale prin acest conductor nu circulă curent.

Pe conductorul de legare la sol se leagă transformatorul de măsură de curent în secundarul căruia se conectează protecția de secvență zero (homopolară) de curent (Fig. 5. 6).

Releul de curent de secvență zero, notat cu 1, este legat prin înfășurarea secundară a TC la conductorul de legătură dintre construcția metalică și pământ.

În funcționare normală sau în cazul scurtcircuitelor polifazate fără punere la pământ și al defectelor exterioare, prin releul 1 nu trece decât un curent produs de imperfecțiunile izolației.

La apariția unui scurtcircuit monofazat pe bare, prin releul 1 trece curentul homopolar de defect care comandă declanșarea întreruptorului cuplei (Q_T), separând astfel cele două sisteme de bare (I și II).

Raportul de transformare se alege în funcție de curentul maxim de închidere prin pământ în caz de defect, iar curentul de reglaj al releului 1 se fixează la o valoare superioară curentului parazit permanent de scurgere la pământ. Pentru sensibilitatea protecției acest curent trebuie să fie cât mai mic, obținut prin izolarea electrică față de construcția metalică de susținere a barelor, a celorlalte piese metalice sau prin divizarea barelor în două sau mai multe secții echipate fiecare, în parte, cu schema ei de protecție. Temporizarea releului de timp 3 se reglează la (0,3÷0,5) s.

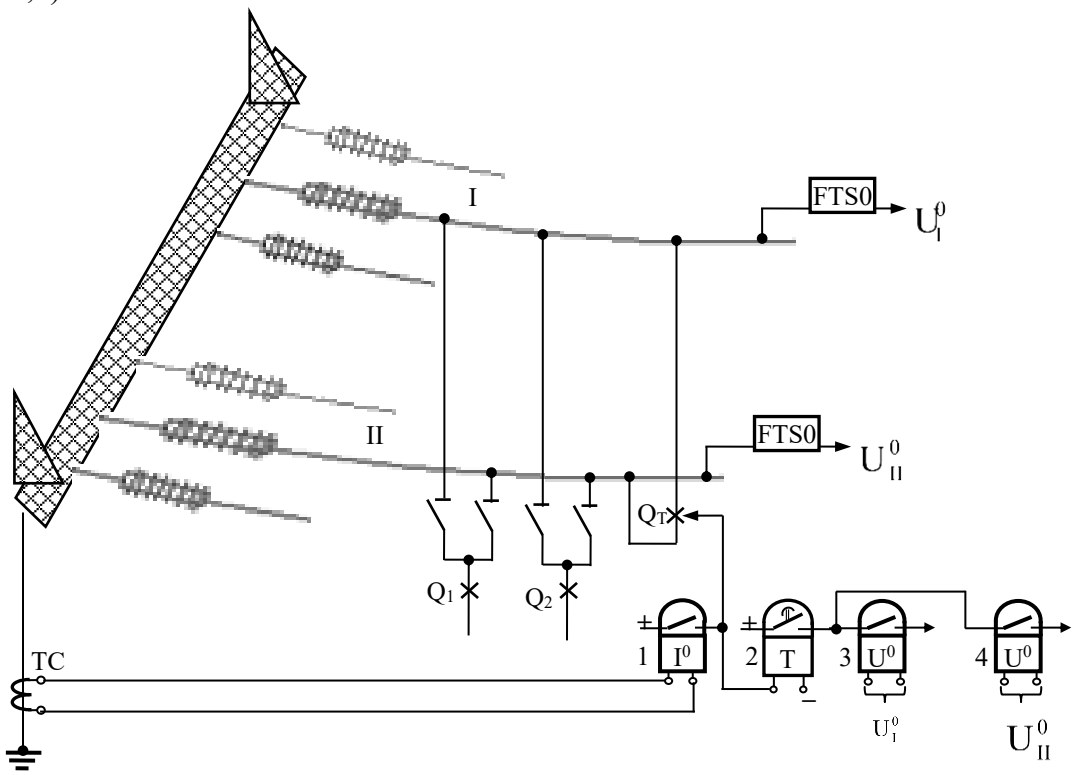


Fig. 5. 6. Schema de principiu a protecției barelor colectoare împotriva defectelor monofazate.

Selectarea barei defecte și transmiterea impulsurilor de declanșare către toate întreruptoarele legate la aceasta este efectuată de releele de tensiune 3 și 4, alimentate cu tensiune homopolară de la înfășurările în triunghi deschis ale TT (care formează astfel un filtru de tensiune de secvență zero, FTS0) de pe bare. Releele de tensiune au rolul de a bloca funcționarea schemei în cazul când releul 1 ar fi acționat de curenți superiori. Releele de tensiune se reglează la (35÷40) kV, tensiune măsurată în circuitul primar.

Din cauza construcțiilor și constrângerilor suplimentare (izolare, dispunere a barelor) acest tip de protecție a fost abandonat.

5.4. PROTECȚIA DIRECȚIONALĂ CU COMPARARE A BARELOR COLECTOARE

Pentru a realiza o astfel de protecție a barelor colectoare este necesar ca fiecare plecare din stație să fie echipată cu protecții de distanță direcționale, identice (Fig. 5.7).

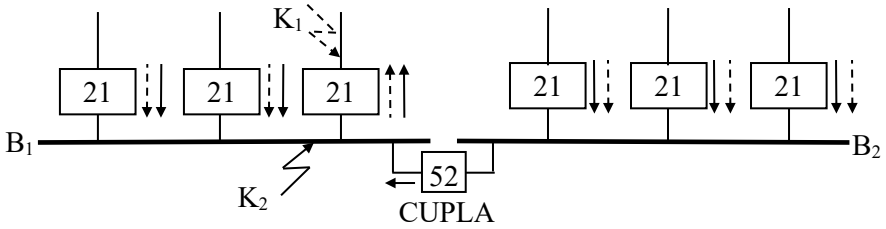


Fig. 5. 7. Principiul protecției direcționale a barelor.

Aceste protecții pot sesiza apariția unor defecte în „aval" (pe linie) sau în „amonte" (pe bare). În cazul unui defect pe una dintre plecări protecția acesteia va fi orientată în aval. În cazul unui defect pe bare, protecțiile de distanță a tuturor plecărilor de pe aceeași secție de bare vor fi orientate în amonte.

Analizând aceste informații direcționale se pot lua următoarele măsuri, în concordanță cu *îndeplinirea condițiilor de pornire a protecției de distanță*:

- dacă cel puțin una dintre informații indică „aval" protecția este blocată - nu acționează;
- dacă toate informațiile indică „amonte" protecția dă comanda de declanșare.

Această protecție este o protecție relativ lentă de aceea se tinde să se renunțe la ea.

5.5. PROTECȚIILE PREVĂZUTE PE CUPLELE DE BARE

În conformitate cu [2]:

a) În stațiile de medie tensiune, celulele cu transformatoare de curent și întreruptor de cuplă transversală, cuplă longitudinală sau cuplă longo-transversală vor fi prevăzute, de regulă, cu releu numeric (relee numerice) incluzând următoarele funcții de protecție:

a1) protecție maximală de curent, pe cel puțin două faze: L1(R) și L3(T), cu minimum două trepte de curent și de timp, cu temporizare selectabilă independentă și/sau invers dependentă de curent;

a2) protecție maximală de curent homopolar, cu minimum două trepte de curent și de timp, în rețelele cu neutrul tratat prin rezistență;

a3) protecție rapidă la conectarea întreruptorului pe defect.

În cazul realizării protecției de bare cu schemă simplificată, protecțiile maximale de curent vor fi direcționale;

b) în stațiile cu tensiunea de 110 kV sau mai mare, celulele cu transformatoare de curent și întreruptor de cuplă transversală, cuplă longitudinală sau cuplă longo-transversală vor fi prevăzute, de regulă, cu câte un releu numeric incluzând următoarele funcții de protecție:

b1) protecție de distanță cu blocare la pendulații;

b2) protecție maximală de curent (pe trei faze și nul), cu minimum două trepte de curent și de timp, cu temporizare selectabilă, independentă și/sau invers dependentă de curent;

b3) protecție maximală de curent homopolar, direcțională, cu minimum două trepte de curent și de timp, cu temporizare selectabilă, independentă și/sau invers dependentă de curent;

b4) protecție rapidă la conectarea întreruptorului pe defect;

c) Cuplele de transfer vor fi prevăzute cu sisteme de protecție și de reanclanșare automată similare cu cele ale unei celule de linie, care să poată înlocui, de regulă, oricare din sistemele liniilor care au transformatoarele de curent amplasate direct lângă întreruptorul celulei de linie.

La cuplele combinate (transversală și de transfer) se va prevedea soluția de la punctul b, cu adaptările necesare pentru a putea realiza și funcțiile de la punctul c.

Schema de principiu a protecției maximală de curent temporizată, prevăzută la cuplele de bare, este reprezentată în figura 5.8. Ea conține reductoarele de curent (TC), releele de curent (1), releul de timp (2), respectiv releul de semnalizare (3) și releul auxiliar (4), prin intermediul căruia se dă comanda de declanșare a cuplei longitudinale (Q_L).

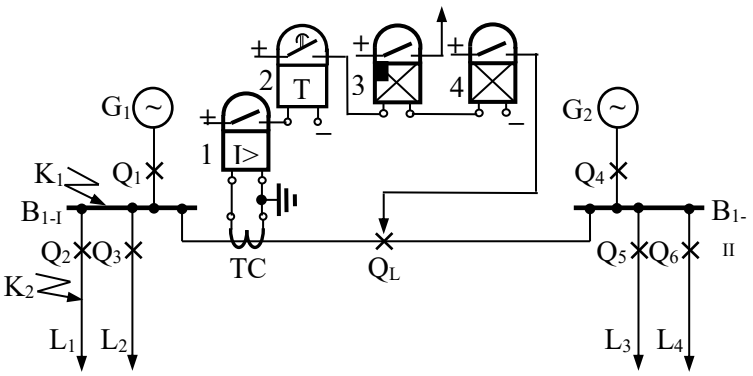


Fig. 5. 8. Protecția maximală de curent a cuplelor longitudinale ale barelor colectoare.

Generatoarele sunt prevăzute cu protecții maximale cu blocaj de tensiune minimă împotriva scurtcircuitelor exterioare, iar liniile de plecare sunt prevăzute, de asemenea, cu protecție maximală de curent.

Curentul de pornire se determină cu relația:

$$I_{pr} = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} \cdot \frac{I_{CLmax.}}{K_{TC}}, \tag{5.10}$$

unde:

- $I_{CLmax.}$ este curentul maxim care poate circula prin cuplă, considerând și posibilitatea autopornirii motoarelor electrice ale consumatorilor;
- k_{sig}=1,25;
- k_{rev}=0,85 în cazul releelor electromagnetice.

Funcționarea schemei de protecție decurge astfel:

- la un scurtcircuit în K_1, va acționa mai întâi protecția cuplei, comandând declanșarea întreruptorului de cuplă, iar apoi va acționa și protecția maximală a generatorului G1, comandând declanșarea acestuia de la barele defecte. Secția II a barelor colectoare rămâne în funcțiune (generatorul G_2 și liniile L_3 și L_4). Protecția acționează deci selectiv;
- pentru scurtcircuitele pe linii de plecare, în K_2, defectul este lichidat selectiv de protecția liniei L_2, care are timpul de acționare mai mic decât cel al protecției cuplei, deci acționează mai repede. În acest caz ambele secții ale barelor colectoare vor rămâne în funcțiune.

Protecția este simplă și prezintă un cost redus în raport cu alte scheme de protecție dar are dezavantaje legate de necesitatea existenței unei temporizări și a faptului că poate asigura selectivitatea numai în cazul a maximum două secții de bare colectoare.

BIBLIOGRAFIE

[1]. CORROYER, C., DUVEAU, P. Protection des réseaux de transport et de répartition, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, D 4 805, 2007.

[2]. [NT12] - Normă tehnică din 14 noiembrie 2012 pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice, cod NTE 011/12/00. Emitent: ANRE, Publicată în Monitorul oficial nr. 34 bis din 15 ianuarie 2013.

[3]. Tîrnovan, R., Vadan, I., Bălan, H., Botezan, A. Protecții prin relee în sistemele electroenergetice. Ed. UT. PRESS Cluj-Napoca, 2008.

[4]. Vădan, I., Maier, V., Cziker, A. Stații și posturi de transformare, Editura U.T.PRESS, Cluj-Napoca, 2003.

6. PROTECȚIA LINIILOR ELECTRICE DIN REȚELE RADIALE

6.1. ELEMENTE GENERALE

Defectele LEA (linii care acoperă distanțe mari, expuse condițiilor atmosferice) pot apărea mai frecvent și cu consecințe mai grave, comparativ cu cele produse în majoritatea celorlalte componente ale sistemului electric.

Defectele care apar pe liniile electrice pot fi clasificate în două categorii:

- defecte longitudinale (serie) care apar datorită întreruperii unuia sau mai multor conductoare (faze) și pot fi identificate cu ușurință prin supravegherea tensiunilor de fază;
- defecte transversale (scurtcircuit sau șunt) cauzate de deteriorarea izolației între conductoare sau între conductoare și pământ. Scurtcircuitele, care pot fi nete sau prin arc electric, sunt polifazate (trifazate, bifazate, bifazate la pământ) sau monofazate (în rețele cu curenți mari de punere la pământ).

Punerile la pământ apar în rețele cu curenți mici de punere la pământ (rețele cu neutrul izolat sau tratat prin bobine de stingere). Aceste defecte pot fi simple, respectiv duble puneri la pământ.

Din cercetările efectuate s-a constatat că mai mult de 80% dintre întreruperile din sistemele de distribuție sunt cauzate de scurtcircuite.

Pe de altă parte, liniile electrice, în special cele în cablu, pot fi supuse unor solicitări datorate unor regimuri anormale de funcționare, cum ar fi suprasarcinile.

Construcția liniilor electrice, coroborată cu regimul de funcționare a neutrului, influențează ponderea anumitor tipuri de defecte, de exemplu punerile la pământ reprezintă defectele cu ponderea cea mai mare în cazul rețelelor aeriene, în timp ce în cazul liniilor în cablu (subterane) scurtcircuitele trifazate sunt majoritare, fiind produse prin distrugerea izolației..

rețelei din care face parte linia electrică are o importanță deosebită în ceea ce privește coordonarea și realizarea selectivității protecțiilor, astfel [1], [4]:

- în cazul rețelelor radiale (alimentate de la un capăt), pentru asigurarea cerințelor impuse protecțiilor din SEE, se pot adopta protecții foarte simple;
- pentru rețelele buclate (liniile sunt alimentate la ambele capete) și cele complexe (în care se găsesc noduri cu posibilități de alimentare din cel puțin trei direcții), asigurarea cerințelor impuse protecțiilor din SEE poate fi realizată numai prin adoptarea unor măsuri speciale.

Protecțiile pentru linii electrice radiale se montează la un singur capăt a liniilor, înspre sursa de alimentare.

6.2. PROTECȚII MAXIMALE DE CURENT

În cazul liniilor de înaltă tensiune din rețelele electrice cu neutrul legat la pământ (rigid la pământ), se utilizează următoarele tipuri de protecții [1, 11]:

- protecții de bază (împotriva scurtcircuitelor monofazate și polifazate), realizate pe două sau pe trei faze și pe neutru:
  - o protecție maximală de curent cu o treaptă instantanee (secționare de curent);
  - o protecție maximală de curent cu temporizare dependentă sau independentă de curent;
- protecție de rezervă - o protecție maximală de curent similară cu cea de bază dar de un tip constructiv diferit, temporizată cu sau fără treaptă rapidă.

Pentru liniile electrice aeriene sau subterane de medie tensiune, din rețelele electrice cu neutrul tratat prin rezistență, se utilizează următoarele categorii de protecții [1, 11]:

- protecție maximală de curent trifazată cu una sau două trepte, temporizată (cu caracteristică independentă sau dependentă);

➢ protecție maximală de curent de secvență zero (homopolară) temporizată, realizată cu două relee de curent;
➢ protecție maximală de curent temporizată pe o singură fază împotriva suprasarcinilor, prevăzută pe liniile în cablu de medie tensiune. Această protecție comandă doar semnalizarea, la stații cu personal permanent, iar la stații fără personal, comandă DAS sau declanșarea liniei.

Liniile electrice aeriene și în cablu de medie tensiune, din rețelele electrice cu neutrul izolat sau tratat cu bobină de stingere, se prevăd cu următoarele tipuri de protecții [1, 11]:
➢ protecție maximală de curent temporizată pe două faze (R, T), cu una sau două trepte, cu temporizare independentă, împotriva scurtcircuitelor între faze, sau a dublelor puneri la pământ. Pentru a asigura o rapiditate corespunzătoare se recomandă accelerarea funcționării înainte de RAR sau prevederea unei trepte suplimentare, instantanee sau cu temporizare scurtă, independentă;
➢ protecție maximală de curent de secvență inversă, temporizată, împotriva scurtcircuitelor bifazate, sau a dublelor puneri la pământ;
➢ protecție maximală de tensiune homopolară temporizată, care se prevede pe fiecare secție sau sistem de bare și care semnalizează neselectiv punerile simple la pământ;
➢ protecție selectivă contra punerilor la pământ simple, cu filtre de armonici superioare impare ale curentului homopolar;
➢ protecție de suprasarcină pe liniile în cablu.

6.2.1. Protecția liniilor electrice radiale prin secționare de curent

Modul de aplicare a acestei metode este prezentat în figura 6.1. Curentul de defect variază invers proporțional cu impedanța liniei electrice. Deoarece această impedanță este funcție de lungimea liniei, rezultă că și valoarea curentului de defect depinde de lungimea liniei parcursă de el. Asigurarea selectivității protecției are în vedere acest aspect („discriminare în curent”) și anume faptul că valoarea curentului de defect depinde de distanța dintre locul de defect (poziția locului de defect) și sursă.

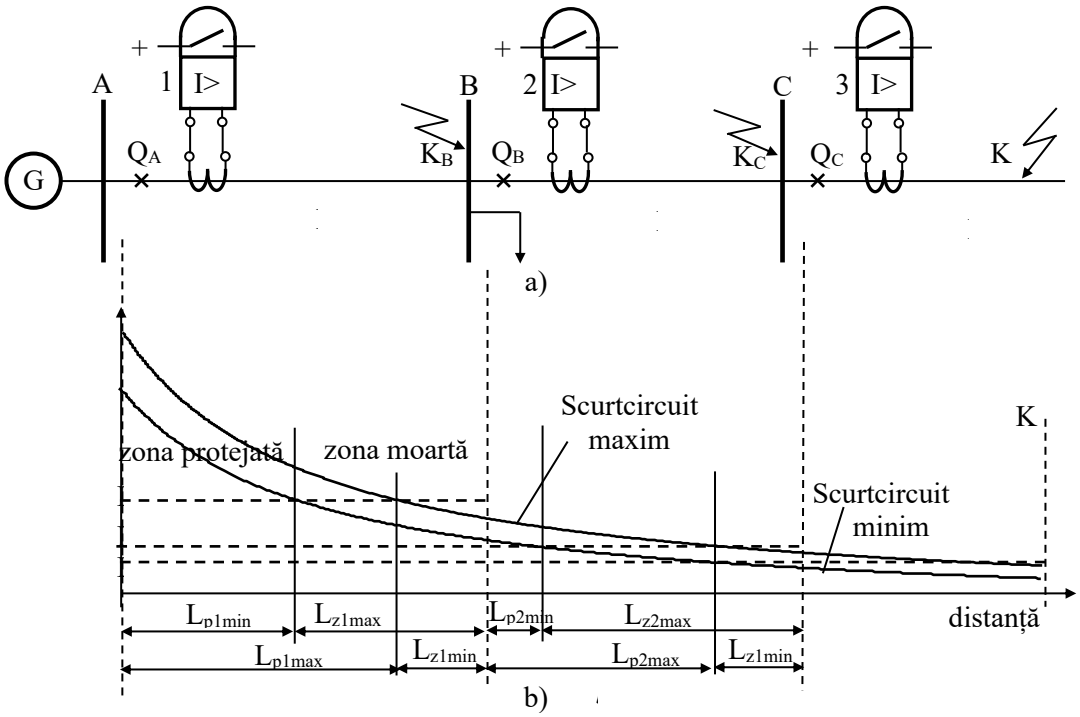


Fig. 6. 1. Principiul protecției de curent cu secționare [8]:*a-schema monofilară; b-curentul de scurtcircuit, funcție de severitatea scurtcircuitului și de distanță, respectiv reglajul curentului de pornire a protecției*.

Protecția utilizează, ca elemente de pornire, relee maximale de curent, montate pe trei sau pe două faze.

Această protecție mai poartă numele de *„protecție cu secționare de curent”* sau *„protecție cu tăiere de curent”* deoarece există o porțiune a zonei protejate unde protecția acționează instantaneu și o zonă moartă (de blocare) unde dacă apare un scurtcircuit acesta nu este sesizat de protecție, și ca urmare, aceasta nu acționează.

Această metodă de discriminare are aplicații la protejarea liniilor radiale de joasă, medie și înaltă tensiune. Totodată, împreună cu protecțiile direcționale, ea poate fi aplicată și la liniile alimentate de la două capete. Este o metodă simplă, ieftină și eficientă [8].

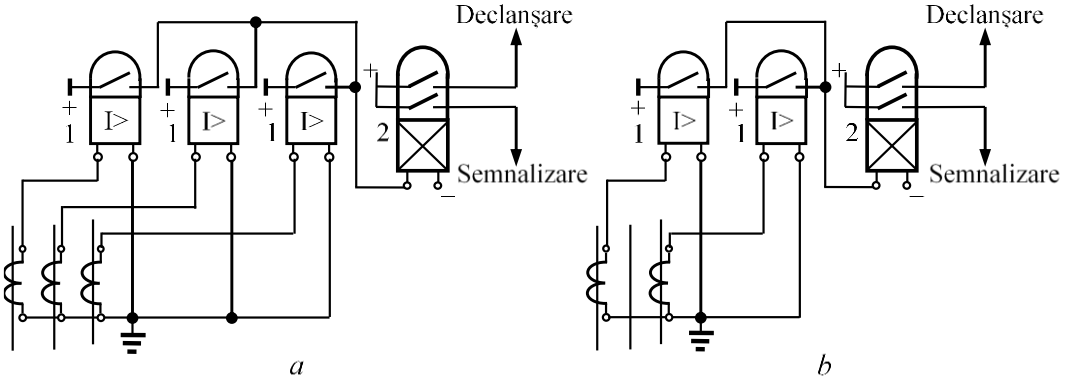


Fig. 6. 2. Montarea releelor maximale de curent [8]: *a-pe trei faze; a-pe două faze*.

În cazul utilizării protecției prin secționare de curent, suplimentar va trebui prevăzută și o protecție de rezervă, cum ar fi protecția maximală de curent temporizată, când se obține o *„protecție maximală de curent în două trepte”*.

Releele maximale de curent vor fi setate pentru a acționa la valori diferite ale curentului de defect, în mod crescător dinspre capătul liniei înspre sursă, astfel încât întreruptorul cel mai apropiat de locul defectului să declanșeze.

Protecția trebuie desensibilizată față de curentul de scurtcircuit în regim maxim apărut la capătul dinspre consumator al tronsonului; se poate scrie:

$$I_{pp} = k_{sig} \cdot I''_{Kmax}, \tag{6.1}$$

unde $I''_{K\,max}$ reprezintă curentul inițial de scurtcircuit în regim de scurtcircuit maxim, iar k_{sig}=1,2÷1,5 este un coeficient de siguranță care depinde de tipul releului utilizat.

Pentru relee secundare se utilizează următoarea relație de calcul a curentului de pornire a protecției maximale netemporizate (cu acționare instantanee – secționare de curent):

$$I_{pr} = k_{sig} \frac{k_{sch}}{K_{TC}} I''_{Kmax} \tag{6.2}$$

În cazul rețelei prezentate în figura 6.1, setarea protecțiilor cu tăiere de curent, se realizează astfel:

- curentul de pornire pentru protecția din stația A:

$$I_{ppA} = k_{sig} \cdot I''_{KBmax}; \tag{6.3}$$

- curentul de pornire pentru protecția din stația B:

$$I_{ppB} = k_{sig} \cdot I''_{KCmax}; \tag{6.4}$$

- curentul de pornire pentru protecția din stația C:

$$I_{ppC} = k_{sig} \cdot I''_{Kmax}; \tag{6.5}$$

Dezavantajele acestei metode sunt legate de faptul că vor exista zone neprotejate (zone moarte) care nu sunt supravegheate. Prezența acestor zone „moarte” poate fi explicată tocmai prin necesitatea asigurării selectivității între protecțiile corespunzătoare fiecărui element.

Ponderea zonelor moarte în raport cu lungimea sectorului supravegheat va depinde de:

- regimul de scurtcircuit care poate fi cuprins între două limite: scurtcircuit minim și scurtcircuit maxim;
- raportul dintre impedanța elementului protejat și impedanța sursei de energie electrică.

6.2.2. Secționarea de curent temporizată

Chiar dacă secționarea de curent este o protecție simplu de implementat, ieftină, ea nu poate rezolva în mod unilateral multe din problemele legate de protecția rețelelor electrice. Aceste limitări pot fi depășite prin utilizarea metodei de discriminare în timp și curent (secționarea de curent temporizată). Această metodă combină posibilitățile oferite de discriminarea în timp, respectiv în curent, contribuind la obținerea unor soluții superioare de realizare a protecției. Introducerea protecțiilor cu caracteristică inversă aduce un plus în ceea ce privește realizarea unei protecții calitativ superioare [8].

Protecția cu secționare de curent temporizată (Fig. 6.3) se folosește când secționarea rapidă nu protejează cel puțin 20% din linie.

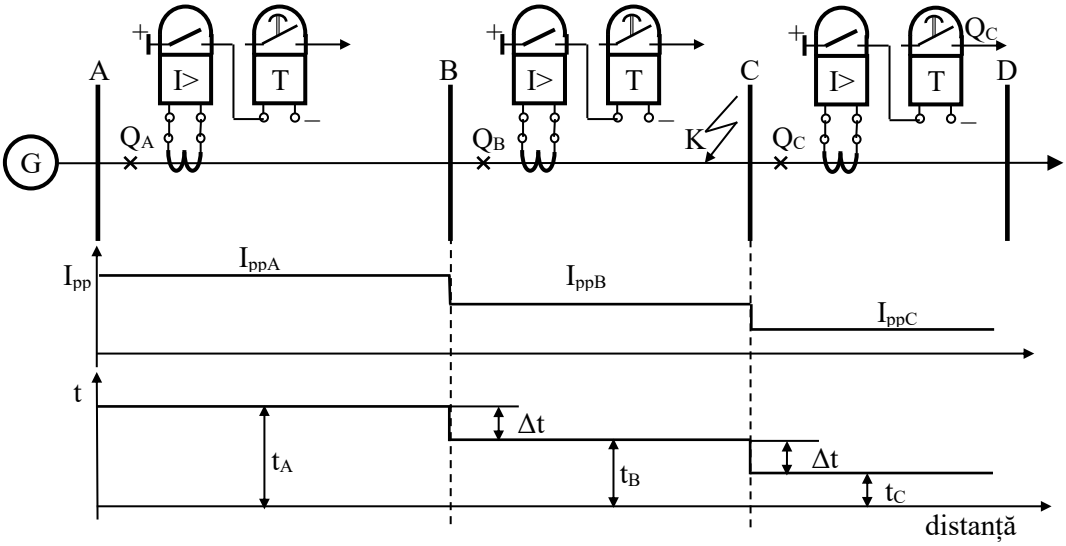


Fig. 6.3. Aplicarea metodei de discriminare în timp și în curent (secționarea de curent temporizată) [8].

Curentul de pornire a protecției, I_{pp}, se alege în funcție de curentul de scurtcircuit exterior maxim de la capătul tronsonului din aval [8]:

$$I_{ppA} = k_{sig} \cdot I''_{KCmax}, \tag{6.6}$$

iar temporizarea corespunzătoare se reglează la valoarea:

$$t_A = t_B + \Delta t = t_C + 2\Delta t. \tag{6.7}$$

Treapta de timp Δt *se determină în conformitate cu relația* (6), PASE I – Curs 2.

Dezavantajul acestei metode constă în faptul că defectele cele mai apropiate de sursă (cu cele mai mari valori ale curentului de scurtcircuit), care sunt și cele mai severe, sunt eliminate în timpul cel mai lung. Acest lucru presupune solicitări mai mari ale instalațiilor electrice atât din punct de vedere termic cât și electrodinamic. Din acest motiv, eficiența protecției va crește prin utilizarea împreună cu secționarea de curent.

6.2.3. Protecția maximală de curent temporizată a liniilor electrice radiale

Această protecție se aplică în cazul liniilor radiale de medie și joasă tensiune. Este o metodă de asigurare a selectivității (discriminare în timp) simplă, ieftină, cel mai des întâlnită în cazul rețelelor de medie și joasă tensiune. Se bazează pe ideea că prin temporizarea protecției maximale atașată fiecărui întreruptor din circuit, întotdeauna întreruptorul care este cel mai apropiat de defect declanșează primul. Este evident, că singură, o astfel de metodă de protecție va putea fi utilizată numai în rețelele radiale.

Discriminarea în timp presupune existența a cel puțin două elemente de execuție:

- un element de pornire, care să realizeze demararea protecției. Acest element va realiza compararea mărimii electrice supravegheate cu valoarea reglată sau setată;
- un elementul de timp – realizează funcția de temporizare și în general are posibilități de reglare a temporizării.

De cele mai multe ori ca elemente de pornire a protecției se utilizează releele maximale de curent. Dacă acestea sunt cu caracteristică instantanee (Fig. 6.4, a) atunci necesită utilizarea unor dispozitive suplimentare pentru realizarea temporizărilor (relee de timp).

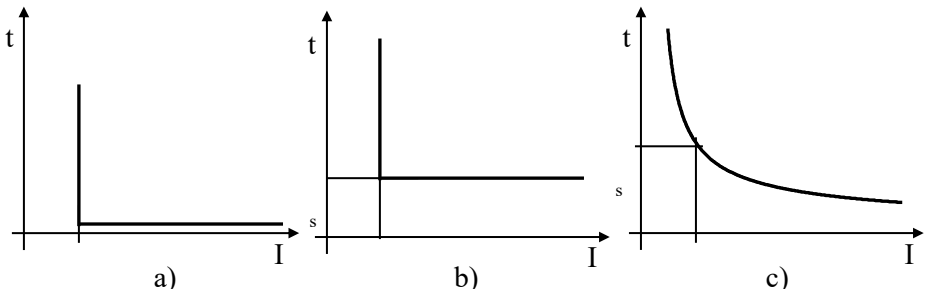


Fig. 6.4. Caracteristici timp-curent:
a-releu maximal de curent cu caracteristică instantanee; b-releu maximal temporizat de curent cu caracteristică independentă; c-releu maximal temporizat de curent cu caracteristică dependentă.

Se pot utiliza și relee maximale de curent cu temporizare, cu caracteristică de timp independentă (Fig. 6.4, b) sau dependentă (Fig. 6.4, c). [7].

Reglarea protecțiilor maximale de curent temporizate pentru o linie radială cu mai multe tronsoane se face parcurgând următoarele etape:

1. Determinarea curentului de pornire a protecției (a releului de curent)

$$I_{pp} \geq I_{sarc.max} . \tag{6.8}$$

Pentru a evita deconectări neselective, nu este suficientă îndeplinirea condiției (6.8), ci valoarea curentului de revenire a protecției, $I_{rev,p}$, trebuie să îndeplinească condiția:

$$I_{rev.p} \geq I_{sarc.max} . \tag{6.9}$$

Curentul de pornire a protecției, respectiv de pornire a releului primar (conectat direct în circuitul supravegheat) se calculează cu relația:

$$I_{pp} = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} I_{sarc.max} , \tag{6.10}$$

unde coeficientul de siguranță, k_{sig}=1,1÷1,25, este funcție de construcția releului de curent, iar coeficientul de revenire, k_{rev}=0,8÷0,99 este funcție de același criteriu ($k_{rev}=I_{rev,p}/I_{pp}$).

Pentru releele secundare de curent, curentul de pornire a releului, I_{pr}, se determină cu relația:

$$I_{pr} = \frac{k_{sig} \cdot k_{sch}}{k_{rev}} \cdot \frac{I_{sarc.max}}{K_{TC}} , \tag{6.11}$$

în care K_{TC} este raportul de transformare al TC, iar k_{sch} reprezintă coeficientul de schemă (egal cu 1 dacă releul este parcurs de curentul de fază sau $\sqrt{3}$ dacă releul este parcurs de diferența curenților de fază);

2. Determinarea timpului de acționare a protecțiilor - descrește dinspre sursă înspre consumatori. Timpul de acționare minim va corespunde tronsonului de linie cel mai depărtat față de sursă (în avalul sursei). Incrementul de modificare a temporizărilor, treapta de timp Δt, depinde de caracteristicile tuturor componentelor sistemului de protecție și se calculează cu relația (6) din Curs 2. Această treaptă de timp minimă trebuie să permită acționarea releelor aferente și acționarea (deschiderea) întreruptorului tronsonului supravegheat înainte ca un alt întreruptor din amonte să primească comanda de declanșare;

3. Verificarea coeficientului de sensibilitate – coeficientul de sensibilitate a protecției maximale de curent temporizată, k_{sens}, trebuie să verifice relația:

$$k_{sens} = \frac{I''_{K\,min}}{I_{pp}} \geq 1,5\,, \tag{6.12}$$

unde $I''_{K\,min}$ este curentul de scurtcircuit minim la sfârșitul zonei protejate.

În figura 6.5 se prezintă schema de principiu a protecției maximale de curent cu temporizare pentru rețele radiale și modul de setare a releelor de curent și de timp.

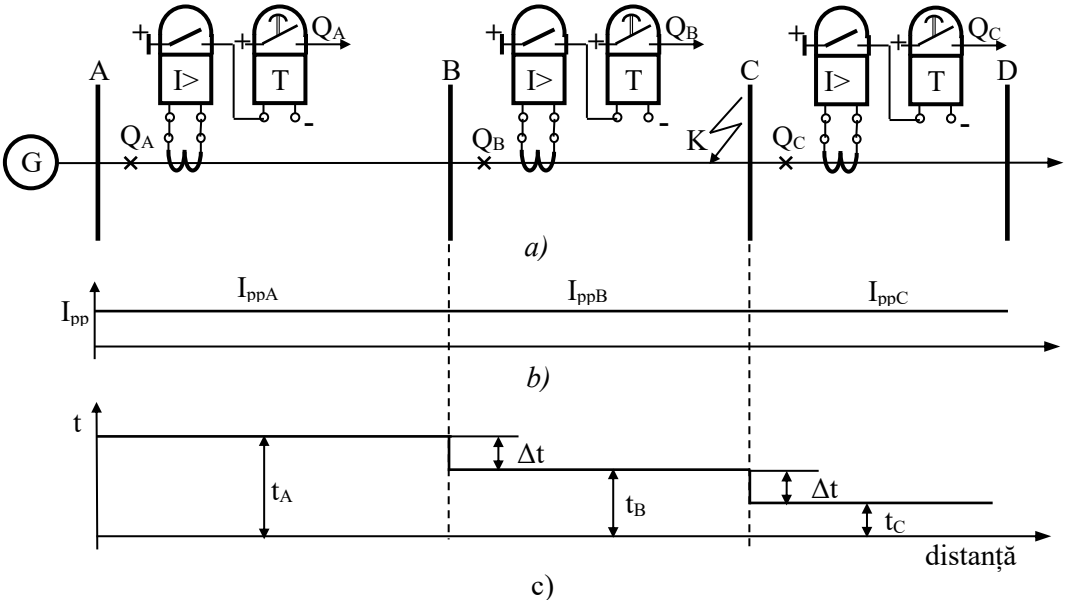


Fig. 6.5. Aplicarea metodei de discriminare în timp: *a-schema de principiu a protecției maximale temporizate de curent pentru o rețea radială; b-setarea curentului de pornire a protecțiilor; c-setarea temporizărilor.*

Releele maximale de curent vor fi setate astfel încât să acționeze la apariția celui mai mic defect din rețea, *valoare de prag ce va depinde de curentul de sarcină maximă de pe fiecare tronson de linie al rețelei*. Dacă defectul apare, de exemplu în punctul K, demarează protecțiile din stațiile A și B, dar prima care dă comanda de declanșare, eliminând defectul, este cea care are cea mai mică temporizare și este situată cel mai aproape de defect (în stația B). Protecția din stația C nu reacționează deoarece elementul de rețea corespunzător nu este parcurs de curentul de defect. Odată defectul izolat, celelalte protecții revin în starea inițială, consumatorii din amonte rămânând alimentați în continuare.

Dezavantajul acestei metode constă în faptul că defectele cele mai apropiate de sursă (cu cele mai mari valori ale curentului de scurtcircuit), care sunt și cele mai severe, sunt eliminate în timpul cel mai lung. Acest lucru presupune solicitări mai mari ale instalațiilor electrice atât

din punct de vedere termic cât și electrodinamic. Din acest motiv, această metodă singură poate fi aplicată cu succes acolo unde impedanța sursei este mai mare decât a elementelor protejate și în cazul în care valoarea curentului de defect la locul de amplasare al releului este apropiată de cea corespunzătoare sfârșitului zonei protejate.

Modalitățile de implementare a protecției cu relee clasice sunt prezentate în figurile 6.6 și 6.7 [4].

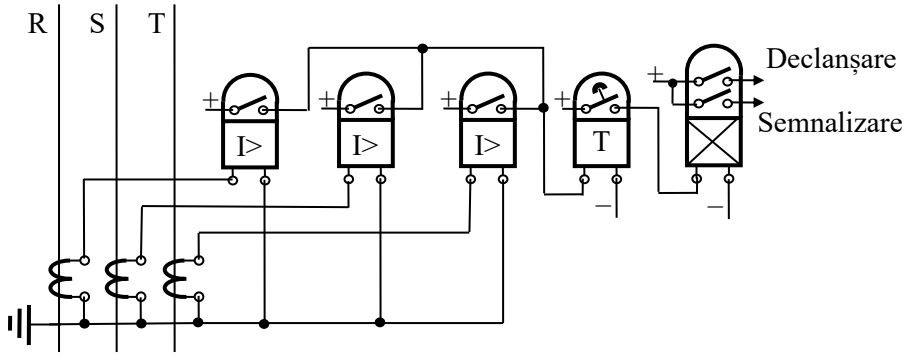


Fig. 6.6. Protecția maximală de curent temporizată în rețele radiale cu neutrul tratat.

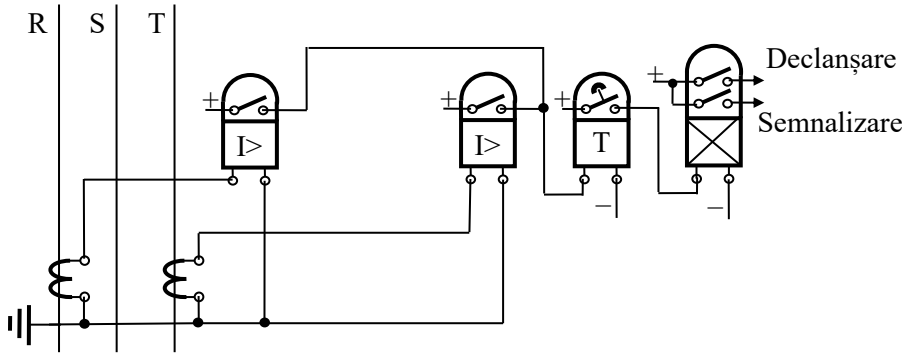


Fig. 6.7. Protecția maximală de curent temporizată în rețele radiale cu neutrul izolat.

Dacă coeficientul de sensibilitatea a protecției nu îndeplinește condiția impusă ($k_{sens} \geq 1,5$), sensibilitatea se poate mări prin [4]:

1. Introducerea blocajului prin releu de minimă tensiune (Fig. 6.8)

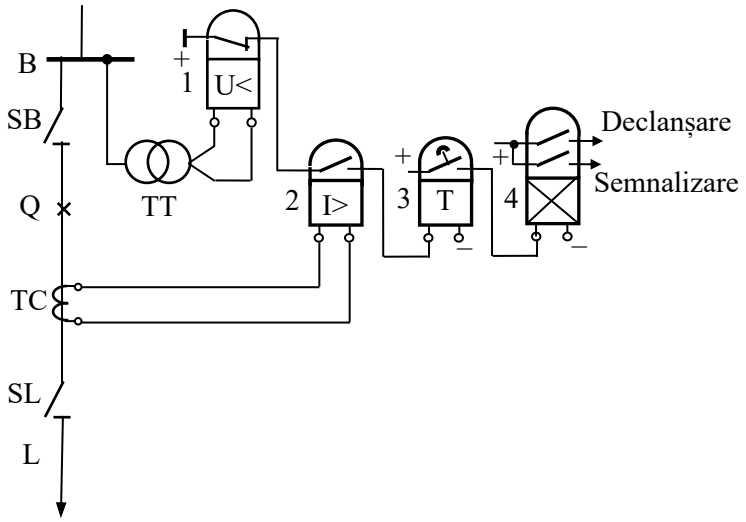


Fig. 6.8. Protecția maximală de curent temporizată cu blocaj de tensiune în rețele radiale.

Blocajul de minimă tensiune permite micșorarea curentului de pornire a protecției respectiv creșterea lui k_{sens} (6.12), fără a exista pericolul unor declanșări intempestive (din cauza unor posibile suprasarcini). Releul de minimă tensiune 1 permite acționarea protecției maximale doar dacă creșterea curenților este însoțită de o scădere însemnată a tensiunii, așa cum se întâmplă în cazul scurtcircuitelor.

Reglajele protecției se fac pe baza următoarelor condiții:

- curentul de pornire al protecției:

$$I_{pp} = \frac{k_{sig2}}{k_{rev2}} I_{nL}, \tag{6.13}$$

respectiv curentul reglat al releului de curent,

$$I_{pr} = \frac{k_{sig2} \cdot k_{sch}}{k_{rev2}} \cdot \frac{I_{nL}}{n_{TC}}. \tag{6.14}$$

- reglajul tensiunii de pornire a protecției:

$$U_{pp} = \frac{U_{Smin}}{k_{sig1} \cdot k_{rev1}}, \tag{6.15}$$

respectiv a releului de tensiune minimă,

$$U_{pr} = \frac{U_{Smin}}{k_{sig1} \cdot k_{rev1} \cdot n_{TT}}, \tag{6.16}$$

unde: I_{nL} este curentul nominal al liniei protejate, k_{rev1}=1,15÷1,2, k_{sig1}>1, U_{Smin}=0,9 U_{nL} este tensiunea de serviciu minimă a liniei și n_{TT} este raportul de transformare al TT.

2. Introducerea unui filtru de curent de secvență negativă, FCS⁻ (inversă, FCSI) - este utilă în cazul defectelor nesimetrice (I_{nL} sau $I_{s.max}$ nu au componentă inversă), însoțite de creșterea componentei de secvență negativă a curentului față de funcționarea normală. Acest fapt este util pentru discriminarea defectelor bifazate (curentul de scurtcircuit bifazat fiind întotdeauna mai mic decât cel de scurtcircuit trifazat) față de regimurile de sarcină maximă și suprasarcină. Această soluție de creștere a sensibilității protecției cu FCS⁻ (FCSI) este costisitoare dar conduce la o creștere considerabilă a sensibilității în rețele de medie tensiune.

Schema de principiu a protecției maximale de curent de secvență negativă (inversă) este prezentată în figura 6.9.

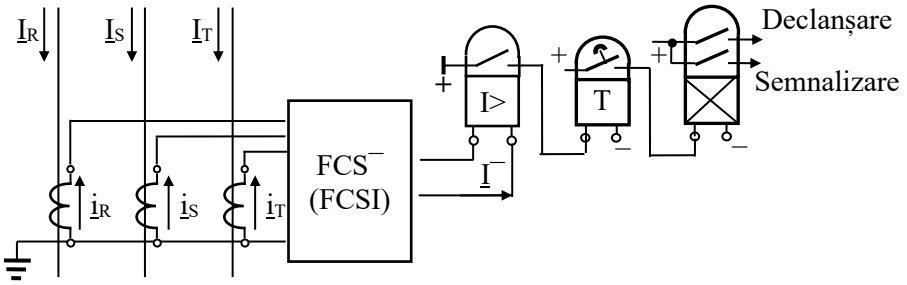


Fig. 6.9. Protecția maximală de curent de secvență negativă (inversă) temporizată în rețele radiale.

Protecția maximală de curent temporizată are următoarele avantaje:

- sensibilitate ridicată;
- este simplă și economică;
- fiabilitate mare în funcționare;
- constituie o protecție de rezervă pentru elementele conectate în aval.

Dezavantajul acestei protecții constă în temporizarea relativ mare pe tronsoanele dinspre sursa de alimentare, ceea ce conduce la creșterea solicitărilor termice și electrodinamice ale elementelor de rețea din amonte. O soluție pentru a micșora acestui dezavantaj constă în completarea protecției maximale de curent temporizate cu o protecție rapidă (secționare de curent).

6.2.4. Protecția maximală de curent în două trepte

Inconvenientele care apar în cazul metodelor de protecție, prezentate în subparagrafele 6.2.1, 6.2.2 și 6.2.3, - existența unor zone moarte sau solicitări foarte mari în cazul unor temporizări lungi - pot fi ajustate prin utilizarea protecțiilor în două trepte (Fig. 6.10) [4]:

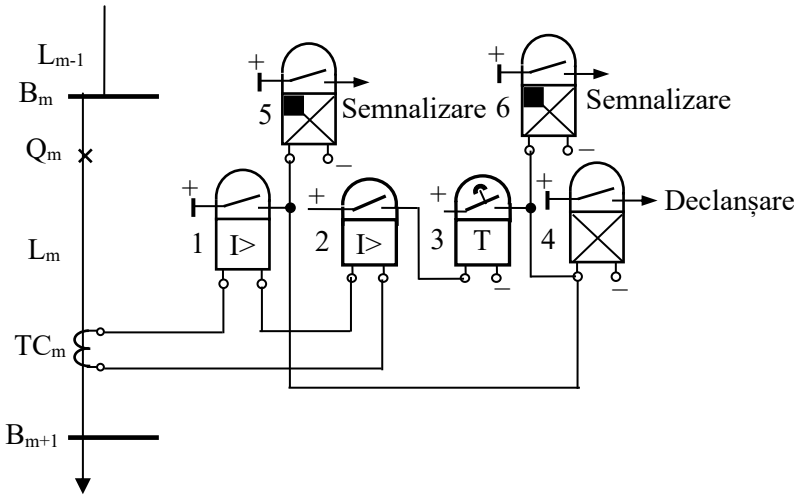


Fig. 6.10. Schema de principiu a protecției maximale de curent în două trepte [4].

- **o treaptă** rapidă (treapta I-a), realizată cu o protecție de curent instantanee (cu secționare);
- **o treaptă** temporizată (treapta a II-a), constând fie:
  - dintr-o protecție cu secționare temporizată;
  - dintr-o protecție maximală de curent temporizată.

A. Stabilirea reglajelor în cazul în care treapta a II-a este asigurată de o protecție de curent cu secționare, temporizată [4]

- Calculul reglajului pentru tronsonul de linie n, cel mai depărtat de sursă:
  - **curent**ul de pornire al secționării de curent (treapta a I-a, rapidă):

$$I_{ppI,\,n} = k_{sig1} \cdot I''_{Kmax,\,n+1}\,, \tag{6.17}$$

timpul de acționare al protecției depinzând de timpii proprii de acționare a elementelor lanțului de protecție;

  - **curentul** de pornire și temporizarea celei de a II-a trepte de protecție:

$$I_{ppII,\,n} = k_{sig2} \cdot I''_{Kmax,\,n+2}\,; \tag{6.18}$$

$$t_n = t_{n+1} + \Delta t\,; \tag{6.19}$$

- Calculul reglajului pentru tronsonul de linie n−1:
  - curentul de pornire al secționării de curent (treapta a I-a, rapidă):

$$I_{ppI,\,n-1} = k_{sig} \cdot I''_{K,\,n}\,; \tag{6.20}$$

  - curentul de pornire și temporizarea celei de a II-a trepte de protecție:

$$I_{ppII,\,n-1} = k_{sig2} \cdot I''_{Kmax,\,n+1} \tag{6.21}$$

$$t_{n-1} = t_n + \Delta t\,; \tag{6.22}$$

⋮

➢ Calculul reglajului pentru tronsonul de linie 1:

▪ curentul de pornire al secționării de curent (treapta a I-a, rapidă):

$$I_{ppI,\,1} = k_{sig} \cdot I''_{K,\,2}\,; \tag{6.23}$$

▪ curentul de pornire și temporizarea celei de a II-a trepte de protecție:

$$I_{ppII,\,1} = k_{sig2} \cdot I''_{Kmax,\,3}\,, \tag{6.24}$$

$$t_1 = t_2 + \Delta t\,. \tag{6.25}$$

Pentru coeficienții de siguranță se consideră valorile următoare: k_{sig1}=1,2÷1,3 și k_{sig2}=1,1÷1,25. Avantajul este că defectul pe linia protejată, oriunde apare, este eliminat rapid.

B. Stabilirea reglajelor în cazul în care treapta a II-a este asigurată de o protecție maximală de curent temporizată [4]:

➢ Calculul reglajului pentru tronsonul de linie cel mai depărtat față de sursei (tronsonul n):

▪ curentul de pornire al secționării de curent (treapta a I-a, rapidă):

$$I_{ppI,\,n} = k_{sig1} \cdot I''_{Kmax,\,n+1}\,, \tag{6.26}$$

timpul de acționare a protecției depinzând de timpii proprii de acționare a elementelor lanțului de protecție;

▪ curentul de pornire și temporizarea celei de a II-a trepte de protecție:

$$I_{ppII,\,n} = \frac{k_{sig2}}{k_{rev2}} I_{sarc.max.Ln}\,, \tag{6.27}$$

$$t_n = t_{n+1} + \Delta t\,; \tag{6.28}$$

▪ verificarea sensibilității:

$$k_{sens.,n-1} = \frac{I''_{Kmin,\,n}}{I_{ppII,\,n-1}} \geq k_{sens.imp.}\,; \tag{6.29}$$

⋮

➢ Calculul reglajului pentru tronsonul de linie 1:

▪ curentul de pornire al secționării de curent (treapta a I-a, rapidă):

$$I_{ppI,\,1} = k_{sig1} \cdot I''_{K,\,2}\,, \tag{6.30}$$

$$I_{ppII,\,1} = \frac{k_{sig2}}{k_{rev2}} I_{sarc.max.\,L1}\,; \tag{6.31}$$

▪ curentul de pornire și temporizarea celei de a II-a trepte de protecție:

$$I_{ppII,\,1} = \frac{k_{sig2}}{k_{rev2}} I_{sarc.max.\,L1}\,, \tag{6.32}$$

$$t_1 = t_2 + \Delta t\,; \tag{6.33}$$

▪ verificarea sensibilității:

$$k_{sens.,1} = \frac{I''_{Kmin,\,2}}{I_{ppII,\,1}} \geq k_{sens.imp.}\,. \tag{6.34}$$

În relațiile (6.26÷6.33), tronsoanele au fost numerotate în ordine crescătoare dinspre sursă spre capătul liniei. Între curenții de sarcină maximă va exista o relație de egalitate dacă rețeaua radială nu este arborescentă (rețea fără derivații):

$$I_{sarc.max.L1} = I_{sarc.max.L2} = \ldots = I_{sarc.max.Ln}\,, \tag{6.35}$$

altfel curenții de sarcină maximă pot să difere de la un tronson la altul.

Pentru coeficienții de siguranță se consideră următoarele valori: k_{sig1}=1,2÷1,3 și k_{sig2}=1,1÷1,25.

O astfel de protecție acționează rapid, în cazul defectelor apropiate de bare, acoperă și zonele moarte, dar sesizează defectele din aceste zone mai lent.

6.3. PROTECȚIA DE SECVENȚĂ ZERO A REȚELELOR RADIALE

Defectele nesimetrice cu punere la pământ conduc la apariția unei componente de secvență zero de curent (tensiune).

Componenta de curent de secvență zero poate avea valori reduse (cazul rețelelor care funcționează cu neutrul izolat sau cu neutrul tratat prin bobină de stingere), respectiv poate atinge valori importante în cazul rețelelor electrice care funcționează cu neutrul legat rigid la pământ sau tratat prin rezistență.

Protecțiile de secvență zero (homopolară) trebuie să fie sensibile atât în cazul punerilor la pământ (rețele cu neutrul izolat sau tratat prin bobină de stingere) cât și în cazul scurtcircuitelor monofazate sau bifazate cu pământul (rețele cu neutrul legat rigid la pământ sau cu neutrul tratat prin rezistență).

Aceste protecții utilizează exclusiv tensiunea și curentul de secvență zero, specifice regimului dezechilibrat respectiv. Aceasta permite reglarea protecțiilor sensibile la niveluri coborâte ale parametrilor de acționare, mult sub nivelul tensiunilor și curenților pe fază la regim normal sau la scurtcircuite între faze [10].

Componentele de secvență zero (homopolară) sunt detectate utilizând montaje specifice − filtre de secvență zero.

Protecția de secvență zero (homopolară) este, de obicei, o protecție de rezervă în completarea protecțiilor împotriva scurtcircuitelor polifazate.

6.3.1. Circulația curenților de defect în cazul unei puneri la pământ într-o rețea de medie tensiune

În figura 6.11 se prezintă circulația curenților de defect în cazul unei puneri la pământ într-o rețea de medie tensiune cu neutrul tratat (la sistemul de bare sunt conectate liniile radiale L_1 și L_2).

Parametrii electrici, care caracterizează rețeaua, sunt:

➢ inductivitatea transformatorului L_T;
➢ rezistența și inductivitatea pe fază a liniei R_0, L_0;
➢ capacitatea C_0 a fiecărei faze față de pământ și capacitatea totală C_t față de pământ a tuturor liniilor;
➢ rezistența de scurgere a curentului prin izolația unei faze, r, respectiv rezistența totală de scurgere la pământ a tuturor liniilor, r_t;
➢ rezistența rezistorului montat în neutrul transformatorului de putere, R_R;
➢ parametrii bobinei de stingere, inductivitatea L_B și rezistența R_B.

În cazul unei puneri la pământ pe faza 1 a liniei L_1, prin capacitățile fază-pământ ale celorlalte două faze sănătoase ale tuturor liniilor vor circula spre locul defectului curenții capacitivi (cu +) care se însumează și se întorc spre sursă prin faza defectă. Curentul care se întoarce spre sursă (cu −) prin faza 1 a liniei avariate este egal cu suma curenților care circulă prin capacitățile C_0 față de pământ ale fazelor 2 și 3 ale tuturor liniilor.

Curenții activi care circulă prin rezistențele de izolație ale liniilor au un traseu identic cu cel al curenților capacitivi, curentul care se întoarce spre sursă (cu −) prin faza 1 a liniei avariate fiind egal cu suma curenților care circulă prin rezistențele de izolație r față de pământ ale fazelor 2 și 3 ale tuturor liniilor.

Curentul activ prin rezistorul de limitare, R_R, circulă dinspre locul de defect spre barele colectoare, exclusiv pe faza defectă (1) a liniei avariate.

Curentul inductiv prin bobina de stingere, X_B, circulă dinspre locul de defect spre barele colectoare, exclusiv pe faza defectă (1) a liniei avariate. Fazorul curentului inductiv depinde de reglajul inductanței bobinei de stingere L_B la compensație, la supracompensație sau la subcompensație.

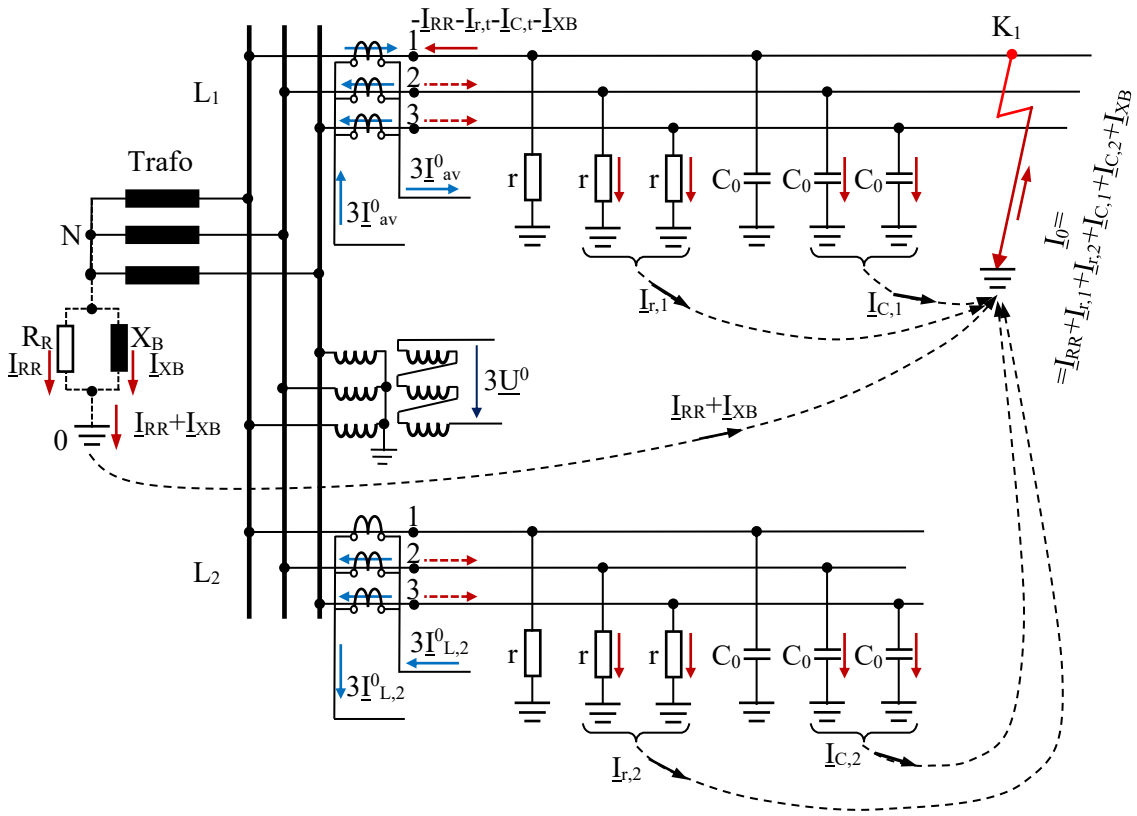


Fig. 6.11. Circulația curenților de defect în cazul unei puneri la pământ într-o rețea de medie tensiune.

Curentul prin pământ (în circuitul primar din figura 6.11) este:

$$\underline{I}_0 = \underline{I}_{RR} + \underline{I}_{r,1} + \underline{I}_{r,2} + \underline{I}_{C,1} + \underline{I}_{C,2} + \underline{I}_{XB}. \tag{6.36}$$

Considerând ca origine de fază tensiunea de secvență 0 ($3\underline{U}^0$), măsurată în secundarul filtrului de tensiune de secvență zero, corespunzătoare tensiunilor de fază de la bare, curentul la pământ (de secvență 0) pe linia avariată, respectiv pe o linie sănătoasă, are următoarele expresii (curenți văzuți la ieșirea din filtrele de curent de secvență zero - FCS0):

➢ pe linia avariată,

$$3\underline{I}^0_{L,1} = 3\underline{I}^0_{RR} + \left(3\underline{I}^0_{r,1} + 3\underline{I}^0_{r,2}\right) - 3\underline{I}^0_{r,1} + \left(3\underline{I}^0_{C,1} + 3\underline{I}^0_{C,2}\right) - 3\underline{I}^0_{C,1} + 3\underline{I}^0_{XB} = 3\underline{I}^0_{RR} + 3\underline{I}^0_{r,2} + j\left(3\underline{I}^0_{C,2} - 3\underline{I}^0_{XB}\right)$$

(6.37)

➢ pe linia sănătoasă,

$$3\underline{I}^0_{L,2} = -3\underline{I}^0_{r,2} - j3\underline{I}^0_{C,2} \tag{6.38}$$

Prin utilizarea pentru decizie a criteriului maximal se poate realiza o protecție eficientă împotriva punerilor la pământ (protecție maximală de curent de secvență zero).

Curentul homopolar, sesizat la ieșirea filtrului de curent Holmgreen, este practic neinfluențat de curentul de sarcină, dar este afectat de dezechilibrul natural existent în rețea și de erorile transformatoarelor de măsură de curent.

Sesizarea defazajului dintre tensiunea de secvență 0 și curentul de secvență 0 pentru detecția liniei cu punere la pământ se bazează pe observația că $\underline{I}_0$, curentul la pământ conține suma tuturor curenților debitați de sursă prin capacitățile și conductanțele fazelor sănătoase, se întoarce prin faza defectă și are sens opus sensului curenților capacitivi prin liniile sănătoase.

Relațiile (6.37) și (6.38) pot fi generalizate pentru o rețea de medie tensiune cu n linii radiale racordate la bare, în cazul unei puneri la pământ a fazei 1 de pe linia j. Analiza se face în raport cu tensiunea $3\underline{U}^0$ din secundarul filtrului de tensiune de secvență zero de pe bare și cu curenții după filtru $3\underline{I}^0$.

Se utilizează următoarele notații:

➢ indicele „0” pentru curentul prin pământ și prin faza avariată;
➢ indicele **„t”** pentru curenții totali pe fazele sănătoase de pe toate liniile;
➢ indicele **„j”** pentru curenții de pe fazele sănătoase de pe linia avariată;
➢ indicele **„i”** pentru curenții de pe fazele sănătoase de pe liniile sănătoase;
➢ indicele **„av”** pentru curentul total trifazat de pe linia avariată.

Cu aceste precizări, curentul prin pământ, $\underline{I}_0$, are expresia:

$$\underline{I}_0 = \underline{I}_{RR} + \underline{I}_{r,j} + \sum_{\substack{i=1\\ i\neq j}}^{n} \underline{I}_{r,i} + 3\underline{I}_{C,j} + \sum_{\substack{i=1\\ i\neq j}}^{n} \underline{I}_{C,i} + \underline{I}_{XB} \tag{6.39}$$

Curenții de secvență 0 pe linia avariată, respectiv pe o linie sănătoasă, au următoarele expresii (curenți văzuți în secundarul TC):

➢ *pentru o rețea cu neutrul tratat prin bobină de stingere și rezistență în paralel* (cazul cel mai complet):

▪ pe linia avariată:

$$\begin{aligned} 3\underline{I}^0_{L,av} &= 3\underline{I}^0_{RR} + \left(3\underline{I}^0_{r,j} + \sum_{\substack{i=1\\ i\neq j}}^{n} 3\underline{I}^0_{r,i}\right) - 3\underline{I}^0_{r,j} + \left(3\underline{I}^0_{C,j} + \sum_{\substack{i=1\\ i\neq j}}^{n} 3\underline{I}^0_{C,i}\right) - 3\underline{I}^0_{C,j} + 3\underline{I}^0_{XB} = \\ &= 3\underline{I}^0_{RR} + 3\underline{I}^0_{r,t} - 3\underline{I}^0_{r,j} + j\left(3\underline{I}^0_{C,t} - 3\underline{I}^0_{C,j} - 3\underline{I}^0_{XB}\right) \end{aligned} \tag{6.40}$$

▪ pe o linie sănătoasă

$$3\underline{I}^0_{L,i} = -3\underline{I}^0_{r,i} - j3\underline{I}^0_{C,i}\,; \tag{6.41}$$

➢ *pentru o rețea cu neutrul tratat prin bobină de stingere:*

▪ pe linia avariată ($R_B \neq 0$):

$$3\underline{I}^0_{L,av} = 3\underline{I}^0_{RB} + 3\underline{I}^0_{r,t} - 3\underline{I}^0_{r,j} + j\left(3\underline{I}^0_{C,t} - 3\underline{I}^0_{C,j} - 3\underline{I}^0_{XB}\right), \tag{6.42}$$

iar la rezonanță

$$3\underline{I}^0_{L,av} = 3\underline{I}^0_{RB} + 3\underline{I}^0_{r,t} - 3\underline{I}^0_{r,j} - j3\underline{I}^0_{C,j} \tag{6.43}$$

▪ pe linia avariată (R_B neglijabilă):

$$3\underline{I}^0_{L,av} = 3\underline{I}^0_{r,t} - 3\underline{I}^0_{r,j} + j\left(3\underline{I}^0_{C,t} - 3\underline{I}^0_{C,j} - 3\underline{I}^0_{XB}\right), \tag{6.44}$$

iar la rezonanță

$$3\underline{I}^0_{L,av} = 3\underline{I}^0_{r,t} - 3\underline{I}^0_{r,j} - j3\underline{I}^0_{C,j} \tag{6.45}$$

▪ pe o linie sănătoasă curentul de secvență zero se calculează pe baza relației (6.41);

➢ *pentru o rețea cu neutrul tratat prin rezistență:*

▪ pe linia avariată:

$$3\underline{I}^0_{L,av} = 3\underline{I}^0_{RR} + 3\underline{I}^0_{r,t} - 3\underline{I}^0_{r,j} + j\left(3\underline{I}^0_{C,t} - 3\underline{I}^0_{C,j}\right) \tag{6.46}$$

▪ pe o linie sănătoasă curentul de secvență zero se calculează pe baza relației (6.41);

➢ *pentru o rețea care funcționează cu neutrul izolat:*

▪ pe linia avariată:

$$3\underline{I}^0_{L,av} = 3\underline{I}^0_{r,t} - 3\underline{I}^0_{r,j} + j\left(3\underline{I}^0_{C,t} - 3\underline{I}^0_{C,j}\right) \tag{6.47}$$

▪ pe o linie sănătoasă curentul de secvență zero se calculează pe baza relației (6.41).

6.3.2. Clasificarea protecțiilor împotriva defectelor cu punere la pământ după principiul de funcționare

Se ține cont de existența următoarelor relații, între componenta de secvență zero a tensiunii, $\underline{U}^0$:

$$3\underline{U}^0 = \underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_3, \tag{6.48}$$

respectiv între curentul prin pământ, $\underline{I}_0$, componenta de secvență zero a curentului, $\underline{I}^0$ și curenții prin faze:

$$\underline{I}_0 = 3\underline{I}^0 = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3. \tag{6.49}$$

La apariția unei puneri la pământ (PLP), *sistemul de funcționare al rețelei, considerat simetric până în acel moment, devine nesimetric. Regimul nesimetric este caracterizat prin existența componentelor de secvență zero atât a tensiunilor cât și a curenților*. Trecerea de la sistemul simetric la cel nesimetric se realizează printr-un proces tranzitoriu (rețeaua fiind un circuit de tip RLC) la care se pot distinge trei etape [10]:

➢ **Prima etapă** constă din procesul de descărcare a capacității C_0 a fazei avariate la pământ prin legătura constituită la locul PLP (se poate considera capacitatea C_0 a acesteia încărcată la maximum deoarece cel mai probabil defectul se produce în preajma valorilor maxime ale tensiunii față de pământ a fazei respective). Forma curentului de descărcare $\underline{I}_0$ poate fi aperiodică sau periodic amortizată (frecvența de oscilație cuprinsă undeva între 500÷10000 Hz, depinzând de parametrii L_0 și C_0 ai rețelei) prezentând un vârf de ordinul zecilor sau uneori al sutelor de amperi. Curentul de descărcare $\underline{I}_0$ se propagă pe faza avariată a tuturor liniilor rețelei, circulând dinspre bare spre locul de PLP pe linia avariată și dinspre linii spre barele colectoare în cazul liniilor sănătoase.

În aceeași măsură are loc scăderea tensiunii fazei avariate spre zero și creșterea tensiunii $\underline{U}_{N0}$ de deplasare a neutrului rețelei.

Prima semiperioadă a curentului de descărcare $\underline{I}_0$ are aceeași polaritate ca semiperioada tensiunii de deplasare a neutrului $\underline{U}_{N0}$ (frecvențele celor două mărimi sunt diferite).

Dacă se ia drept referință tensiunea $3\underline{U}^0$ pe bare, polaritățile primelor semiperioade ale lui $\underline{I}_0$ și $3\underline{U}^0$ coincid pe linia defectă și sunt opuse pe liniile sănătoase. Regula este valabilă numai pe prima semiperioadă a curentului $\underline{I}_0$, deoarece frecvența acestuia fiind mai mare, pe durata primei semiperioade a tensiunii $\underline{U}_{N0}$ au loc mai multe oscilații ale curentului de descărcare.

Caracterul aperiodic/periodic, cât și frecvența acestui proces tranzitoriu sunt determinate exclusiv de parametrii liniilor electrice (R_0, L_0, C_0). Dată fiind inerția magnetică mare a transformatorului de putere și a bobinei de stingere parametrii acestora nu influențează acest proces tranzitoriu.

➢ **Etapa a doua** este reprezentată de procesul de încărcare a capacităților C_0 ale fazelor sănătoase, corespunzător valorilor crescute ale tensiunii față de pământ ale acestora. Circulația curentului fiind parțial prin pământ acesta poate fi considerat un curent de secvență zero.

Circuitul de încărcare este un circuit oscilant format din: inductanța L_T a fazei transformatorului conectată la faza avariată → conductorul fazei avariate → capacitățile față de pământ legate în paralel ale fazelor sănătoase $2\times C_0$ ale tuturor liniilor sănătoase ale rețelei → inductanțele în paralel $L_T/2$ ale fazelor sănătoase ale transformatorului de putere (din cauza inerției magnetice mari, inductanța bobinei de stingere L_B nu intervine în acest proces). Curentul de încărcare de regim tranzitoriu $\underline{I}_0$ are o frecvență cuprinsă între 200÷3000 Hz și se amortizează în 10÷25 ms. Având aceeași cauză de apariție, prima semiperioadă a curentului tranzitoriu $\underline{I}_0$ are la locul defectului aceeași polaritate ca și prima semiperioadă a tensiunii $\underline{U}_{N0}$, regulă aplicabilă numai primei semiperioade din cauza diferențelor dintre frecvențele lui $\underline{I}_0$ și $\underline{U}_{N0}$.

Curentul $\underline{I}_0$ circulă pe faza defectă a liniei avariate de la barele colectoare spre linie și dinspre linie spre bare, pe fazele sănătoase ale tuturor liniilor rețelei (inclusiv linia avariată).

Dacă se ia drept referință tensiunea $3\underline{U}^0$, prelevată de pe barele de MT, polaritatea primei semiperioade a curentului de regim tranzitoriu, $\underline{I}_0$, pe linia defectă este identică cu aceea a tensiunii $3\underline{U}^0$, iar pe liniile sănătoase polaritățile respective sunt opuse.

➢ **A treia etapă** a procesului tranzitoriu privește bobina de stingere. Curentul inductiv (cu frecvența fundamentală 50 Hz), produs ca urmare a aplicării tensiunii de deplasare a neutrului rețelei față de pământ pe reactanța X_B a bobinei, cunoaște un șoc inițial de maximum cinci ori valoarea stabilizată la care a fost reglată bobina, amortizându-se în circa 200 ms. Circulația acestuia este dinspre barele colectoare pe faza avariată spre locul de PLP.

Chiar dacă procesele tranzitorii descrise încep simultan în momentul PLP, ele au durate de desfășurare diferite datorate diferențelor de frecvență: *procesul de descărcare a capacității fazei avariate se amortizează în primele perioade ale procesului de încărcare suplimentară a capacităților fazelor sănătoase, la rândul lui acesta amortizându-se în primele perioade ale procesului tranzitoriu al curentului inductiv al bobinei de stingere*.

Regimul staționar se instalează în rețelele cu neutrul izolat după circa 20 ms de la producerea PLP, în timp ce în rețelele compensate această durată este de circa 200 ms.

Se poate concluziona că:

➢ pe fazele sănătoase ale unei linii oarecare a rețelei, precum și pe fazele sănătoase ale liniei avariate, curenții capacitivi circulă de la pământ prin capacitățile $2\times C_0$ și pe conductoarele fazelor spre barele colectoare;

➢ curentul capacitiv de secvență 0 pe linia avariată circulă de la barele colectoare spre locul de defect;

➢ curentul de secvență 0 activ prin rezistențele de scurgere prin izolație este în fază cu tensiunea de secvență zero prelevată la locul defectului pe linia avariată și decalat cu 180° față de aceasta pe oricare dintre liniile sănătoase. Sensul lui de circulație pe liniile sănătoase și pe linia avariată este identic cu cel al curenților capacitivi corespunzători;

➢ curentul activ prin rezistorul R_R circulă dinspre barele colectoare, exclusiv pe faza avariată a liniei avariate, spre locul PLP. Fazorul acestui curent este în fază cu tensiunea de secvență 0

de pe bare;
➢ curentul inductiv prin bobina de stingere X_B circulă de la barele colectoare, exclusiv pe faza avariată a liniei avariate, spre locul PLP.

Clasificarea protecțiilor împotriva defectelor cu punere la pământ (PLP) se poate face după mai multe criterii, astfel [10]:

1. După armonicele mărimilor de defect supravegheate, există:
➢ *protecții care supraveghează armonica fundamentală* a mărimilor de defect;
➢ *protecții care supraveghează armonicele superioare* ale mărimilor de defect.

2. După regimul în care sunt supravegheate mărimile de secvență zero, există:
➢ *protecții care supraveghează mărimi de secvență zero în regim tranzitoriu de PLP*;
➢ *protecții care supraveghează mărimi de secvență zero în regim stabilizat de PLP*.

3. După mărimea controlată, se disting:
➢ *protecții maximale* – protecțiile acționează când valoarea mărimii de secvență zero controlate depășește valoarea de prag reglată;
➢ *protecții direcționale* - protecțiile acționează atunci când defazajul între tensiunea de secvență zero și curentul de secvență zero se află într-un anumit domeniu unghiular reglat;
➢ *protecții comparative* - protecțiile selectează linia electrică avariată prin compararea între ele a unor anumite mărimi de secvență zero prezente la toate liniile rețelei date; se disting următoarele variante:

▪ ***protecția comparativă de curenți de secvență zero de armonici superioare*** - este adecvată indiferent de situația neutrului rețelei, deoarece prezența și circulația curenților capacitivi de armonici superioare nu depinde de acesta. Valoarea acestor curenți variază în primul rând în funcție de nivelul tensiunii în regim normal de exploatare care influențează gradul de neliniaritate pe care îl reprezintă transformatoarele de putere conectate la rețea, una din sursele generării armonicelor curentului de PLP (de aceea nu se pot utiliza valorile absolute ale curenților). Folosind regula după care curentul pe linia defectă este egal cu suma curenților de pe liniile sănătoase, protecția compară între ele valorile armonicelor superioare prelevate din curenții de secvență zero ai tuturor liniilor rețelei și decide asupra liniei defecte care prezintă valoarea relativă maximă;

▪ ***protecția comparativă a unghiurilor de fază ale curenților activi de PLP*** - se bazează pe faptul că numai curentul de defect de pe linia avariată prezintă o componentă activă în fază cu tensiunea de secvență zero $3\underline{U}^0$, în timp ce curenții de defect ai liniilor sănătoase au componente active în opoziție de fază cu aceasta. *Spre deosebire de protecțiile direcționale clasice această protecție folosește drept referință fazorul sumă al curenților de defect nu fazorul* $3\underline{U}^0$. Aceasta, cât și măsurarea relativă, conduc la creșterea sensibilității direcționale a protecției.

În cazuri 1 și 2, dispozitivele de protecție sunt aparate individuale pentru fiecare plecare dintr-o stație, în timp ce, în ultimul caz, sunt aparate colective pentru totalitatea plecărilor.

6.3.3. Protecția maximală de curent secvență zero

Aceste protecții sunt utilizate atât ca protecții instantanee (cu secționare, tăiere de curent) cât și ca protecții maximale temporizate.

În figura 6.12 se prezintă schema de principiu a protecției de curent de secvență zero cu secționare, utilizată pentru protecția rețelelor radiale în cazul defectelor cu punere la pământ.

Elementul de pornire al protecției este releul maximal de curent de secvență zero (1), alimentat cu un curent $3\underline{I}^0$, care poate proveni [10]:
➢ *de la un filtru de secvență zero*, constituit cu ajutorul celor trei transformatoare de curent pe fază, protecția trebuind reglată la o valoare care să depășească curentul de dezechilibru al filtrului de secvență zero (produs de inegalitățile curenților de sarcină pe cele trei faze și de inegalitățile curenților de magnetizare ai transformatoarelor de curent);
➢ *de la un transformator de curent de secvență zero de cablu*. Este indicat ca această soluție

să se utilizeze când reglajul de acționare este mai mic decât 10% din valoarea curentului nominal al transformatoarelor de curent;

➢ *prin calcularea sumei fazoriale* a curenților celor trei faze (relee digitale).

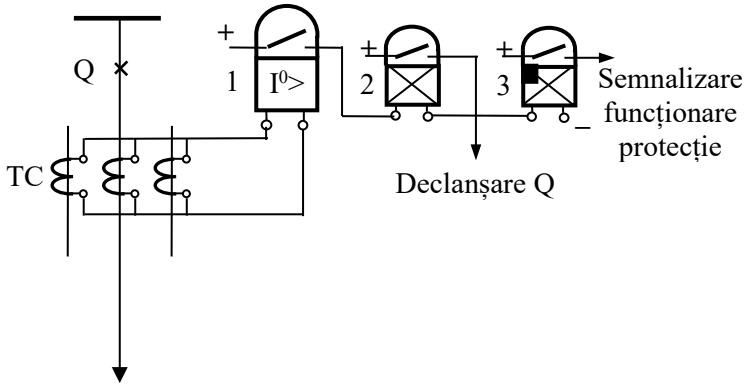


Fig. 6.12. Schema de principiu a protecției de curent de secvență zero cu secționare.

Pentru evitarea unor funcționări greșite ale protecțiilor aferente liniilor sănătoase ca urmare a procesului tranzitoriu de PLP, unele tipuri de relee sunt prevăzute cu filtre, care rejectează componentele de curent de frecvențe superioare. De asemenea, pentru împiedicarea acționării greșite la regimuri tranzitorii sau nesimetrice nelegate de PLP se folosesc protecții combinate maximale de curent de secvență zero și de tensiune de secvență zero.

Valoarea de acționare a protecției trebuie să fie mai mare decât valoarea curentului de secvență zero pe linia dată, când aceasta este sănătoasă, și mai mică decât valoarea respectivă, când linia este avariată. Această condiție este întotdeauna îndeplinită în rețelele cu neutrul legat la pământ prin rezistor pentru protecția de bază, având în vedere că la PLP este o diferență mare între curentul $\underline{I}_0$, care circulă pe linie în cazul unei PLP și curentul $\underline{I}_0$ când aceeași linie este sănătoasă.

Condiția de reglaj este îndeplinită de regulă și în rețelele cu neutrul izolat. În prezența unei PLP, pe linia avariată circulă suma curenților capacitivi proprii ai restului liniilor, $3I^0_{C,t}$, în timp ce în cazul în care linia dată este sănătoasă circulă numai curentul propriu al acestei linii. Între aceste două valori de curenți capacitivi există diferențe notabile, în special în rețelele cu multe linii, cu aceleași date constructive și de lungimi asemănătoare.

În cazul în care din stația IT/MT pleacă relativ puține linii și atunci când o linie are un curent capacitiv propriu mult mai mare decât al celorlalte (este mult mai lungă sau este o linie în cablu, iar celelalte linii sunt aeriene) este posibil ca protecția maximală de curent de secvență zero să nu fie indicată pentru protejarea acestei linii.

În rețelele cu neutrul legat la pământ prin bobină de inducție, protecția maximală de curent de secvență zero nu este eficientă. În regim de compensare la rezonanță, curentul de secvență zero pe linie are aproximativ aceeași valoare, indiferent dacă linia data este cea avariată sau este sănătoasă și condiția de reglaj a valorii de acționare nu poate fi aplicată.

Coordonarea reglajelor protecțiilor de curent de secvență zero nedirecționate (sau direcționate) se face la fel ca în cazul protecțiilor maximale de curent prin [9]:

➢ utilizarea caracteristicilor de temporizare independente de curent;

➢ prin utilizarea caracteristicilor de temporizare t=f(I) invers dependente;

➢ utilizarea unei combinații a celor două metode.

În figura 6.13 este prezentată schema protecției de curent de secvență zero temporizată cu caracteristică independentă (releul 1 – cu rol de pornire și releul 2 – cu rol de temporizare realizează o funcție „ȘI”).

Reglajul temporizării protecției se crește începând de la consumator spre sursă, cu câte o treaptă de selectivitate Δt.

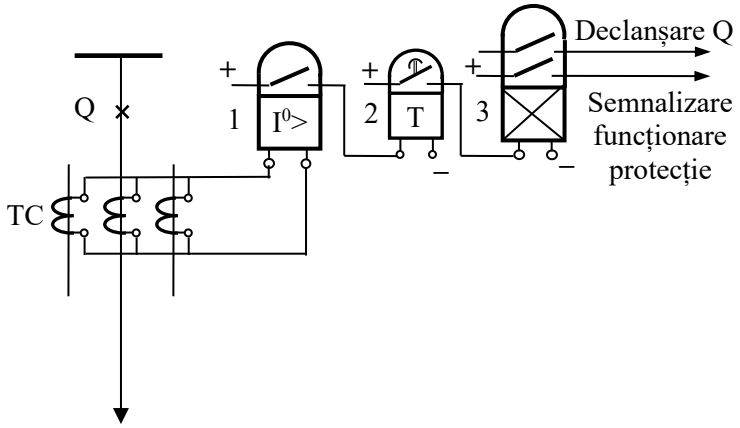


Fig. 6.13. Schema de principiu a protecției de curent de secvență zero temporizată.

Dezavantajul de principiu al metodei îl constituie creșterea timpului de declanșare odată cu apropierea de sursă, rezultând o durată mare de declanșare pentru defectele importante apropiate de sursă. Acest dezavantaj poate fi eliminat prin utilizarea caracteristicilor t=f(I) invers dependente, deși pentru rețelele având neutrul izolat utilizarea acestor caracteristici la protecția de curent homopolar poate însemna mai mult o complicație, având în vedere valorile mici (de regulă sub 10 A) ale curentului de punere la pământ.

6.3.4. Protecția maximală de tensiune secvență zero

Protecția maximală de tensiune de secvență zero acționează atunci când tensiunea $3U^0$ depășește o valoare prestabilită (reglată). Tensiunea de acționare este culeasă fie din secundarul în triunghi deschis al transformatoarelor de tensiune, monofazate și trifazate de pe bare, fie din înfășurările suplimentare ale transformatoarelor de tensiune cu cinci coloane (care mai există în unele stații mai vechi) sau în din secundarul transformatorului de tensiune inclus în bobina de stingere (Fig. 6.14) [4].

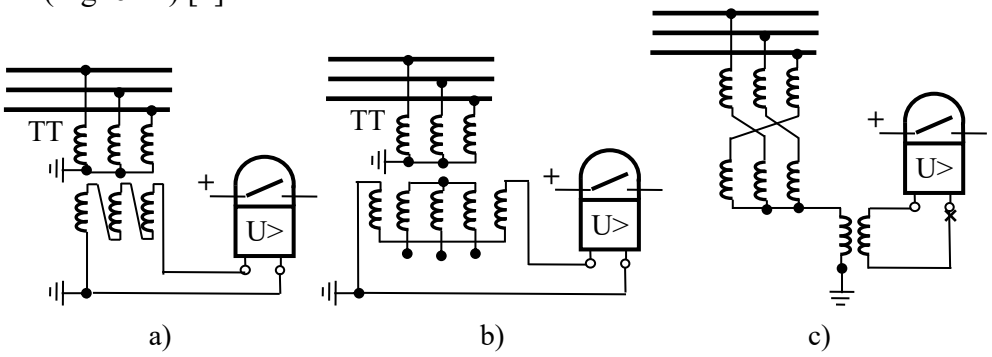


Fig. 6.14. Moduri de conectare a protecției homopolare de tensiune [4]: *a-în secundarul în triunghi deschis; b-la înfășurarea suplimentară a unui TT cu 5 coloane; c-la secundarul de tensiune al bobinei de stingere*.

Din cauza dezechilibrului tensiunilor pe fază, care în regim normal de funcționare este de cca. 3÷5% din valoarea tensiunii nominale, valoarea minimă de pornire a protecției trebuie să fie mai mare decât această valoare din regim normal.

Este indicat ca releul de tensiune maximă să fie alimentat printr-un filtru de secvență zero, care să rejecteze armonicele de grad 3 și superioare, pentru a împiedeca acționări false.
Protecția maximală de tensiune de secvență zero, deși este adecvată pentru toate modurile de

funcționare ale neutrului, sesizând corect apariția unei puneri la pământ, din cauza construcției nu poate identifica (selecta) linia avariată (în cazul în care există mai multe plecări de pe bare). *O astfel de protecție se folosește pentru semnalizarea punerilor la pământ.*

6.3.5. Protecția maximală de curent de secvență zero direcțională

În cazul în care există mai multe plecări de pe bare, funcția de selectare a liniei electrice pe care s-a produs PLP (o funcție direcțională realizată de releele direcționale de regim staționar) se fundamentează pe sensurile de circulație ale curenților de secvență zero de defect pe linii în raport cu tensiunea de secvență zero măsurată pe barele colectoare. Curentul de defect de secvență zero va avea o direcție dată pe linia defectă, în timp ce pe liniile sănătoase ale rețelei circulă în sens opus.

Releele direcționale se alimentează cu curentul de secvență zero prelevat de la un FCS0 al liniei protejate și cu tensiunea de secvență zero prelevată de la FTS0 conectat la bare.

Unghiul de acționare al protecției este cuprins în domeniul de +90°÷ −90° în raport cu un fazor de sensibilitate maximă (releele direcționale se caracterizează printr-un fazor de sensibilitate maximă - FSM - care face un unghi caracteristic față de fazorul $3\underline{U}^0$).

În figura 6.15 este prezentată schema de principiu a protecției direcționale de secvență zero (instantanee) în care releul 1 este releul direcțional, funcționând ca element de pornire a protecției.

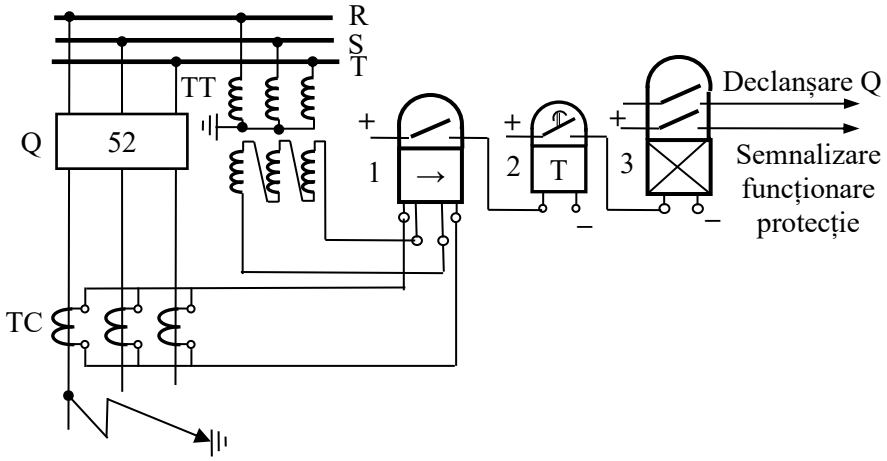


Fig. 6.15 Protecția maximală de curent de secvență zero direcțională.

6.3.6. Protecții la punere la pământ direcționale de secvență zero, de armonica a 5-a, în regim staționar de PLP

Curenții de secvență zero de armonica a 5-a sunt, predominant, curenți capacitivi. Circulațiile acestor curenți pe linia avariată și pe liniile sănătoase sunt în sensuri diferite. Pe această proprietate se bazează selectarea direcțională a PLP [10].

Această protecție, datorită principiului său care constă în:

- detectarea armonicelor de ordin 5 ale componentei de secvență zero a curenților, pe linia avariată și pe liniile sănătoase (curenți capacitivi);
- compararea sensului acestora cu referința $3\underline{U}_0$ *nu este afectată de modul de tratare al neutrului*.

6.3.7. Protecții la puneri la pământ direcționale, care supraveghează regimul nestaționar de PLP

Pentru selectarea liniei avariate, *bazat pe procesele tranzitorii care încep odată cu PLP (§ 6.3.2)*, protecția trebuie să îndeplinească următoarele condiții [10]:

➢ **să detecteze semnul** primei semialternanțe a curentului de secvență zero, respectiv a tensiunii de secvență zero (care au frecvențe diferite). Dacă semnele respective coincid, protecția recunoaște linia protejată ca fiind defectă;
➢ **să rămână pe poziția** acționat/neacționat rezultată din prima semialternanță pe toată durata persistenței PLP în rețea;
➢ **să se blocheze** pentru următoarele semialternanțe ale $3\underline{I}^0$ și $3\underline{U}^0$.

Protecția direcțională de regim tranzitoriu are avantaje importante:
➢ este adecvată pentru a fi prevăzută indiferent de regimul de tratare a neutrului rețelei;
➢ operează cu valori foarte mari ale șocului curentului capacitiv și de aceea nu este afectată de erorile de raport ale transformatoarelor de curent;
➢ sesizează și PLP trecătoare (de durată mai mică decât timpii proprii ai protecțiilor de regim staționar).

6.3.8. Metoda DESIR (Détection Sélective par les Intensités Résiduelles)

Această metodă, ilustrată în figura 6.16, dezvoltată și brevetată de Electricité de France (EDF), permite detectarea PLP-urilor rezistive și identificarea liniei defecte [2]. Face parte din categoria *protecțiilor comparative a unghiurilor de fază ale curenților activi de PLP*.

În conformitate cu această metodă, curenții reziduali (curenți secundari, proporționali cu curenții de secvență zero) de pe toate liniile racordate la bara de medie tensiune, notați $3\underline{I}_1^0, 3\underline{I}_2^0, \ldots, 3\underline{I}_n^0$ se adună fazorial rezultând fazorul de curent de secvență zero sumă $3\underline{I}_\Sigma^0$.

Comparația se realizează, luând ca referință acest fazor sumă, între proiecțiile, $3\dot{\underline{I}}_1^0, 3\dot{\underline{I}}_2^0, \ldots, 3\dot{\underline{I}}_n^0$, a tuturor curenților reziduali după o direcție normală la $3\underline{I}_{\Sigma,san}^0$

Metoda se bazează pe faptul că numai curentul de defect de pe linia avariată, $3\underline{I}_{l,av}^0$, prezintă o componentă activă în fază cu tensiunea de secvență zero $3\underline{U}^0$, în timp ce curenții de defect ai liniilor sănătoase au componente active în opoziție de fază cu aceasta. Se deosebesc următoarele situații:

A. În regim normal de funcționare a rețelei, curentul rezultant secundar $3\underline{I}_\Sigma^0$ este influențat în mare măsură de capacitățile fază-pământ ale rețelei și va fi defazat cu aproximativ 90º înainte de tensiunea de secvență 0, $3\underline{U}^0$ de pe bare. Proiecțiile curenților reziduali pe o dreaptă perpendiculară pe fazorul rezultant corespund aproximativ părții active a fiecărui curent rezidual și au toate același sens (în figura 11.6 reprezentările cu culoare roșie);

B. În cazul unei PLP, linia cu defect se poate selecta utilizând proiecția curentului rezidual (cu culoarea albastră în figura 6.16), care este opusă ca sens proiecțiilor curenților homopolari de pe liniile sănătoase (cu culoarea roșie în figura 11.6). Detectarea este eficientă atunci când această proiecție este mai mare decât pragul setat de pornire al releului maximal de curent I_{pr}. Originalitatea acestui sistem constă în faptul că identificarea componentei active a curentului rezidual al liniei defecte se realizează pur și simplu prin măsurarea curenților reziduali ai tuturor liniilor. Această metodă face posibilă eludarea dificultăților asociate cu măsurarea tensiunii de secvență zero (eroare semnificativă datorată transformatoarelor de tensiune). Metoda poate fi aplicată fără a fi necesar a se măsura tensiunea de secvență zero [2].

Principalele dezavantaje sunt legate de faptul că [2]:
➢ pentru a preveni declanșările nedorite, pragul de detecție trebuie setat la o valoare mai mare decât cea mai mare asimetrie în funcționare normală și trebuie să ia în considerare erorile de măsurare ale TC;
➢ caracteristica de funcționare astfel definită limitează semnificativ sensibilitatea protecției;
➢ acest dispozitiv impune o protecție unică pentru toate plecările din post.

Sistemul dinamic „DESIR” este o variantă a algoritmului static „DESIR”, insensibilă la efectul asimetriei naturale a rețelei și a erorilor de măsurare. Pentru această variantă, algoritmul este identic cu versiunea de bază, dar se aplică variațiilor mărimilor electrice măsurate [2].

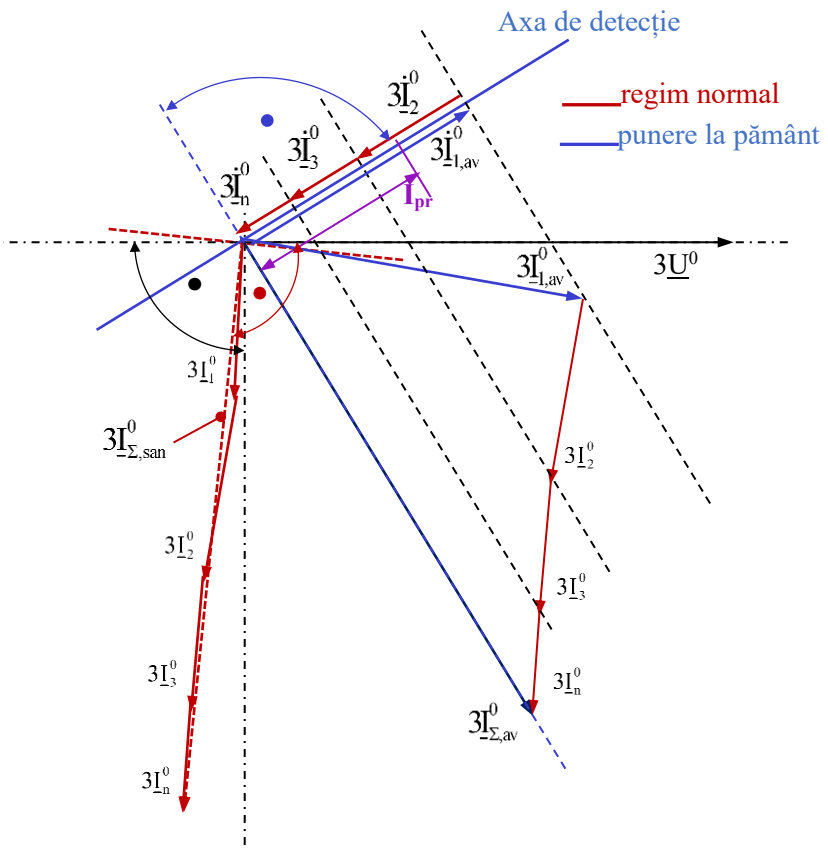


Fig. 6.16. Principiul metodei DESIR statică.

6.3.9. Protecția maximală de curent de secvență zero wattmetric

Principiul protecției homopolare de curent wattmetric pentru rețele tratate prin bobină de stingere (BS) se rezumă la detectarea sensului părții active a curentului homopolar. În înfășurarea protecției homopolare curenții bobinei de stingere și cei capacitivi ai rețelei conțin și o parte activă datorată rezistenței ohmice a BS, respectiv curenților de pierdere din izolații. Ca urmare, chiar în cazul unei rețele funcționând la rezonanță, nu se poate compensa partea activă (wattată) a acestui curent homopolar, care este practic în fază cu tensiunea de secvență zero pentru linia cu defect, respectiv în opoziție de fază pe liniile sănătoase. Sensul acestui curent se poate detecta utilizând un algoritm de calcul al „puterii active homopolare” [9].
Puterea activă homopolară se poate determina cu relația:

$$P^0 = U^0 \cdot I^0 \cdot \cos\varphi^0 \tag{6.50}$$

Ținând cont de sensul curentului de secvență zero în raport cu tensiunea de secvență 0, pentru linie defectă (avariată) sau sănătoasă, se poate spune că dacă $P^0>0$ se poate declara defect pe linie, iar dacă $P^0<0$ defectul este pe altă linie.

6.3.10. Protecția maximală de curent de secvență zero de armonici superioare

În cazul unei puneri la pământ, pe lângă curenții capacitivi cu frecvența de 50 Hz (fundamentală), apar și curenți capacitivi de armonici superioare, în special armonicile 3, 5 și 7 care au valori relativ mari. Impedanțele capacităților fazelor sănătoase prin care circulă

curenții capacitivi scad odată cu creșterea frecvenței, astfel încât la o punere la pământ cresc amplitudinile armonicilor din curba curentului de defect. Curentul inductiv produs de bobina de stingere nu conține armonici ca urmare a funcționării bobinei în regim nesaturat. Însumarea curenților capacitivi prin linia cu defect determină și curenți de armonici superioare mai mari pe linia cu defect decât pe liniile sănătoase, astfel încât o protecție bazată pe principiul maximului intensității curentului pentru o anumită armonică poate selecta linia defectă de celelalte sănătoase [9].

La utilizarea criteriului armonicilor superioare trebuie ținut seama de următoarele aspecte esențiale [9]:

- valorile curenților de punere la pământ în rețele tratate prin bobină de stingere sunt mult mai mici decât în cazul rețelelor cu neutrul legat direct la pământ, din acest motiv fenomenele sunt mai puțin intense;
- existența, chiar în regim normal, a armonicilor în curba curenților de sarcină urmare a regimurilor deformante, care pot estompa sau modifica raportul amplitudinilor armonicilor, între linia cu defect și cele fără defect, făcând practic imposibil de aplicat acest criteriu.

6.3.11. Protecții de secvență zero prevăzute pe liniile electrice din rețelele radiale

6.3.11.1. Protecția de secvență zero a rețelelor cu neutrul legat direct la pământ

A. Protecția de curent de secvență zero cu secționare (Fig. 6.12)

Relația pentru calculul curentului de pornire a protecției este [4]:

$$I_{pp}^{0} = k_{sig} \cdot I_{Kcalc.}, \tag{6.51}$$

unde:

- k_{sig}=1,2÷1,3;
- $I''_{Kcalc.}$ -.curentul de scurtcircuit maxim (cu pământul) în raport cu care se desensibilizează protecția, corespunzător unui defect în punctul K de la capătul opus al liniei, astfel:
  - la scurtcircuit monofazat

$$I''_{Kcalc.} = \frac{3U_f}{X_{ech.}^{+} + X_{ech.}^{-} + X_{ech.}^{0}} \tag{6.52}$$

  - la scurtcircuit bifazat la pământ:

$$I''_{Kcalc..} = \frac{\sqrt{3}U_f}{X_{ech.}^{+} + \dfrac{X_{ech.}^{-} \cdot X_{ech.}^{0}}{X_{ech.}^{-} + X_{ech.}^{0}}} \tag{6.53}$$

Pentru curentul de pornire a protecției, I_{pp0}, se ia valoarea maximă obținută în urma calculelor efectuate cu relațiile (6.52) și (6.53).

Dacă linia alimentează și transformatoare de putere se verifică desensibilizarea protecției față de curentul de șoc de magnetizare.

Dacă secționarea este nedirecționată se verifică desensibilizarea protecției și față de curentul de secvență care circulă în sens invers la defecte pe liniile vecine.

Protecția se desensibilizează și în raport cu curentul de pornire a secționării homopolare rapide de pe tronsonul următor:

$$I_{ppL1}^{0} = k_{sig} \cdot I_{ppL2}^{0}, \tag{6.54}$$

unde k_{sig}=1,2÷1,3.

Secționarea de curent de secvență zero trebuie să acopere minim 15÷20% din lungimea liniei.

B. Protecția maximală de curent de secvență zero temporizată (Fig. 6.13)

Relația pentru calculul curentului de pornire al protecției este [4]:

$$I_{pp}^{0} = (0,4 \div 0,6) \cdot I_{nL}, \tag{6.55}$$

unde I_{nL} este curentul nominal al liniei.

Protecția se desensibilizează față de curentul de dezechilibru al filtrului de curent de secvență zero, astfel [4]:

$$I_{pp}^{0} = k_{sig} \cdot k_{ap} \cdot I_{dez.calc.}, \tag{6.56}$$

unde k_{ap} ține seama de creșterea erorii transformatoarelor de curent (în raport cu valoarea de 10 %*)* în regimul tranzitoriu al scurtcircuitului.

Temporizarea se stabilește în trepte crescătoare de la consumatori spre sursă, luând în considerare doar elementele legate galvanic cu linia protejată.

Avantajul protecției maximale de curent homopolară este sensibilitatea și temporizarea ei mică. Se utilizează în rețele simple radiale.

6.3.11.2. Protecția de secvență zero a rețelelor cu neutrul izolat

Soluțiile de protecții de secvență zero, frecvent întâlnite în aceste rețele, sunt:

A. Protecția maximală de curent de secvență zero (Fig. 6.12)

Curentul de punere la pământ fiind mic, aceste protecții trebuie să fie extrem de sensibile și trebuie să nu acționeze la curenții de sarcină.

Curentul de secvență zero, sesizat la ieșirea FCS0, este practic neinfluențat de curentul de sarcină dar este afectat de dezechilibrul natural existent în rețea și de erorile transformatoarelor de măsură de curent. Ca urmare, reglajul de curent al protecției trebuie sa satisfacă condiția:

$$k_{sig} \cdot I_{dezj} \le I_{pp} \le \frac{I_{pt} - I_{pj}}{k_{sens}} \tag{6.57}$$

unde:

- I_{pp} - curentul de pornire a protecției;
- I_{pj} - curentul de punere la pământ al liniei proprii;
- k_{sens} - coeficient de sensibilitate;
- k_{sig} - coeficient de siguranță;
- I_{pt} - curentul total de punere la pământ al rețelei;
- I_{dezj} - curentul rezidual, de dezechilibru al liniei proprii.

Valoarea curentului de dezechilibru poate fi aproximată din eroarea totală a TC:

$$I_{rezj} \cong \frac{\varepsilon}{100} \cdot I_{nTC} \tag{6.58}$$

unde s-a notat:

- I_{nTC}- curentul nominal primar al transformatorului de curent;
- ε [%] - eroarea de măsură totală a transformatorului de curent.

Pe de altă parte, din rațiuni de selectivitate, curentul de pornire al protecției trebuie sa satisfacă simultan și condiția:

$$I_{pp} \ge k_{sig} \cdot I_{pj} \tag{6.59}$$

Condițiile (6.57) și (6.59) nu pot fi îndeplinite în orice rețea. Astfel, în cazul unor rețele având o linie foarte lungă (deci cu curent capacitiv mare) și restul de linii având curenți capacitivi mici, condițiile impuse nu se pot îndeplini si protecția nu poate fi utilizată. În astfel de situații, o soluție o reprezintă protecția maximală de curent de secvență zero direcțională.

B. Protecția maximală de curent de secvență zero direcțională (Fig. 6.13)

Se urmărește determinarea domeniului de acționare a releului direcțional, adică determinarea domeniului maxim de variație dintre tensiunea homopolară și curentul homopolar aduși la releul direcțional.

Circulația curenților pe linia avariată și pe fazele sănătoase ale liniei avariate și a celor sănătoase poate fi urmărită pe schema din figura 6.11.

Curenții secundari pe linia avariată și pe o linie sănătoasă au expresiile în conformitate cu (6.47) și (6.41), astfel:

➢ pe linia defectă, prin capacitățile fazelor sănătoase circulă un curent capacitiv defazat cu +90° față de $3\underline{U}_0$ și prin rezistența de scurgere a izolației un curent activ defazat cu 0° față de $3\underline{U}_0$;

➢ pe liniile sănătoase circulă un curent capacitiv decalat cu −90°, respectiv un curent activ decalat cu l80° față de fazorul $3\underline{U}^0$.

Se consideră că valoarea curentului activ este de circa 5% din valoarea curentului capacitiv. În conformitate cu relațiile (6.47) și (6.41) și diagrama fazorială din figura 6.17 se poate scrie că domeniul de operare al releului este cuprins între (+90°−α) și (−90°+β), unde α și β se calculează cu relațiile:

$$\alpha = \arctan\frac{3I^0_{r,i}}{3I^0_{C,i}} = \arctan\frac{0{,}05\cdot I_C}{I_C} \approx 3°\,; \tag{6.60}$$

$$\beta = \alpha \approx 3°\,. \tag{6.61}$$

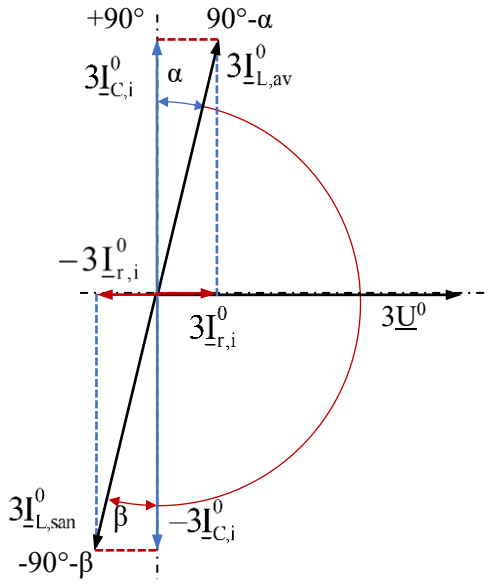


Fig. 6.17. Domeniul de operare a releului direcțional în cazul unei rețele cu neutrul izolat

Rezultă că între curentul de secvență zero total pe linia defectă $3\underline{I}^0_{L,av}$ și fazorul $3\underline{U}^0$ există un defazaj de +87°, iar pe liniile sănătoase acest defazaj este −93°, în consecință este indicată utilizarea unui releu direcțional având un unghi caracteristic de +90°.

Introducerea criteriului de direcție elimină condiția dată de relația (6.49), condiția de reglaj al curentului de pornire fiind dată de relația (6.47), iar dacă se utilizează condiția de depășire a unui prag al tensiunii de secvență zero se poate renunța la membrul stâng al relației.

C. Alte protecții prevăzute (așa cum au fost deja descrise în paragrafele anterioare):

➢ Protecția de tensiune de secvență zero (Fig. 6.14).

➢ Protecții selective de secvență zero bazate pe regimul tranzitoriu de defect.

6.3.11.3. Protecția de secvență zero a rețelelor cu neutrul tratat cu bobină de compensare

Soluțiile de protecții frecvent utilizate în aceste rețele sunt:

A. Protecția de curent de secvență zero direcțională

Se urmărește determinarea domeniului de acționare a releului direcțional, adică determinarea domeniului maxim de variație dintre tensiunea homopolară și curentul homopolar aduși la releul direcțional.

Circulația curenților pe linia avariată și pe fazele sănătoase ale liniei avariate și a celor sănătoase poate fi urmărită pe schema electrică din figura 6.11.

Curenții secundari pe linia avariată și pe o linie sănătoasă au expresiile în conformitate cu (6.42÷6.45) și (6.41), astfel pentru analiza acestei situații, dacă $\underline{I}_{C,t}$ este valoarea curentului capacitiv total al rețelei, se presupune că pe linia analizată [10]:

➢ valoarea curentului capacitiv propriu $I_{C,j}$ este 10% din valoarea $I_{C,t}$;
➢ valoarea curentului activ pe linie, $I_{r,j}$ reprezintă 10% din valoarea $I_{C,j}$;
➢ valoarea curentului activ din întreaga rețea $I_{R,t}=I_{RB}+I_{r,i}$ reprezintă 10% din valoarea $I_{C,t}$.

Se analizează următoarele situații:

A1. rețeaua este la rezonanță, adică $\underline{I}_{XB}=-\underline{I}_{C,t}$. Pe linia analizată, atunci când este defectă circulă curentul capacitiv propriu al liniei și curentul activ total al rețelei, în timp ce pe linia sănătoasă vor circula curentul capacitiv propriu al liniei și curentul rezistiv propriu. În conformitate cu relațiile (6.41) și (6.43) și diagrama fazorială din figura 6.18 rezultă un domeniu de acționare a releului cuprins între limitele (+90°−α) și (−90°−β), unde:

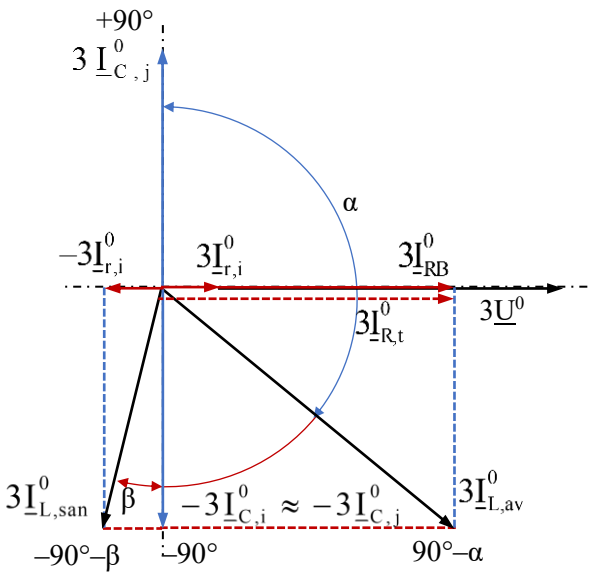


Fig. 6.18. Domeniul de operare a releului direcțional în cazul unei rețele cu neutrul legat la pământ prin bobină de stingere (rețea la rezonanță).

$$\alpha=180°-\arctan\frac{3I^0_{R,t}}{3I^0_{C,j}}=180°-\arctan\frac{0{,}1\cdot I_{Ct}}{0{,}1\cdot I_{Ct}}=135° \qquad (6.62)$$

$$\beta=\arctan\frac{I_{Rj}}{I_{Cj}}=\arctan\frac{0{,}1\cdot I_{Cj}}{I_{Cj}}\approx 6°, \qquad (6.63)$$

iar domeniul de acționare este cuprins între −45° și −96° (adică o lățime de circa 50°).

A2. rețeaua este supracompensată cu 10% deci la $\underline{I}_{XB}=-1{,}1\cdot\underline{I}_{Ct}$. Pe linia analizată, atunci când este defectă, circulă surplusul de curent inductiv și curentul capacitiv propriu al liniei, ambele

decalate cu −90° față de $3\underline{U}^0$ și curentul activ total al rețelei în fază cu $3\underline{U}^0$.

Pe linia sănătoasă circulă curentul capacitiv propriu al liniei și curentul rezistiv propriu. Din diagrama fazorială din figura 6.19 rezultă un domeniu de acționare a releului cuprins între limitele (+90°−α) și (−90°−β), unde:

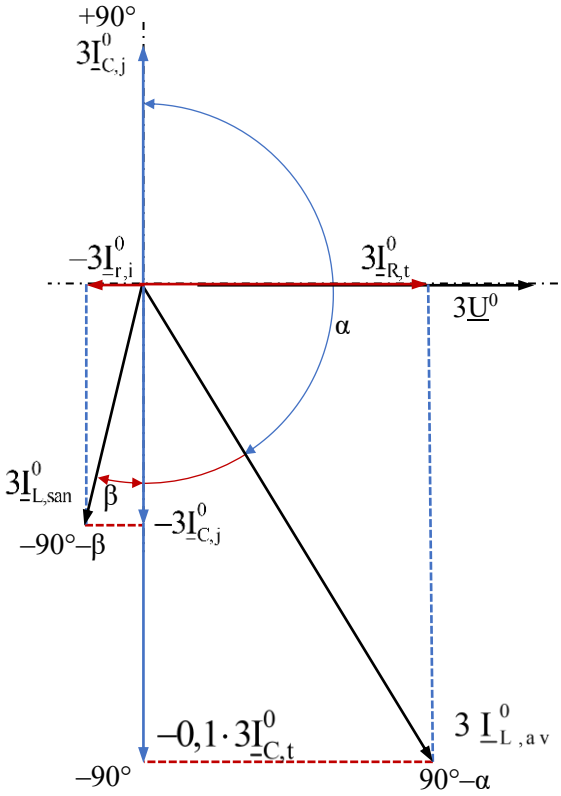


Fig. 6.19. Domeniul de operare a releului direcțional în cazul unei rețele cu neutrul legat la pământ prin bobină de stingere (rețea supracompensată cu 10%).

$$\alpha = 180° - \arctan\frac{3I^0_{R,t}}{3I_{Cj} + 3\cdot 0,1\cdot I_{Ct}} = 180° - \arctan\frac{0,1\cdot I_{Ct}}{0,2\cdot I_{Ct}} \approx 153°; \qquad (6.64)$$

$$\beta = \arctan\frac{3I^o_{Rj}}{3I^0_{Cj}} = \arctan\frac{0,1\cdot\ I_{Cj}}{I_{Cj}} \approx 6°\ , \qquad (6.65)$$

iar domeniul de acționare al releului direcțional este cuprins între −63° și −96° (adică o lățime de circa 30°).

Identificarea corectă a liniei avariate în aceste cazuri presupune alegerea unui releu cu un unghi caracteristic în domeniul +9°÷ +18°, astfel încât rămâne o margine foarte mică de circa 15°÷25° între linia de demarcație a zonei unghiulare de acționare/blocare a protecției și pozițiile fazorilor curenților rezultanți pe linia avariată/linia sănătoasă. Acest lucru implică impunerea unor condiții severe privind precizia releelor direcționale și valoarea erorii unghiulare a TC (este cunoscut că transformatoarele de curent de secvență zero - de cablu - au erori mari de unghi). În consecință, eficiența unei protecții direcționale în rețelele cu neutrul legat la pământ prin bobină de stingere este îndoielnică [10].

B. Alte protecții prevăzute (așa cum au fost deja descrise în paragrafele anterioare):

- Protecția maximală de curent de secvență zero nedirecționată;
- Protecția maximală de curent de secvență zero wattmetric;
- Metoda variației curentului de secvență zero wattmetric;

- Protecția maximală de curent de secvență zero de armonici superioare;
- Metoda DESIR;
- Protecția de tensiune de secvență zero.

6.3.11.4. Protecția de curent de secvență zero a rețelelor cu neutrul legat la pământ prin rezistor de limitare

Tratarea neutrului prin rezistență prezintă câteva avantaje în raport cu tratarea neutrului prin bobină de stingere [4]:
- costuri mai reduse;
- nu se pune problema acordului cu rețeaua;
- supratensiuni mult mai reduse;
- sunt practic excluse dublele puneri la pământ;
- este exclusă apariția de defecte simultane sau ulterioare în alte puncte ale rețelei (nu apar extinderi în circuite polifazate);
- protecție mai simplă și mai ieftină;
- exploatare mai ușoară.

În cazul rețelelor având neutrul tratat prin rezistență, la un defect fază - pământ, apare un curent de secvență zero a cărui intensitate depinde de distanța până la locul de defect și de valoarea rezistenței rezistorului plasat pe nulul rețelei.

Soluțiile de protecții frecvent utilizate pentru defecte cu punere la pământ sunt [4], [9]:

A. Protecția maximală de curent de secvență zero nedirecționată

Protecția maximală de curent de secvență zero nedirecționată este protecția de bază a rețelelor cu neutrul tratat prin rezistență (Fig. 6.12).

Curentul de pornire a releului se alege astfel încât să fie detectate defecte cu valori oricât de mari ale rezistenței de defect.

Curentul de pornire a protecție este cea mai mare valoare a curentului rezultat ținând cont de următoarele condiții [4]:
- curentul de pornire nu poate fi mai mic de 6% din curentul nominal al TC pentru a se evita declanșări intempestive datorate dispersiei caracteristicilor TC;
- desensibilizarea protecției față de curenții de dezechilibru:

$$I_{pp} = K_{sig1} \cdot I_{dez.}, \quad K_{sig1} = 1{,}1 \div 1{,}2, \tag{6.66}$$

unde curentul de dezechilibru maxim al filtrului de curent homopolar, I_{dez}, se calculează cu relația:

$$I_{dez.} = 2\frac{\varepsilon_{TC\%}}{100} I_{nTC}; \tag{6.67}$$

- desensibilizarea față de curentul capacitiv al liniei protejate pentru abaterea maximă de la schema normală:

$$I_{pp} = k_{sig2} \cdot I_{Cmax}, \quad k_{sig2} = 1{,}5 \div 2, \tag{6.68}$$

unde I_{Cmax} este curentul capacitiv al liniei protejate pentru abaterea maximă de la schema normală,

$$I_{Cmax} = I_{C0} \cdot L_{max}, \tag{6.69}$$

I_{C0} fiind curentul capacitiv pe unitatea de lungime, iar L_{max} lungimea maximă a liniei.

Valoarea curentului de pornire astfel determinată trebuie să îndeplinească condiția de sensibilitate (în raport cu curentul de scurtcircuit minim):

$$K_{sens} = \frac{I^{(1)}_{K,min}}{I_{pp}}. \tag{6.70}$$

Pentru a evita funcționarea falsă a protecției, datorită suprapunerii peste curenții capacitivi ai fazelor sănătoase a curenților homopolari tranzitorii, în cazul unui defect homopolar net pe o altă linie, se recomandă impunerea unei temporizări de cca. 0,2 sec.

Dacă în aval există o protecție temporizată între cele două protecții se prevede un interval de timp Δt=0,5 s.

La stabilirea temporizării pentru liniile în cablu se va avea în vedere comportarea la scurtcircuit a porțiunilor celor mai mici:

$$t \le \frac{I_{Kadm}^2}{I_{Kmax}^2} \cdot 1\,(s), \qquad (6.71)$$

unde I_{Kmax} este curentul de scurtcircuit maxim iar I_{Kadm} este curentul de scurtcircuit admis de cablu timp de 1s.

B. Protecția maximală de curent de secvență zero direcțională

În mod normal protecția homopolară a liniilor nu necesită element de direcție, având în vedere funcționarea debuclată a rețelei de medie tensiune. Totuși și în aceste rețele pot să apară defecte fază - pământ cu rezistență mare de trecere, astfel încât pentru selecția plecării cu defect este necesar a se utiliza elemente de direcție [9], [10].

Este o protecție de rezervă sensibilă la puneri la pământ cu rezistență mare de trecere la pământ, deoarece o astfel de rezistență duce la scăderea curentului pe linia defectă [10]. În acest caz valoarea curentului pe linia defectă este comparabilă cu valoarea curenților de pe liniile sănătoase și ca urmare protecția maximală de curent de secvență zero este inoperabilă

Din analiza circulației curenților de defect (Fig. 6.11) se desprind câteva observații:

- curentul capacitiv al rețelei, circulă prin linia cu defect și capacitățile fazelor liniilor fără defect;
- curentul de scurtcircuit limitat de rezistența R, circulă prin linia cu defect, rezistorul de punere la pământ și faza transformatorului;
- curentul homopolar rezultant prin linia cu defect are un defazaj diferit față de defazajul rezultat prin neglijarea aportului componentelor transversale ale rețelei;
- defazajul dintre $3\underline{U}^0$ și $3\underline{I}^0$ este mai mare de 90° cu caracter capacitiv (curentul înaintea tensiunii) și, ca urmare, P^0 este negativ.

În conformitate cu relațiile (6.41) și (6.46) și diagrama fazorială din figura 6.20 se constată o îngustare a domeniului de operare a releului direcțional între limitele (+90°−α) și (−90°+β).

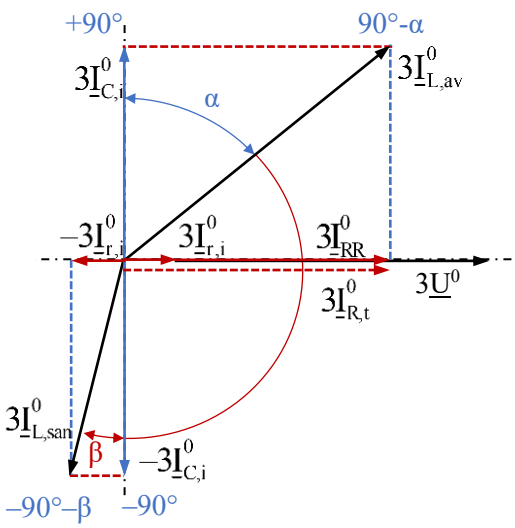


Fig. 6. 20. Domeniul de operare a releului direcțional în cazul unei rețele cu neutrul legat la pământ prin rezistor.

În acest caz este indicată protecția direcțională cu un unghi caracteristic de circa +30°, care poate selecta corect curenții pe linia avariată și pe liniile sănătoase.

O soluție asemănătoare este valabilă și în rețelele cu neutrul legat la pământ (temporar) cu bobină de inducție și rezistor, conectate în paralel.

C. Alte protecții prevăzute (așa cum au fost deja descrise în paragrafele anterioare):

- Protecția maximală de curent de secvență zero wattmetric;
- Protecția de tensiune maximală de curent de secvență zero.

6.4. PROTECȚIA LINIILOR RADIALE ÎMPOTRIVA SUPRASARCINILOR

În figura 6.21 este prezentată schema de principiu a protecției liniilor electrice la suprasarcini [4].

Protecția se prevede pe o singură fază și este temporizată. Se prevede la toate liniile în cablu.

Reglajul protecției presupune:

- determinarea curentului de pornire a protecției

$$I_{pp} = k_{sig} \cdot I_{Ln}, \quad k_{sig} = 1{,}01 \div 1{,}1; \tag{6.72}$$

- reglarea temporizărilor

$$t = t_{max.defect} + \Delta t, \quad \Delta t = 0{,}3 \div 0{,}5\ s. \tag{6.73}$$

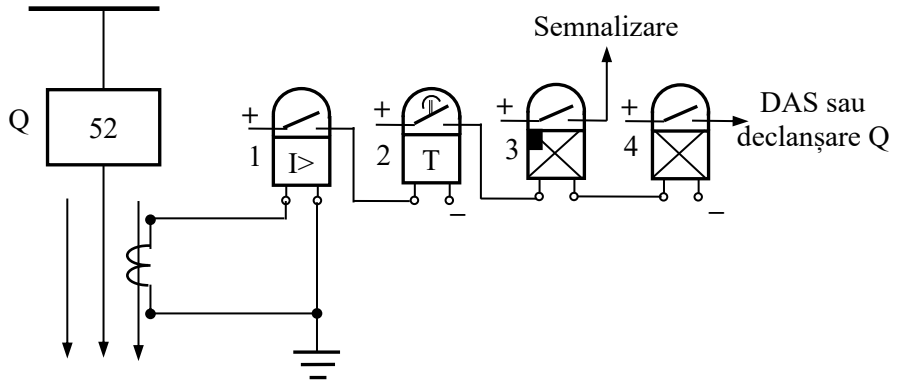


Fig. 6.21. Schema de principiu a protecției liniilor împotriva suprasarcinilor.

6.5. APLICAȚII

Aplicația 6.1. Se consideră rețeaua radială din figura 6.22.

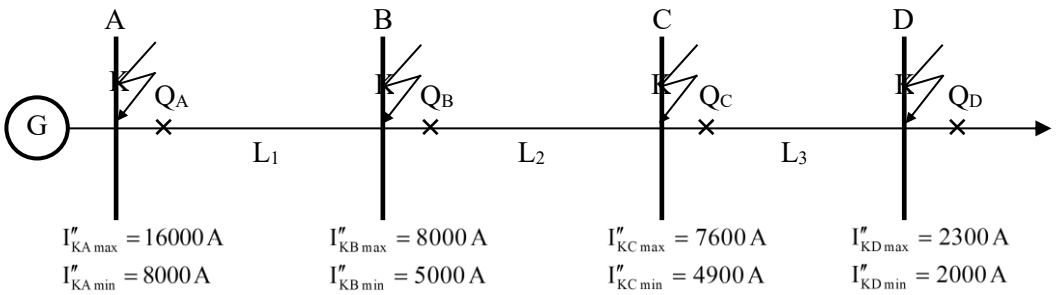


Fig. 6.22. Explicativă la protecția unei rețele radiale cu secționare de curent.

Se presupune că s-au determinat valorile curenților de scurtcircuit pe bare, atât pentru

regimul maxim de scurtcircuit cât și pentru un regim minim de scurtcircuit. Aceste valori, pentru scurtcircuite apărute pe bare, sunt cele prezentate în figură. Se cere să se regleze releele protecțiilor cu secționare de curent aferente rețelei.

Soluție:

Setarea releelor se face pentru condițiile cele mai severe de defect, astfel:

➢ setarea protecției din C, care supraveghează linia L_3, se face în funcție de valoarea maximă a curentului de scurtcircuit corespunzător defectului cel mai depărtat (bara D), pentru acest tronson. Pentru un coeficient de siguranță egal cu 1,2 valoarea primară de pornire a protecției cu secționare din C este:

$$I_{ppC} = 1{,}2 \cdot 2300 = 2760 \text{ A},$$

valoare mai mică decât cea corespunzătoare curentului de scurtcircuit minim pe bara C (4900 A), deci protecția acționează, este selectivă, cu o anumită zonă moartă. Linia poate fi protejată cu o zonă moartă a cărei întindere depinde de regimul de scurtcircuit;

➢ pentru protecția maximală cu secționare din B, care are drept scop detectarea și izolarea defectelor de pe linia L_2, punctul cel mai depărtat de bara B este tocmai bara C. Un defect în K_C produce un curent inițial de scurtcircuit cu valoarea maximă de 7600 A. Această valoare reprezintă valoarea maximă a curentului de scurtcircuit pentru linia L_3, respectiv valoarea minimă, în regim de scurtcircuit maxim, a curentului de scurtcircuit pentru linia L_2. Asigurarea selectivității între protecția din B și cea din C presupune compensarea erorilor care pot să apară în circuitul de protecție, respectiv a variațiilor de impedanță din sistem. Ea se realizează prin creșterea valorii curentului reglat (setat) pentru releul din B cu 20% față de valoarea minimă a curentului de scurtcircuit. Pe lângă această creștere, având în vedere erorile care pot să apară în lanțul de protecție, se mai adaugă încă circa 10%. Astfel, curentul de pornire pentru releul B va fi de:

$$I_{ppB} = 1{,}3 \cdot 7600 = 9880 \text{ A} > 8000 \text{ A},$$

deci linia L_2, nu mai poate fi protejată în condițiile asigurării selectivității;

➢ pentru releul din A, pe baza aceluiași raționament rezultă un curent de pornire cu valoarea de 10400 A. Această valoare este mai mică decât valoarea curentului de scurtcircuit pe bara A, în regim maxim de scurtcircuit (16000 A), dar mai mare decât valoarea curentului de scurtcircuit în A în regim minim de scurtcircuit (8000 A). Se poate concluziona că în acest caz metoda este practic inaplicabilă.

Pe baza acestor considerente rezultă că metoda discriminării în curent nu are aplicabilitate practică atunci când zona cuprinsă între două relee are o impedanță mică. Totodată ea nu dă rezultate în rețelele în care apar fluctuații importante în funcționare. Ea poate fi aplicată atunci când valoarea impedanței între două întreruptoare consecutive are o valoare semnificativă, respectiv impedanța sursei este cu mult mai mică decât a zonei protejate. În schimb, secționare de curent poate fi utilizată cu succes împreună cu alte protecții.

Aplicația 6.2. Cu datele din aplicația 6.1 se cere să se regleze protecțiile cu secționare de curent temporizată din stațiile A și B, cunoscând timpul de acționare a protecției din C, t_C=0,4 s și treapta de timp Δt=0,3 s.

Soluție:

➢ Pentru stația B:

$$I_{ppB} = k_{sig} \cdot I''_{KDmax} = 1{,}3 \cdot 2300 = 2990 \text{ A};$$

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

➢ Pentru stația A:

$$I_{ppA} = k_{sig} \cdot I''_{KCmax} = 1,3 \cdot 7600 = 9880 \text{ A};$$

$$t_A = t_B + \Delta t = 0,7 + 0,3 = 1 \text{ s}.$$

Aplicația 6.3. Se consideră rețeaua electrică reprezentată în figura 6.23.

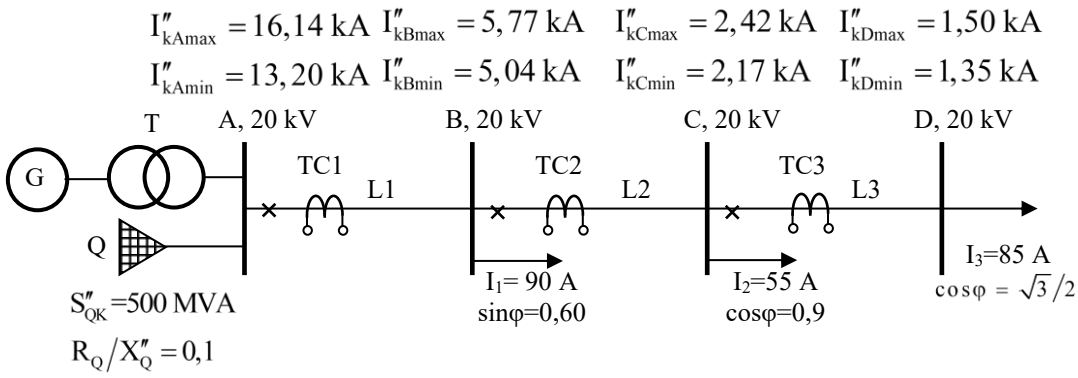


Fig. 6.23. Schema electrică monofilară a rețelei studiate.

Se presupune că s-au determinat valorile curenților de scurtcircuit pe bare, atât pentru regimul maxim de scurtcircuit cât și pentru un regim minim de scurtcircuit. Aceste valori, pentru scurtcircuite apărute pe bare, sunt cele prezentate în figura 6.23. Se cere setarea protecțiilor maximale de curent în două trepte din stațiile A, B și C în următoarele cazuri:
a) Treapta a II-a a protecției este cu secționare temporizată;
b) Treapta a II-a a protecției este asigurată de o protecție maximală de curent temporizată cu caracteristică de timp independentă;
c) Treapta a II-a a protecției este asigurată de o protecție maximală de curent temporizată cu caracteristică de timp inversă cu relee cu caracteristică standard.
Se consideră: k_{rev}=1, k_{sig1}=1,2÷1,3, k_{sig2}=1,1÷1,25, $k_{sens.imp.}$=1,5 și temporizarea protecțiilor din stația C, t_C=0,5 s (Δt=0,3 s);

Valorile normalizate ale intensității curentului din circuitul primar al transformatoarelor de curent, în regim permanent, fac parte din următorul șir: 5; 10; 12,5; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75 A precum și multipli de zece și o sută până la valoarea de 3000 A.

Soluție:

1. Calculul curenților de sarcină:

➢ Sarcina 1

$$I_{1a} = 90 \cdot \cos\varphi = 90 \cdot 0,8 = 72 \text{ A};$$

$$I_{1r} = 90 \cdot \sin\varphi = 90 \cdot 0,6 = 54 \text{ A};$$

➢ Sarcina 2

$$I_{2a} = 55 \cdot \cos\varphi = 55 \cdot 0,9 = 49,5 \text{ A};$$

$$I_{2r} = 55 \cdot \sin\varphi = 55 \cdot 0,435 = 23,925 \text{ A};$$

➢ Sarcina 3

$$I_{3a} = 85 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 73,60 \text{ A};$$

$$I_{3r} = 85 \cdot \frac{1}{2} = 42,5 \text{ A};$$

➢ Sarcina maximă pentru tronsonul L_3 și următorul:

$$I_{Csarc.max} = I_{Dsarc.max} = I_3 = 85 \text{ A};$$

➢ Sarcina maximă pentru tronsonul L_2:

$$I_{Bsarc.max} = \sqrt{\left(I_{2a} + I_{3a}\right)^2 + \left(I_{2r} + I_{3r}\right)^2} = \sqrt{123,1^2 + 66,425^2} = 139,88 \cong 140 \text{ A};$$

➢ Sarcina maximă pentru tronsonul L_1:

$$I_{Asarc.max} = \sqrt{\left(I_{1a} + I_{2a} + I_{3a}\right)^2 + \left(I_{1r} + I_{2r} + I_{3r}\right)^2} = \sqrt{195,1^2 + 120,425^2} = 229,27 \cong 230 \text{ A};$$

2. Reglajul protecției maximale de curent în două trepte

Pentru coeficienții de siguranță se consideră valorile următoare: k_{sig1}=1,2÷1,3 și k_{sig2}=1,1÷1,25.

2.1. Reglajul primei trepte de protecție – treapta I, protecție de curent instantanee (rapidă, cu secționare)

Se pornește de la stația cea mai depărtată de sursă (stația C în acest caz):

➢ Calculul reglajului protecției pentru tronsonul de linie cel mai depărtat de sursă (stația C):

$$I_{ppI,C} = k_{sig1} \cdot I''_{kDmax} = 1,25 \cdot 1,50 = 1,875 \text{ kA};$$

➢ Calculul reglajului protecției instantanee din stația B:

$$I_{ppI,B} = k_{sig1} \cdot I''_{kCmax} = 1,25 \cdot 2,42 = 3,025 \text{ kA};$$

➢ Calculul reglajului treptei I a protecției (instantanee) din stația A:

$$I_{ppI,A} = k_{sig1} \cdot I''_{kBmax} = 1,25 \cdot 5,77 = 7,2125 \text{ kA}.$$

2.2. Reglajul treptei a doua de protecție – protecție de curent cu secționare, temporizată

Timpul de acționare al protecției depinde de timpii proprii de acționare a elementelor lanțului de protecție. Se pornește de la protecția din C:

Calculul reglajului pentru tronsonul de linie cel mai depărtat de sursă (stația C), pentru care se va considera un curent inițial de scurtcircuit maxim, la capătul tronsonului adiacent din aval

$$I''_{kEmax} = 0,60 \text{ kA} \text{ și } I''_{kEmin} = 0,205 \text{ kA};$$

$$I_{ppIIs,C} = k_{sig2} \cdot I''_{kEmax} = 1,2 \cdot 0,6 = 0,720 \text{ kA};$$

$$t_C = 0,5 \text{ s},$$

temporizare impusă de protecțiile din aval;

➢ Calculul reglajului protecției din stația B:

$$I_{ppII,B} = k_{sig2} \cdot I''_{kDmax} = 1,2 \cdot 1,50 = 1,80 \text{ kA},$$

$$t_B = t_C + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ s},$$

treapta de timp fiind impusă de necesitatea asigurării selectivității în distanță;

➢ Calculul reglajului treptei II a protecției (secționare temporizată) din stația A:

$$I_{ppII,A} = k_{sig2} \cdot I''_{kCmax} = 1,2 \cdot 2,42 = 2,904 \text{ kA},$$

$$t_A = t_B + \Delta t = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ s}.$$

2.3. Reglajul treptei a doua de protecție – protecție maximală de curent temporizată cu caracteristică independentă

➢ Calculul reglajului pentru tronsonul de linie cel mai depărtat față de sursă (stația C):

$$I_{ppII,C} = k_{sig2} \cdot I_{Csarc.max} = 1,2 \cdot 0,085 = 0,102 \text{ kA};$$

$$t_C = 0,5 \text{ s}.$$

Verificarea sensibilității:

$$k_{sens.,C} = \frac{I''_{kDmin}}{I_{ppII,C}} = \frac{1,35}{0,102} = 13,23 \geq 1,5 = k_{sens.imp.}.$$

➢ Curentul de pornire și temporizarea celei de a II-a trepte de protecție din stația B:

$$I_{ppII,B} = k_{sig2} \cdot I_{Bsarc.max} = 1,2 \cdot 0,14 = 0,168 \text{ kA};$$

$$t_B = t_C + \Delta t = 0{,}5 + 0{,}3 = 0{,}8\ s\ .$$

Verificarea sensibilității:

$$k_{sens.,B} = \frac{I''_{kCmin}}{I_{ppII,B}} = \frac{2{,}17}{0{,}168} = 12{,}92 \geq 1{,}5 = k_{sens.imp.}\ .$$

➢ Calculul reglajului treptei II a protecției (maximală de curent temporizată) din stația A:

$$I_{ppII,A} = k_{sig2} \cdot I_{Asarc.max} = 1{,}2 \cdot 0{,}23 = 0{,}276\ kA;$$

$$t_A = t_B + \Delta t = 0{,}8 + 0{,}3 = 1{,}1\ s\ .$$

Verificarea sensibilității:

$$k_{sens.,A} = \frac{I''_{kBmin}}{I_{ppII,A}} = \frac{5{,}04}{0{,}276} = 18{,}26 \geq 1{,}5 = k_{sens.imp.}\ .$$

2.4. Reglajul treptei a doua de protecție – protecție maximală de curent temporizată cu caracteristică dependentă

Se vor utiliza relee maximale de curent cu temporizare cu caracteristică inversă (relația 2.8 și tabelul 2.1, subparagraful *2.1.3.2*),

$$t(I) = \frac{k \cdot 0{,}14}{\left(I_p / I_{PP}\right)^{0{,}02} - 1}\ .$$

Pentru o temporizare dată și un multiplu al curentului reglat cunoscut, se poate determina reglajul temporizării:

$$k = TMS = \frac{t_{dat}\left[\left(I_p / I_{PP}\right)^{0{,}02} - 1\right]}{0{,}14}\ .$$

Se admite că:

➢ transformatoarele de curent s-au ales ținând seama de curentul de sarcină maximă de pe fiecare tronson;

➢ releele cu caracteristică inversă sunt setate la valoarea de 100% din curentul nominal al transformatoarelor de măsură (***curentul de pornire al protecției este egal cu curentul nominal al transformatorului de curent aferent*** și verifică condiția $I_{pII} \geq 1{,}05 \cdot I_{sarc.max}$);

➢ timpul de acționare al releului din C, pentru un defect pe bara este 0,5 secunde, necesar pentru a asigura coordonarea cu protecțiile din aval;

➢ treapta de timp aleasă este Δt=0,3 secunde, impusă de necesitatea asigurării selectivității în distanță.

În continuare se parcurg pașii prezentați în algoritmul de reglare (§ *2.1.3.2*):

➢ **pentru releul din C: TC$_C$ 100:5**

I_{ppC}=100 A; (100/85=1,17>1,05)

▪ la bara din D

$$PSM_D = \frac{I''_{kDmax}}{I_{ppC}} = \frac{1500}{100} = 15 \Rightarrow t_{cC} = \frac{1 \cdot 0{,}14}{(15)^{0{,}02} - 1} = 2{,}51\,s,$$

pe caracteristica standard TMS=1, dar timpul de acționare impus este de 0,5 s, deci se obține pentru:

$$TMS_C = \frac{t_{aC}}{t_{cC}} = \frac{0{,}5}{2{,}51} = 0{,}2;$$

▪ scurtcircuit pe bara C

$$\frac{I''_{kCmax}}{I_{ppC}} = \frac{2420}{100} = 24{,}2 \Rightarrow t'_{aC} = \frac{0{,}2 \cdot 0{,}14}{(24{,}2)^{0{,}02} - 1} = 0{,}425\,s$$

➢ **pentru releul din B: TC$_B$ 150:5**

I_{ppB}=150 A; (150/140=1,07>1,05)

- scurtcircuit pe bara C

$$PSM_B = \frac{I''_{kCmax}}{I_{ppB}} = \frac{2420}{150} = 16,13 \Rightarrow t_{cB} = \frac{1 \cdot 0,14}{(16,13)^{0,02} - 1} = 2,45\,s,$$

$$t_{aB} = t'_{aC} + \Delta t = 0,425 + 0,3 = 0,725\,s,$$

$$TMS_B = \frac{0,725}{2,445} = 0,296;$$

- scurtcircuit pe bara B

$$\frac{I''_{kBmax}}{I_{ppB}} = \frac{5770}{150} = 38,47 \Rightarrow t'_{aB} = \frac{0,296 \cdot 0,14}{(38,47)^{0,02} - 1} = 0,547\,s;$$

➢ **pentru releul din A: TC_A 250:5;**

I_{ppA}=250 A; (250/230=1,087>1,05)

- la bara B

$$PSM_A = \frac{I''_{kBmax}}{I_{ppA}} = \frac{5770}{250} = 23,08 \Rightarrow t_{cA} = \frac{1 \cdot 0,14}{(23,08)^{0,02} - 1} = 2,16\,s,$$

$$t_{aA} = 0,547 + 0,3 = 0,847\,s,$$

$$TMS_A = \frac{0,847}{2,16} = 0,392;$$

- scurtcircuit pe bara A

$$\frac{I''_{kAmax}}{I_{ppA}} = \frac{16140}{250} = 64,56 \Rightarrow t'_{aA} = \frac{0,392 \cdot 0,14}{(64,56)^{0,02} - 1} = 0,631\,s.$$

BIBLIOGRAFIE

[1]. Andea P. *Automatizarea și protecția instalațiilor și sistemelor electroenergetice.* Editura „Orizonturi Universitare”, Timișoara, 2002, ISBN 973-8391-22-9.

[2]. Chilard O., Morel L., Renon D. *Reseaux HTA en Neutre Compense Protection contre les Defauts de Terre Resistante*, http://www.cired.net/publications/cired1999/papers/3/french/3_17.pdf.

[3]. Darie S., Vădan I. *Producerea transportul și distribuția energiei electrice. Instalații pentru transportul și distribuția energiei electrice*. Editura U.T.Press, Cluj-Napoca, 2003.

[4]. Ivașcu C. E. *Automatizări și protecții prin relee în sistemele electroenergetice*, vol. I., U.T. Timișoara, 1990.

[5]. Peter D. C., Tîrnovan R-A. *Transportul și Distribuția Energiei Electrice*. Ed. UT. PRESS, Cluj-Napoca 2014, ISBN 978-973-662-960-0.

[6]. Peter D.C., Tîrnovan R-.A., Barz C. Instalații electrice. Editura U.T. Press, Cluj-Napoca, 2017.

[7]. Tîrnovan R-A., Vadan I., Bălan H., Botezan A. Protecții prin relee in sistemele electroenergetice. Ed. UT. PRESS Cluj-Napoca, 2008, ISBN 978-973-662-376-9.

[8]. Tîrnovan R-A. *Protecții Digitale în Sistemele Electroenergetice*. Editura U.T.Press, Cluj-Napoca - 2019, ISBN 978-606-737-370-7.

[9]. Vasilievici A., Gal S., Balașiu F., Fagărașan T. *Implementarea echipamentelor digitale de protecție și comandă pentru rețele electrice*. Editura Tehnică, Lucrare editată în cadrul programului JEP 09737 cu sprijinul financiar al EC TEMPUS, 2000, accesat la adresa https://pdfslide.net/documents/echipamente-de-protectie-si-comanda-pentru-retele-electrice.html, accesat 2020.

[10]. Zimand R. *Protecția multicriterială la punere la pământ în rețelele electrice de distribuție*. ENERGETICA 48, 2000, Nr. 8-9, p. 348-355.

7. PROTECȚIA LINIILOR ELECTRICE DIN REȚELE BUCLATE

7.1. PROTECȚIA LINIILOR ALIMENTATE LA DOUĂ CAPETE

În cazul liniilor alimentate la două capete, defectele posibile care pot să apară, sunt aceleași ca și în cazul liniilor alimentate de la un capăt, adică [1]:

- scurtcircuite polifazate fără pământ (trifazate și bifazate);
- scurtcircuite la pământ (bifazate cu pământul și monofazate);
- puneri la pământ simple și duble;
- întreruperea fazelor.

În consecință, aceste linii vor fi și ele prevăzute cu:

- protecții de curent cu secționare;
- protecții maximale de curent în două trepte;
- protecții maximale de curent homopolar temporizată;
- protecții maximale de tensiune homopolară;

protecții selective contra punerilor la pământ;

- protecții contra suprasarcinilor, etc.

Deoarece sistemul de protecție trebuie să acționeze asupra întreruptoarelor aflate cel mai aproape de locul defectului, iar circulația curenților de defect este în ambele sensuri, sistemul de protecție trebuie să acționeze numai în cazul în care curentul de scurtcircuit circulă dinspre sistemul de bare înspre linie. Pentru a răspunde acestei cerințe, protecțiile prevăzute în cazul liniilor alimentate de la un capăt se completează cu elemente direcționale (releu direcțional).

7.1.1. Protecția direcțională cu secționare de curent pe o linie alimentată la două capete

În figura 7.1 este prezentată o schema explicativă pentru secționarea direcționată a liniilor alimentate de la două capete [1]. Pentru scurtcircuite posibile în diferite puncte ale rețelei (Fig. 7.1), se constată următoarele:

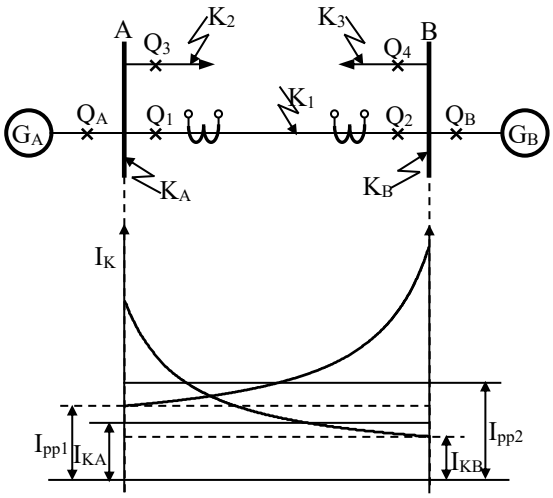


Fig. 7.1. Explicativă pentru protecția direcțională cu secționare de curent a unei linii alimentate la ambele capete.

- în cazul unui scurtcircuit în K_1, circulația curenților de defect fiind dinspre cele două surse spre locul defectului, reglajul protecțiilor conform relațiilor pentru secționarea de curent asigură izolarea defectului prin declanșarea întreruptoarelor Q_1 și Q_2;

➢ la apariția unui scurtcircuit în K_2, dacă setarea protecțiilor se face în conformitate cu relațiile cunoscute, există posibilitatea declanșării întreruptorului Q_1 în cazul în care secționarea corespunzătoare este setată pentru un curent de pornire mai mic decât cel corespunzător secționării corespunzătoare întreruptorului Q_3. Pentru a evita această situație de funcționare neselectivă, protecția corespunzătoare pentru Q_1 trebuie direcționată (se alege această protecție pentru că este setată la un curent mai redus). Similar se poate analiza și posibilitatea apariției unui defect în K_4.

Pentru asigurarea selectivității, reglajele curenților de pornire se calculează astfel [1]:

$$I_{pp1} = I_{pp2} = k_{sig} \cdot I_{KA} \tag{7.1}$$

unde $I_{KA}>I_{KB}$ sau, în general,

$$I_{pp1} = I_{pp2} = k_{sig} \cdot I_{Kext.max}\,. \tag{7.2}$$

Această soluție e mai economică dar mai puțin insensibilă decât (7.1)

7.1.2. Protecția maximală de curent direcțională temporizată

O astfel de protecție trebuie să îndeplinească următoarele condiții [1]:

➢ sistemul de protecție trebuie să acționeze asupra întreruptoarelor aflate cel mai aproape de locul defectului;

➢ sistemul de protecție trebuie să acționeze numai în cazul în care curentul de scurtcircuit circulă dinspre sistemul de bare înspre linie, sens care coincide cu direcționarea protecției;

➢ curentul reglat al tuturor releelor maximale de curent are aceeași valoare;

➢ timpul de acționare al protecțiilor descrește dinspre sursele de alimentare, treapta de timp fiind notată cu Δt;

➢ contactele releelor maximale și ale releelor direcționale realizează funcția logică ȘI, deci protecțiile vor comanda declanșarea întreruptoarelor corespunzătoare numai dacă curentul din circuit a depășit valoarea de prag reglată și sensul circulației de putere în circuit este cel prestabilit.

Aplicarea acestei metode poate fi urmărită în figura 7.2. Conexiunea principalelor elemente componente cu care se poate aplica metoda discriminării în direcție și timp (releu maximal de curent, releu direcțional, releu de timp) este reprezentată în figura 7.2, a.

Notațiile pentru întreruptoare au ținut cont de direcționarea protecțiilor corespunzătoare fiecărui element:

➢ cu 1, 3, 5 s-au marcat întreruptoarele ale căror protecții sunt direcționate dinspre stânga înspre dreapta;

➢ cu 2, 4, 6 s-au identificat întreruptoarele ale căror protecții sunt direcționate dinspre dreapta înspre stânga.

Analizând sistemul din figura 7.2 se constată următoarele:

➢ direcționarea asigură selectivitatea între sistemele de protecție poziționate la aceeași bară;

➢ temporizarea asigură selectivitatea între sistemele de protecție care au aceeași direcționare.

Astfel, dacă apare un defect în K_1, pornesc protecțiile corespunzătoare întreruptoarelor 1, 3, 5 și 6, care sunt direcționate corespunzător. Protecția 5 acționează înaintea celor din 1 și 3 având timpul de acționare cel mai mic. Astfel prin declanșarea întreruptoarelor 5 și 6 este izolat tronsonul defect. Consumatorii de pe tronsoanele neavariate rămân alimentați fie de la G_1 fie de către G_2.

În cazul producerii unui defect în K_2, vor porni protecțiile 1, și 3, respectiv 4 și 6 (pentru 5 și 2 sensul curentului de scurtcircuit nu corespunde cu direcționarea). Protecțiile corespunzătoare întreruptoarelor 3 și 4 acționează primele având direcționarea corespunzătoare și temporizările cele mai mici.

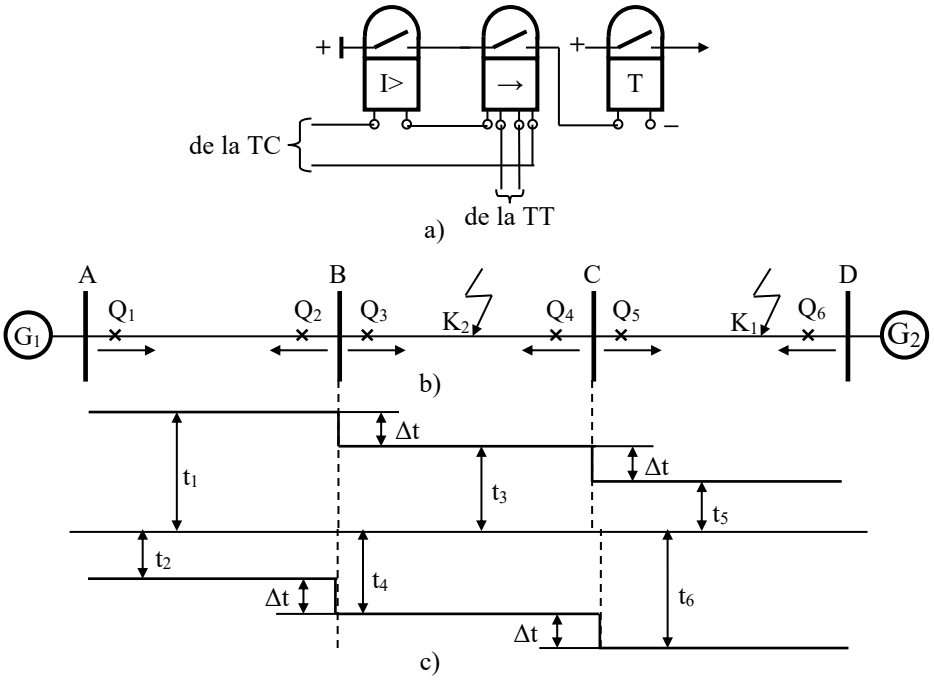


Fig. 7.2. Aplicarea metodei de discriminare în timp și în direcție*: a– conexiunea principalelor elemente; a– schema monofilară de principiu; b–setarea temporizărilor*.

În cazul unor avarii apropiate de bare tensiunea scade foarte mult, dar nu sub 1% din valoarea nominală, iar releul direcțional (RD) trebuie să lucreze și în aceste condiții, deci releele direcționale trebuie să fie foarte sensibile.

Pentru îmbunătățirea sensibilității se pot introduce relee de blocaj de minimă tensiune (Fig. 7.3).

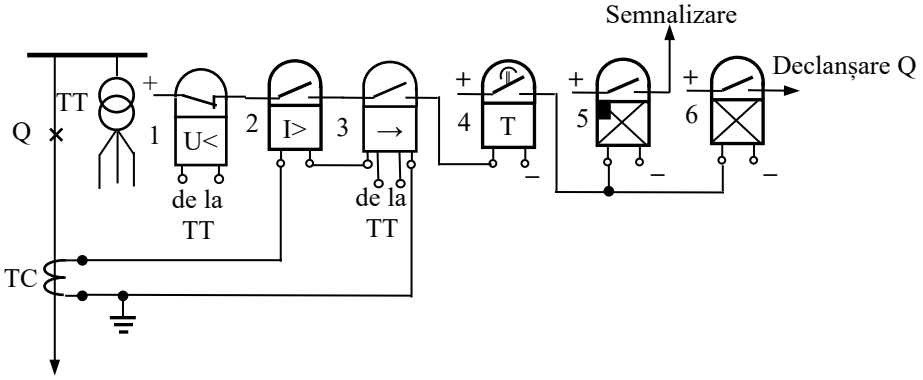


Fig. 7.3. Schema de principiu monofilară a protecției maximale de curent direcționate temporizată, prevăzută cu blocaj de tensiune minimă.

În acest caz setările protecției maximale de curent direcționate cu blocaj de minima tensiune sunt următoarele:

➢ curentul de pornire al protecției este:

$$I_{pp} = \frac{k_{sigI}}{k_{revI}} \cdot I_n, \quad k_{sigI} = 1,25; k_{revI} = 0,85; \tag{7.3}$$

➢ valoarea tensiunii de acționare se calculează cu relația:

$$U_{pp} = \frac{U_{Smin}}{k_{sigU} \cdot k_{revU}}, \quad k_{sigU} = 1,25; k_{revU} = 1,2. \tag{7.4}$$

7.2. PROTECȚIA DIFERENȚIALĂ LONGITUDINALĂ A LINIILOR ELECTRICE SCURTE

Principalele caracteristici ale acestor protecții sunt următoarele:
- se bazează pe compararea curenților de la cele două capete ale liniei;
- deconectează rapid și simultan linia defectă de la ambele capete;
- sunt selective;
- au un cost ridicat;
- necesită o legătură între cele două capete ale liniei (prin conductoare auxiliare sau prin curenți de înaltă frecvență).

Protecțiile diferențiale longitudinale se realizează:
- cu curenți de circulație - compară sensul de circulație al curenților de la cele două capete ale liniei;
- cu echilibrarea tensiunilor - compară căderile de tensiune produse la bornele unor rezistențe montate în secundarul celor două TC.

7.2.1. Protecția diferențială longitudinală cu curenți de circulație

Urmărind schema de principiu monofilară (Fig. 2.18), se pot remarca următoarele aspecte (vezi § *2.3.1.2*):
- transformatoarele de curent din A și B au același raport de transformare;
- releul este conectat în circuitul secundar astfel încât curentul adus la releu reprezintă diferența curenților secundari:

$$\underline{I}_r = \underline{I}_{s1} - \underline{I}_{s2}\,; \tag{7.5}$$

- în regim normal de funcționare curentul prin releu $\underline{I}_r \approx 0$;
- în cazul apariției unui scurtcircuit în punctul K (în interiorul zonei protejate), curentul de scurtcircuit va fi:

$$\underline{I}_K = \underline{I}_{p1} + \underline{I}_{p2}\,, \tag{7.6}$$

iar curentul prin releu are expresia

$$\underline{I}_r = \underline{I}_K / K_{TC}\,; \tag{7.7}$$

- dacă linia este alimentată de la un singur capăt, atunci:

$$\underline{I}_K = \underline{I}_{p1}, \quad \underline{I}_r = \underline{I}_K / K_{TC}\,; \tag{7.8}$$

- în cazul în care curentul prin releu depășește valoarea reglată (de pornire), $I_r \geq I_{pr}$, releul acționează și comandă declanșarea întrerupătoarelor.

Schema din figura 2.19 se utilizează pentru linii cu lungimi de câteva sute de metri. În cazul liniilor cu lungime mai mare este rațional să se utilizeze câte un grup de relee în fiecare stație (Fig. 7.4).

Secundarele celor două transformatoare de curent (TC_1 și TC_2) sunt legate la pământ, astfel încât pot apărea curenți de circulație prin pământ, lucru nedorit. Pentru a evita acest neajuns, secundarele celor două TC se conectează prin transformatoare de izolare TCA, astfel încât curentul de circulație prin firele pilot se micșorează, deci crește tensiunea.

În cazul protecției trifazate, pentru schemele din figurile 2.19 și 7.4, rezultă un număr mare de conductoare. Pentru a micșora numărul de conductoare (costurile) se utilizează următoarele variante:
- scheme cu transformatoare de curent sumatoare, care însumează cu ponderi diferite curenții celor trei faze astfel încât pot sesiza și scurtcircuitele trifazate (§ *2.3.1.2*, figura 2.20). Rezultă o sensibilitate inegală în raport cu fazele defecte, dar în ansamblu sensibilitatea este bună. Se pot proteja linii cu lungimi de maxim 20 km;

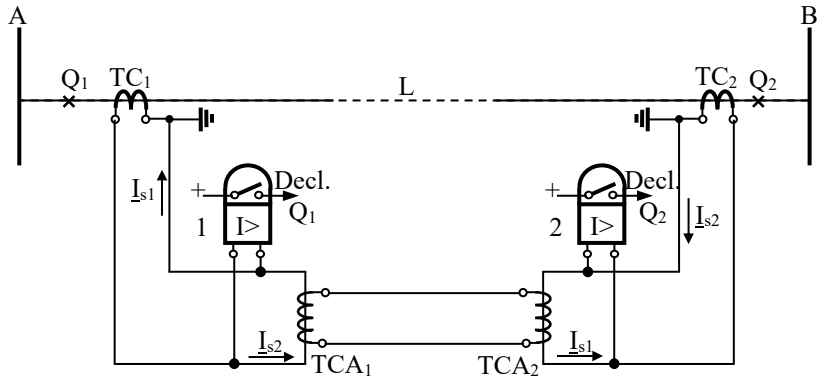


Fig. 7.4. Schema de principiu monofilară a protecției diferențiale longitudinale a liniilor electrice.

➢ folosirea de filtre combinate de componente de secvență care debitează tensiuni proporționale cu o combinație liniară a componentelor simetrice de forma (Fig. 7.5):

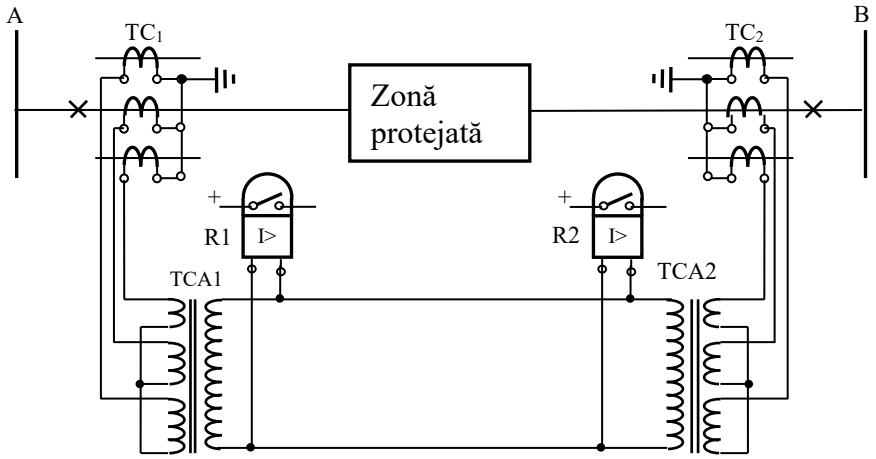


Fig. 7.5. Utilizarea transformatorului sumator în scheme de protecție diferențiale longitudinale.

$$\underline{U}_F = k'(\underline{I}^+ + k\,\underline{I}^0) \tag{7.9}$$

sau

$$\underline{U}_F = k'(\underline{I}^+ + k\,\underline{I}^-)\,. \tag{7.10}$$

În regim normal de funcționare tensiunile de la ieșirea filtrelor, U_F, sunt egale iar prin conductoarele auxiliare circulă un mic curent de dezechilibru. La un scurtcircuit pe linie tensiunile de ieșire ale filtrelor sunt diferite și rezultă un curent de circulație mare.

În cazul protecției diferențiale, din cauza lungimii lor, conductoarele auxiliare se pot defecta (scurtcircuita sau întrerupe) ceea ce poate provoca:

➢ scurtcircuitarea, care duce la nefuncționarea protecției;

➢ întreruperea, care duce la funcționarea nedorită a protecției.

Prin urmare, se instalează dispozitive speciale de control a stării conductoarelor.

Protecția diferențială longitudinală se reglează în funcție de curentul de dezechilibru maxim din regimul normal de funcționare, determinat în primul rând de erorile TC, astfel:

$$I_{pr} = k_{sig} \cdot I_{dez.max}\,, \tag{7.11}$$

iar curentul de pornire a protecției este

$$I_{pp} = I_{pr} \cdot n_{TC} \tag{7.12}$$

Sensibilitatea protecției se calculează cu:

$$k_{sens} = \frac{I_{Kmin}}{I_{pp}}. \tag{7.13}$$

Dacă se desensibilizează protecția față de valoarea tranzitorie a curentului de dezechilibru sensibilitatea poate deveni insuficientă.

Pentru creșterea sensibilității protecției se poate apela la următoarele soluții:

- utilizarea unor transformatoare cu saturație rapidă pentru conectarea releelor diferențiale;
- folosirea unor relee speciale cu bobină de frânare (relee diferențiale) așa cum s-a prezentat în paragraful 2.3.2;
- folosirea combinată a celor două procedee de mai sus.

7.2.2. Protecția diferențială longitudinală cu echilibrarea tensiunilor

Principiul de realizare și funcționare a unei protecții diferențiale cu echilibrarea tensiunilor este prezentat în figura 2.21 (§*2.3.1.3*) [2].

Protecția se bazează pe compararea căderilor de tensiune produse pe rezistențele R, care au și rolul de a asigura închiderea circuitului transformatoarelor de curent atunci când curenții debitați de secundarele TC sunt în opoziție.

Se poate aplica la linii cu lungimi de câteva sute de metri. Pentru linii mai lungi se completează cu filtre combinate sau cu transformatoare intermediare de izolare.

7.3. PROTECȚIA DIFERENȚIALĂ TRANSVERSALĂ A LINIILOR ELECTRICE DUBLE DE ÎNALTĂ ȘI MEDIE TENSIUNE

Liniile duble sunt prevăzute cu câte o protecție maximală diferențială transversală, cu selecție prin elemente direcționale, care acționează atât împotriva scurtcircuitelor la pământ cât și a scurtcircuitelor polifazate. Schema trebuie să permită blocarea funcționării protecției în cazul deconectării uneia dintre linii [1].

Pentru cazurile de funcționare cu o singură linie, fiecare linie se echipează și cu o protecție completă, ca o linie unică. Conform normelor în vigoare, la liniile duble din rețeaua cu neutrul izolat sau tratat prin bobină de stingere se prevede o protecție diferențială transversală, în timp ce la liniile duble de 110 și 220 kV din rețelele cu neutrul tratat prin rezistență sau legat direct la pământ se va prevedea o protecție diferențială transversală homopolară (circuitul de curent al protecției alimentat cu componenta de secvență zero a curentului).

7.3.1. Principiul de realizare al protecției diferențiale transversale

În cazul frecvent întâlnit în practică, a două linii paralele care leagă între ele două stații (constituind o așa numită „linie dublă” sau „linie cu dublu circuit”) se folosește aproape întotdeauna o protecție specială, realizată cu relee direcționale într-un montaj deosebit, care asigură deconectarea rapidă și selectivă a circuitului defect. Aceasta este protecția diferențială transversală direcțională, numită și protecția în octavă, a cărei schemă de principiu monofilară este reprezentată în figura 7.6 [1].

Protecția, care este comună pe ambele linii în fiecare stație, se compune, în principiu, pe fiecare fază din:

- un element de pornire, realizat printr-un releu maximal de curent 1;
- un element de selecție, realizat printr-un releu direcțional 2. Releul 2 este un releu bidirecțional.

Releul 1 și bobina de curent a releului 2 sunt parcurse de diferența curenților de pe cele două linii, deci de curentul $\underline{I}_{s1}-\underline{I}_{s2}$.

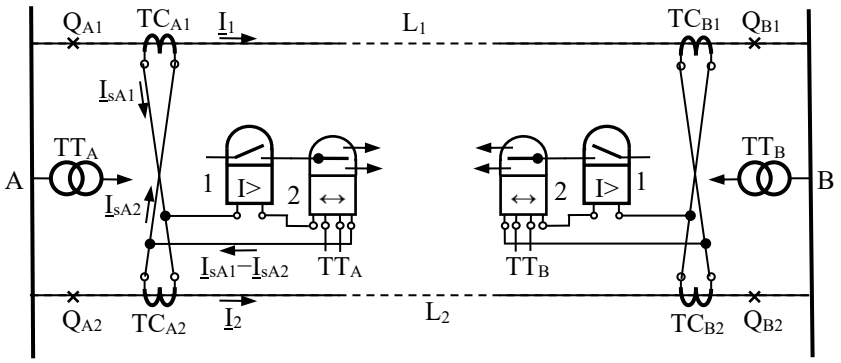


Fig. 7.6. Schema de principiu monofilară a protecției diferențiale transversale pentru o linie dublă.

La apariția unui defect pe una dintre linii, curenții secundari ai TC de pe cele două linii (din același capăt al liniei duble) vor fi diferiți, curentul mai mare fiind cel de pe linia avariată (diferența va fi numai în ce privește valoarea, defazajul celor doi curenți față de tensiunea care-i determină fiind același), astfel încât diferența curenților secundari adusă la releul direcțional poate fi:

- pozitivă, adică sign($\underline{I}_{s1}-\underline{I}_{s2}$) > 0, dacă $I_{s1}>I_{s2}$;
- negativă, adică sign($\underline{I}_{s1}-\underline{I}_{s2}$) < 0, dacă $I_{s2}>I_{s1}$.

Releul direcțional este astfel construit încât echipajul său să se poată roti liber în ambele sensuri, astfel încât pentru fiecare sens închide un alt contact. Acționarea protecției în acest caz este selectivă, identificând linia pe care s-a produs avaria.

7.3.2. Calculul curentului de pornire a protecției

Curentul de pornire a protecției (al releului 1) se alege astfel încât să fie îndeplinite concomitent următoarele condiții [1]:

1. *Desensibilizarea protecției față de curentul de dezechilibru maxim din regimul normal de funcționare (*$I_{dez.max}$ este valoarea raportată la primar a curentului de dezechilibru, care poate apărea în anumite ipoteze de calcul, în funcție de modul de realizare a protecției):

$$I_{pp} = k_{sig} \cdot I_{dez.max}; k_{sig} = 1,25, \tag{7.14}$$

unde

$$I_{dez.max} = I'_{dez.max} + I''_{dez.max}, \tag{7.15}$$

cu $I'_{dez.max.}$ - curentul de dezechilibru datorat magnetizării diferite a transformatoarelor de curent (ca în cazul protecției diferențiale longitudinale) și $I''_{dez.max.}$ - curentul de dezechilibru datorat neidentității circuitelor celor două linii (diferența între lungimi, secțiuni, așezare), ceea ce face ca la apariția scurtcircuitelor exterioare curenții pe cele două linii să fie diferiți.

2. *Desensibilizarea față de curentul maxim pentru un scurtcircuit exterior liniei protejate:*

$$I_{dez.max} = 0,1 \cdot \frac{1}{2} \cdot I''_{Kmax.ext}. \tag{7.16}$$

unde coeficientul 0,1 apare din condiția erorii de 10 % la transformatoarele de curent, iar $I''_{K\,max.ext.}$ este valoarea inițială a curentului total de scurtcircuit, prin ambele linii, la cel mai apropiat defect exterior, apărut în regim maxim;

3. C*urentul de pornire a protecției, I_{pp}, trebuie să fie mai mare decât curentul de sarcină maxim total al ambelor linii:*

$$I_{pp} = k_{sig} \cdot I_{sarc.max}; k_{sig} = 1,1 \div 1,25, \quad (7.17)$$

unde $I_{sarc.max}$ este curentul de sarcină maxim pe una dintre linii când cealaltă este deconectată.

Pentru curentul de pornire se adoptă cea mai mare valoare obținută din evaluarea relațiilor: (7.14), (7.15), (7.16) și (7.17).

7.3.3. Metode de mărire a sensibilității protecției diferențiale transversale

Sensibilitatea protecției se apreciază prin coeficientul de sensibilitate:

$$k_{sens} = \frac{I_{Kmin}}{I_{pp}} > k_{sens.impus}, \quad (7.18)$$

unde I_{kmin} este curentul de scurtcircuit minim la capătul liniei duble.

Mărirea sensibilității protecției presupune micșorarea curentului de pornire, I_{pp}. Dacă $I_{ppA}>I_{ppB}$ atunci curentul reglat se alege I_{ppA}, care poate fi micșorat prin utilizarea TSR. În acest caz se ia valoarea maximă dintre I_{ppA} cu TSR și I_{ppB}.

Dacă $I_{ppA} < I_{ppB}$ atunci curentul reglat se alege I_{ppB}, sensibilizarea protecției putându-se face cu un blocaj de tensiune minimă (Fig. 7.7).

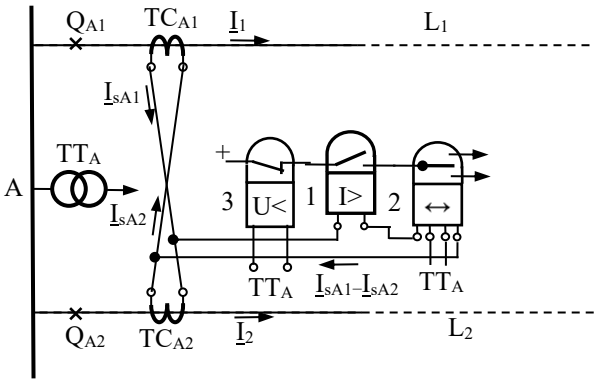


Fig. 7.7. Schema de principiu a protecției diferențiale transversale cu blocaj la minimă tensiune.

În acest caz:

$$I_{ppB} = k_{sig} \cdot I_n; k_{sig} = 1,1 \div 1,25; \quad (7.19)$$

$$U_{pp} = \frac{U_{reg.min}}{k_{sig}} = \frac{(0,75 \div 0,9)U_n}{k_{sig}}, k_{sig} = 1,1 \div 1,25. \quad (7.20)$$

7.3.4. Zona de acționare în cascadă și zona moartă a protecției diferențiale transversală

Protecția diferențială transversală este direcțională, selectivă și rapidă fără a necesita utilizarea temporizărilor. Cu toate acestea vor exista porțiuni ale liniei, în apropierea stațiilor, care nu sunt protejate deloc. Deci, protecția diferențială transversală nu asigură deconectarea rapidă a defectelor de pe toată lungimea liniei [1].

Porțiunea de linie pe care defectele nu sunt izolate rapid de la ambele capete, ci numai la un capăt rapid, de la al doilea abia după ce s-a produs declanșarea de la celălalt capăt, formează așa-numita zonă de acționare în cascadă a protecției (acționarea are loc în cascadă: întâi la un capăt apoi la celălalt). Pentru fiecare protecție diferențială transversală, zona de acționare în cascadă este situată la capătul opus celui în care este instalată (Fig. 7.8).

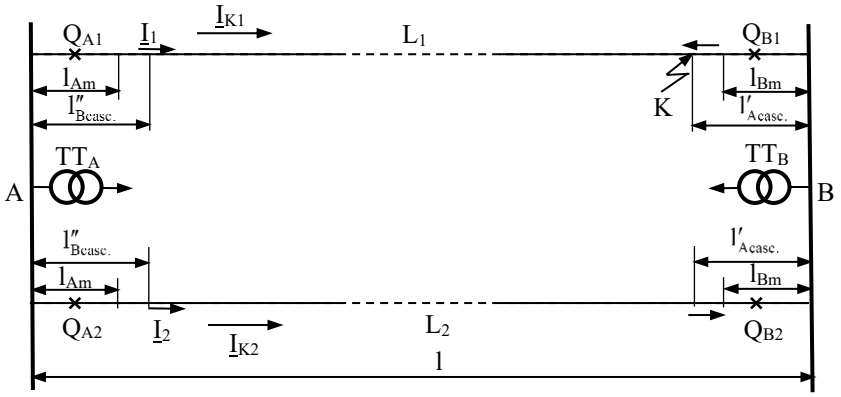


Fig. 7.18. Zonele moarte și a celor de acționare în cascada pentru o protecție diferențială transversală.

Lungimea zonei de acționare în cascadă este determinată de valoarea aleasă a curentului I_{pp}, fiind cu atât mai mare cu cât acesta este mai mare. Se observă că în cazul unui defect pe una dintre linii în apropierea stației B curenții $\underline{I}_1$ și $\underline{I}_2$ sunt aproape egali, deci diferența ($\underline{I}_1-\underline{I}_2$) din stația A este aproape nulă și nu poate determina pornirea protecției. Cu cât I_{pp} este mai mare, cu atât distanța față de stația B, la care trebuie să se producă un defect pe linie pentru ca diferența dintre cei doi curenți de scurtcircuit să determine pornirea protecției, este mai mare.

În consecință, pentru o anumită zonă măsurată începând din stația B pe fiecare linie, notată cu l_{casc}, protecția din stația A nu pornește. În stația B, însă, unde curenții sunt evident foarte diferiți (dacă în B nu există surse ei sunt chiar egali și de sensuri contrare ($\underline{I}_1-\underline{I}_2=2\,\underline{I}_1$), acționarea se produce corect.

Presupunând că defectul se produce pe linia L_1, se observă că după declanșarea întreruptorului Q_{B1} curentul de scurtcircuit circulă dinspre A numai pe linia L1, deci $\underline{I}_1-\underline{I}_2=\underline{I}_1$ și protecția din A acționează.

În mod similar, protecția din B are o zonă în apropierea stației A, în care ea nu pornește decât după ce s-a produs declanșarea din A.

Această zonă l_{casc} depinde de valoarea curentului de pornire al protecției din B. Deci pentru fiecare stație există o zonă [1]

$$l_{casc} = l'_{casc} + l''_{casc}, \tag{7.21}$$

pe care defectele sunt lichidate prin declanșarea succesivă a celor două întreruptoare, timpul total de lichidare al defectelor fiind egal cu suma timpilor proprii ai fiecărei protecții.
In general, se consideră că zona acționării în cascadă nu trebuie să depășească jumătate din lungimea liniei, pentru ca protecția să fie avantajoasă, mai precis [1]

$$l'_{casc} + l''_{casc} \le 0{,}61 \cdot l. \tag{7.22}$$

În caz contrar se recurge fie la blocajul la tensiune minimă, fie la alte tipuri de protecție ce asigură o protecție rapidă pe porțiuni mai mari ale zonei protejate.

Lungimea l_{casc} a zonei de acționare în cascadă poate fi determinată ținând seama că la defect la limita zonei, într-un punct K (Fig. 7.8), protecția din stația A trebuie să se oprească la limita de acționare și, deci, diferența curenților primari trebuie să fie egală cu curentul de pornire [1]:

$$I_{pp} = I_{K1} - I_{K2}\,. \tag{7.23}$$

Ținând cont de egalitatea căderilor de tensiune între barele A și punctul de defect K pe cele două căi de alimentare a defectului, se obține [1]:

$$I_{K1}\left(l - l_{casc}\right) z_0 = I_{K2}\left(l - l_{casc}\right) z_0\,, \tag{7.24}$$

unde:

- l este lungimea fiecărei linii;
- l_{casc} - lungimea zonei de acționare în cascada, pentru scurtcircuit în K, ea fiind tocmai l'_{casc};
- z_0 este impedanța pe unitatea de lungime.

Astfel, se poate scrie[1]:

$$l_{casc} = \frac{I_{K1} - I_{K2}}{I_{K1} + I_{K2}} l = \frac{I_{pp}}{I_K} l, \tag{7.25}$$

cu $I_K = I_{K1} + I_{K2}$.

Este evident că o protecție sensibilă conduce la reducerea zonei de acționare în cascadă.

În afara zonei de acționare în cascadă, care se datorește releului maximal de curent, protecția diferențială transversală direcțională mai are o zonă situată în apropierea locului unde este montată, în care nu acționează datorită releului direcțional. De exemplu la defecte trifazate în apropierea stației A, tensiunea aplicată releului direcțional al protecției din stația A, este practic nulă și aceasta nu se poate orienta și deci nu acționează. Dar această zonă se află, pe de altă parte, în zona de acționare în cascadă a protecției din B, care astfel, la rândul ei, nu acționează.

Deci, defectele apărute în apropierea stației A și în mod similar cele din apropierea stației B nu sunt deconectate de nici una din protecții. Aceste porțiuni se numesc zona moartă a protecției diferențiale transversale direcționale, similară (și având aceeași origine) cu cea a protecției maximale direcționale.

În mod normal zona moartă nu depășește câteva procente din întreaga lungime a liniei, iar combinarea tensiunii și curentului de pe faze diferite la același releu are scopul să elimine total zona moartă, în cazul defectelor care nu afectează toate cele trei faze.

BIBLIOGRAFIE

[1]. Ivașcu C. E. *Automatizări și protecții prin relee în sistemele electroenergetice*, vol. I., U.T. Timișoara, 1990.

[2]. Tîrnovan R-A., Vadan I., Bălan H., Botezan A. *Protecții prin relee in sistemele electroenergetice*. Ed. UT. PRESS Cluj-Napoca, 2008, ISBN 978-973-662-376-9.

8. PROTECȚIA DE DISTANȚĂ A LINIILOR ELECTRICE

8.1. ASPECTE GENERALE

Conform prescripțiilor în vigoare, vor fi prevăzute cu o protecție de distanță, ca protecție de bază împotriva scurtcircuitelor între faze cât și împotriva scurtcircuitelor monofazate, următoarele categorii de linii electrice [3], [7]:

- liniile electrice de 110 kV din rețelele de distribuție;
- liniile electrice de 110 kV radiale dacă protecția maximală de curent temporizată nu poate asigura rapiditatea sau sensibilitatea suficientă;
- liniile electrice de 110 kV din rețelele cu grupuri generatoare distribuite;
- liniile electrice de 220 și 400 kV (o protecție de distanță cu blocare la pendulații).

În cazul stațiilor de 220-400/110 kV, Operatorul de Transport poate solicita ca linia de racord de 110 kV spre centralele electrice, indiferent de lungimea ei, să fie prevăzută cu teleprotecție sau chiar cu o a doua protecție de distanță ca protecție de rezervă (fie în locul protecției maximale de curent, direcționale, fie inclusă într-o protecție diferențială de linie).

Toate protecțiile de distanță vor fi prevăzute cu funcții de teleprotecție utilizând, de regulă, două canale independente de transmisie între extremitățile liniei protejate. Tipurile de protecție recomandate sunt:

a. Protecție cu zonă redusă și autorizare (PUP);
b. Protecție cu zonă redusă și accelerare (AUP);
c. Protecție cu zonă extinsă și autorizare (POP);
d. Protecție cu zonă extinsă și deblocare (UOP).

Funcțiile AUP sau PUP se utilizează, de regulă, pe liniile lungi, iar funcțiile POP sau UOP pe liniile scurte.

8.2. PRINCIPIUL DE REALIZARE A PROTECȚIEI DE DISTANȚĂ

Protecția de distanță este o protecție care măsoară distanța dintre locul de montare a protecției și locul de defect, comandând deconectarea întreruptorului, deci izolarea defectului, cu un timp cu atât mai mic cu cât defectul se află mai aproape de locul de montare a protecției. În consecință, timpul de acționare al protecției de distanță este funcție de distanța dintre locul de montare a protecției și locul de defect. Această distanță se determină estimând impedanța (mai rar reactanța sau rezistența) dintre locul de montare a protecției și locul de defect.

În cadrul capitolului 2, subcapitolul 2.4 s-au făcut precizările referitoare la:

- principiul protecției de distanță;
- caracteristicile unor relee de distanță;
- influența arcului electric la locul de scurtcircuit asupra funcționării releelor de distanță;
- comportarea protecției de distanță la suprasarcini;
- comportarea protecțiilor de distanță în cazul pendulărilor în sistem.

Se întâlnesc două variante de protecții de distanță cunoscute sub denumirile de *protecții de distanță cu comutare*, respectiv *protecții de distanță cu canale multiple de măsură* [1].

Elementele componente ale unei ***protecții de distanță*** trebuie să îndeplinească următoarele funcții [1]:

- funcția *de selectare a fazelor* – numai în cazul ***protecțiilor de distanță cu comutare*** (electromecanice sau statice). Deoarece aceste protecții conțin un singur releu de măsură de distanță; ele conțin un dispozitiv selector de fază care comută fazele defecte la dispozitivul de măsură. Dispozitivul este comandat de modulul de demarare al protecției. Dispozitivele sunt alimentate între fază și nul, în cazul posibilității apariției unor defecte cu componentă

homopolară, sau între două faze pentru circuitele în care pot exista numai scurtcircuite trifazate sau monofazate izolate;

- funcția *de demarare a protecției*;
- funcția *de măsurare de distanță*;
- funcția *de direcționare* – poate fi asigurată independent prin utilizarea unor relee direcționale. În general releele de distanță a căror caracteristică trece prin origine asigură și această funcție;
- funcția *anti-pendulare*;
- funcția *de supraveghere a tensiunii*;
- funcția *de declanșare rapidă*;
- funcția *de detectare a defectelor rezistive*;
- funcția *de reanclanșare* – este opțională;
- *funcții logice* – principalele funcții logice sunt:
  - selectarea fazelor de către releele de demarare;
  - tratarea (emiterea și recepționarea) semnalelor între protecțiile de la extremitatea liniei;
  - logica de declanșare pentru a da o comandă de declanșare monofazată, în cazul unui defect monofazat, sau o declanșare trifazată în cazul unui defect polifazat.

F1. Funcția de demarare a protecției - de obicei, funcția de demarare a protecției este asigurată de trei relee de impedanță minimă (câte unul pe fiecare fază), numite și relee de demarare (pornire). În figura 8.1 este prezentat un exemplu de caracteristici de pornire a protecției de distanță.

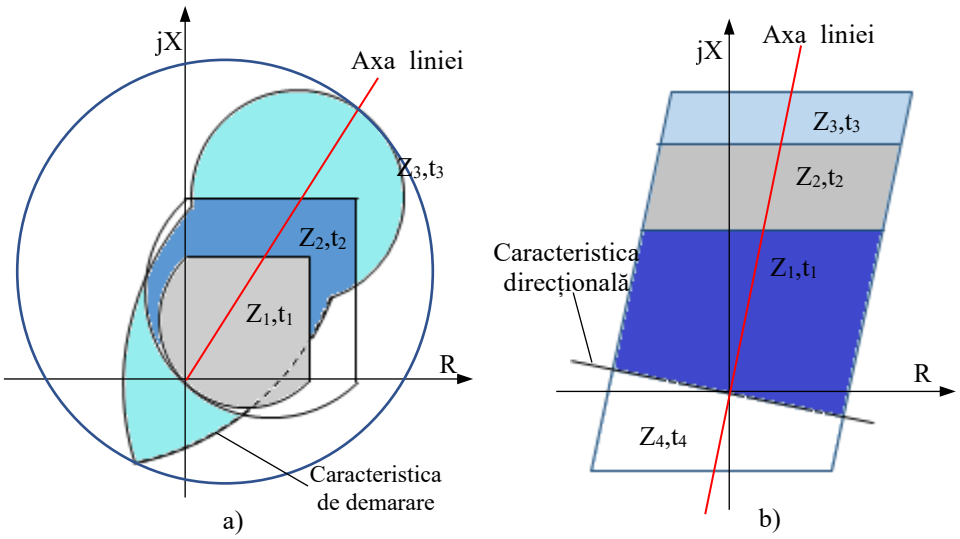


Fig. 8.1.Caracteristici de pornire a protecțiilor de distanță: *a-nedirecționată; b-direcționată* [1].

Această funcție, de fapt, realizează de cele mai multe ori o funcție de siguranță (declanșare cu o temporizare mare) în cazul în care la apariția unui defect releul de măsură de distanță sau alte protecții ale elementului protejat nu funcționează. Releele de impedanță minimă pot fi asociate cu trei relee maximale de curent, care asigură, în cazul unor defecte severe, o acționare mult mai rapidă.

Protecția de distanță nu trebuie să acționeze la apariția unor suprasarcini (§2.4.3). De aceea, forma caracteristicii de pornire a protecției de distanță este adaptată astfel încât releul, deși este sensibil, funcționează în afara acestei zone de tranzit și suprasarcină așa cum este exemplificat în figura 8.2, a și b.

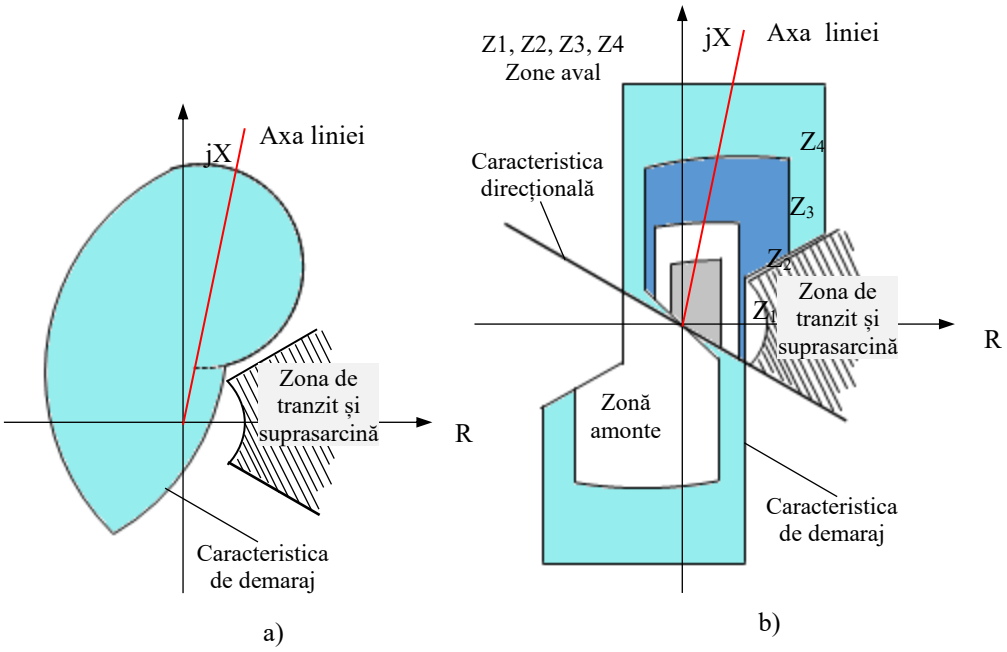


Fig. 8.2. Caracteristici de demarare a protecției de distanță cu evitarea zonei de tranzit și suprasarcină: *a-nedirecționată; b-direcționată* [1].

F2. Funcția de măsurare de distanță - este realizată în principiu tot de relee de impedanță minimă dar cu eroare mai mică decât a releelor de demarare (cca 5% față de 15%).

F2.1. ***Zonarea protecțiilor de distanță***

Realizarea coordonării între protecțiile de distanță într-un sistem electroenergetic, presupune setarea corespunzătoare a releelor de distanță în funcție de locul de amplasare. O împărțire în zone (trepte de protecție) de supravegheat, individualizate prin impedanțe de pornire diferite și timpi de acționare diferiți, servește aceluiași scop. Acest lucru presupune realizarea controlului a doua elemente: setarea „distanței" și a temporizării pentru fiecare zonă de protecție.

O protecție de distanță poate acoperi mai multe zone (trepte), o zonă în care acționarea este instantanee și una sau mai multe zone în care funcționarea protecție este temporizată.

Numărul zonelor (treptelor) de protecție poate ajunge la patru, lungimea acestora fiind determinată astfel încât protecția de distanță:

- să asigure o declanșare rapidă la defecte apropiate de bare, zona 1;
- să asigure protecția zonelor moarte de pe tronsonul de linie supravegheat neacoperite de zona 1 (zona 2);
- să se constituie în protecții de rezervă pentru tronsoanele de linie adiacente din aval (zona 2, 3, 4).

Modul de coordonare a protecțiilor se realizează în trepte de distanță (impedanță) și poate fi urmărit în figura 8.3, astfel:

- **treapta 1** (zona 1: $Z_{1,B1}$, $Z_{1,C1}$, $Z_{1,C2}$, $Z_{1,B2}$ în figura 8.3), cu acționare instantanee, acoperă circa 80% din lungimea liniei de protejat, rezultând o margine de siguranță de 20%. În anumite cazuri aceasta poate fi extinsă la circa 85%. Prin acest reglaj la o valoare redusă („under-reach") față de impedanța corespunzătoare liniei de supravegheat (de exemplu L_{BC}, figura 8.3), se elimină posibilitatea ca protecția zonei 1 (cu secționare) să se extindă asupra zonei 1 corespunzătoare tronsonului adiacent [2], [3]. Astfel, se asigură selectivitatea în distanță a protecțiilor, marja de siguranță fiind impusă de [2]:

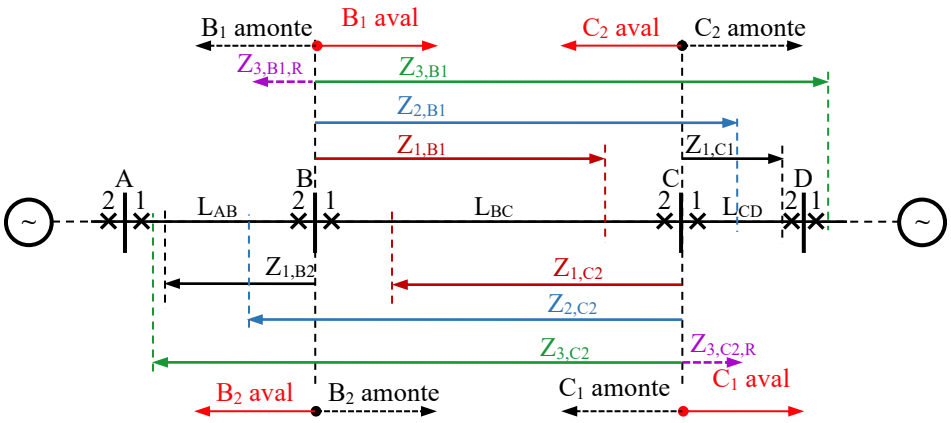


Fig. 8.3. Coordonarea protecției de distanță în lungime.

▪ precizia de determinare (măsurare, calcul) a impedanței unei linii de transmisie, care ar putea fi foarte lungă. În mod normal, în cazul lungimilor liniilor supravegheate, eroarea de determinare a impedanței poate avea valori de până la 10%;

▪ erorile de măsurare ale transformatoarelor de curent și tensiune, respectiv de performanțele lor în regim tranzitoriu;

▪ precizia de măsurare a releului de distanță etc.

➢ porțiunea din tronsonul de linie L_{BC}, rămasă în zona moartă a protecției instantanee (Fig. 8.3), va fi protejată de **treapta 2** (zona 2, în figura 8.3: $Z_{2,B1}$, $Z_{2,C2}$) de protecție de distanță cu temporizare. Lungimea acoperită de zona 2 poate depăși 120% din lungimea tronsonului de linie („over-reach"). Orice extindere a acestei zone depinde de valorile impedanțelor elementelor de rețea și de lungimea tronsonului de linie adiacent cel mai scurt. În unele aplicații se consideră că întinderea acestei zone trebuie să acopere linia protejată plus 50% din tronsonul adiacent cel mai scurt. Totodată trebuie avut în vedere că întinderea zonei 2 să nu depășească întinderea zonei 1 a tronsonului adiacent. În ceea ce privește valoarea temporizării, aceasta trebuie să asigure coordonarea cu protecția zonei 1 (cel puțin egală cu suma timpilor de acționare ai protecției zonei 1 și de acționare a întreruptorului). Zona 2, nu numai că acoperă restul de 20% din linia supravegheată, dar constituie și o rezervă pentru următoarea secțiune de linie;

➢ în ceea ce privește **a treia treaptă** (zona 3, în figura 8.3: $Z_{3,B1}$, $Z_{3,C2}$) [2], [3]:

▪ aceasta constituie de obicei protecția de rezervă pentru defectele care apar pe toate tronsoanele adiacente;

▪ temporizarea acesteia trebuie să asigure discriminarea față de zona 2 de protecție (mai mare sau cel puțin egală cu temporizarea zonei 2 plus timpul de acționare a întreruptorului);

▪ întinderea zonei 3 trebuie să fie de cel puțin 1,2 ori mai mare decât întinderea zonei 2;

▪ ca element de pornire, protecția zonei 3 poate fi folosită pentru *comutarea treptei* 1 în zona 2, temporizată (de exemplu cu o treaptă de 0,5 s), reducându-se astfel costurile prin economisirea unui al doilea element independent de măsurare a zonei 2;

▪ este adăugată invariabil ca element de pornire cu o caracteristică deplasată (de exemplu cu caracteristică mho cu offset) (Fig. 8.4). Acest offset (deplasarea caracteristicii în raport cu originea) oferă o funcționalitate aparte, și anume de a acționa în cazul *defectelor foarte apropiate de bare* („close-onto-fault"), deoarece elementele mho pot să refuze funcționarea pentru această situație din cauza căderii complete a tensiunii;

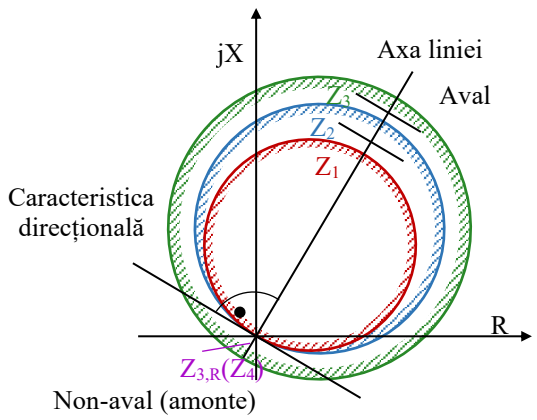


Fig. 8.4. Referitor la zonarea protecției de distanță.

▪ extinderea celei de a treia zone pe **o zonă restrânsă,** orientată în spate (*non-aval, amonte*, „reverse”) așa cum apare în figura 8.3, $Z_{3,B1,R}$, $Z_{3,C2,R}$, se constituie, de asemenea, într-o *rezervă locală* pentru o defecțiune pe bare. Acest element poate fi utilizat și pentru transmiterea unui semnal purtător către celălalt capăt al liniei.

F.2.2. ***Temporizarea protecțiilor de distanță***

Caracteristica de temporizare este curba care reprezintă variația timpului de acționare al protecției în funcție de distanța până la locul defectului [3].

Caracteristicile de temporizare, cele mai des întâlnite în cadrul protecțiilor de distanță, sunt cele în trepte (Fig. 8.5) [3].

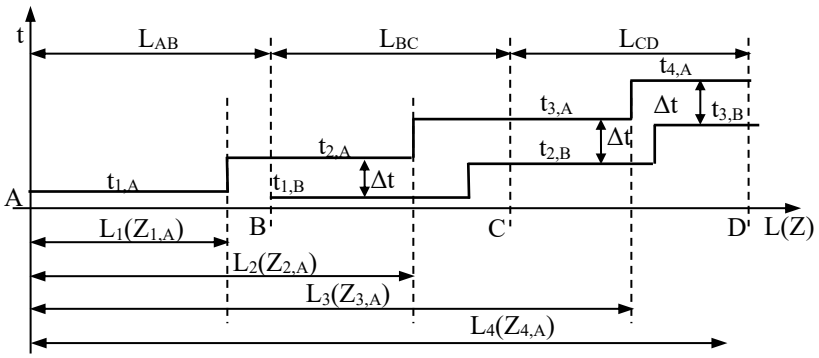


Fig. 8.5. Caracteristică de temporizare pentru protecțiile de distanță în trepte.

Creșterea timpului de acționare are loc sub formă de salturi (în trepte de timp), odată cu creșterea distanței. Temporizările protecției rămân în acest caz constante în limitele zonelor de protecție.

Un releu de distanță cu o asemenea caracteristică de temporizare are mai mulți timpi de acționare, fiecare corespunzând unei trepte de distanță. Astfel, pentru defecte produse în zona I ($L_{def} \leq L_1$) declanșarea se produce rapid cu timpul t_1. Pentru un defect produs la o distanță L_{def} cuprinsă între L_1 și L_2 ($L_1 < L_{def} \leq L_2$), este deconectat cu temporizarea t_2. În mod similar se definesc următoarele trepte de timp. Uneori, în special în exploatare, se definesc drept zone ale protecției de distanță porțiunile L_1 (zona 1), $L_2 - L_1$ (zona 2), $L_3 - L_2$ (zona 3) etc., în care defectele sunt deconectate la timpii t_1, t_2, t_3 etc. Pentru asigurarea selectivității, temporizările de treapta a 2 - a ale protecțiilor se aleg cu o treaptă de timp Δt mai mari decât timpii de acționare t_1 ai protecțiilor de bază de treapta 1 ale elementelor vecine. Temporizarea treptei a 3 - a se alege cu Δt mai mare decât temporizarea t_2 a protecțiilor de bază de treapta a 2 - a ale elementelor vecine.

Dacă, în același timp:

➢ există o caracteristică de pornire dincolo de Z_3 (Fig. 8.2, a);
➢ impedanța de defect Z_{def} se află în partea din aval a caracteristicii de pornire, releul poate demara cu o temporizare mai mare decât a treptei a 3-a, t_3, și anume $t_4>t_3$ **într-o zonă numită treapta a 4-a** de protecție.

F3. Funcția direcțională a protecțiilor de distanță - această funcție poate fi îndeplinită de releul de impedanță sau de către un alt dispozitiv independent (releu direcțional).

Caracteristica unui releu direcțional (independent de măsurarea distanței) este, adesea, așa-numita *dreaptă direcțională* care trece prin origine. Zonele situate deasupra acestei caracteristici (drepte) sunt zonele din aval (în față), cele situate sub ea sunt zonele din amonte (în spate). Releul direcțional va furniza informații „în amonte" dacă defecțiunea este pe partea barelor și informații „în aval" dacă defecțiunea este pe partea liniei.

De preferință, producătorii folosesc drept caracteristică direcțională o dreaptă care trece prin origine și este înclinată cu un unghi θ față de axa absciselor, axa OR (Fig. 8.1, b, Fig. 8.2, b). Astfel, curentul măsurat pe faza A, $\underline{I}_A$, este defazat în urmă cu unghiul θ față de tensiunea de fază U_{Af}. Dacă defazajul este cuprins între 0 și π atunci defectul este în aval. Dacă această defazajul este între 0 și −π, punctul de defect este în amonte.

Funcția direcțională este adesea efectuată cu relee care utilizează un comparator de fază între două mărimi de secvență zero, pentru defecțiuni monofazate, sau între mărimi de fază pentru alte tipuri de defecte.

Pentru defecte foarte apropiate de punctul de măsurare, tensiunea măsurată de protecție poate fi foarte scăzută, existând riscul de a efectua o măsurare greșită a direcției. Pentru a evita acest risc de funcționare defectuoasă a măsurării, atunci când tensiunea măsurată este prea mică (1 sau 2% din tensiunea nominală U_n), aceasta este înlocuită în cazul releelor cu comparare a fazelor cu tensiunea memorată înainte de avarie, având aceeași fază ca tensiunea de avarie.

Protecțiile echipate cu relee de admitanță cu caracteristică circulară care trec prin origine (caracteristici mho) nu au nevoie de această funcție. În fapt, aceste relee au un caracter direcțional (Fig. 8.4).

În consecință, caracteristicile de demaraj pot fi nedirecționate (Fig. 8.1, a, Fig. 8.2, a) sau direcționate (Fig. 8.1, b, Fig. 8.2, b).

În figura 8.6 se prezintă un exemplu de caracteristică poligonală direcționată înainte („forward"). Zona 3 este direcționată înapoi („reverse"). Pentru fiecare buclă de impedanță de defect există cinci zone independente și o zona suplimentară (extinderea zonei 1 Z_{1X}). În general, poligonul este definit printr-un paralelogram care intersectează axele în valorile R, X și este înclinat cu unghiul φ_D.

Desensibilizarea protecției de distanță față de condițiile de sarcină se realizează prin „decupare" din caracteristica de tip paralelogram a „trapezului" sarcinii, caracterizat de Z_S și φ_S. Coordonatele axiale pot fi setate individual pe fiecare zonă, iar φ_D, Z_S și φ_S sunt comune pentru toate zonele. Caracteristica este simetrică față de originea sistemului de referință R−X. Caracteristica direcțională limitează domeniul de declanșare la cadranele dorite.

F4. Funcția anti-pendulare - este asigurată de un releu anti-pendulare care blochează declanșarea releelor de distanță în cazul apariției unor fenomene oscilatorii importante în sistem.
În practică se prevăd dispozitive speciale care blochează acționarea în timpul pendulărilor [5]. Blocajul protecției de distanță împotriva funcționării la pendulări se poate realiza prin mai multe metode:
➢ utilizarea unor elemente direcționale de putere activă sau reactivă – se știe că puterile active și reactive au același sens în cazul scurtcircuitelor, în timp ce la pendulări au sensuri diferite. Prin această metodă se măsoară defazajul dintre curent și tensiune care variază continuu în timpul pendulărilor;

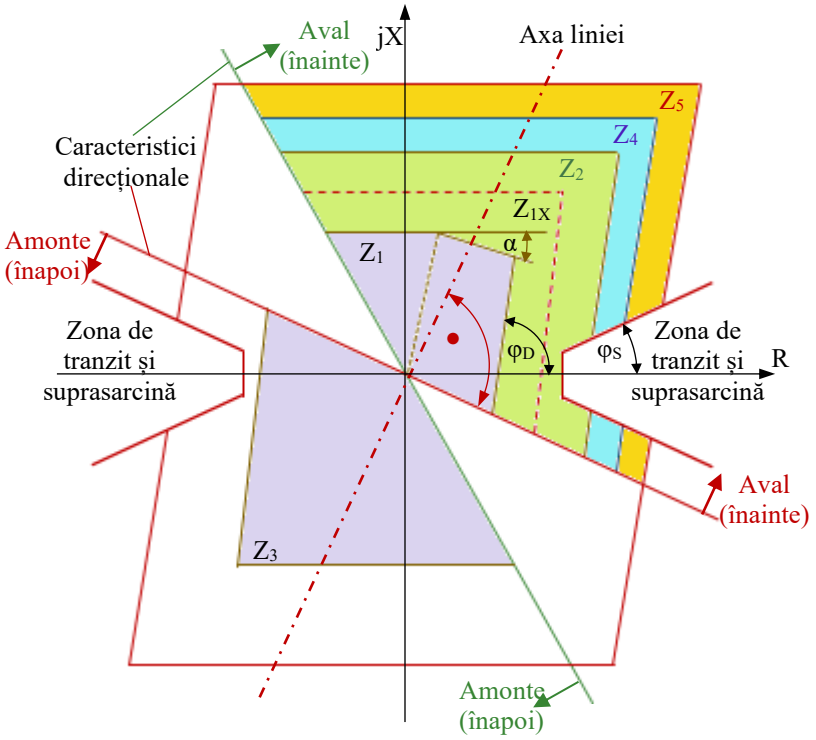


Fig. 8.6. Caracteristica de tip poligonal a protecției de distanță din echipamentul SIPROTEC 4 7SA6 de protecție de distanță [8].

➢ utilizarea unor elemente de curent care sesizează variația în timp a curentului, mai lentă la pendulări decât la scurtcircuit;

➢ sisteme de blocaj care se bazează pe diferența de viteză cu care sunt străbătute două locuri geometrice ale impedanței. De obicei, dacă timpul scurs între intrările în primul și în al doilea loc geometric este mai mic de 100 milisecunde, se consideră că este vorba de scurtcircuit, iar dacă nu, se admite existența unor pendulări și se blochează acțiunea primelor trepte ale protecției de distanță. Principial se compară timpul scurs între momentul în care vectorul impedanță străbate caracteristica de demarare și cea corespunzătoare treptei 1, sau între o caracteristică exterioară similară celei de demarare și cea corespunzătoare treptei 1;

➢ sesizarea componentelor de secvență inversă (negativă) a curentului sau a tensiunii - această componentă apare în timpul scurtcircuitelor dar nu apare la pendulări.

Blocarea la pendulări - se bazează pe faptul că la pendulările de energie lipsesc componentele de secvență inversă, respectiv homopolară de tensiune respectiv curent, care sunt prezente însă la toate tipurile de scurtcircuite. Astfel, se introduce controlul prezenței componentei de secvență inversă a tensiunii U^{-}, care se manifestă la scurtcircuite, chiar și la cele simetrice, în primele perioade, dar lipsește în cazul pendulărilor de energie electrică.

F5. Funcția de supraveghere a tensiunii - protecția poate declanșa în cazul în care tensiunea pe una dintre faze dispare, de exemplu datorită funcționării unei siguranțe fuzibile din circuitul de protecție. Această funcție poate fi realizată prin utilizarea unor relee de tensiune minimă care compară tensiunile aduse la releu cu trei tensiuni prelevate din altă parte sau de la un alt transformator de măsură de tensiune. Acționarea lor determină blocarea declanșării protecției de distanță.

F6. Funcția de declanșare rapidă - această funcție acționează în cazul unei manevre greșite în sistem (închiderea unui aparat de comutație pe o linie defectă). Compară starea întreruptorului (anclanșat) cu starea dispozitivelor de demarare (demarare protecție) și comandă instantaneu declanșarea trifazată.

F7. Funcția de detectare a defectelor rezistive - defectele rezistive sunt greu detectate de releele de impedanță minimă. Ele pun în pericol siguranța persoanelor și trebuie eliminate rapid. Modulele care asigură această funcție sunt constituite dintr-o protecție maximală de curent cu caracteristică inversă de secvență zero. Aceasta are o temporizare fixă, de bază, pentru a evita funcționarea sa în timpul unui ciclu de reanclanșare monofazată.

8.3. SCHEME DE PROTECȚII DE DISTANȚĂ

Datorită zonării, protecția de distanță reprezintă o protecție cu selectivitate relativă („non-unit protection") putând realiza și funcția de protecție la distanță a elementelor adiacente din aval. Ea poate fi transformată într-un sistem de protecție foarte eficient a liniei (a unității – „unit protection") prin realizarea unui canal (legătură) de comunicație (pe linia activă printr-o undă purtătoare de frecvență ridicată, prin linii telefonice, fibră optică sau unde de radio frecvență) între cele două capete ale liniei [2].

8.3.1. Schema protecției de distanță convențională (de bază) în trepte de timp

Se utilizează schema convențională a protecției de distanță ilustrată în figura 8.7, a. În figura 8.7, b este reprezentată diagrama logică a acestei protecții.

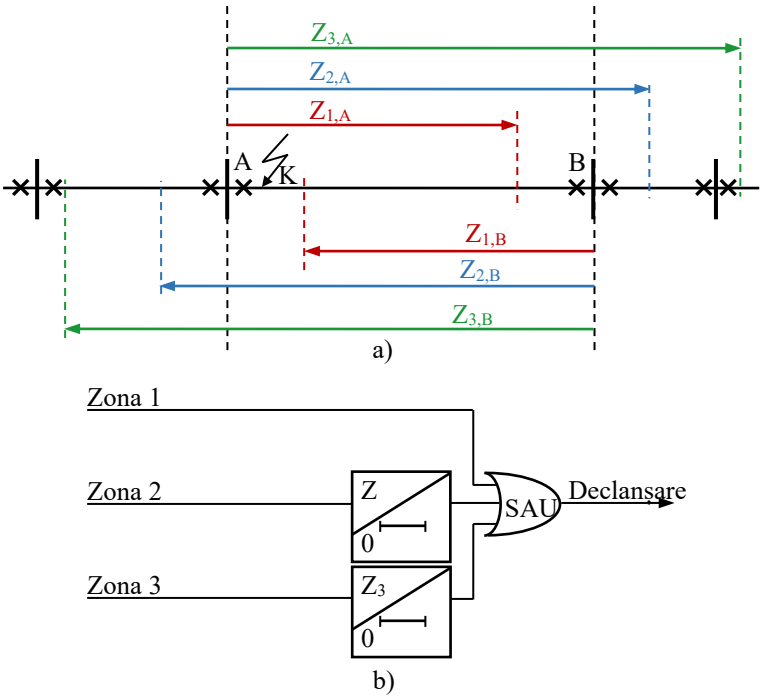


Fig. 8.7. Protecția de distanță convențională (de bază):
a-zonarea protecției; b-diagrama logică a protecției.

Defectele apărute la sfârșitul liniei (pe ultima porțiune de 20% din linie) vor fi eliminate numai în zona 2 cu temporizare mai mare cu o treaptă impusă Δt (tipic între 0,25 și 0,4 s), situație care nu poate fi tolerată în unele aplicații, din două motive principale [2], [9, 10]:

- defectele pe linie, izolate temporizat cu timpul zonei 2, pot provoca instabilitatea sistemului;
- în cazul în care se folosește reanclanșarea automată rapidă, deschiderea nesimultană a întreruptoarelor la capetele secțiunii defecte conduce la inexistența unui interval de „timp mort" necesar pauzei de RAR (timp necesar deionizării mediului la locul defectului care să asigure un interval de timp suficient de mare astfel încât defectul să dispară). Acest lucru duce la posibilitatea ca o defecțiune tranzitorie să provoace blocarea permanentă a întrerupătoarelor la fiecare capăt al secțiunii de linie.

8.3.2. Schema protecției de distanță cu extinderea Zonei 1

Această schemă este destinată utilizării împreună cu o schemă de RAR sau pentru cazurile în care nu este disponibil niciun canal de comunicații sau canalul existent este defect. Astfel, poate fi utilizată în rețele de distribuție radiale sau pe liniile interconectate ca alternativă atunci când nu este disponibil niciun canal de comunicații (de exemplu din cauza întreținerii) [2]. Schema este prezentată în figura 8.8.

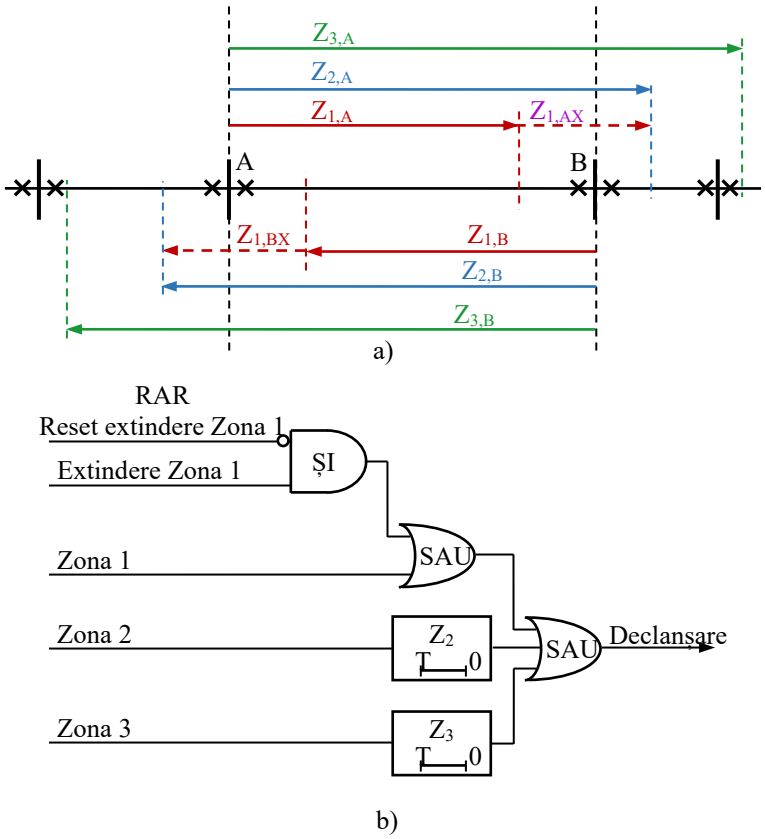


Fig. 8.8. Protecția de distanță cu extinderea zonei 1: *a-zonarea protecției; b-diagrama logică a protecției*.

Zona 1 include două elemente [9, 10]:

- unul este setat să acopere 80% din lungimea liniei protejate (ca în schema convențională);
- celălalt este setat să depășească linia protejată, constituie „Zona extinsă 1” sau „Z_{1X}” (obișnuit, o setare prin care Z_{1X} să acopere 120% din linia protejată). Acoperirea zonei 1 este controlată în mod normal de setarea Z_{1X} și este resetată la setarea de bază a zonei 1 atunci când este recepționată o comandă de la RAR.

În cazul oricărui defect apărut în limita Z_{1X}, protecția operează în limita de timp corespunzătoare Zonei 1:

- declanșează întrerupătorul și inițiază funcția de RAR;
- acoperirea Zonei 1 a releului de distanță este resetată la valoarea de bază de 80%, înainte ca impulsul de RAR să fie aplicat întrerupătorului;
- resetarea la valoarea de bază de 80% trebuie să se aplice, de asemenea, și atunci când instalația de RAR nu este în funcțiune;
- revenirea la setarea de acoperire Z_{1X} are loc numai la sfârșitul timpului de RAR.

Unul dintre dezavantajele schemei de extindere a Zonei 1 este determinat de faptul că defectele externe la limita Z_{1X} ale protecției au ca rezultat declanșarea întreruptoarelor exterioare secțiunii defecte, cu creșterea necesității intervențiilor de întreținere a întrerupătoarelor și deconectarea tranzitorie inutilă a alimentării unor consumatori [9, 10].

8.3.3. Scheme de protecții de distanță cu transfer al declanșării („transfer tripping scheme”)

Protecțiile cu selectivitate absolută („unit protections”) compară mărimi electrice, prelevate simultan, de la cele două puncte de măsură aflate la capetele liniei (secțiunii) supravegheate. În acest caz protecțiile unitare, în raport cu protecțiile cu selectivitate relativă („non-unit protections”) așa cum este și protecția de distanță convențională, se bucură de următoarele avantaje:

- identifică dacă defectul este intern sau extern secțiunii supravegheate;
- oferă o protecție de mare viteză pentru întreaga lungime a liniei.

Protecția unitară are dezavantajul că ea nu mai asigură protecția de rezervă pentru liniile adiacente, similar cu o schemă non-unitară.

Soluția optimă ar consta într-o combinație între cele două scheme de protecție, care să asigure o declanșare instantanee pe întreaga lungime a liniei și în plus să asigure și protecția liniilor adiacente. Acest lucru poate fi realizat prin interconectarea protecțiilor de distanță de la fiecare capăt al secțiunii protejate printr-un canal de comunicații cu scopul:

- de a transmite informații despre starea sistemului de la un capăt al liniei protejate la celălalt (așa numitele scheme cu transfer al declanșării „transfer tripping scheme”;
- de a transmite cereri, de inițiere sau prevenire a declanșării întrerup-torului, de la distanță – cunoscute - în general, ca scheme de blocare („blocking scheme”).

Cu toate acestea, terminologia diferitelor scheme variază foarte mult, în conformitate cu obiceiurile și practica locală [9, 10].

Există mai multe scheme de acest tip funcționale, alegerea schemei adecvate depinzând de cerințele sistemului protejat.

Se poate vorbi despre protecții cu transfer al declanșării cu zonă redusă („underreach protection”), în cazul zonării protecțiilor conform schemei de bază (Fig. 8.7, a), respectiv de protecții cu transfer al declanșării cu zonă extinsă („overreach protection”), în cazul zonării protecțiilor conform schemei cu extinderea Zonei 1 (Fig. 8.8, a).

8.3.3.1. Scheme de protecții de distanță cu zonă redusă și cu autorizare (Permissive Underreach Protection - PUP)

Primul „P” provine de la expresia „cu permisiunea” sau „cu *autorizarea*”, indicând în acest caz că într-o astfel de schemă o protecție informează celelalte protecții ale liniei că poate declanșa mai repede dacă detectează o defecțiune în direcția corectă. Toate celelalte protecții trebuie să fie *de acord* cu existența unui defect pe linie înainte (în față) pentru ca „*o declanșare cu autorizare*” să fie permisă (spre deosebire de schema cu transfer direct care ar trimite un semnal de declanșare dacă un singur releu detectează un defect). Schemele cu autorizare partajează informații în aval și în amonte, ceea ce impune utilizarea unor echipamente cu conectare GPS la toate capetele liniei supravegheate.

Funcționarea schemei, corespunzător figurii 8.7, a, poate fi urmărită pe diagrama din figura 8.9.

Dacă defectul este situat în apropierea unei extremități a liniei (de exemplu A) atunci protecția din A va da comanda de declanșare a întrerup-torului corespunzător și va transmite un semnal spre B pentru ca protecția din B să acționeze în timpul Zonei 1. La recepționarea semnalului în B se comandă declanșare a întreruptorului din B numai dacă aceasta este autorizată (pornită protecția de distanță sau un releu maximal de curent, sau un releu minimal de tensiune etc. – adică defectul este detectat de protecțiile de la ambele capete ale liniei).

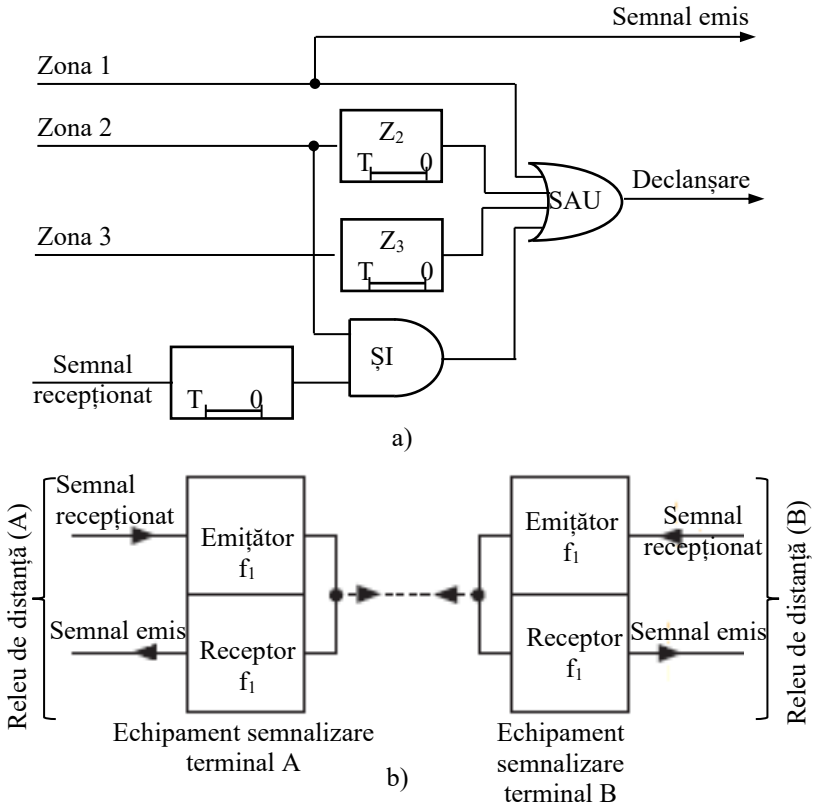


Fig. 8.9. Diagrama logică a protecției de distanță cu zonă redusă și autorizare:
a-diagrama logică a protecției; b-canal de semnalizare.

8.3.3.2. Scheme de protecții de distanță cu zonă redusă și cu accelerare (Accelerated Underreach Protection - AUP)

Această schemă se aplică numai *protecțiilor de distanță cu comutare*, care utilizează același element de măsurare atât pentru Zona 1, cât și pentru Zona 2. Acoperirea Zonei 2 nu se va mai realiza în treapta a 2-a de timp, ci acoperirea elementelor de măsurare este extinsă din Zona 1 în Zona 2 prin intermediul unui semnal de schimbare a intervalului imediat [9, 10].

Funcționarea protecției poate fi urmărită în baza schemelor din figura 8.10, a și b. Zona 1 (redusă la 80% din lungimea tronsonului supravegheat) este configurată pentru a trimite, în plus, un semnal către celălalt capăt (îndepărtat) al liniei pentru declanșarea întrerupătorului local. Protecția care recepționează semnalul este setată pentru a extinde zona de acoperire a elementului de măsurare de la Zona 1 la Zona 2. Acest lucru accelerează lichidarea defectelor, cuprinse între Zona 1 și Zona 2, la capătul de la distanță. Protecțiile moderne de distanță nu mai folosesc elemente de măsurare comutate, astfel încât schema are o probabilitate redusă de a mai fi folosită [9, 10].

Detectarea unui defect în K, în Zona 1 de acoperire a protecției din A, conduce la transmiterea unui semnal de „accelerare” de la A la protecția din B, care își va extinde Zona 1 pentru a lichida defectul, situat în Zona 2 de acoperire a ei, instantaneu.

8.3.3.3. Scheme de protecții de distanță cu zonă extinsă cu autorizare (Permissive Over-Reach Transfer Tripping Scheme Protection - POP)

Caracteristic acestei scheme de protecție este faptul că un element al protecției de distanță (A), setat pentru a acoperi o zonă dincolo de capătul îndepărtat al liniei protejate (Zona 2 sau Zona 1 extinsă), este utilizat pentru a trimite un semnal de declanșare la capătul de la distanță (B) conform diagramei logice din figura 8.11, a.

Semnalul recepționat este utilizat pentru a declanșa întrerupătorul propriu imediat ce este primit. Este esențial ca semnalul recepționat la capătul depărtat să fie validat de funcția direcțională pentru a se asigura că declanșarea nu are loc decât dacă defectul se află în secțiunea protejată.

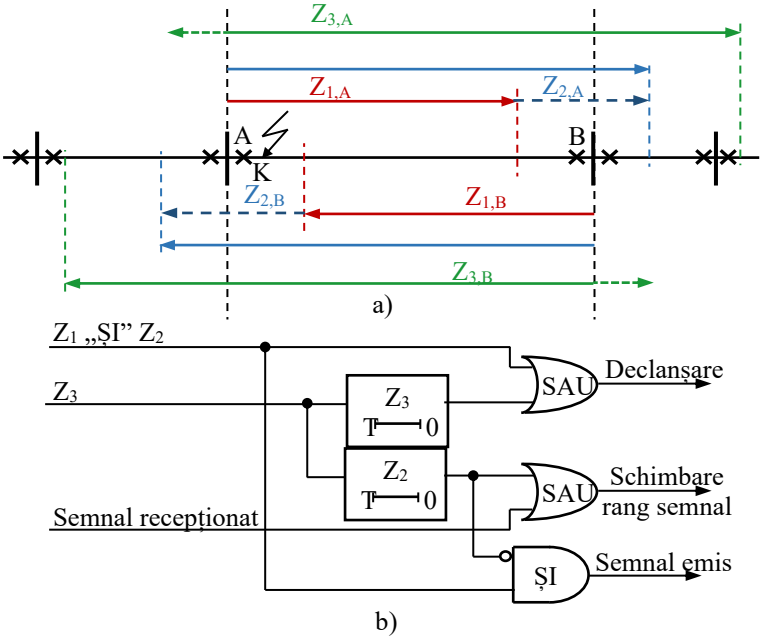


Fig. 8.10. Protecția de distanță cu zonă redusă și accelerare:
a-zonarea protecției; *b-diagrama logică a protecției*.

Aceeași schemă este instalată la celălalt capăt B al liniei, privind spre capătul A. Deoarece canalul de semnalizare este conectat de elemente care depășesc Zona 2, schema necesită canale de comunicații duplex - o frecvență pentru fiecare direcție de transmisie (Fig. 8.11, b) [2], [9, 10].

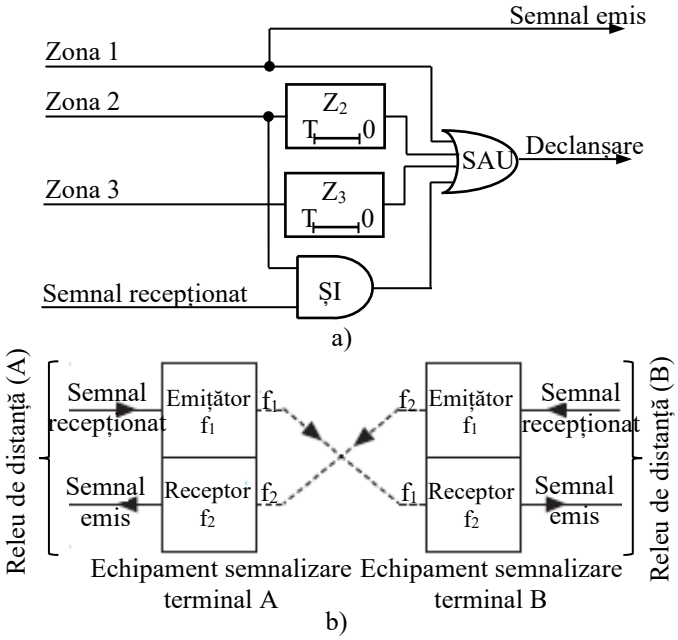


Fig. 8.11. Protecția de distanță cu zonă extinsă și autorizare:
a-diagrama logică a protecției; b-canal de semnalizare duplex.

Dacă nu este recepționat niciun semnal, protecția de la capătul liniei va declanșa propriul

întrerupător în treapta corespunzătoare Zonei 2 (de ex. 0,5 s).

Acoperirea unei zone mai lungi a elementelor de măsurare oferă o mai bună desensibilizare față de rezistența arcului electric, astfel încât o astfel de schemă este mai potrivită pentru liniile scurte [2]. Această schemă este uneori denumită schemă de „comparație direcțională”. Schema care utilizează elemente de releu din Zona 2 este adesea denumită schemă POP Z2, iar alternativa care folosește elemente din Zona 1 în loc de Zona 2 este denumită schemă POP Z1 [9, 10].

8.3.3.4. Scheme de protecții de distanță cu zonă extinsă cu blocare (Blocking Overreach Protection - BOP)

Schemele de protecții de distanță cu zonă extinsă cu blocare utilizează o protecție de distanță cu zonă extinsă cu logică inversă. Semnalizarea este inițiată numai pentru defecte externe și transmiterea semnalizării are loc pe secțiuni de linie sănătoase. Lichidarea rapidă a defectelor apare atunci când nu este recepționat niciun semnal și elementele de măsurare a Zonei 2 indică linia care operează.

Schema ideală a protecției este prezentată în figura 8.12 [2], [9, 10].

Canalul de semnalizare este inițiat de elemente de distanță de căutare inversă (Z_3 în diagrama din figura 8.12, a. Canalul de semnalizare cu o singură frecvență operează atât relee de recepție locale, cât și de la distanță, de la celălalt capăt al liniei, atunci când este inițiat un semnal de blocare la orice capăt al secțiunii protejate.

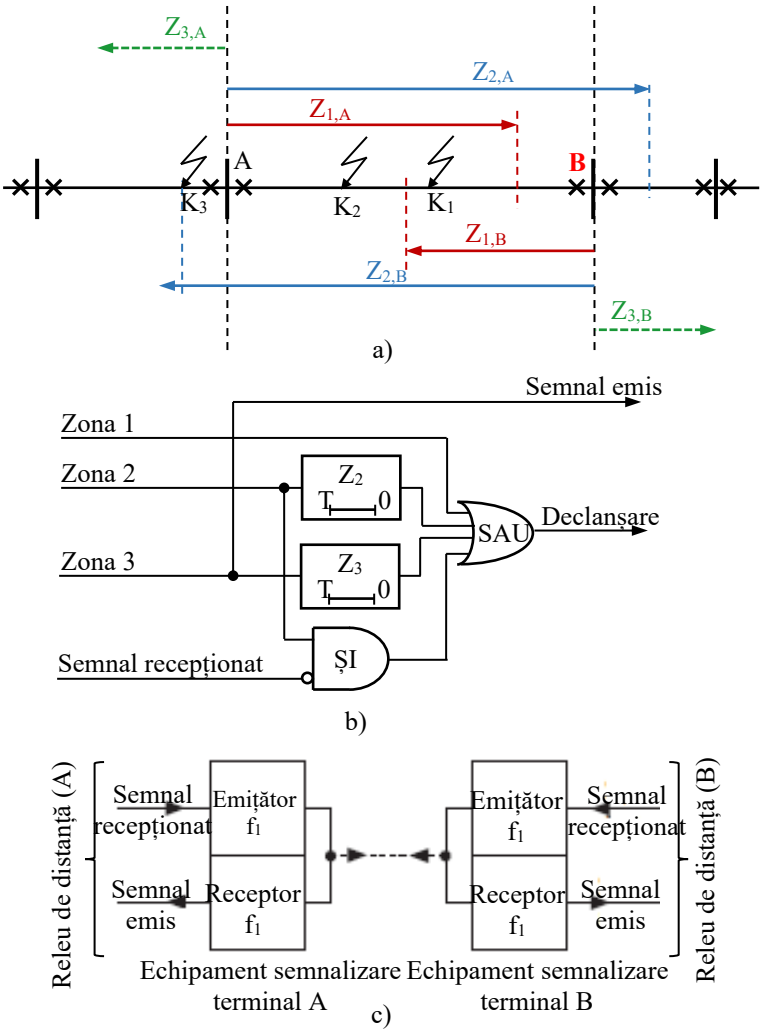


Fig. 8.12. Protecția de distanță cu zonă extinsă cu blocare: *a-zonarea protecției; b-diagrama logicăa protecției; c-canal de semnalizare.*

Practic, pentru defecte în Zona 2 externe secțiunii protejate, trebuie trimis un semnal de blocare de către elementele releului orientat înapoi (amonte) pentru a preveni declanșarea instantanee a releului de la celălalt capăt. Pentru a realiza acest lucru, elementele releului invers și canalul de semnalizare trebuie să funcționeze mai repede decât elementele orientate înainte. În practică, acest lucru se întâmplă rar, asigurarea discriminării realizându-se prin introducerea unei scurte întârzieri în circuitul de declanșare în modul de blocare. Ca element orientat înainte (aval) poate fi utilizat fie un element al Zonei 2, fie din Zona 1, rezultând astfel două variante ale schemei: BOP Z2 și BOP Z1.

Schema BOP Z2 se bazează pe schema de blocare ideală din figura 8.12, a. Diagrama logică este ilustrată în figura 8.13.

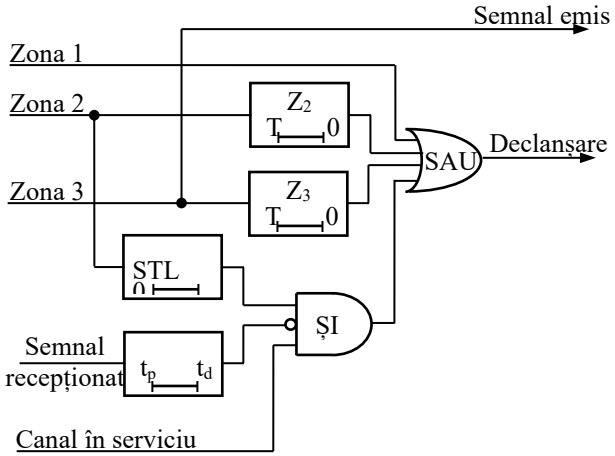


Fig. 8.13. Diagrama logică pentru schema BOP Z2.

Pentru a explica funcționarea schemei se consideră trei defecte, în punctele K_1, K_2, K_3 (Fig. 8.12, a). Pentru aceste puncte de defect, modul de funcționare a protecției este următorul:

- *defectul din* K_1 este detectat de Zona 1 a protecțiilor de la ambele terminale A și B, astfel încât este lichidat instantaneu. Nu este emis niciun semnal de blocare, defectul nefiind localizat în Zona 3 (care controlează semnalizarea) cu orientare amonte;
- *un defect în* K_2 este detectat de elementele din Zona 1 din capătul A și de elementele din Zona 2 A și B. Nu are loc transmiterea semnalului de blocare, deoarece defectul este intern și este eliminat în timpul Zonei 1 la terminalul A și după o temporizare la capătul B;
- *defectul din* K_3 este văzut de elementele Z_3 (cu orientare amonte) la capătul A și de elementele cu orientare aval din Zona 2 la capătul B. În mod normal defectul din K_3 este eliminat de releul Zonei 1 la capătul A asociat tronsonului A-A′. Pentru a preîntâmpina declanșarea elementelor Zonei 2 de la capătul B, elementul cu orientare inversă de la capătul A trimit un semnal de blocare la capătul B. Dacă defectul nu este eliminat instantaneu de protecția secțiunii de linie A-A′, semnalul de declanșare va fi dat la terminalul A pentru secțiunea AB după temporizarea Z_3.

Elementele din Zona 3 (amonte) trebuie să acopere o porțiune mai mare decât cea a elementelor din Zona 2 de la capătul îndepărtat al liniei, altfel există posibilitatea ca elementele din Zona 2 să inițieze declanșarea, iar elementele din Zona 3 să nu detecteze defectul extern. Acest lucru ar duce la o declanșare instantanee pentru un defect extern.

Este esențială coordonarea timpilor de funcționare ale diferitelor relee pentru toate condițiile sistemului, astfel încât să fie întotdeauna suficient timp pentru primirea unui semnal de blocare de la capătul de la distanță al liniei.

Dacă acest lucru nu se face cu precizie, schema se poate declanșa pentru o defecțiune externă sau, dimpotrivă, declanșarea zonei de capăt poate fi întârziată mai mult decât este necesar.

Dacă canalul de semnalizare este defect, schema trebuie astfel concepută pentru a reveni la protecția la distanță de bază. În mod normal, circuitul de declanșare a modului de blocare este supravegheat de un contact „canal în serviciu”, astfel încât circuitul de declanșare a modului de blocare este izolat atunci când canalul este în afara funcționării (Fig. 8.13).

Într-o aplicație practică, elementele releului amonte pot fi implementate cu o caracteristică cu deplasare („offset”) aval pentru a oferi protecție de rezervă pentru defecte pe bare după întârzierea zonei. Apoi este necesar oprirea trimiterii semnalului de blocare pentru defecte interne. Acest lucru se realizează prin condiționarea circuitului de „emițător” de neoperarea elementelor din Zona 2 orientate spre înainte.

Schema de protecție BOP Z1 operează similar cu schema BOP Z2 descrisă mai sus, cu excepția faptului că logica este realizată cu un element de extindere a Zonei 1, în locul elementului din zona 2.

8.3.3.5. Scheme de protecții de distanță cu zonă extinsă și cu deblocare (Unblocking Overreach Protection - UOP)

Schema de protecție de distanță cu zonă extinsă cu autorizare poate fi modificată astfel încât să opereze după un principiu de deblocare cu compararea direcționării prin adăugarea unor circuite suplimentare echipamentului de semnalizare.

Funcționarea protecției în cazul apariției unor defecte la capetele zonei protejate este, în mod normal, blocată. În caz de defect pe linia protejată, protecțiile din A și B, care „văd” defectele din exteriorul zonei protejate, transmit una celeilalte câte un semnal. Aceste semnale sunt utilizate pentru deblocarea protecțiilor.

În această schemă (denumită și „schemă de deblocare cu compararea orientării” – „directional comparison unblocking scheme”), se transmite un semnal continuu de blocare (sau gardă). Atunci când funcționează elementele protecției de distanță cu zonă extinsă, frecvența semnalului transmis este deplasată la o frecvență de „deblocare” (declanșare). Primirea semnalului de frecvență de deblocare și funcționarea elementelor protecției de distanță cu zonă extinsă permit declanșarea rapidă pentru defecțiuni în zona protejată. În principiu, schema este similară cu o schema cu zonă extinsă și autorizare.

Schema devine mai fiabilă decât schema standard prin furnizarea de circuite suplimentare în echipamentul receptor. Acestea permit ca declanșarea să aibă loc pentru defecte interne chiar dacă semnalul de deblocare transmis este scurtcircuitat de defect. Acest lucru se realizează permițând declanșarea asistată pentru un interval scurt de timp, de obicei de la 100 la 150 de milisecunde, după pierderea atât a semnalelor de frecvență, cât și a blocării.

După acest interval de timp, declanșarea asistată este permisă numai dacă este recepționat semnalul de frecvență de deblocare. Acest aranjament oferă schemei o securitate îmbunătățită față de o schemă cu blocare, deoarece declanșarea pentru defecte externe este posibilă numai dacă defectul apare în intervalul de timp al defectării canalului. În acest fel, schema are fiabilitatea unui sistem cu blocare și securitatea unui sistem cu autorizare.

Această schemă este, în general, preferată atunci când se folosește ca purtător se semnal linia electrică, cu excepția cazului în care transmisia continuă a semnalului nu este acceptabilă.

8.4. CALCULUL PARAMETRILOR DE REGLAJ AI PROTECȚIILOR DE DISTANȚĂ

Setarea (reglarea) protecției de distanță presupune stabilirea valorilor:

- mărimilor de pornire ale elementelor de pornire ale protecției;
- de măsurare ale elementelor de măsură pentru fiecare zonă de protecție;
- temporizărilor pentru fiecare zonă de protecție.

8.4.1. Coeficientul de ramificație

Coeficientul de ramificație se definește ca fiind raportul dintre curentul de scurtcircuit total printr-o ramificație, în cazul unui scurtcircuit la capătul ramificației, și valoarea curentului de scurtcircuit măsurat de protecție în același caz. Pentru rețelele reprezentate prin schemele monofilare din figura 8.14, a și b, în cazul unui defect localizat în punctul K, se poate scrie:

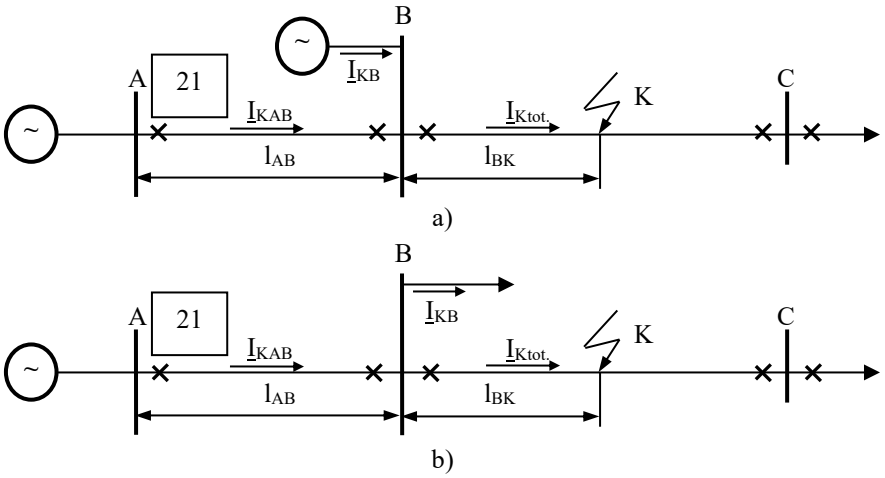


Fig. 8.14. Protecția de distanță a unei rețele electrice: *a-în stația B debitează o sursă în paralel cu sistemul; b-în stația B există încă o plecare înafara ramurii pe care se produce defectul*.

$$k_{ram} = \frac{I_{Ktot.}}{I_{KAB}}, \tag{8.1}$$

unde, pentru rețeaua din figura 8.14, a,

$$\underline{I}_{Ktot.} = \underline{I}_{KAB} + \underline{I}_{KB} > \underline{I}_{KAB} \Rightarrow k_{ram} > 1, \tag{8.2}$$

în timp ce pentru rețeaua din figura 8.14, b,

$$\underline{I}_{Ktot.} = \underline{I}_{KAB} - \underline{I}_{KB} < \underline{I}_{KAB} \Rightarrow k_{ram} < 1. \tag{8.3}$$

Coeficientul de ramificație, k_{ram}, pune în evidență proporția în care impedanța măsurată de către protecție, $Z_{măs.}$, diferă față de impedanță reală până în punctul de defect, Z_{real}.
Pentru rețeaua din figura 8.14, a și b s-au notat cu z_{1AB}, respectiv cu z_{1BC}, impedanțele pe unitatea de lungime ale tronsoanelor AB și BC, iar cu l_{AB} și l_{BK} lungimea tronsonului AB, respectiv lungimea liniei pe tronsonul BC până la locul de defect din K. Impedanța măsurată de protecția din A, în cazul unui scurtcircuit la capătul ramificației BC (K), se calculează ca fiind raportul dintre valoarea tensiunii de fază din A (V_A) și curentul de scurtcircuit măsurat în A (I_{KAB}):

$$\begin{aligned} Z_{mas.} &= \frac{V_A}{I_{KAB}} = \frac{Z_{AB} \cdot I_{KAB} + Z_{BK} \cdot I_{Ktot.}}{I_{KAB}} = \frac{z_{1AB} \cdot l_{AB} \cdot I_{KAB} + z_{1BC} \cdot l_{BK} \cdot I_{Ktot.}}{I_{KAB}} = \\ &= z_{1AB} \cdot l_{AB} + z_{1BC} \cdot l_{BK} \frac{I_{Ktot.}}{I_{KAB}} = z_{1AB} \cdot l_{AB} + z_{1BC} \cdot l_{BK} \cdot k_{ram} = \\ &= \left(z_{1AB} \cdot l_{AB} + z_{1BC} \cdot l_{BK}\right) + z_{1BC} \cdot l_{BK}\left(k_{ram} - 1\right) = Z_{real} + z_{1BC} \cdot l_{BK}\left(k_{ram} - 1\right) \end{aligned} \tag{8.4}$$

Cele prezentate anterior conduc la concluzia că acest coeficient de ramificație este o mărime variabilă care depinde de configurația și regimul de funcționare al rețelei putând lua valori:

➢ *supraunitare* – dacă în stație există surse care debitează în sistem în paralel cu linia protejată, și este cu atât mai mare cu cât puterea acestor surse este mai mare. În acest caz impedanța măsurată are valori mai mari decât impedanța reală având ca efect micșorarea zonei de secționare a protecției;
➢ *subunitare* – dacă în stația din B există nu o sursă ci o altă linie. În acest caz are loc o mărire a zonei de secționare.

Valorile maxime ale coeficientului de ramificație prezintă interes pentru verificarea sensibilității elementului de pornire de tip releu de impedanță. Valorile minime ale coeficientului de ramificație sunt necesare pentru stabilirea lungimii zonei superioare de măsurare a impedanței.

Erorile posibile în aprecierea distanței se datorează nu numai principiul protecției ci și erorilor releelor de distanță, erorilor în ceea ce privește evaluarea parametrilor elementelor de rețea, depășind în general 20% [3].

8.4.2. Reglajul elementelor de pornire

Elementele de pornire utilizate pot fi [3]:

a. Relee maximale de curent – în acest caz pentru calculul curentului de pornire primar se utilizează relația

$$I_{pp} = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} I_{sarc.max.}, \tag{8.5}$$

iar pentru calculul curentului de pornire secundar relația

$$I_{pr} = \frac{k_{sch}}{n_{TC}} I_{pp}. \tag{8.6}$$

Aceste relee prezintă o sensibilitate relativ mică care trebuie să satisfacă condiția:

$$k_{sens} = \frac{I_{sc.min.}}{I_{pp}} \geq 1{,}2. \tag{8.7}$$

b. Relee de impedanță – se impune utilizarea lor în cazul în care relația (8.7) nu poate fi îndeplinită. Se utilizează relee de impedanță fără temporizare având diferite caracteristici de funcționare în planul complex al impedanțelor (un cerc, cercuri cu originea deplasată, elipsă etc.). Aceste relee asigură o sensibilitate mai mare decât elementele de pornire tip releu maximal de curent, putându-se utiliza la liniile de înaltă tensiune încărcate la care curenții de suprasarcină sunt de același ordin de mărime cu curenții de scurtcircuit. Calculul impedanței de pornire a releului are în vedere că releul trebuie să revină la starea inițială după deconectarea unui scurtcircuit exterior. Acest lucru poate fi exprimat punând condiția ca valoarea impedanței de revenire a releului de distanță să fie mai mică decât valoarea impedanței de regim minim al protecției.

Astfel, se pot scrie următoarele relații:

$$Z_{reg.min.} = \frac{V_{reg.min.r}}{I_{sarc.max.r}}, \tag{8.8}$$

$$Z_{rev.r} = \frac{Z_{reg.min.}}{k_{sig}}, \tag{8.9}$$

unde k_{sig}=1,2.

Deoarece

$$k_{rev} = \frac{Z_{rev.r}}{Z_{pr}}, \tag{8.10}$$

rezultă relația pentru calculul impedanței de pornire:

$$Z_{pr} = \frac{Z_{reg.min.r}}{k_{sig} \cdot k_{rev}}. \tag{8.11}$$

Sensibilitatea elementului de pornire se verifică cu relația:

$$k_{sens.} = \frac{Z_{pr}}{Z_L + k_{ram} \cdot Z_{aval}} \geq k_{sens.\ impus}. \tag{8.12}$$

Se menționează că indicele „r” semnifică o mărime adusă la bornele releului (de cele mai multe ori o mărime secundară) iar cu Z_L s-a notat impedanța liniei pe care este montată protecția, respectiv cu Z_{aval} impedanța liniei din aval de linia protejată.

8.4.3. Setarea elementelor de măsurare în cazul protecției de distanță

Se consideră rețeaua din figura 8.15.

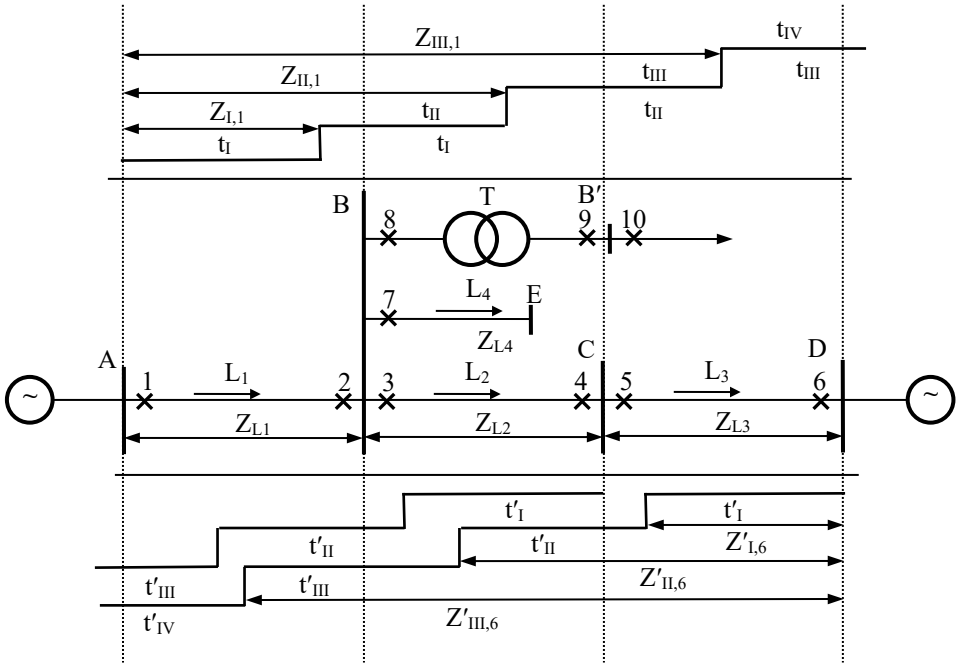


Fig. 8.15. Setarea elementelor de măsură ale protecțiilor de distanță.

Se notează cu indicii: I, II, III, IV zonele de protecție iar cu indicii: 1, 2, 3... protecția corespunzătoare fiecărei linii. Lungimea liniilor se notează cu L_1, L_2, ... iar impedanțele corespunzătoare cu Z_{L1}, Z_{L2}, ...

Reglarea elementelor de măsurare se realizează parcurgând următoarele secvențe [3]:

a. Zona I se alege ținând cont de eroarea maximă a elementului de măsurare și reprezintă 80% din impedanța liniei protejate. Astfel pentru protecția din 1 (A) treapta 1, impedanța de pornire se determină cu relația:

$$Z_{I,1} = k_{sig} \cdot Z_{L1}, \quad k_{sig} = 0,8 \tag{8.13}$$

b. Determinarea Zonei II implică respectarea următoarelor condiții:

➢ *aceasta trebuie să fie selectivă în raport cu treapta I* a protecțiilor de distanță de pe liniile care pleacă de pe barele din aval de tronsonul protejat. Astfel, pentru Zona II a liniei trebuie respectată selectivitatea în raport cu treapta II a protecțiilor de distanță din 3 și 7:

$$\begin{cases} Z_{II,1} = k_{sig}\left(Z_{L1} + k_{ram,1} \cdot Z_{I,3}\right) \\ Z_{II,1} = k_{sig}\left(Z_{L1} + k_{ram,2} \cdot Z_{I,7}\right) \end{cases} \tag{8.14}$$

Pentru coeficientul de ramificație se alege valoarea minimă posibilă în funcționare, iar k_{sig}=0,8;
➢ *protecția trebuie să fie selectivă în raport cu protecția transformatoarelor din stația de la capătul liniei*. Defectele transformatoarelor stației B vor fi detectate de treapta a II-a a protecției din stația A, dar ele sunt deconectate de protecțiile rapide ale transformatorului (diferențială, cu relee de gaze). Deci, impedanța Zonei II pentru protecția 1 trebuie să respecte relația:

$$Z_{II,1} = k_{sig,T}\left(Z_{L1} + k_{ram,T} \cdot Z_T\right), \tag{8.15}$$

unde $k_{ram,T}$ se calculează pentru defecte în aval de transformatorul din B, $k_{sig,T}$ este diferit de k_{sig} pentru linie (și de, obicei, are valoarea 0,7), iar Z_T este valoarea minimă a impedanței transformatorului din stație.
Impedanța de pornire a releului se alege cea mai mică valoare rezultată din relațiile (8.14) și (8.15), iar valoarea ei adusă la releu (mărime secundară) se determină cu relația:

$$Z_{II,1s} = \frac{U_{pp}}{I_{pp}} = \frac{n_{TT}}{n_{TC}} Z_{II,1p}\,. \tag{8.16}$$

Zona II trebuie să asigure o sensibilitate suficientă în raport cu întreaga linie protejată, respectiv

$$Z_{II,1p} \geq k_{sens} \cdot Z_{L1}\,, \tag{8.17}$$

cu k_{sens}=1,25;
c. Zona III ($Z_{III,1s}$) se stabilește pe baza acelorași criterii ca în cazul Zonei II;
d. Zona IV (în cazul unei protecții cu patru trepte se alege de obicei astfel încât să permită circulația pe linie a puterii maxime.

Dacă nu poate fi asigurată sensibilitatea protecției, în conformitate cu (8.12), atunci se apelează la relee de impedanță cu caracteristici din ce în ce mai complexe.

BIBLIOGRAFIE

[1]. Corroyer, C., Duveau, P. Protection des réseaux de transport et de répartition, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, D 4 805, 2007.
[2]. Hewitson, L., Brown, M., Ramesh, B. Series editor: Steve Mackay, Practical Power Systems Protection, An imprint of Elsevier Linacre House, First published 2004, ISBN: 0 7506 6397 9.
[3]. Ivașcu C. E. *Automatizarea și protecția sistemelor electroenergetice*. Editura Orizonturi Universitare, 1999, Timișoara, ISBN 9789739400374.
[4]. Tîrnovan R-A., Vadan I., Bălan H., Botezan A. *Protecții prin relee in sistemele electroenergetice*. Ed. UT. PRESS Cluj-Napoca, 2008, ISBN 978-973-662-376-9.
[5]. Tîrnovan R-A. *Protecții Digitale în Sistemele Electroenergetice*, Editura U.T.Press, Cluj-Napoca - 2019, ISBN 978-606-737-370-7.
[6]. Vasilievici A., Gal S., Balaşiu F., Fagăraşan T. *Implementarea echipamen-telor digitale de protecție și comandă pentru rețele electrice*. Editura Tehnică, Lucrare editată în cadrul programului JEP 09737 cu sprijinul financiar al EC TEMPUS, 2000, accesat la adresa https://pdfslide.net/documents/echipamente-de-protectie-si-comanda-pentru-retele-electrice.html, accesat 2020.
[7]. Zimand R. *Protecția multicriterială la punere la pămînt în rețelele electrice de distribuție*, ENERGETICA 48, 2000, Nr. 8-9, p. 348-355.
[8]. https://pdfslide.tips/documents/releu-siprotec-4-7sa6-de-protectie-de-la-distanta-ro.html.
[9]. Network Protection&Automation Guide, All rights reserved Copyright AREVA 2005, ISBN : 2-9518589-0-6
[10]. Network Protection&Automation Guide, 2011 ALSTOM GRID, MAY 2011, ISBN: 978-0-9568678-0-3

9. PROTECȚIA DE DECLANȘARE DE REZERVĂ LA REFUZ DE ÎNTRERUPTOR (DRRI)

9.1. CONSIDERAȚII GENERALE. DEFINIȚII ȘI SIMBOLIZĂRI

Creșterea siguranței și a fiabilității în exploatare presupune existența unor sisteme de rezervă care să izoleze defectul în cazul în care o protecție sau un întreruptor nu funcționează. Astfel, în afara protecțiilor de bază, se apelează la implementarea unor protecții de rezervă.

Realizarea unor astfel de sisteme trebuie să țină seama și de considerente economice, de exemplu dacă s-ar opta pentru dublarea întreruptoarelor costurile cu echipamentele ar crește exagerat (cu toate acestea, uneori în rețelele de înaltă tensiune, se utilizează întreruptoare cu două bobine de declanșare).

După cum s-a prezentat în §1.1 și conform [6], protecțiile se clasifică, după rolul pe care îl îndeplinesc în sistemul electroenergetic, astfel:

C.1. Protecții de bază („primary protection”) – o protecție de bază, pentru o anumită zonă de protecție (element), reprezintă sistemul principal de protecție care pentru defecte în zona protejată trebuie să acționeze rapid (în cel mai scurt timp) și care izolează defectul scoțând din funcțiune un număr minim de echipamente;

C.2. Protecții de rezervă („backup protecțion”) – o protecție de rezervă operează asupra aceleiași zone de protecție ca protecția de bază și poate fi temporizată (mai lentă). La un defect în zona protejată operarea protecției de rezervă poate scoate din funcțiune același element protejat prin protecția de bază sau și alte elemente (echipamente) suplimentare. Protecția de rezervă poate fi instalată:

C.2.1. Local („local backup protecțion”), adică în aceeași substație cu protecția primară – poate utiliza unele dintre aparatele utilizate și de protecția de bază (traductoare, acumulatori, circuite de întrerupător) astfel încât operarea ei poate eșua din aceleași motive ca în cazul protecției de bază (se completează cu DRRI);

C.2.2. La distanță/îndepărtată („remote backup protecțion”) - din punct de vedere istoric protecția de rezervă la distanță a fost primul tip de protecție de rezervă utilizat. Față de protecția de bază, a cărei rezervă o constituie, protecția de rezervă la distanță face apel la componente total independente (traductoare, circuite de întreruptor etc.), datorită locației fizice diferite.

Avantajul său constă în inexistența unor elemente comune care să poată afecta buna funcționarea a ambelor sisteme de protecție.

Dezavantajul său este faptul că protecția de la distanță elimină mai multe elemente ale sistemului decât este de dorit, sau necesar, pentru a elimina o defecțiune.

În varianta „prin întrerupător” protecția de rezervă poate fi asigurată de același întrerupător care ar fi declanșat în mod normal la comanda protecției de bază, dar comanda de declanșare o primește de la o protecție de rezervă la distanță. În plus, pe măsură ce sistemul devine din ce în ce mai complex, devine din ce în ce mai dificil pentru protecția de la distanță să detecteze toate defecțiunile pe care protecția de bază le poate detecta;

C.3. Protecția de declanșare de rezervă la refuz de întreruptor, DRRI („Breaker failure protection - BFP”) - protecție concepută pentru a detecta defecțiunea unui întrerupător și/sau pentru a lichida un defect. La detectarea unei defecțiuni a întreruptorului în timpul unui regim de defect, schema este concepută pentru a lua măsurile corespunzătoare pentru lichidarea defectului. La detectarea unei defecțiuni a întreruptorului în timpul unui regim de funcționare, schema poate lua alte măsuri adecvate.

În tabelul 9.1 sunt prezentate principalele simboluri și notații generale utilizate în acest capitol [3, 4, 5].

Tabelul 9.1. Simboluri și notații generale

Simbol/notație	Semnificație simbol/definiție
50/51	*Protecție (releu) maximală de curent cu acționare instantanee/protecție maximală de curent cu caracteristică de timp inversă*
50N/51N	*Protecție (releu) maximală de curent homopolar cu acționare instantanee/protecție maximală de curent homopolar cu caracteristică de timp inversă*
50P	*Element de detecție a supracurenților (releu maximal de curent) pe fază cu acțiune instantanee*
50G	*Element de detecție a supracurenților (releu maximal de curent) de punere la pământ (de secvență zero) cu acțiune instantanee*
67/67N	*Protecție maximală de curent direcțională/protecție maximală de curent direcțională contra defectelor la pământ*
21	*Protecție de distanță*
87L	*Protecție diferențială longitudinală pentru protecția a liniilor*
46	*Protecție de tensiune de secvență inversă sau dezechilibrarea fazelor*
50BF	*Detector de curent la defect de întreruptor*
52a	*Contact auxiliar normal deschis (ND) al întrerupătorului*
52b	*Contact auxiliar normal închis (NI) al întrerupătorului*
52aa	*Contact auxiliar normal deschis (ND) al întrerupătorului – este închis când întreruptorul este închis și este deschis când întreruptorul începe să se deschidă*
62	*Releu cu temporizare la acționare sau revenire („Time-Delay Stopping or Opening Relay”) ≡ un releu temporizat, care funcționează în legătură cu dispozitivul care inițiază închiderea, oprirea, sau deschiderea unei operații într-o secvență automată sau un sistem de protecție prin relee*
86BF	*Releu auxiliar de blocare (RB – „lockout relay”) la defect de întrerupător - un releu care blochează funcționarea unui alt releu sau dispozitiv în condiții specifice, respectiv un releu care este folosit pentru a bloca funcționarea unui dispozitiv sau a unui grup de dispozitive până când acesta este resetat manual sau printr-o comandă electrică*
94	*Releu auxiliar de declanșare*
I-DRRI	*Inițiere DRRI*
t_{pap}	Timpul propriu de acționarea a protecției *este timpul necesar releului (protecției) pentru:* ▪ *analiza formelor de undă a semnalelor de intrare;* ▪ *detectarea defectului prin calcule sau recunoașterea modelului;* ▪ *asigurarea faptului că defectul durează mai mult decât întârzierea estimată;* ▪ *a trimite un semnal de declanșare la contactele sale interne de ieșire;* ▪ *închiderea contactelor sale interne de ieșire.*
t_{pii}	Timpul propriu de întrerupere a întreruptorului *este timpul necesar întreruptorului pentru a-și deschide contactele și a izola defectul din momentul în care primește o comandă de declanșare în condiții normale*
t_{piiL}	*Timpul propriu de întrerupere a întreruptorului asociat rezervei locale*
t_{piiD}	*Timpul propriu de întrerupere a întreruptorului asociat rezervei îndepărtate*
t_{50BF}	*Timp necesar pentru resetarea detectorului de curent (50BF), adică pentru revenirea în starea inițială*
$t_{86/94}$	*Timpul de comutație a contactelor unui releu de blocare (86) sau auxiliar de declanșare (94)*
t_{TT}	*Timpul de transmitere a declanșării la distanță (terminalul îndepărtat)*
t_{sig}	*Marjă (timp) de siguranță*
T_{DRRI}	*Temporizare la refuz de întreruptor (timpul de DRRI)*
DL	Defect lichidat - *indică momentul în care defectul a fost izolată cu succes de restul sistemului electric*
T_{tld}	Timpul total de lichidare a defectului *este suma tuturor temporizărilor (întârzierilor) necesare pentru a izola defectul de restul sistemului electric.*
T_{crls}	Timpul critic de lichidare calculat prin studiu *este durata maximă de timp în care defectul poate persista într-o locație specifică înainte ca sistemul să devină instabil. Defectul trebuie lichidat (eliminat) în acest interval de timp pentru a preveni o avarie în cascadă la nivelul întregului sistem*
T_{crlc}	Timpul critic de lichidare calculat de politica companiei *adaugă o marjă (timp) de siguranță la T_{crl}, pe care utilitatea o aplică tuturor liniilor de transport pentru a preveni defectele în cascadă la nivelul întregului sistem. Defecțiunea trebuie remediată în acest interval de timp*

9.2. MENȚIUNI PRIVIND FUNCȚIONAREA COORDONATĂ A SISTEMELOR DE PROTECȚIE

9.2.1. Generalități

Situațiile în care apare posibilitatea ca un defect produs în zona (elementul) protejată să nu fie lichidat sau să nu fie lichidat la timp, sunt determinate de un eșec în funcționarea protecțiilor, de refuzul („failure”) de a acționa corect a sistemelor de protecție în cazul apariției unor defecte în zonele protejate sau a dispozitivelor (întreruptoarelor) destinate deconectării circuitelor electrice în caz de defect. Din acest punct de vedere se constată că [5]:

➢ **Refuzul în funcționare a sistemelor de protecție** (protection system failures) poate fi cauzat de:

- defectarea/funcționarea incorectă a releelor;
- reglajul/setarea incorectă a protecțiilor;
- defectarea circuitelor de control;
- defectarea/funcționarea incorectă a transformatoarelor de măsură de curent și/sau tensiune (TC/TT);
- căderea sistemului de acumulatori;
- avarii catastrofale ale stației (incendii etc.);

➢ **Refuzul de declanșare a unui întreruptor** poate fi cauzat de defecte ale bobinei de declanșare, întreruperi pe circuitul de declanșare, presiunea scăzută a gazului dielectric, etc.

Funcționarea defectuoasă a întreruptoarelor (breaker failures) se poate concretiza prin:

- refuzul la deconectare (la deschidere a contactelor);
- o deschidere a contactelor prea lentă;
- eșec la întreruperea curenților de scurtcircuit;
- eșec la întreruperea curenților de sarcină;
- conturnare la deschidere;
- eșec la închidere;
- defecte ale contactelor auxiliare;
- o avarie catastrofală (incendiu, explozie etc.).

Sistemele de protecție sunt coordonate astfel încât întreruptorul cel mai apropiat, sau întreruptoarele cele mai apropiate, de defect să fie declanșat/declanșate pentru a întrerupe sau a elimina defectul, cu urmări negative minime asupra restului sistemului [5].

În funcționarea unei rețele electrice pot să apară situații extreme, deși rare, în care întreruptoarele nu declanșează la inițiativa Sistemului de Protecție și Automatizare (SPA) sau nu reușesc să lichideze un defect. În acest caz, în funcție de topologia rețelei electrice, este necesar să fie desemnate alte întreruptoare care să declanșeze și să izoleze elementul de rețea defect [5].

În condițiile funcționării defectuoase a unui întreruptor, prezența protecțiilor de rezervă sau existența unor protecții dedicate (DRRI), care acționează asupra întreruptoarelor vecine, compensează inoperativitatea întreruptorului.

9.2.2. Coordonarea protecțiilor fără funcție dedicată DRRI

Protecțiile asociate fiecărui întreruptor pot fi folosite ca protecții de rezervă, locală sau la distanță (îndepărtată), pentru întreruptoarele adiacente. Aceste sisteme de rezervă pot prezenta probleme în ceea ce privește rapiditatea, sensibilitatea și coordonarea.

În continuare sunt analizate câteva cazuri specifice.

C.I. Cazul I

Se consideră rețeaua electrică radială a cărei schemă monofilară este prezentată în figura 9.1, a. Pe linia L se produce un defect (scurtcircuit) în punctul K. Se analizează următoarele situații posibile în ceea ce privește lichidarea defectului și izolarea elementului defect [3]:

C.I.1. Scurtcircuitul din K (Fig. 9.1, b), *detectat de protecția de baza PB3 și de rezerva locală RL3 a liniei L*, este lichidat prin acțiunea protecției PB3 care declanșează întreruptorul Q_3 și izolează elementul defect L (Fig. 9.1, c). Întreruptorul Q_3 este funcțional, iar protecția de rezervă locală, RL3, revine la starea inițială;

C.I.2. Scurtcircuitul din K poate fi detectat de protecția de baza PB3 și este detectat de rezerva locală RL3 a liniei L. Dacă sistemul de protecție PB3 refuză să funcționeze și/sau întreruptorul Q_3 nu se deschide (refuz de întreruptor), așa cum este ilustrat în figura 9.1, c, defectul este lichidat prin acțiunea protecției de rezervă locală RL3 care declanșează temporizat întreruptorul Q_2 și izolează elementul defect L. Această structură soluționează atât refuzul de funcționare a protecției PB3 cât și a întreruptorului Q_3. Se poate constata că prin coordonarea protecțiilor se realizează în acest caz și protecția împotriva refuzului de întreruptor.

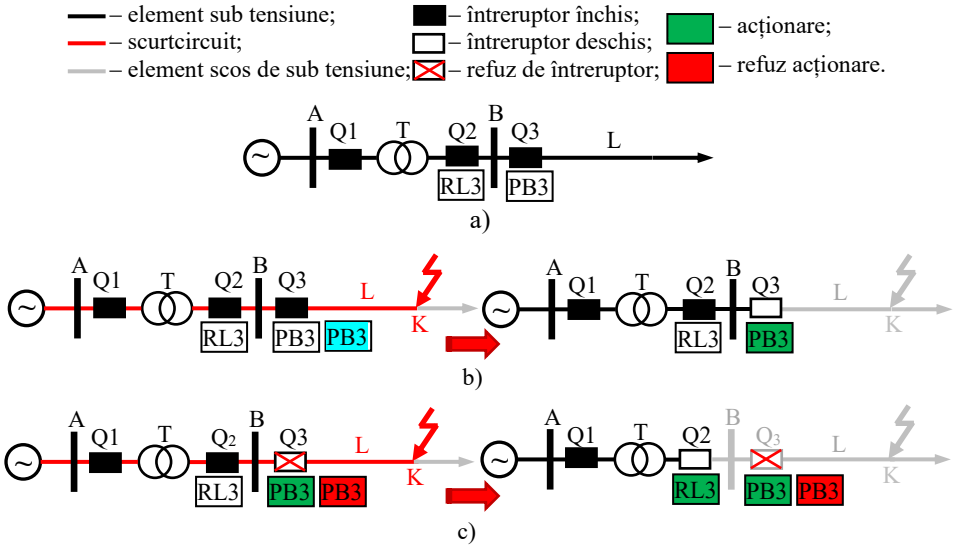


Fig. 9.1. Analiza coordonării protecțiilor liniei L:
a-schema de principiu a rețelei; b-defect în K lichidat de protecția de bază PB3;
c-defect în K lichidat de protecția de rezervă RL3.

Un astfel de aranjament prezinta urmatoarele avantaje:

- simplitate – nu necesită echipamente suplimentare și nu există riscuri de operare greșită;
- practic acoperă toate cazurile legate de refuzul protecției de bază (inoperabilitatea acesteia, așa cum s-a discutat anterior), respectiv de refuzul de întreruptor (așa cum s-a prezentat în §9.2.1).

Principalele dezavantaje, în acest caz, ar fi legate de durata de lichidare a defectului mărită din cauza temporizării rezervei locale, suficient de mare încât să nu declanșeze înainte de funcționarea protecției de bază.

O astfel de practică este suficientă în cazul rețelelor de distribuție dar este insuficientă în cazul rețelelor de transport. Acționează la refuz de întreruptor, dar nu poate înlocui o protecție dedicată de rezervă la refuz de întreruptor integrată.

C.II. Cazul II

Se consideră rețeaua cu schema electrică de principiu prezentată în figura 9.2, a. La bara de medie tensiune, B, sunt racordate patru plecări prin fiderii corespunzători. Și în acest caz se pune problema posibilității rezolvării situației, în care întreruptorul Q_3 refuză să funcționeze atunci când este detectat un scurtcircuit în K (Fig. 9.2, b), prin coordonarea protecțiilor, adică prin acțiunea protecției de rezervă locală RL3 (care trebuie să comande declanșarea întreruptorului Q_2) [3].

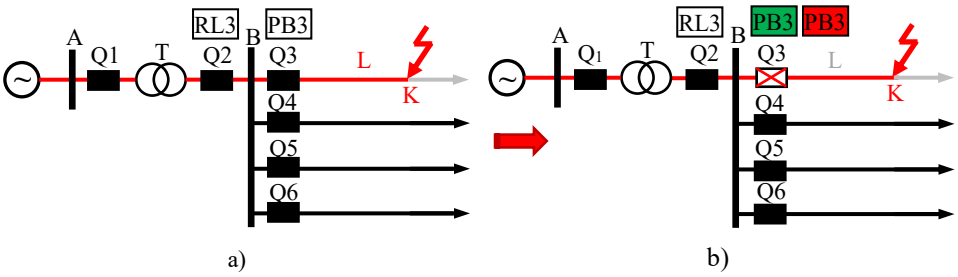


Fig. 9.2. Rețeaua electrică analizată în Cazul II:
a-schema electrică monofilară; b-izolarea liniei defecte L pentru scurtcircuit în K.

Dacă în **Cazul I** există posibilitatea ca toate defectele de pe linia L (incluzând curentul de scurtcircuit minim) să poată să fie „văzute" (detectate) de rezerva locală RL3, prin reglarea corespunzătoare a pragului de pornire a protecției, în **Cazul II** este puțin probabil ca acest lucru să fie posibil. Adică, protecția, RL3, care se constituie în rezervă locală pentru protecția PB3 și pentru situația de refuz (eșec) de întreruptor (Q_3), să poată să soluționeze defecte îndepărtate, caracterizate prin curenți de scurtcircuit reduși.

De exemplu, se consideră că unui scurtcircuit la capătul liniei L îi corespunde un curent de 600 A (atât în Cazul I cât și în Cazul II). Dacă fiecare dintre cele patru plecări (fideri) este încărcată cu sarcina maximă de 175 A, atunci protecția maximală de curent temporizată RL3 trebuie setată la un curent:

➢ în **Cazul I**, $I_{pp} > k_{sig}\times(1\times175) = 1{,}2\times175$ A = 210 A, și în consecință RL3 sesizează defectul minim de 600 A de pe linia L;

➢ în **Cazul II**, $I_{pp} > k_{sig}\times(4\times175) = 1{,}2\times700$ A = 840 A, și în consecință RL3 nu va sesiza un defect minim de 600 A pe linia L, decât în cazul în care încărcarea celorlalți fideri depășește 240 A.

C.III. Cazul III

Se consideră rețeaua electrică a cărei schemă monofilară este reprezentată în figura 9.3, a. Presupunem că se produce un scurtcircuit în K (Fig. 9.3, b), pe linia L_2, între întrerupătorul Q_3 și întrerupătorul Q_4. Se analizează posibilitățile de lichidare a defectului și de izolare a elementului defect:

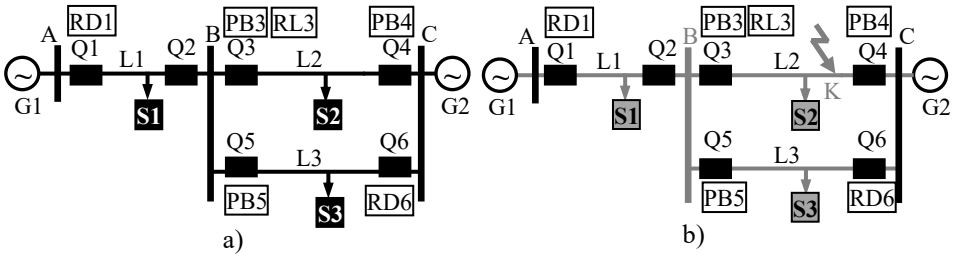


Fig. 9.3. Rețeaua electrică analizată în Cazul III:
a-schema monofilară de principiu a rețelei; b-posibil scurtcircuit pe linia L_2 în K.

C.III.1. Pentru o funcționare normală a sistemelor de protecție, protecțiile rețelei fiind coordonate, în cazul producerii unui scurtcircuit în K (Fig. 9.4, a) se produce declanșarea întreruptoarelor cele mai apropiate de defect (Fig. 9.4, b), prin acțiunea protecțiilor de bază ale liniei L_2 (PB3 și PB4 asociate întreruptoarelor Q_3 și Q_4). În consecință, elementul defect (linia L_2) este izolat și consumatorul S_2 rămâne nealimentat; restul rețelei rămâne funcțională, cu consumatorii S_1 și S_3 alimentați.

Ambele întreruptoare, Q_3 și Q_4, ar trebui să declanșeze fără temporizare prin operarea în Zona 1 a protecțiilor lor de distanță PB3 și PB4 (21) sau prin funcționarea protecției diferențiale longitudinale de linie (87L), așa cum se arată în figura 9.4, b. O situație mai dificilă ar apare atunci când una dintre protecțiile de distanță detectează un defect în Zona 1 și funcționează

instantaneu, iar releul de la celălalt terminal al liniei detectează defectul în Zona 2 și declanșează cu o întârziere de 15÷25 de cicluri. În orice caz, defectul este izolat de sistem cu o întrerupere minimă, singurul consumator nealimentat fiind S_2.

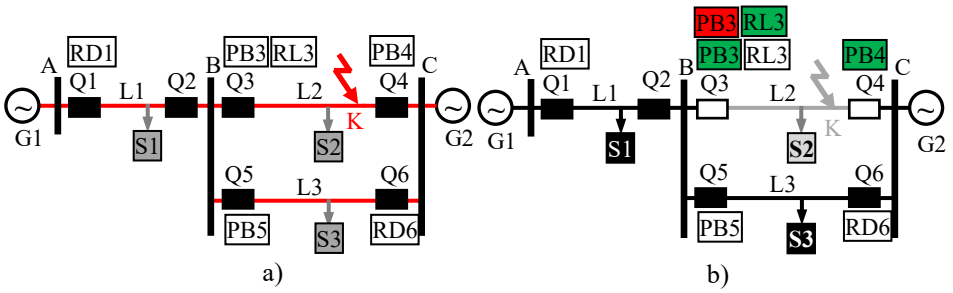


Fig. 9.4. Lichidarea defectului prin funcționarea protecțiilor locale, fără funcție dedicată de DRRI: *a-scurtcircuit pe linia L_2 în K; b-lichidarea defectului din K prin acțiunea protecțiilor de bază aferente întreruptoarelor Q_3 (sau a protecției de rezervă locală aferentă întreruptorului Q_3) și Q_4.*

În figura 9.5 se prezintă o diagramă în timp a întregului proces de declanșare, cu ambele protecții PB3 și PB4 funcționând instantaneu.

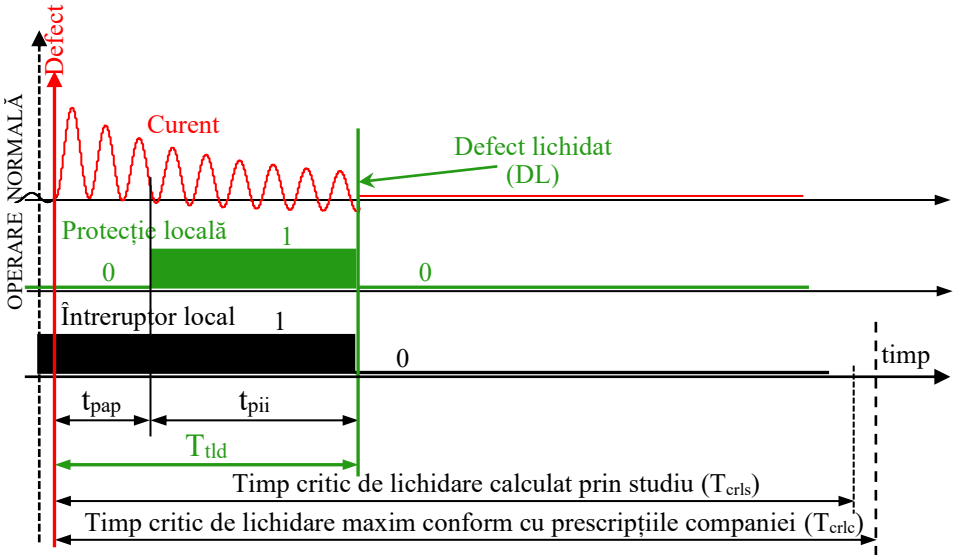


Fig. 9.5. Timpii de operare a protecțiilor locale (fără funcție dedicată de DRRI) cu: „**0**” = neacționat, contact deschis („FALS”); „**1**” = acționat, contact închis („ADEVĂRAT”).

Timpul total de lichidare a defectului, în cazul unei funcționări ideale, este egal cu suma dintre timpul propriu de acționarea a protecției locale și timpul propriu de întrerupere a întrerupătorului. Timpul total de lichidare a defectului trebuie să fie mai mic decât timpii critici de lichidare pentru ca sistemul să nu intre în instabilitate. Se poate constata că o protecție „instantanee” include totuși o serie de întârzieri inerente unui proces real (întârzieri „ascunse”), nefiind în realitate cu adevărat „instantanee” [4].

C.III.2. În cazul refuzului de acționarea a protecției PB3 (Fig. 9.4, b), deși Q_4 este declanșat de PB4, defectul este alimentat în continuare prin liniile L_1 și L_3. Lichidarea defectului și izolarea liniei L_2 poate fi realizată:

➢ Prin întreruptorul Q_3, declanșat de protecția de rezervă locală RL3 (dacă aceasta există) ca în figura 9.4, b. Declanșarea întreruptorului Q_3 este realizată temporizat, pentru a permite funcționarea protecției rapide PB3 când aceasta este validă;

➢ *În absența sau la refuzul rezervei locale RL3*, izolarea defectului se realizează prin acțiunea protecțiilor de rezervă îndepărtate (la distanță) RD1 și RD6 (Fig. 9.6, a, b), protecții tempo-

rizate (de obicei aproximativ 0,5 s până la 1,0 s), prevăzute cu elemente de detecție a curentului de defect la distanță.

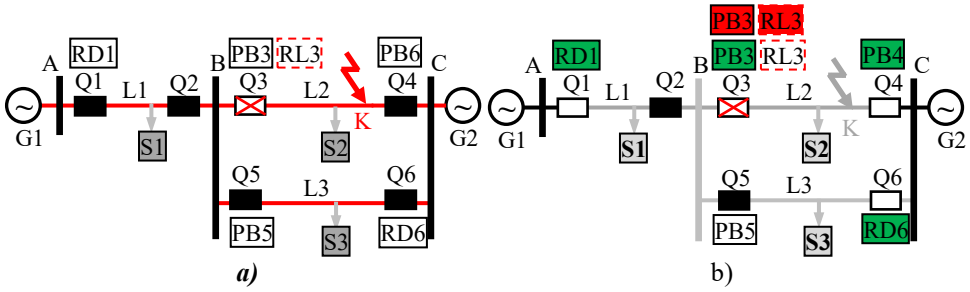


Fig. 9.6. Lichidarea defectului prin funcționarea protecțiilor de rezervă îndepărtată (fără protecție locală cu DRRI):
a-scurtcircuit pe linia L_2 în K; b-lichidarea defectului K prin acțiunea protecțiilor de rezervă la distanță aferente întreruptoarelor Q_1 și Q_6.

Întârzierile menționate sunt necesare pentru a permite ca protecția locală a liniei L_2 să funcționeze (dacă ar fi validă) și prin declanșarea întreruptorului Q_3 să elimine cu succes defectul. Prin urmare, protecțiile de rezervă de la distanță trebuie să aibă o întârziere suficientă pentru a acoperi toate posibilele întârzieri de declanșare ale protecțiilor locale. Acțiunea protecțiilor de rezervă îndepărtată este concretizată prin declanșarea întreruptoarelor Q_1 și Q_6 (întreruptoarele Q_2 și Q_5 fiind sub comanda protecțiilor locale din stația B). În consecință, sunt scoase de sub tensiune liniile L_1, L_2 și L_3, stația B și toți consumatorii S_1, S_2 și S_3. Figura 9.6, b arată ce se întâmplă atunci când există un refuz de operare a protecției locale și protecțiile de rezervă la distanță, Zona 2, acționează prin releele conectate la întreruptoarele 1, 4, și 6. Toți cei trei consumatori sunt deconectați (față de situația anterioară când este deconectată numai sarcina cea mai apropiată de defect). Întreaga rețea electrică locală ar putea fi, de asemenea, în pericol, deoarece echilibrul dintre generare și consum ar putea fi înclinat prea mult spre generare și poate cauza probleme în întreaga rețea.

Diagrama în timp din figura 9.7 arată ce se întâmplă atunci când funcționează protecția de rezervă îndepărtată. Se poate constata o creștere semnificativă a timpului total de eliminare a defectului față de situația în care defectul este izolat prin declanșări ale protecțiilor locale. Întârzierea ar putea fi mai mare decât timpii critici, ceea ce ar putea conduce la instabilitatea întregii rețele.

C.III.3. În cazul refuzului întreruptorului Q_3, izolarea defectului K este posibilă numai prin acționarea protecțiilor de rezervă la distanță similar cu situația prezentată la punctul 2 (Fig. 9.6, a și b).

Analiza anterioară cu privire la protecțiile de rezervă îndepărtată (la distanță) conduc la creionarea câtorva dezavantaje importante legate de operarea lor [3, 5, 6]:

➢ *În cazul funcționării lor* toți consumatorii (sarcinile S_1, S_2 și S_3) sunt scoși de sub tensiune, deci alimentarea lor este întreruptă;

➢ *Temporizarea* (timpul) lungă până la declanșarea întreruptoarelor va cauza o durată excesivă de scădere a tensiunii sistemului, solicitări suplimentare cu o posibilă deteriorare și a echipamentului nedefectat și totodată poate duce la instabilitatea sistemului;

➢ *Pot să apară dificultăți* în reglajul protecțiilor îndepărtate RD1 și RD6 astfel încât acestea să poată să detecteze curenții de defect (să fie sensibile) într-un regim minim de scurtcircuit, respectiv pentru defecte produse pe întreaga lungime a liniilor adiacente (ținând cont și de diversitatea puterilor surselor de alimentare);

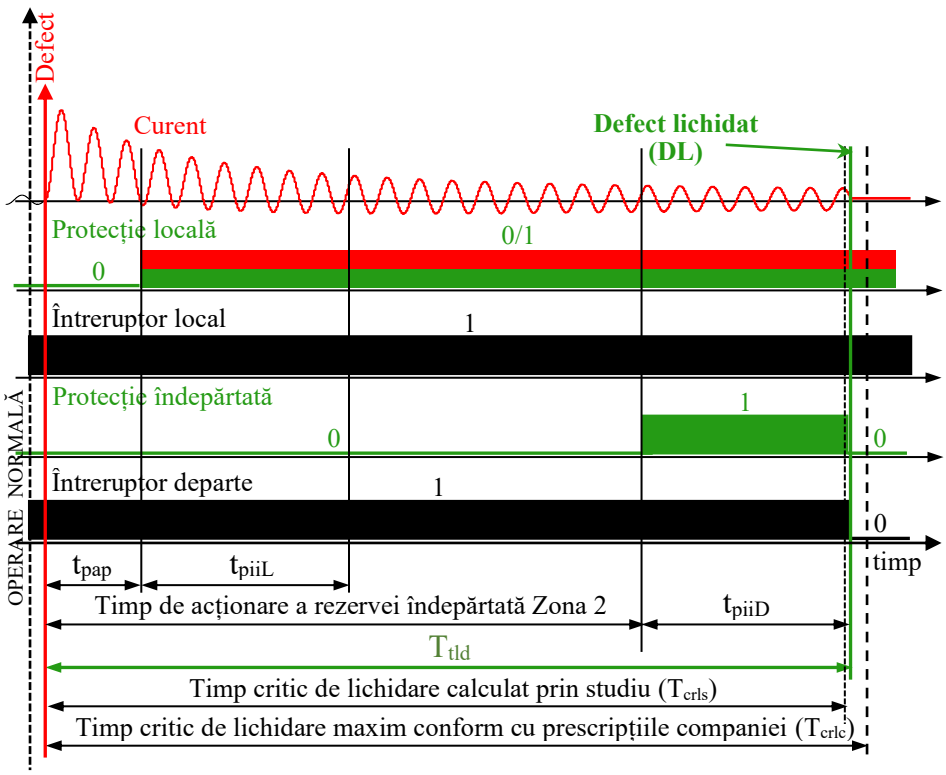


Fig. 9.7. Timpii de operare a protecției de rezervă îndepărtată fără protecție locală dedicată cu DRRI.

➢ *Setările necesare* pentru a oferi o distanță de operare suficientă pentru a detecta defectele la capetele îndepărtate ale liniilor adiacente pot fi atât de sensibile încât linia este susceptibilă să se declanșeze sub sarcină mare în timpul perturbărilor extreme, ceea ce ar putea iniția sau exacerba o întrerupere în cascadă într-o zonă extinsă.

Cu toate acestea o astfel de protecție de rezervă prezintă unele avantaje [6]:

➢ Nu necesită echipamente suplimentare;

➢ În cazul unui defect catastrofal într-o stație, sau o stație pierde sursa de curent continuu (alimentarea circuitelor secundare), acest sistem de protecție la distanță poate fi singura modalitate de a izola defectul (este complet independent de releele de protecție, sistemele de control și sursele de alimentare din stația cu întrerupătorul defect);

➢ Această soluție de rezervă poate oferi un sprijin în implementarea unor protecții cu DRRI, atunci când funcționarea inadecvată a acesteia are consecințe severe asupra instalațiilor.

9.2.3. Protecții de rezervă cu funcție DRRI dedicată

Protecția cu Declanșare de Rezervă la Refuz de Întreruptor (DRRI – Breaker Failure - ANSI 50BF) este utilizată pe scară largă în rețeaua de transport ca protecție de rezervă atunci când un întrerupător, care primește o comandă de declanșare de la o protecție, nu reușește să lichideze un defect.

Utilizarea unor protecții cu funcții DRRI se impune acolo unde nu se pot face compromisuri în ceea ce privește rapiditatea și sensibilitatea protecțiilor [5, 6]. Toate schemele de protecții cu DRRI se bazează pe același concept simplu: *dacă întreruptorul eșuează în izolarea defectului după ce a primit o comandă de declanșare pentru o anumită perioadă, protecția DRRI va acționa pentru a declanșa întreruptoarele adiacente*.

Această funcție este concepută pentru:

➢ *A detecta* situația în care întrerupătoarele refuză să răspundă (să deconecteze circuitul, să-și deschidă contactele) la primirea unei comenzi de declanșare dată de protecția de bază sau de protecția de rezervă a circuitului respectiv;
➢ *A asigura* eliminarea rapidă, de rezervă, a defectului în cazul refuzului întreruptorului asociat.

Astfel, *demarajul* funcției DRRI este inițiat de semnalul de declanșare de la unul dintre sistemele de protecții proprii circuitului respectiv (Fig. 9.8). În ambele situații, pe durata unui interval de timp specificat printr-o temporizare T_{DRRI}, funcția DRRI monitorizează curentul din circuitul respectiv pentru a sesiza întreruperea.

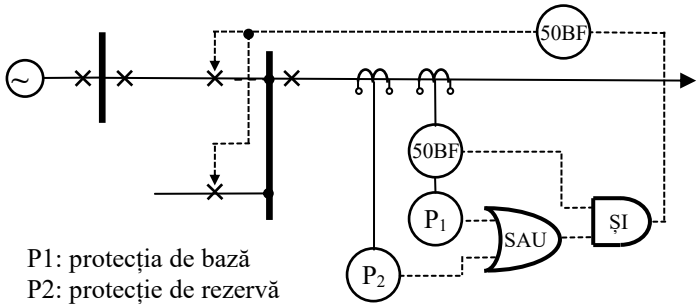


Fig. 9.8. Schemă de principiu a protecție cu funcție de declanșare de rezervă la refuz de întreruptor (DRRI).

Temporizarea DRRI este corelată cu temporizările protecțiilor care comandă declanșarea întreruptorului, în sensul că este mai mare decât acestea (incluzând și un interval de siguranță). Totodată funcția DRRI poate să evalueze starea întreruptorului (deschis sau închis) prin citirea informației de tip nivel, primită de la întreruptor (printr-un contact auxiliar de semnalizare a poziției) la una din intrările logice, pentru a stabili deschiderea efectivă a întreruptorului.

Modul de coordonare a protecției de rezervă cu DRRI poate fi explicat apelând la rețeaua electrică complexă, a cărei schemă monofilară este prezentată în figura 9.3, a, în cazul în care stația B se prevede cu o protecție de rezervă cu funcție DRRI. Astfel, referitor la figura 9.9, a și b, când protecțiile asociate întrerupătorului Q_3 (PB3 și/sau RL3) detectează un defect pe linia L_2 (în K) declanșează întreruptorul Q_3 și inițiază DRRI. Rezerva locală cu DRRI pornește un temporizator (62-1). Dacă temporizarea programată (temporizare la refuz de întreruptor T_{DRRI}) expiră și defectul nu este eliminat prin deschiderea întrerupătorului Q_3, atunci schema cu DRRI3 locală trimite semnale de declanșare la întreruptoarele adiacente Q_2 și Q_5.

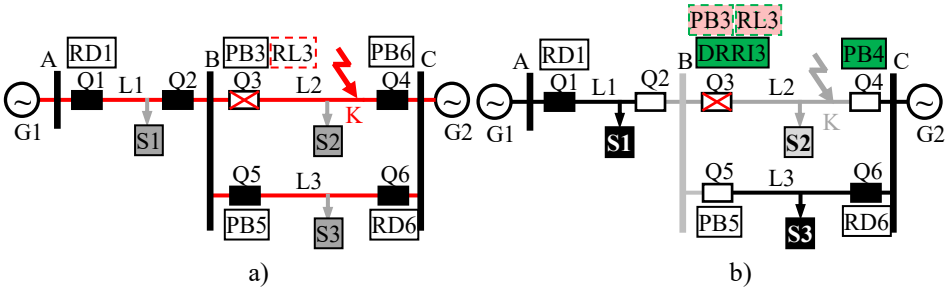


Fig. 9.9. Protecție de rezervă cu funcție DRRI dedicată (referitor la Cazul III):
a-*scurtcircuit pe linia L_2 în K și refuz de funcționare a întreruptorului Q_3;*
b-operarea DRRI pentru defect în K.

Schema cu DRRI prezintă mai multe avantaje față de schema protecției de rezervă la distanță, astfel:
➢ Consumatorii alimentați pe liniile L_1 și L_3 (S_1 și S_3) rămân în funcțiune;
➢ Timpul total de eliminare a defectului este redus substanțial în comparație cu metoda de protecție de rezervă la distanță. Temporizarea programată pentru schema cu DRRI a

întreruptorului Q_3 este compusă din timpul de întrerupere a întreruptorului plus o anumită marjă de siguranță care poate varia de la mai puțin de 0,02 s până la 0,060 s (1 ciclu până la 3 cicluri), după cum este dictat de timpul critic de eliminare a defecțiunii. Timpul releului de protecție nu este inclus în această întârziere. Această setare a temporizatorului este de obicei mai mică de 0,2 s (10 cicluri), comparativ cu 0,5 s până la 1,0 s (25 de cicluri până la 50 de cicluri sau mai mult dacă declanșarea trebuie să se producă secvențial) pentru rezerva la distanță. Această diferență de timp ar putea fi decisivă în ceea ce privește asigurarea stabilității sistemului (poate face diferența dintre o funcționare stabilă, după eliminarea defectului, sau intrarea în instabilitate a sistemului) pentru unele defecte critice și poate reduce substanțial amploarea avariilor la defect cauzate de solicitările prelungite asupra instalațiilor.

Principalul dezavantaj al DRRI local este reprezentat de faptul că poate suferi un eșec în modul comun. De exemplu, defectarea sursei de alimentare de curent continuu, care poate fi cauza inițială a stării de defectare a întreruptorului, poate să dezactiveze DRRI-ul local [5]. De asemenea, un defect al protecției locale poate cauza o declanșare a întreruptorului, dar nu poate iniția temporizatorul local de defectare a întreruptorului. Din acest motiv, sistemele de protecție redundante pentru fiecare zonă sunt adesea cuplate cu sisteme DRRI locale într-un sistem de protecție tolerant la defecțiuni ale componentelor [5]. În caz contrar, eșecul de a detecta o defecțiune și eșecul de a întrerupe o defecțiune sunt considerate ca aceeași situație care necesită o rezervă prin depășirea releelor care declanșează întrerupătoare diferite (rezervă de la distanță).

În concluzie, atunci când se analizează aplicarea unor sisteme cu DRRI, trebuie avute în vedere următoarele aspecte privind sistemele de protecție [5]:

- *Sensibilitatea* – respectiv posibilitățile ca releele de protecție din zonele adiacente să detecteze în mod fezabil defecte în 100% din zonele care trebuie supravegheate, având în vedere structura rețelei;
- *Selectivitatea* – respectiv cât de critică este deconectarea unor elemente și sarcini suplimentare din rețea care ar putea fi altfel păstrate prin aplicarea unui sistem cu DRRI;
- *Viteza* – respectiv stabilitatea sistemului, calitatea energiei, solicitările cauzate de defect asupra instalațiilor influențate de temporizările relativ mari, cu care defectul este izolat de către protecțiile de rezervă îndepărtate, în raport cu o protecție locală cu DRRI;
- *Costurile* și eforturile de întreținere a setărilor protecțiilor de rezervă îndepărtată - analiza necesară unui sistem, chiar și moderat complex, pentru a lua în considerare toate configurațiile posibile ale sistemului, pentru toate scenariile posibile de defect a întreruptorului este dificilă; chiar și modifică-rile mici ale rețelei pot necesita ca toate aceste analize să fie repetate pentru a demonstra viabilitatea unor protecții de rezervă la distanță.

9.3. SCHEME DE PROTECȚIE DE REZERVĂ CU FUNCȚIE DE DECLANȘARE LA REFUZ DE ÎNTRERUPTOR

9.3.1. Preambul

Schemele cu DRRI variază de la o arhitectură de rețea la alta, în funcție de facilitățile oferite și sunt influențate de practica protecțiilor clasice cu relee electromecanice. De obicei, funcționarea neconformă a funcției de DRRI are urmări severe, indiferent că este vorba de declanșări sau nedeclanșări false. Alegerea și aplicarea cu succes a oricărei scheme cu DRRI depinde de factori precum aranjamentul local al întrerupătorului și, de asemenea, de criticitatea relativă a elementelor circuitului de alimentare protejat. Există un echilibru delicat între riscul de deteriorare a echipamentelor neprotejate și impactul eliminării elementelor adiacente ale circuitului de alimentare atunci când schema funcționează [5].

Principalele elementele componente ale unei scheme cu DRRI sunt următoarele [5]:

➢ **Inițierea schemei** printr-un semnal provenit de la o protecție care a funcționat și comandă declanșarea întrerupătorului;
➢ **Monitorizarea stării de fapt** a întrerupătorului declanșat (declanșare cu succes/sau nu) printr-un element maximal de curent (acționat/neacționat) la refuz de întreruptor (50BF), care:
▪ poate fi resetat de fiecare element maximal de curent de fază - 50P, eventual de un element maximal de curent de secvență zero (la suma acestor curenți de fază) - 50G;
▪ poate fi resetat *la schimbarea stării normale a contactelor auxiliare* ale întrerupătorului - 52a, 52b sau 52aa;
▪ sau răspunde la o combinație a celor două metode menționate anterior;
➢ **Un element de temporizare** – timer, temporizator programabil (62);
➢ **Dispozitive de declanșare și blocare** a închiderii întrerupătoarelor adiacente (86);
➢ **Opțional**:
▪ poate include un contact de ieșire separat pentru a emite un semnal de re-declanșare a întrerupătorului înainte de a emite o ieșire de defect a întrerup-torului, cu o marjă suficientă de timp astfel încât deschiderea cu succes a întreruptorului să împiedice o acțiune DRRI nedorită;
▪ poate include un canal de teleprotecție pentru a transmite un transfer direct al declanșării la distanță („direct transfer trip – DTT”) și pentru a anula reanclanșarea întrerupătoarelor la distanță.

În cele ce urmează sunt prezentate principalele scheme logice uzuale ale protecțiilor cu funcție de DRRI.

9.3.2. Logica de bază pentru DRRI

Logica de bază a unei astfel de funcții DRRI este ilustrată în figura 9.10 [3, 4, 5].

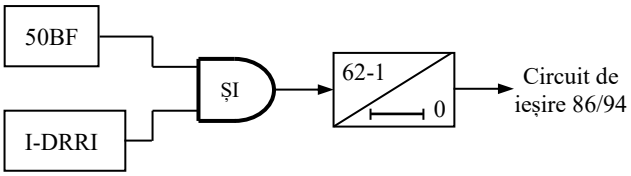


Fig. 9.10. Logica de bază a DRRI.

Un sistem de DRRI poate fi divizat în trei părți distincte [3, 5, 6]:

1) Circuitul de inițiere a DRRI (I-DRRI) - în general, orice protecție care comandă declanșarea întreruptorului ar trebui să inițieze DRRI. Protecțiile cu DRRI corespunzătoare altor întreruptoare pot iniția, de asemenea, funcția DRRI. Pot exista excepții privind întreruptoarele cu discrepanță între poli la declanșare, sistemele speciale de protecție, protecțiile transformatoarelor cu declanșare non-electrică etc.
Comanda manuală de deschidere nu trebuie să inițieze DRRI, deoarece DRRI este destinată pentru a funcționa la defect nu în sarcină;

2) Circuitul de detectare a defectului și a refuzului întreruptorului (50BF) - cele mai multe detectoare de defect au la bază relee maximale de curent existând un număr mare de variante de realizare a unor scheme de detectare;

3) Circuitul de ieșire - pentru circuitele de ieșire unele scheme DRRI vor folosi relee de blocare (86) pentru a preveni reanclanșare manuală sau automată a întreruptorului declanșat de DRRI. Alte scheme, în schimb, în scopul de a facilita restaurarea (refacerea) rapidă prin comandă la distanță nu utilizează astfel de relee (94).

Așadar, inițierea DRRI este realizată de către toate dispozitivele de protecție/relee care comandă declanșarea întreruptorului, cu excepția declanșărilor de la releele de blocare ale altor protecții cu DRRI. Funcția DRRI este o funcție de protecție activată de o comandă de

declanșare primită de la protecțiile maximale de curent 50/51, 50N/51N, 67/67N, sau de distanță 21, respectiv de tensiune 46 (cod ANSI) [1].

În mod normal, întreruptorul, ca urmare a comenzii de declanșare primită de la una dintre protecții, va deschide circuitul și va întrerupe curentul. Dacă întreruptorul nu se deschide, curentul va continua să circule prin circuitul respectiv fiind detectat de detectorul de curent 50BF. Dacă curentul va continua să circule, după un anumit interval de timp (temporizare DRRI), funcția de DRRI va comanda declanșarea întreruptoarelor adiacente din amonte (sau/și din aval dacă există riscul alimentării defectului și din aceasta parte), defectul fiind în acest fel izolat.

În diagrama în timp, din figura 9.11, se evidențiază desfășurarea în timp a acțiunii protecției locale cu DRRI, care funcționează conform schemei logice de bază din figura 9.10, la operare normală (întreruptorul Q_3 funcțional).

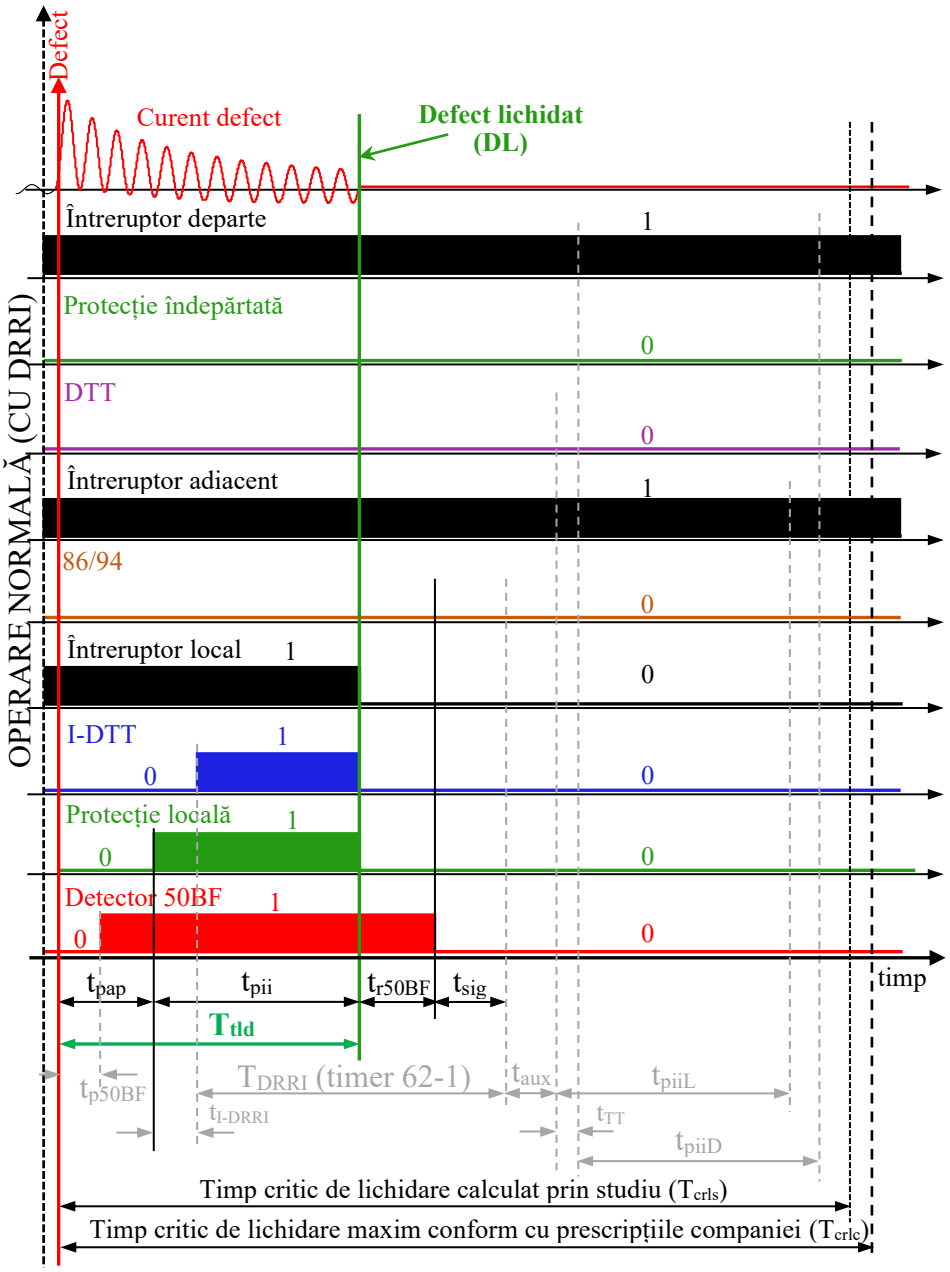


Fig. 9.11. Timpii de operare normală a protecției locale cu DRRI conform schemei din figura 9.9.

În diagrama în timp, din figura 9.12, se evidențiază desfășurarea în timp a acțiunii protecției locale cu DRRI, care funcționează conform schemei logice de bază din figura 9.10, la operare la refuz de întreruptor (întreruptorul Q_3 nefuncțional).

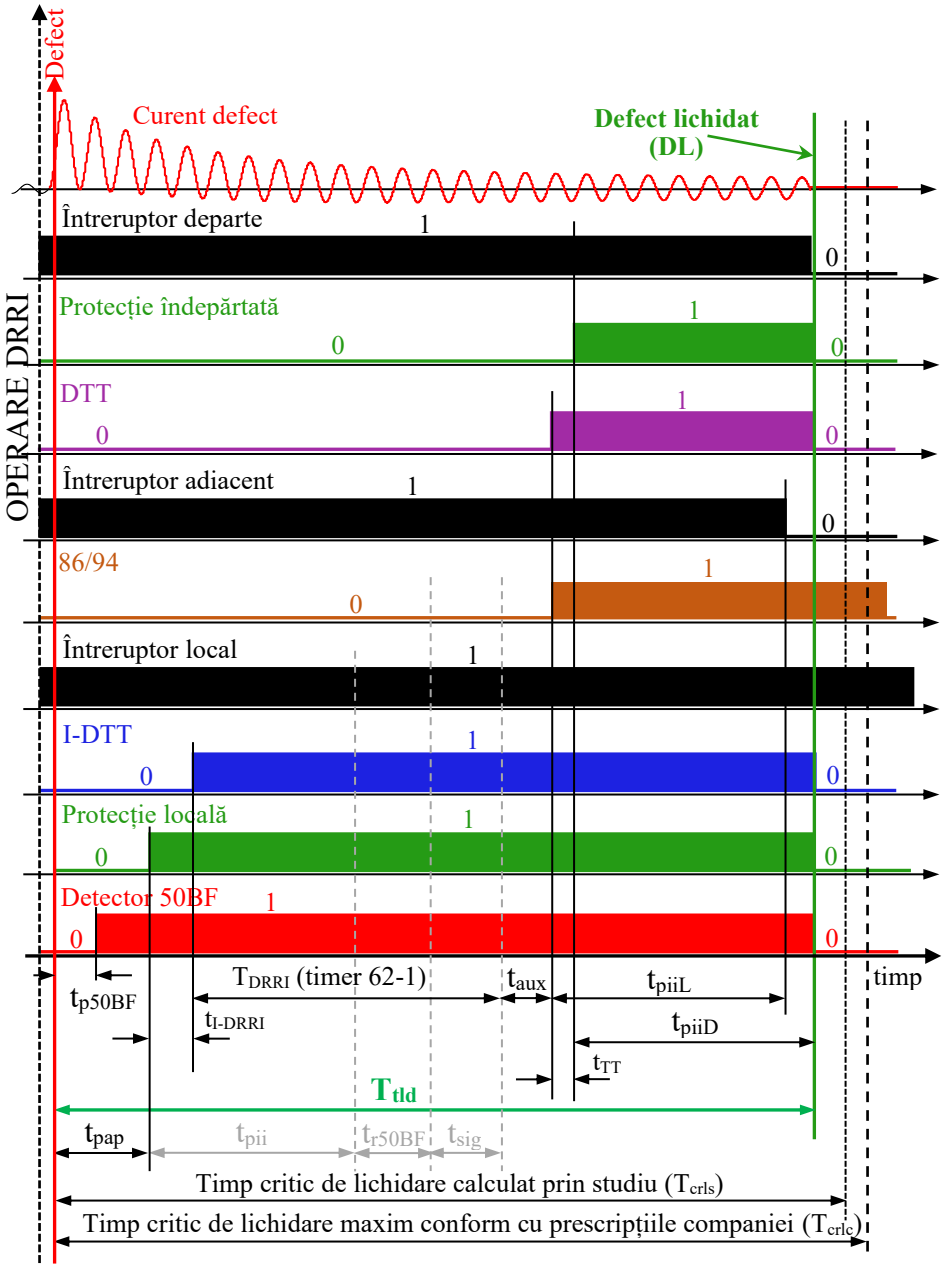


Fig. 9. 12. Timpii de operare a rezervei cu DRRI, conform schemei din figura 9.9, la refuz de întreruptor.

Temporizările (întârzierile) care apar în diagramele din figurile 9.11 și 9.12 au următoarele interpretări [4]:

- **t_{r50BF}** este timpul de revenire la resetare a elementului de detectare a curentului (50BF), adică timpul necesar acestuia să se dezarmeze după deschiderea întreruptorului pentru a preveni greșelile de funcționare;
- **t_{p50BF}** este timpul de acționare („pickup”) a detectorului de curent 50BF;
- **t_{sig}** - timp (marjă) de siguranță, este un timp suplimentar necesar pentru a ține cont de orice probleme care ar putea încetini timpul de deschidere a întreruptorului;
- **$t_{I\text{-}DRRI}$** este timpul necesar schemei cu DRRI pentru a detecta semnalul de declanșare trimis întreruptorului de către protecția locală;

➢ **T_{DRRI}** este temporizarea setată prin timer-ul (62-1) care determină timpul de așteptare a schemei cu DRRI înainte de a decide că întreruptorul local este defect și a începe să comande declanșarea tuturor întreruptoarele necesare pentru a izola întrerupătorul defect (defectul);
➢ **t_{aux}** este timpul necesar unui releu de ieșire (releu de blocare – 86, releu auxiliar de declanșare – 94) pentru a recunoaște refuzul întreruptorului și a trimite un semnal de declanșare tuturor întreruptoarele asociate care trebuie să se deschidă pentru a izola întrerupătorul defect;
➢ **$t_{piiL/D}$** - timpul de întrerupere a întreruptorului local/la distanță este timpul de deschidere a întreruptorului local/la distanță pentru a izola defectul atunci când este primit un semnal de declanșare în condiții normale;
➢ **t_{TT}** este întârzierea care apare atunci când un semnal de declanșare este trimis prin echipamentul de comunicație la capătul îndepărtat al liniei.

Toate defectele trebuie să fie eliminate înainte de timpul critic de lichidare T_{crl}. Schemele cu DRRI asigură că acest lucru se întâmplă la nivel local, fără a se apela la protecția de rezervă.

9.3.3. Logică DRRI cu re-declanșare

Întreruptoarele cu două (sau mai multe) bobine de declanșare oferă posibilitatea de a asigura acționarea redundantă a întreruptorului folosind circuite de declanșare separate, independente.

Funcția de re-declanșare este materializată printr-o ieșire separată față de ieșirea DRRI (Fig. 9.13), având drept scop să prevină acțiuni nedorite ale DRRI cauzate de [4]:
➢ erori umane în timpul testării releului;
➢ inițierea falsă a DRRI datorită unor regimuri tranzitorii induse în conductoarele circuitului de control de curent continuu;
➢ nedeclanșarea din cauza întreruperii sau a apariției unor contacte imperfecte în circuitului de declanșare a întreruptorului;
➢ defecte ale bobinelor de declanșare nefuncționale.

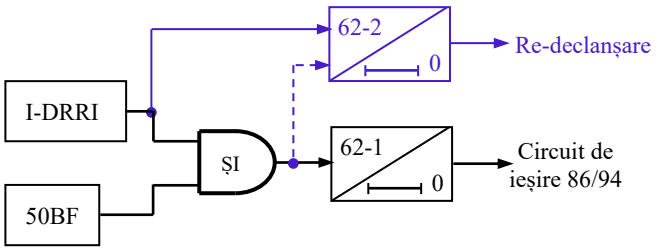


Fig. 9.13. Schema logică de DRRI cu re-declanșare [4].

Logica de re-declanșare este concepută astfel încât să emită un semnal de re-declanșare către întreruptor, cu o marjă de timp suficientă de mică încât deschiderea cu succes a întreruptorului din cauza semnalului de re-declanșare va face ca elementul 50BF să nu mai sesizeze prezența unui curent în circuit (și contactul 52a a întreruptorului să se deschidă) înainte ca temporizarea DRRI să expire.

În cazul în care nu există relee de declanșare redundante, sau acestea sunt electromecanice, contactul de re-declanșare a DRRI poate fi aplicat celui de-al doilea circuit al bobinei de declanșare pentru a suplini primul circuit al bobinei de declanșare defect.

Unele scheme aleg să aplice comanda ambelor relee redundante ale unui circuit protejat la o singură bobină de declanșare, iar contactul de re-declanșare a DRRI este utilizat pentru a comanda cea de a doua bobină de declanșare pentru a suplini primul circuit de declanșare defect.

În unele scheme circuitul de re-declanșare este întârziat (62-2 din figura 9.13) pentru a ajuta la identificarea unui eșec de declanșare de la prima bobină de declanșare, printr-un timp total

de declanșare măsurat mai lung al întreruptorului din cauza ieșirii întârziate de re-declanșare. Atunci când schema de DRRI are o secvență internă de înregistrare a evenimentelor, informațiile pot fi utilizate pentru a determina dacă funcționarea întrerup-torului a avut loc prin circuitul de re-declanșare sau prin declanșarea inițială la detectarea defectului. Informațiile pot fi utilizate pentru a informa personalul de întreținere asupra necesității inspecției întreruptorului. Pentru ca această schemă să fie eficientă, setarea timpului de întârziere la re-declanșare (62-2) trebuie să fie coordonată cu temporizarea DRRI (62-1). Viteza de acționare a contactelor de ieșire utilizate pentru re-declanșare este luată în considerare în reglajele generale de timp, deoarece contactele de ieșire cu viteză mai mică pot fi utilizate pentru activarea redeclanșării.

În majoritatea schemelor, temporizarea la re-declanșare temporizarea (62-2) este nulă (setată la valoarea zero), dar poate fi reglată la alte valori în funcție de strategia schemei, de exemplu la 3 cicluri pentru re-declanșare întreruptor și la 5 cicluri pentru semnalizare. Concomitent, temporizarea DRRI este setată la 10 cicluri [3].
În figura 9.13, cu linie întreruptă, s-a trasat o conexiune posibilă alter-nativă a temporizatorului de re-declanșare la ieșirea porții ȘI, implementată în unele scheme pentru siguranță sporită [4].

Nu întotdeauna logica de re-declanșare reprezintă o opțiune viabilă. De exemplu re-declanșarea poate reprezenta un risc de declanșare falsă în aplicațiile cu scheme de protecție redundante [4].

Semnalul de re-declanșare poate fi utilizat pentru declanșarea trifazată sau pentru declanșare individuală a polilor întreruptorului în cazul declanșării selective monofazate.

9.3.4. Logică DRRI pentru rețele cu mai mult de un întreruptor pe circuit

În cazul rețelelor cu mai mult de un întreruptor pe circuit, cum ar fi rețele în inel sau linii cu 1½ întreruptoare pe circuit, operarea schemei de bază din figura 9.10 (cu diagrama de timp din figura 9.12) poate fi nesatisfăcătoare deoarece curentul printr-un întrerupător poate fi insuficient pentru a acționa („pickup”) detectorul de curent înainte ca celălalt întreruptor să fie declanșat. Din acest motiv se preferă implementarea unei logici în care temporizatorul DRRI (62-1) este lansat numai de intrarea utilizată pentru inițierea DRRI (I-DRRI) așa cum se prezintă în figura 9.14.

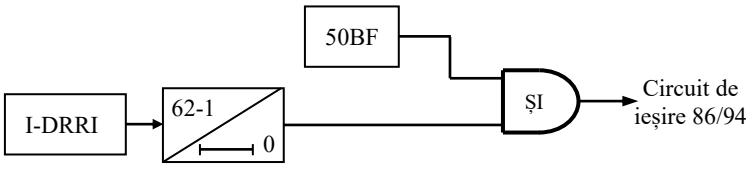


Fig. 9.14. Schema logică de DRRI pentru rețele cu mai mult de un întreruptor pe circuit.

Logica prezentată în figura 9.14 permite temporizatorului DRRI (62-1) să pornească temporizarea doar cu intrarea I-DRRI, eliminând posibila întârziere, care ar putea apărea dacă pornirea ar fi condiționată și de intrarea de la detectorul de curent (50BF) așa cum apare în figura 9.10. Schema funcționează după aceeași diagrama de timp prezentată în figura 9.12 cu observația că acționarea detectorului 50BF poate apărea mai târziu.

În anumite situații (pentru anumite scheme de protecție), utilizarea acestei logici trebuie făcută cu prudență deoarece poate produce o acțiune accidentală a DRRI [5]. Un exemplu de acest fel este cazul protecției diferențiale longitudinale a liniilor (87L). Într-o secvență de reanclanșare întreruptorul declanșat de la terminalul la distanță, după temporizarea de RAR, se poate închide pe defect. Releul 87L de la terminalul local va porni temporizatorul DRRI (62-1) pe baza curentului de la terminalul final. Întreruptorul local se închide pe defect la expirarea timpului de RAR, astfel încât există posibilitatea ca în timpul rămas din temporizarea reglată a

DRRI întrerupătorul să nu elimine cu succes defectul. Acest lucru poate duce la o declanșare de rezervă accidentală a întreruptorului.

9.3.5. Logică DRRI cu autorizarea acționării detectorului (funcției de detecție) de curent 50 BF („50 BF torque control”)

În teorie, timpul de acționare (activare – „pickup”) a detectorului de curent este în general mai scurt și mai previzibil decât timpul de revenire („dropout”). Acest lucru este valabil mai ales în cazul releelor electromecanice.

În situațiile care impun timpi critici foarte reduși de lichidare a scurtcircuitului (sisteme cu puteri mari de scurtcircuit, stații de evacuare ale centralelor electrice), există posibilitatea ca schema din figura 9.10 să nu poată asigura timpi adecvați de resetare (pentru revenire) a detectorului de curent 50BF. În astfel de situații se recomandă o schemă a cărei logică este prezentată în figura 9.15 [3, 5].

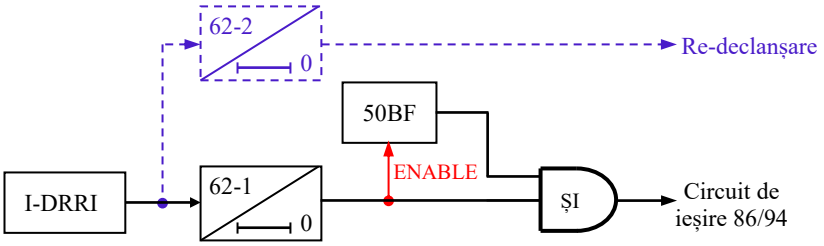


Fig. 9.15. Logică de DRRI cu eliminarea timpului de reset a detectorului 50BF [3, 4].

Funcția de detecție curent este activată de către semnalul de inițiere I-DRRI, întârziat cu temporizarea de DRRI setată prin temporizatorul 62-1. Implementarea unei astfel de scheme depinde de tipul releului: electromecanic, static sau numeric.

Controlul prezenței curentului în circuitul supravegheat se realizează o singură dată la expirarea temporizării DRRI. O astfel de schemă previne instabilitățile care pot să apară în funcționarea temporizatorului datorită funcționării detectorului 50 BF (vibrațiile sau repornirea temporizatorului). Detectorul poate fi setat ca un releu maximal pentru detectarea curenților de defect, sau a curenților de sarcină, respectiv ca un releu minimal de curent.

În cazul utilizării protecțiilor numerice, diferențele dintre timpii de activare și de revenire ai detectorului de curent sunt neglijabile.

Cu acest tip de schemă, dacă întreruptorul a întrerupt curentul înainte de expirarea temporizatorului 62-1, lungimea timpului de resetare al 50BF (t_{r50BF}) nu mai reprezintă o problemă. *Practic, o astfel de schemă, prin validarea ieșirii detectorului 50BF doar la terminarea temporizării DRRI, face ca timpul necesar revenirii detectorului 50BF la starea inițială (neacționat) după eliminarea defectului să nu mai fie critic*.

Eliminarea timpului de resetare a 50BF reduce semnificativ marja de timp de siguranță. Dacă întrerupătorul nu reușește să întrerupă curentul de defect, se autorizează acționarea detectorului 50BF și se activează o ieșire a schemei de DRRI.

În figurile 9.16 și 9.17 se prezintă diagramele de operare în timp pentru schema prezentată în figura 9.15, pentru operare în condiții „normale”, respectiv la refuz de întreruptor. S-a notat cu t_{p50BF} timpul de acționare („pickup”) a detectorului de curent 50BF.

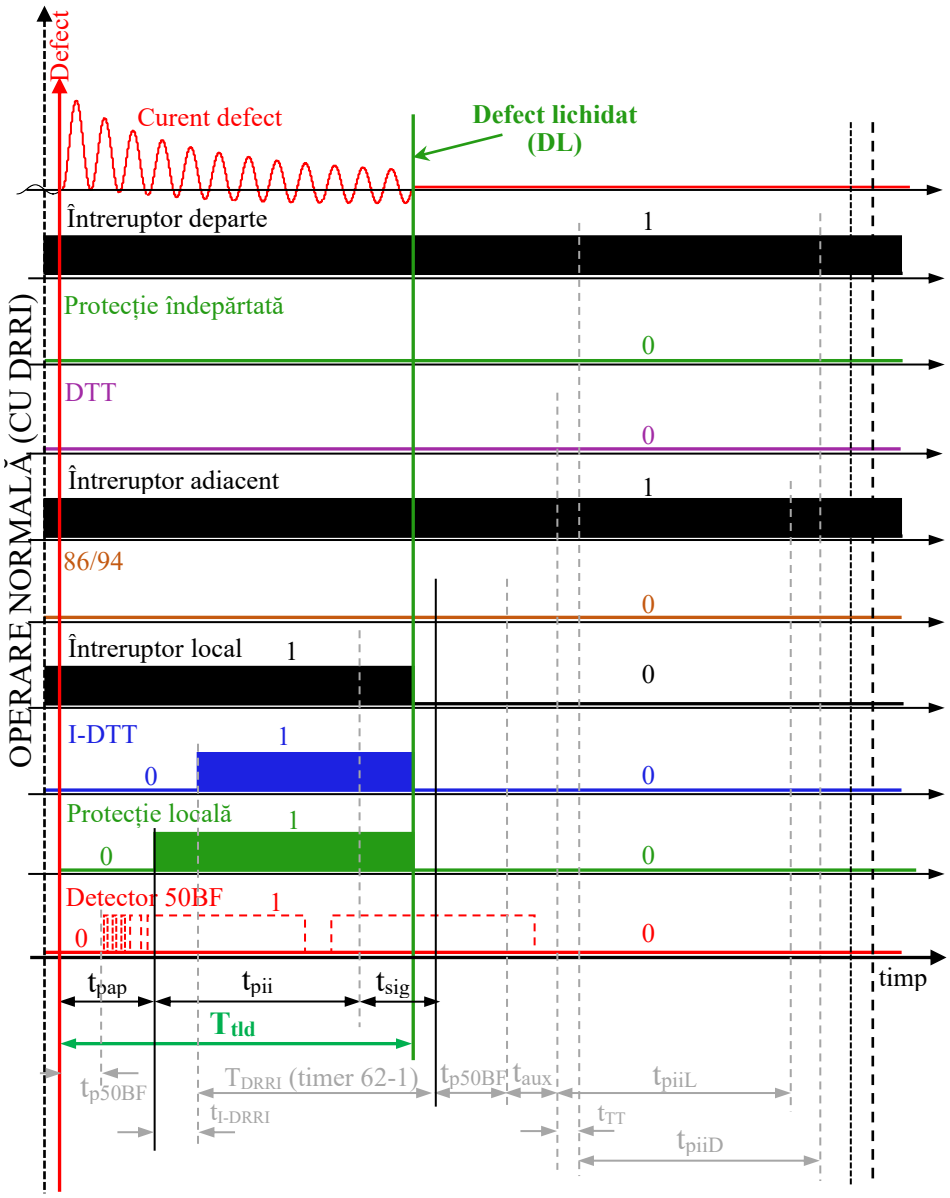


Fig. 9.16. Timpii de operare normală a protecției locale cu DRRI conform schemei din figura 9.15.

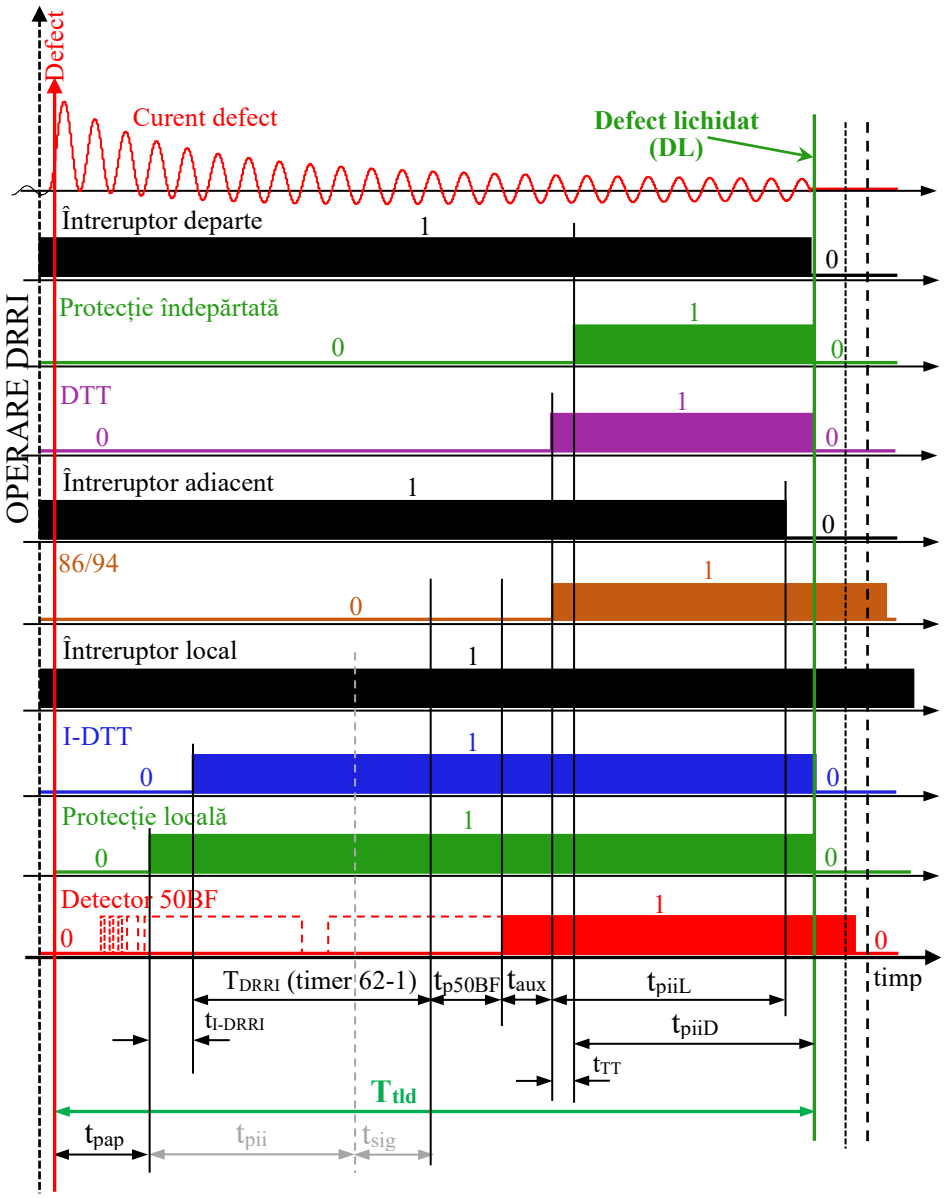


Fig. 9.17. Timpii de operare a rezervei cu DRRI, conform schemei din figura 9.15, la refuz de întreruptor.

9.3.6. Logică de DRRI cu control de timp

O creștere a performanțelor schemei prezentate în figura 9.15, a, poate fi obținută prin introducerea unui element de temporizare (CTRL) prin care să poată fi controlată durata de timp în care DRRI poate comanda o ieșire de declanșare, după expirarea comenzii de inițiere DRRI (Fig. 9.18).

Practic, temporizatorul CTRL cu temporizare la acționare, prin ieșirea lui negată inclusă ca intrare pentru poarta ȘI, creează o „fereastră de timp” în care DRRI poate emite o ieșire de declanșare [3, 5]. Temporizarea controlului de timp CTRL este întotdeauna mai mare decât cea a temporizatorului DRRI 62-1.

Astfel, schema din figura 9.18 poate:

- să prevină funcționarea greșită a DRRI din cauza unei inițieri eronate;
- să emită un semnal de alarmă la expirarea CTRL, dacă I-DRRI este activată pentru a preveni blocarea schemei de DRRI.

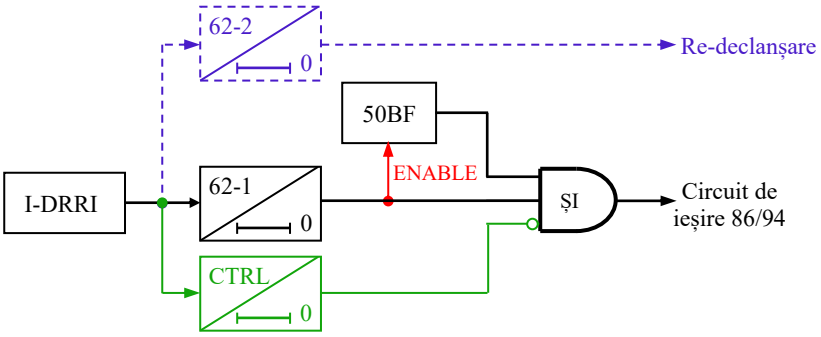
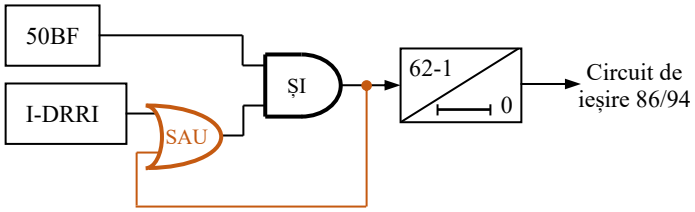


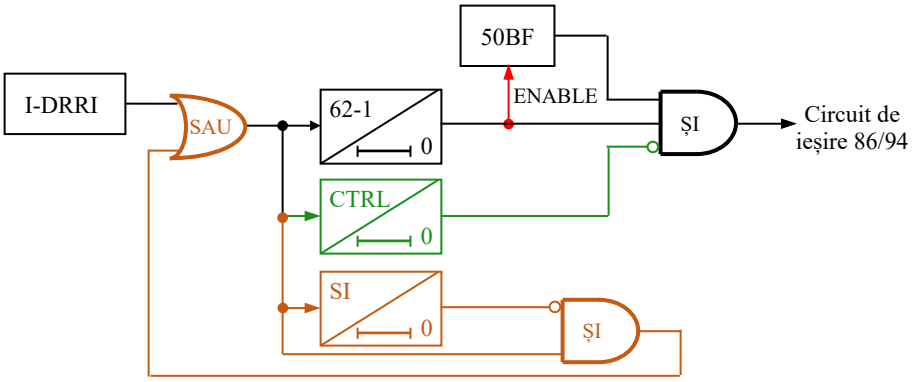
Fig. 9.18. Diagrama corespunzătoare logicii DRRI cu control de timp.

9.3.7. Logică de DRRI cu menținerea comenzii de inițiere

Această facilitate, care asigură menținerea comenzii de inițiere pe toată durata temporizării DRRI (Fig. 9.19, a și b), evită o eventuală funcționare defectuoasă a DRRI atunci când există pericolul ca ieșirea de declanșare de la protecțiile asociate întreruptorului să nu rămână activă pe toată durata de DRRI.



a



b

Fig. 9.19. Logică de DRRI cu menținerea semnalului de inițiere I-DRRI:
a-corespunzătoare schemei de bază din figura 9.10; b-corespunzătoare schemei de bază din figura 9.15.

Această funcționare a protecțiilor, care inițiază DRRI, este adesea asociată cu dispariția alimentării unui releu electromecanic de memorare, în timpul unui defect cu tensiune zero din cauza lichidării întârziate cauzate de refuzul de întrerupător.

Pe de altă parte se poate constata că utilizarea funcției de menținere a inițierii DRRI [3, 4], așa cum este prezentată în figura 9.19, b:

- poate reduce securitatea permițând temporizatorului 62-1 să-și îndeplinească funcția la o inițiere tranzitorie;
- este fezabilă numai atunci când există un temporizator de control (CTRL);
- poate intra în conflict cu strategia de reanclanșare.

9.3.8. Logică de DRRI pentru defecte cu curenți de valori reduse

Există situații în care curentul de defect are valori sub pragul de acționare a detectorului de curent 50BF (defecte depărtate, defecte cu impedanță ridicată, etc.). În acest caz starea închis/deschis a întreruptorului poate fi monitorizată cu ajutorul contactelor auxiliare ale acestuia, contacte care pot fi utilizate pentru a completa/înlocui funcția detectorului de curent 50BF în logica de DRRI [4].

Contactele auxiliare sunt acționate solidar cu contactele principale ale întreruptoarelor, prin legături mecanice sau hidraulice, pentru a indica poziția acestora. Utilizarea exclusivă a contactelor auxiliare se poate dovedi insuficientă, neconcludentă în cazurile în care contactele principale ale întreruptorului se deschid fizic, dar curentul nu este întrerupt, sau dacă contactele auxiliare nu funcționează din cauza unor probleme mecanice (legătură întreruptor întreruptă, contacte sudate, întrerupător înghețat etc.) [4]. Cu toate acestea, există situații în care utilizarea acestor contacte auxiliare rămâne singura metodă practică de verificare a situației contactelor principale ale întreruptorului (de exemplu în cazul defectelor cu impedanță ridicată).

În rețele radiale, prezența sau absența tensiunii poate fi un indiciu asupra situației întreruptorului și ținând cont de scăderea nivelului tensiunii aceasta poate fi utilizată pentru pornirea temporizatorului DRRI.

În concluzie, cea mai sigură și viabilă metodă de detectare a deschiderii întreruptorului se bazează pe detectarea curentului (50BF), monitorizarea prin contactele auxiliare ale întreruptorului fiind utilizată numai în cazurile în care curentul de defect are valori sub pragul de detecție. Este de așteptat ca, pentru toate ieșirile de declanșare de la sistemul(ele) de protecție care inițiază DRRI, circuitul DRRI să determine prezența sau lipsa curentului. Dacă curentul este prezent, detectarea curentului este aplicată pe toată durata de DRRI [4].

În figura 9.20 un contact auxiliar (52a) a fost adăugat în paralel cu intrarea 50BF (printr-o poartă SAU), astfel încât schema funcționează corect și pentru defecte cu curenți de magnitudine redusă. Așa cum s-a precizat anterior contactul auxiliar poate indica în mod corespunzător că mecanismul întreruptorului a funcționat, dar nu este o indicație suficientă că întreruptorul a întrerupt curentul de defect.

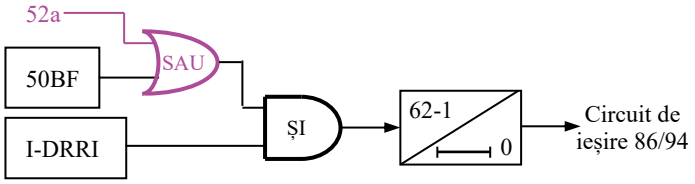


Fig. 9.20. Schema logică de DRRI pentru defecte cu curenți de valori reduse.

În figura 9.21, a și b, sunt prezentate variante ale logicii din figura 9.20, prin adăugarea automenținerii I-DRRI, în special pentru a menține I-DRRI atunci când DRRI este utilizat cu protecții de distanță care se pot reseta în 1÷2 cicluri pentru defecte de tensiune redusă [4].

Pentru aceste aranjamente, prezentate în figura 9.21, se pot face următoarele precizări [4]:

- *riscul în operare* poate fi cauzat de apariția unei intrări de inițiere, I-DRRI, falsă ca rezultat a unei posibile erori de întreținere sau testare, eroare de configurare sau de setare într-un IED (echipament electronic inteligent) sau într-o aplicație de control al rețelei, o defecțiune de împământare a alimentării bateriei de curent continuu, etc. Acest semnal de inițiere fals se va automenține numai dacă ieșirea porții SAU 2 are valoarea „ADEVĂRAT” („1”);
- în general, detectorul 50BF nu este acționat în prezența curentului de sarcină în nici una dintre situațiile de risc menționate anterior. Dacă în schemele din figura **9.** 21, 50BF este utilizat singur (fără intrarea 52a și poarta SAU), nu există posibilitatea automenținerii accidentale a I-DRRI și intrarea temporizatorului 62-1 nu este activată și nu va avea loc o declanșare falsă a DRRI;

➢ *dacă contactul auxiliar 52a se conectează în paralel* cu 50BF prin poarta SAU 2, atunci 52a având valoarea „ADEVĂRAT” atâta timp cât întreruptorul este închis, ieșirea porții SAU 2 va avea valoarea „1” logic. Astfel, o intrare de inițiere, I-DRRI, falsă se va automenține, temporizatorul 62-1 își va îndeplini funcția iar rezerva DRRI va declanșa întreruptoarele adiacente. Evident acest rezultat este mult mai grav și mai îngrijorător decât declanșarea accidentală a unui singur întreruptor.

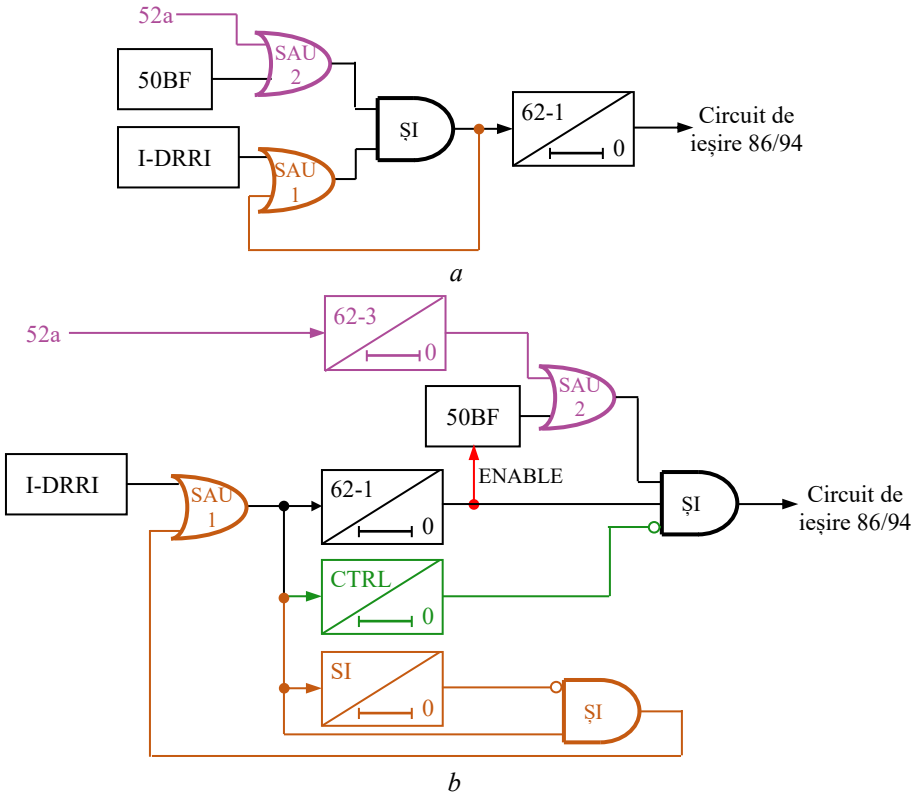


Fig. 9.21. Variante ale logicii din figura 9. 20 cu automenținerea inițierii I-DRRI. Aceste scheme NU constituie practici recomandate [3].

În consecință, schema de curent minim este recomandată numai atunci când curentul minim de defect prin întreruptor este mai mic decât o setare fezabilă a detectorului 50BF, respectiv dacă acesta este mai mic decât curentul de sarcină maxim.

Schema prezentată în figura 9.22 prezintă o variantă a logicii din figura 9.21 care poate reduce riscul declanșării DRRI în cazul unei inițieri false.

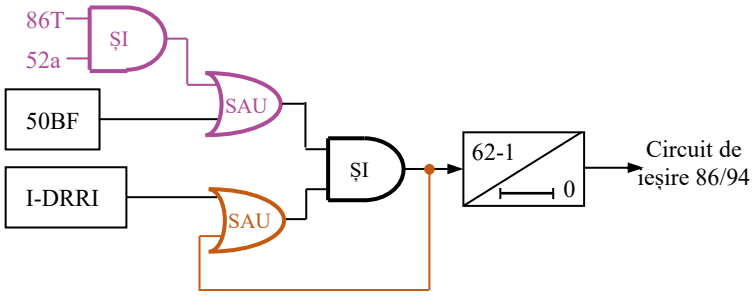


Fig. 9.22. Schemă logică pentru curent minim de defect cu automenținerea inițierii prin autorizarea (86T) intrării 52a.

Intrarea 52a este autorizată printr-un contact al unui releu de blocare 86T (a nu se confunda cu releul de ieșire a DRRI), ca ieșire a unei protecții principale a echipamentului protejat (de

exemplu un transformator), printr-o poartă ȘI. Astfel, numai în cazul în care este confirmată funcționarea protecției principale, intrarea 52a poate suporta automenținerea și declanșarea prin DRRI. În acest caz, orice situație de falsă inițiere I-DRRI est ignorată.

9.3.9. Schema de DRRI cu temporizator dublu cu contact auxiliar rapid și verificarea resetării detectorului de curent

O astfel de logică de DRRI este prezentată în figura 9.23. Logica include o intrare de inițiere I-DRRI care pornește două temporizatoare atunci când releele externe de detectare a defectului emit o comandă de declanșare a întreruptorului.

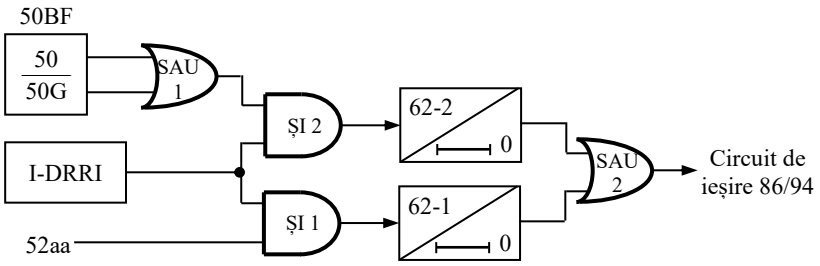


Fig. 9.23. Logică de DRRI cu temporizator dublu cu contact auxiliar rapid și verificarea resetării detectorului de curent.

Schema din figura 9.23 funcționează după cum urmează [4]:

➢ funcționarea temporizatorului 62-1 este activată de un contact auxiliar rapid 52aa, acționat de mecanismul de acționare a întrerupătorului, contactul 52aa fiind reglat să se deschidă imediat ce mecanismul de acționare a întreruptorului își începe mișcarea de deschidere. Deschiderea contactului 52aa oprește și resetează temporizatorul 62-1. Dacă temporizarea 62-1 expiră, deoarece contactul 52aa rămâne închis, logica inițiază ieșirea de DRRI.

➢ Avantajul acestei părți a logicii este că acest temporizator poate fi setat fără a ține cont de timpul de resetare al detectorului 50BF deoarece este independent de detectorul de curent de defect. Astfel, timpul de funcționare a DRRI este redus atunci când mecanismul de acționare a întreruptorului se defectează, în detrimentul fiabilității schemei;

➢ la întreruptoarele cu mecanisme de operare independente pentru fiecare pol, unde se aplică declanșarea trifazată, securitatea schemei poate fi îmbunătățită prin înserierea câte a unui contact 52aa de la fiecare pol al întreruptorului. Acest lucru are ca rezultat o funcționare mai rapidă prin temporizatorul 62-1 pentru un defect al mecanismului pe toți cei trei poli și o funcționare prin schema detectorului de curent atunci când mecanismul de pe cel puțin un pol a încercat, dar nu a reușit să întrerupă curentul. Pentru ca în acest caz schema să opereze trebuie ca toți cei trei poli să eșueze în tentativa de întrerupere;

➢ temporizatorul 62-2 are o întârziere intermediară bazată pe timpul așteptat de întrerupere a curentului plus o marjă de siguranță. Funcționarea temporizatorului este activată de detectoarele de curent (50BF) care se resetează atunci când este întrerupt curentul de defect. Revenirea detectorului de curent oprește și resetează temporizatorul 62-2. Dacă temporizarea 62-2 expiră deoarece detectoarele de curent rămân activate, logica inițiază ieșirea DRRI.

9.3.10. Schema de DRRI cu trei temporizatoare

Logica unei astfel de scheme este ilustrată în figura 9.24. Logica include o intrare I-DRRI care pornește trei temporizatoare, atunci când releele externe de detectare a defectelor emit o comandă de declanșare a întrerup-torului, cu trei intrări de resetare 52aa, 50BF și 52a. Între temporizările celor trei temporizatoare există relația $T_{62\text{-}1} < T_{62\text{-}2} < T_{62\text{-}3}$.

Schema din figura 9.24 funcționează după cum urmează [4]:

➢ temporizarea $T_{62\text{-}1}$ este cea mai scurtă dintre cele trei și ia în considerare timpul așteptat de deschidere al mecanismului întrerupător, plus o marjă de siguranță. Funcționarea

temporizatorului este activată de un contact auxiliar rapid, 52aa. Deschiderea contactului 52aa oprește și resetează temporizatorul 62-1. Dacă temporizarea 62-1 expiră, deoarece contactul 52aa rămâne închis, logica activează ieșirea de DRRI;

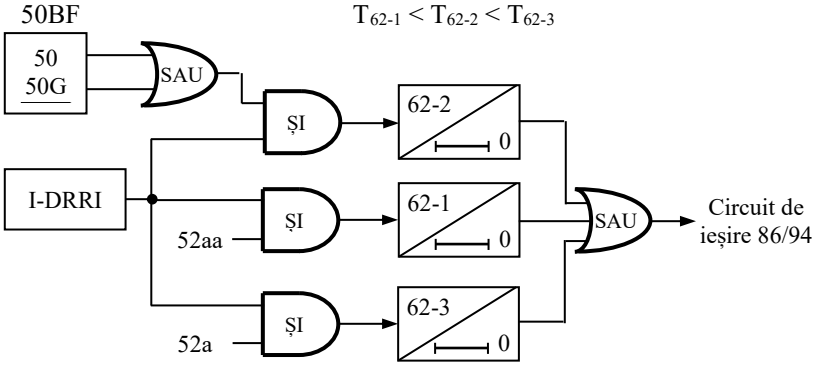


Fig. 9.24. Logică de DRRI cu trei temporizatoare.

➢ temporizatorul 62-2 are o întârziere intermediară bazată pe timpul așteptat de întrerupere a curentului prin întreruptor plus o marjă de siguranță. Funcționarea temporizatorului este activată de detectoarele de curent (50BF) care se resetează atunci când întreruptorul întrerupe curentul de defect. Resetarea detectorului de curent oprește și resetează temporizatorul 62-2. Dacă temporizatorul 62-2 expiră deoarece detectoarele de curent rămân activate, logica activează ieșirea de DRRI;

➢ temporizatorul 62-3 are cea mai mare întârziere dintre cele trei, determinată pe baza timpului total de funcționare estimat al întreruptorului, plus o marjă de siguranță. Funcționarea temporizatorului este activată de un contact auxiliar 52a (acționat de o legătură directă cu contactele de întrerupere a întreruptorului). Deschiderea contactului 52a oprește și resetează temporiza-torul 62-3. Dacă temporizarea 62-3 expiră deoarece contactul 52a rămâne închis, logica activează ieșirea de DRRI. Această logică relativ lentă de DRRI completează celelalte două etape ale logicii de DRRI pentru situațiile de defectare a întreruptorului, în care mecanismul de acționare a funcționat, dar contactele principale nu, iar curentul întreruptorului a fost sub nivelul de activare al detectoarelor de curent 50BF.

9.3.11. Schemă de DRRI cu declanșare monofazată și re-declanșare

Pentru întreruptoarele cu poli independenți și cu protecție monofazată de curent, logica DRRI se va baza numai pe monitorizarea curentului, respectiv a polului întreruptorului fazei care este declanșată.

Când se aplică declanșarea monofazată, unele scheme pot alege să folosească un set de bobine de declanșare pentru declanșarea monofazată și un alt set pentru declanșarea trifazată. Atât protecțiile de bază cât și cele de rezervă sunt conectate pentru a declanșa doar un set de bobine de declanșare. Producătorii de întreruptoare furnizează al doilea set de bobine de declanșare ca mijloc redundant pentru a acționa mecanismul de declanșare a întreruptorului. Se bazează apoi pe caracteristica de re-declanșare pentru a oferi redundanța necesară pentru defectele circuitului de control și bobinei de declanșare. DRRI măsoară un semnal de inițiere separat pentru fiecare fază (DRRI/A, DRRI/B și DRRI/C), fiecare dintre acestea fiind o indicație de la releul de protecție că o anumită fază este declanșată și oferă trei re-declanșări individuale (Fig. 9.25).

În cazul în care contactele individuale declanșează întreruptorul trifazat, o a patra intrare de inițiere și o ieșire de re-declanșare trifazată pot fi incluse în schemă. La sistemele în care declanșarea întârziată este nedorită, nu se adaugă nicio întârziere intenționată la funcția de re-declanșare. Contactele de ieșire separate de la fiecare releu primar inițiază schema de DRRI într-un circuit care este separat de oricare dintre circuitele bobinei de declanșare.

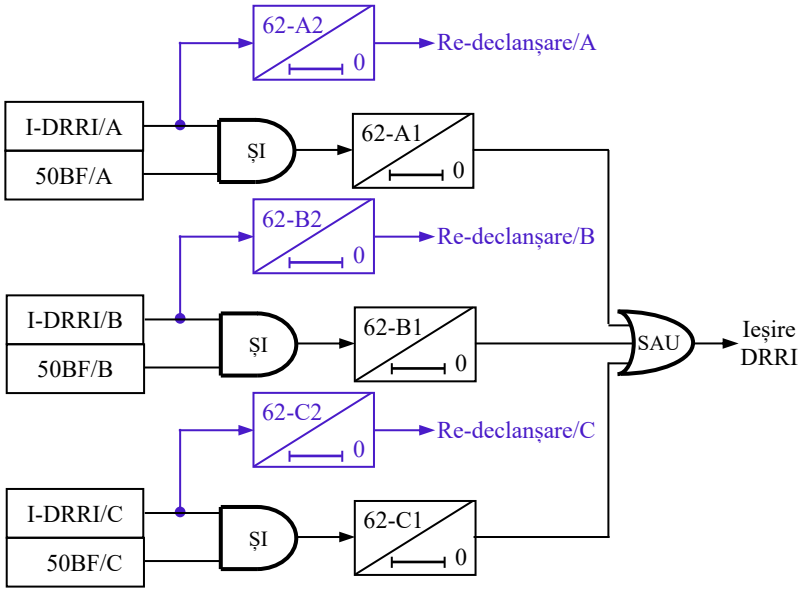


Fig. 9.25. Logică DRRI cu declanșare monofazată și re-declanșare.

9.3.12. Schema de DRRI cu ocolirea temporizatorului

Logica prezentată în figura 9.26 este destinată pentru a preveni temporizări inutile dacă în prealabil se cunoaște starea de funcționare a întreruptorului.

Funcționarea întreruptoarelor cu gaz este blocată atunci când presiunea gazului SF6 scade sub o valoare specificată. Un contact de presostat este utilizat în schema de DRRI pentru a indica starea întreruptorului. În condiții de închidere/declanșare a blocului, contactul de inițiere a DRRI operează ieșirea de DRRI fără nicio întârziere dacă detectorul de supracurent (50BF) este acționat. Intrarea stării contactului de presiune este temporizată pentru a preveni acționările datorate funcționărilor tranzitorii.

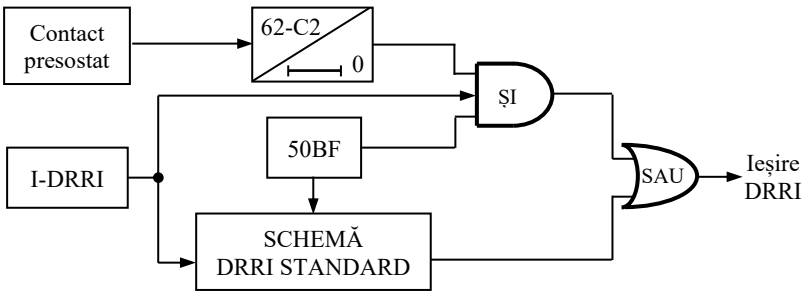


Fig. 9.26. Logică de DRRI cu ocolirea temporizatorului.

În concluzie, protecția de rezervă îndepărtată nu are, întotdeauna, sensibilitatea necesară pentru a detecta defectele unui echipament al rețelei. Pentru asigurarea declanșării de rezervă la refuzul întreruptoarelor comandate de către sistemele de protecție, se va prevedea, de regulă, protecția locală împotriva refuzului de întreruptor (DRRI), în următoarele cazuri [2]:

- Stații de transformare și conexiuni cu tensiuni ≥ 110 kV;
- Orice transformatoare de putere prevăzute cu protecție prin relee și între-ruptoare pe partea înfășurării de IT (U≥110 kV);
- Stații de medie tensiune, la întreruptoarele liniilor pentru care nu se poate asigura rezerva îndepărtată;
- Stații de medie tensiune la care se conectează linii de racordare a centralelor cu generatoare distribuite sau blocuri generator-transformator (recomandare).

La realizarea protecției împotriva refuzului de întreruptor (DRRI) se vor respecta, de regulă, următoarele cerințe [2]:

➢ *Pornirea schemei* de DRRI se va asigura de la toate protecțiile care comandă declanșarea întreruptorului respectiv, cu excepția protecțiilor de supratemperatură, suprasarcină, tensiune, frecvență, împotriva pierderii sincronismului;

➢ *Detectarea refuzului* de întreruptor se va realiza cu elemente sensibile, de curent, cu timp de revenire foarte scurt; dacă este necesar, criteriul de detectare se va completa cu contacte auxiliare ale întreruptorului;

➢ *Schema de* DRRI va asigura o comandă de declanșare netemporizată („treapta 1" - repetarea declanșării) către același întreruptor de la care a fost inițiată pornirea. Comanda de declanșare se va transmite la ambele dispozitive (electrovalve, electromagneți) de declanșare ale întreruptorului respectiv (dar numai pe faza comandată, în cazul întreruptoarelor prevăzute cu reanclanșare automată monofazată);

➢ *Schema de* DRRI va asigura o comandă de declanșare trifazată temporizată („treapta 2" - declanșarea de rezervă) către toate întreruptoarele adiacente celui de la care a fost inițiată pornirea. Se admite ca ordinul de declanșare să fie transmis numai la unul dintre cele două dispozitive de declanșare ale fiecărui întreruptor.

În funcție de schema primară, pentru declanșarea de rezervă a întreruptoarelor adiacente se vor utiliza canale de transmisie (teledeclanșare fără control local), iar o dată cu comanda de declanșare temporizată (treapta 2), se va asigura și blocarea RAR, în cazul întreruptoarelor prevăzute cu reanclanșare automată. Întreruptoare adiacente sunt considerate acele întreruptoare conectate imediat în amonte de întreruptorul care a inițiat pornirea DRRI, prin care se poate elimina cât mai selectiv posibil defectul din aval.

În stațiile la care se prevăd protecții diferențiale de bare, protecția împotriva refuzului de întreruptor (DRRI) va fi inclusă, de regulă, în releele numerice ale protecției de bare. În celelalte situații, protecția împotriva refuzului de întreruptor va fi integrată ca funcție în unul sau mai multe relee numerice de protecție a echipamentelor stației (protecție „distribuită").

BIBLIOGRAFIE

[1]. ANSI code 50BF – *Breaker failure*, aprilie 2019.

[2]. Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei. *NORMA TEHNICA din 14 noiembrie 2012 pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice*, cod NTE 011/12/00, PUBLI-CAT: MONITORUL OFICIAL nr. 34 bis din 15 ianuarie 2013.

[3]. Carper, B. *Breaker Failure Protection*, 33rd Annual Hands On Relay School, March 14-15, 2016, Washington State University, https://na.eventscloud.com/file_uploads/ccacd0a1dfc72a7c2412f5e0a6ee16aa_BreakerFailureProtection.pdf , accesat iunie 2021.

[4]. IEEE *Guide for Breaker Failure Protection of Power Circuit Breakers*, IEEE Power and Energy Society, Sponsored by the Power System Relaying Committee, IEEE Std C37.119™-2016, (Revision of IEEE Std C37.119-2005), Authorized licensed use limited to: Universitatea Tehnica din Cluj-Napoca. Downloaded on July 21,2021 at 08:50:59 UTC from IEEE Xplore. Restrictions apply.

[5]. Werstiuk, Ch. *Testing Breaker Failure Schemes*, Valence Electrical Training Services, 36TH ANNUAL Hands-On Relay School, MARCH 11-15, 2019, PULLMAN, WASHINGTON.

[6]. Yiyan Xue, Manish Thakhar, Jacob C. Theron, Davis P. Erwin. *Review of the Breaker Failure Protection practices in Utilities*, 2012 65th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2-5 April 2012, College Station, TX, USA, DOI: 10.1109/CPRE.2012.6201237.

10. PROTECȚIA CU RELEE A MOTOARELOR ELECTRICE

10.1. DEFECTELE POSIBILE ŞI REGIMURI ANORMALE DE FUNCȚIONARE ALE MOTOARELOR ELECTRICE

Defectele comune tuturor motoarelor electrice sunt următoarele:

- Scurtcircuitele monofazate și polifazate;
- Punerile la pământ ale unei faze;
- Scurtcircuitele între spirele aceleiași faze a înfășurării statorice.

Regimul de suprasarcină poate să apară atât în funcționarea motoarelor asincrone, cât și în cazul celor sincrone, astfel:

- La motoarele asincrone suprasarcina poate fi determinată de:
  - supraîncărcarea mecanismului acționat de motor;
  - scăderea tensiunii de alimentare;
  - întreruperea unei faze a circuitului de alimentare;
  - funcționarea cu sarcină asimetrică;
- La motoarele sincrone suprasarcina poate fi provocată de:
  - supraîncălzirea mecanismului acționat de motor;
  - ieșirea din sincronism datorită întreruperii unei faze a rețelei de alimentare sau scăderii tensiunii;

În cazul unei suprasarcini tehnologice (provocată de încărcarea excesivă a mecanismului de acționat), motorul poate depăși cuplul maxim și dacă suprasarcina nu este înlăturată, el se oprește și apoi absoarbe de la rețea curentul de pornire (de câteva ori mai mare decât curentul nominal).

Pe de altă parte cele două tipuri de motoare de curent alternativ (sincron, asincron) pot ajunge la regimuri de funcționare anormale, de exemplu:

- La scăderea tensiunii sau a curentului de excitație, sau la supraîncărcarea mecanismului acționat, motoarele sincrone pot ieși din sincronism. În regim asincron motorul sincron poate să se frâneze complet sau să funcționeze cu turație redusă. Acest regim este inadmisibil pentru motor un timp mai lung pentru că apare încălzirea înfășurării. De aceea, motoarele sincrone se prevăd cu o protecție împotriva funcționării în regim asincron;
- În cazul motoarelor de inducție, o dată cu scăderea tensiunii de alimentare (în urma unui scurtcircuit în rețeaua de alimentare), turația motoarelor scade și datorită creșterii alunecării curentul absorbit crește (motoarele se pot opri dacă tensiunea scade foarte mult pe o durată mai lungă de timp). După izolarea defectului, tensiunea se restabilește în rețeaua de alimentare, iar motoarele, care au funcționat cu o turație redusă sau chiar s-au oprit (fără să fi fost deconectate), se accelerează. Proprietatea motoarelor asincrone de a porni sau de a-și mări turația până la valoarea nominală, la revenirea tensiunii după eliminarea unui scurtcircuit din rețeaua de alimentare se numește *autopornire*. Ea este posibilă atât la motoare cu rotor în scurtcircuit, cât și la cele cu rotor bobinat. În timpul acestui proces curenții absorbiți de motor depășesc valoarea nominală, însă nu sunt periculoși, pentru că procesul durează un timp scurt. Însă, unele motoare asincrone cu rotor bobinat nu pot autoporni, având un cuplu de pornire mai mic decât cuplul rezistent al mecanismului acționat ($m_p<m_{rezist}$). Dacă aceste motoare nu se deconectează de la rețea, prin înfășurările lor va circula un curent mult mai mare decât i_n, care în timp poate duce la supraîncălzirea înfășurării motoarelor. De aceea, aceste motoare se prevăd cu o protecție împotriva supracurenților.

Complexitatea, tipul și numărul protecțiilor motoarelor electrice depind de puterea lor (implicit de nivelul tensiunii de alimentare), de tipul lor constructiv, de importanța mecanismului acționat, de condițiile de autopornire etc.

Astfel, se poate lua în considerare o partajare a protecțiilor în protecții pentru motoare alimentate în joasă tensiune ($U_n \leq 1$ kV), respectiv în medie tensiune ($U_n > 1$ kV).

Motoarele electrice cu tensiuni până la 1 kV se protejează împotriva scurtcircuitelor, suprasarcinilor și scăderilor de tensiune:

➢ *Protecția împotriva scurtcircuitelor* se realizează prin siguranțe fuzibile sau întreruptoare automate prevăzute cu declanșatoare/relee destinate realizării funcțiilor de protecție.

➢ *Protecția împotriva suprasarcinilor* se realizează prin declanșatoare/relee termice cu bimetal. Pentru motoare cu $P_n < 1$ kW această protecție nu este obligatorie, uneori realizându-se prin siguranțe cu inerție a întreruptoarelor;

➢ *Protecția împotriva tensiunii minime* se prevede numai la motoarele care nu pot fi pornite prin conectare directă la rețea, la cele a căror autopornire nu este permisă de condițiile procesului tehnologic sau prezintă pericol pentru personalul de exploatare și la motoarele a căror deconectare în cazul scăderii tensiunii sau întreruperii alimentării este necesară pentru ușurarea autopornirii motoarelor mai importante. La celelalte motoare nu este necesară această protecție. De altfel, folosirea protecției minimale de tensiune la toate motoarele ar face imposibilă utilizarea avantajelor RAR, deoarece atunci când tensiunea la bare dispare complet, toate motoarele ar fi deconectate prin această protecție, fără să li se dea posibilitatea să autopornească (la fel și în cazul AAR).

Acest capitol tratează protecția motoarelor electrice cu tensiune de alimentare peste 1 kV.

Protejarea acestor motoare se realizează cu:

➢ Protecții împotriva scurtcircuitelor polifazate: protecții maximale de curent cu acțiune instantanee sau protecții diferențiale longitudinale;

➢ Protecții împotriva scăderii tensiunii, prin relee de tensiune minimă;

➢ Protecții împotriva suprasarcinilor - protecții maximale de curent temporizate;

➢ Protecții împotriva punerilor la pământ - protecții maximale de curent de secvență zero;

➢ Protecții împotriva ieșirii din sincronism;

➢ Protecții împotriva funcționării în două faze.

10.2. PROTECȚIA ÎMPOTRIVA SCURTCIRCUITELOR POLIFAZATE ÎN STATOR

10.2.1. Protecția maximală de curent

Schema protecției poate fi realizată cu relee primare sau cu relee secundare, cu acțiune directă sau indirectă. Protecția acționează fără temporizare pentru că motoarele reprezintă ultimul element al rețelei (de la sursă spre consumator).

În figura 10.1 se prezintă schema de principiu a protecției maximale de curent în montaj bifazat pentru protecția motorului împotriva scurtcircuitelor. Se poate adopta o schemă cu un singur releu de curent, a cărui înfășurare este parcursă de diferența curenților de fază, dar sensibilitatea ei este mai redusă decât cea a schemei din figura 10.1.

Dacă motoarele acționează mecanisme ce nu sunt supuse suprasarcinii, protecția maximală de curent împotriva scurtcircuitelor se realizează cu relee maximale de curent cu caracteristica de temporizare independentă.

În ipoteza posibilității apariției suprasarcinilor se utilizează aceeași schemă, dar implementată cu relee de maximale de curent cu caracteristica de timp dependentă de curent și cu element de acționare rapidă (cu tăiere de curent).

Schema asigură atât protecția împotriva scurtcircuitelor în stator cât și protecția împotriva suprasarcinilor, ambele protecții fiind conținute în același releu, având contacte separate pentru fiecare din cele doua protecții. În acest caz, acționarea împotriva scurtcircuitelor se face pe porțiunea independentă, instantaneu, iar la suprasarcini, temporizat, pe porțiunea dependentă a caracteristicii.

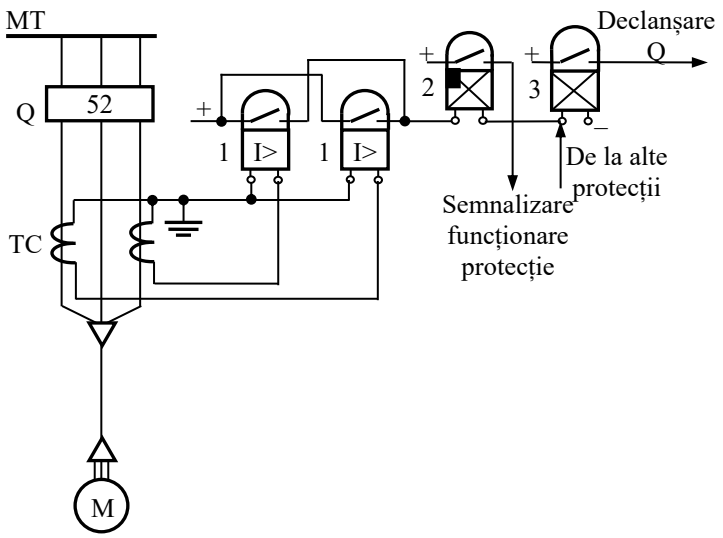


Fig. 10.1. Schema de principiu a protecției maximale de curent bifazate împotriva scurtcircuitelor în înfășurarea statorului realizată cu relee maximale de curent cu caracteristica independentă.

Valoarea curentului de pornire a protecției I_{pp} se calculează în raport cu valoarea efectivă maximă a componentei periodice a curentului de pornire, I_{pM}. Componenta aperiodică, care mărește valoarea curentului la începutul procesului de pornire cu (40÷70) %, amortizându-se în aproximativ două perioade (0,04 s), este luată în considerare prin adoptarea unui coeficient de siguranță corespunzător. I_{pp} se calculează cu relația:

$$I_{pp}=k_{sig}\cdot k_{sch}\cdot I_{pM}, \tag{10.1}$$

unde:

- k_{sig}=1,2÷1,4, pentru relee cu caracteristică independentă sau k_{sig}=1,4÷1,6, pentru relee cu caracteristică dependentă și semidependentă;
- k_{sch}=1, pentru conexiunea TC în stea sau $k_{sch}=\sqrt{3}$, pentru conexiunea in triunghi;
- I_{pM} este valoarea maximă a curentului de pornire, în condiții de tensiune nominală și alunecare s=1.

Curentul de pornire a releului este dat de relația:

$$I_{pr}=\frac{I_{pp}}{K_{TC}}, \tag{10.2}$$

în care K_{TC} este raportul de transformare al TC care alimentează protecția.

La motoarele sincrone I_{pp} se calculează tot cu relația (10.1), dar în loc de I_{pM} se utilizează curentul inițial de scurtcircuit, $I''^{(3)}_{Mk}$, debitat de motor în rețea în cazul unui scurtcircuit trifazat la bornele lui, sau se menține I_{pM}, dacă acesta este mai mare decât $I''^{(3)}_{Mk}$.

Sensibilitatea acestei protecții se apreciază prin coeficientul de sensibili-tate k_{sens}, cu expresia:

$$k_{sens}=\frac{I''^{(2)}_{kM}}{I_{pp}}\geq 2, \tag{10.3}$$

unde $I''^{(2)}_{Mk}$ reprezintă curentul inițial de scurtcircuit bifazat la bornele motorului.

10.2.2. Protecția diferențială de curent

Această protecție se folosește numai la motoare cu puteri peste 2 MW, care au șase borne accesibile și se realizează ca la generatoare (capitolul 3). Acest tip de protecție se utilizează împotriva scurtcircuitelor polifazate în stator, cu două ramuri diferențiale în loc de trei, așa cum se prezintă în figura 10.2.

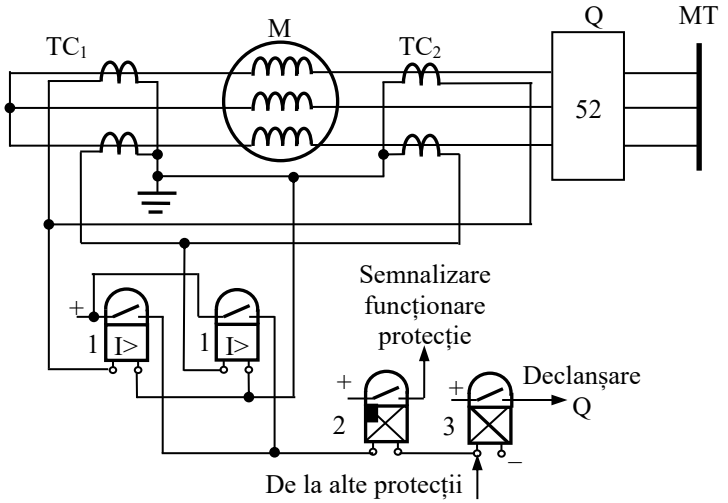


Fig. 10.2. Schema de principiu a protecției diferențială longitudinală a motoarelor electrice, pe două faze, cu relee maximale de curent.

Protecția diferențială longitudinală trebuie să satisfacă următoarele cerințe:

- *Să nu acționeze* în regim normal de funcționare al motorului (încărcat la sarcina normală);
- *Să acționeze* la cel mai mic curent de scurtcircuit, de regulă la un scurtcircuit bifazat în zona protejată (cuprinsă între cele două transformatoare de măsură de curent). În acest sens se va calcula curentul la un scurtcircuit bifazat, ținându-se seama de aportul surselor din amonte și a impedanței (reactanței) căilor de curent dintre sursele existente și poziția geografică a motorului protejat;
- *Să nu acționeze* la cuplarea la rețea a motorului întrucât curentul de pornire are o valoare însemnată, acesta putând da naștere unui curent de dezechilibru secundar în ramurile protecției care să conducă la acționarea acesteia.

Curentul de pornire a protecției este dat de expresia:

$$I_{pp}=k_{sig}\cdot I_{dez.p}=k_{sig}\cdot k_{id}\cdot k_{aper}\cdot \varepsilon_i\cdot I_{pM} \qquad (10.4)$$

unde:

- k_{sig}=1,2÷1,4;
- k_{aper} este un coeficient ce ține seama de modificarea erorii de curent, ε_i, a TC în regimul tranzitoriu de pornire al motorului și care ia valoarea 2 când releele de curent sunt legate direct la secundarul TC, respectiv k_{aper}=1 dacă se utilizează transformatoare cu saturație rapidă (TSR) între TC și releele de curent;
- k_{id} - coeficient de identitate al TC care ține seama de modificarea erorii de curent, ε_i, în regimul normal de funcționare și care este egal cu 1 când se utilizează relee de curent legate direct la secundarul TC, respectiv 0,5 dacă releele de curent sunt conectate la secundarul TC prin intermediul TSR;
- ε_i - eroarea de curent relativă a transformatoarelor de măsură de curent (valoarea maximă de 0,1÷10%);
- I_{pM} - curentul maxim de pornire al motorului dat de fabrica constructoare sau oscilografiat la punerea în funcțiune a motorului.

Curentul de pornire a releului se calculează cu relația (10.4), iar sensibilitatea protecției se verifică cu relația (10.3).

10.2.3. Protecția împotriva scăderii tensiunii

Golul de tensiune reprezintă reducerea temporară a valorii efective a tensiunii într-un punct al rețelei de alimentare cu energie electrică la o valoare cuprinsă între 90% și 5% din valoarea contractuală. Durata unui gol de tensiune este între 10 ms și 60 s. Această perturbație apare inevitabil în timpul exploatării și poate afecta una sau mai multe faze ale instalației. Golurile de tensiune sunt determinate de obicei de defecte (scurtcircuite) pasagere în rețeaua electrică și sunt înlăturate odată cu separarea defectului de către protecția prin relee (de obicei, în cel mult 0,3 s).

Întreruperea în alimentare de scurtă durată este situația în care valorile efective ale tensiunilor de linie/fază din punctul de conectare sunt sub 5% din tensiunea de referință pe o durată între 1 s și 3 min. [2].

Dacă pe durata golurilor de tensiune în sistem acționează numai automatica de sistem care asigură revenirea tensiunii la valoarea normală, în cazul unor procese tehnologice, care nu admit o întrerupere mai mare de 3 secunde, este nevoie de luarea unor măsuri speciale la nivelul consumatorului pentru păstrarea continuității în alimentarea acestuia.

În consecință, pe durata întreruperilor în alimentare poate acționa protecția de minimă tensiune, coordonată cu anclanșarea automată a rezervei (AAR), putând asigura menținerea continuității în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor, cu consecințe favorabile asupra menținerii în funcțiune a proceselor tehnologice.

Golurile de tensiune și întreruperile de scurtă durată[2] au ca efect variația mărimilor electrice și mecanice caracteristice acționării: alunecare, curenți, unghi intern, cuplu motor și rezistent, atât pe durata golurilor cât și în regimul tranzitoriu de după restabilirea tensiunii normale.

Aceste efecte depind de:

- Gradul de automatizare și limitele de reglaj al proceselor;
- Caracteristicile specifice acționarilor cu motoare electrice asincrone;
- Caracteristicile golurilor de tensiune și întreruperilor, caracterizate prin durată și profunzime.

Variația turației (alunecării) conduce la variația parametrilor de utilizare ai acționării (cum ar fi: debite, presiuni), cu efecte mai mult sau mai puțin perturbatoare asupra procesului, până la oprirea completă prin blocarea de către automatizările tehnologice.

Variațiile unghiului intern (de sarcină), a alunecării (turației) și a curenților pot conduce la pierderea stabilității dinamice, sau la depășirea limitelor admisibile ale solicitărilor electrodinamice, cu repercusiuni asupra motoare-lor respective.

Cunoașterea comportării motoarelor electrice în asemenea situații, permite adoptarea unor măsuri tehnice care să evite deconectările inutile, respectiv reducerea pierderilor de producție datorate acestor deconectări.

Există două cauze principale pentru apariția golurilor de tensiune: conectarea unei sarcini foarte mari locale sau la un alt consumator racordat pe același circuit precum și defecte pe alte ramuri ale rețelei.

---

[2] Golurile de tensiune și întreruperile de scurtă durată se caracterizează prin:

- adâncime (profunzime), $\Delta U_g = U_c - U_r$ (sau $a = U_r/U_c$)), respectiv $\Delta U_i = U_c - U_r$, unde:
  - U_c este tensiunea contractată;
  - U_r este tensiunea reziduală;
- durata *t* ca diferență dintre momentul reducerii tensiunii sub o valoarea prescrisă (de obicei $0{,}9U_c$) și momentul în care tensiunea depășește o valoare stabilită (în mod $0{,}9U_c$) la care se adaugă tensiunea de histerezis (în mod obișnuit $0{,}2U_c$);
- forma curbei de variație a valorii efective a tensiunii pe durata evenimentului descrisă pe baza valorilor tensiunii efective măturate la fiecare semiperioadă.

10.2.3.1. Goluri de tensiune determinate de sarcini mari

Când se conectează o sarcină mare, de exemplu motoarele de mare putere, curentul de pornire este mare, de mai multe ori față de curentul nominal. Deoarece alimentarea și conductoarele instalației sunt dimensionate pentru curentul normal de funcționare, curentul de pornire determină o cădere de tensiune atât în rețeaua de alimentare cât și în instalație. Amploarea efectului depinde de „cât de puternică" este rețeaua, adică cât este de mică impedanța în Punctul Comun de Cuplare (PCC) și de impedanța conductoarelor din instalație. Golurile determinate de curenții de pornire se caracterizează prin aceea că sunt mai puțin adânci și cu o durată mult mai mare (de regulă au o durată de una până la câteva secunde sau zeci de secunde) decât cele datorate defectelor din rețea (mai degrabă sub o secundă).

Problemele cauzate de rezistențele prea mari ale conductoarelor sunt ușor de rezolvat. Sarcinile mari vor trebui racordate direct la sursa de tensiune cea mai apropiată, fie în PCC sau în secundarul transformatorului de alimentare. Dacă problema este cauzată de impedanța din PCC adică alimentarea este prea „slabă" trebuie luate alte măsuri. O soluție, dacă este posibil a fi aplicată echipamentului respectiv, este prevederea unui "soft starter" astfel încât curentul de pornire să fie limitat la o valoare mai mică, dar durata de pornire va crește. O altă soluție constă în a negocia cu furnizorul o alimentare cu o impedanță mai mică – dar aceasta poate fi costisitoare depinzând de structura rețelelor din zonă. În cazul în care cauza reducerii de tensiune nu poate fi controlată trebuie prevăzut un echipament special pentru a o compensa. Ca echipamente indicate sunt de la stabilizatoare de tensiune electromecanice tradiționale până la stabilizatoare electronice și regulatoare dinamice de tensiune.

10.2.3.2. Goluri de tensiune determinate de defecte în rețea

Amploarea unui gol de tensiune datorat unui defect într-o altă parte a rețelei depinde de topologia rețelei și de impedanțele surselor în punctul de defect, de impedanțele sarcinilor și ale generatoarelor la punctul lor comun de cuplare. În figura 10.3 se prezintă un exemplu de rețea electrică.

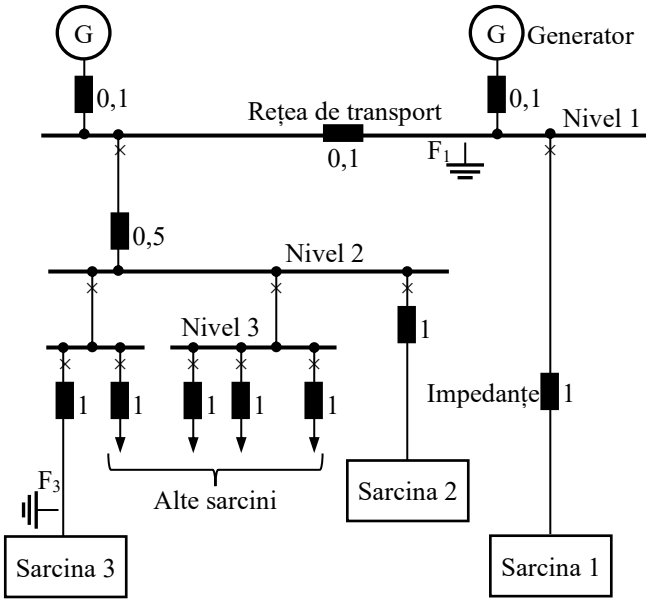


Fig. 10.3. Consecințe ale golurilor de tensiune în diferite puncte ale rețelei electrice.

Un defect în punctul F_3 conduce la un gol de tensiune de 0 % la sarcina 3, de 64 % la sarcina 2 și 98 % la sarcina 1. Un defect în F_1 va afecta utilizatorii cu 0 % la sarcina 1 și 50 % pentru toate celelalte sarcini. De reținut că un defect la nivelul 1 afectează mai mulți consumatori și mai sever decât un defect la nivel 3.

Probabil că sarcinile conectate la nivelul 3 vor suferi mai multe goluri de tensiune decât cele conectate la nivelul 1, deoarece sunt mai multe locuri posibile în care pot să apară defecte care să-i afecteze (de exemplu pe nivelele 1 și 2).

Sarcinile la nivelul 2 și 1 sunt – progresiv – mai puțin sensibile la defectele de la nivelul 3. În general, cu cât o sarcină este mai „aproape" de sursă cu atât va suferi mai puține goluri de tensiune și cu atât vor fi ele mai puțin severe.

Durata unui gol depinde de durata în care sistemele de protecție reușesc să detecteze și să izoleze defectul și este, în mod obișnuit, de ordinul a câtorva sute de milisecunde. Dacă defectele sunt trecătoare, ca de exemplu căderea unei crengi de copac pe o linie, defectul poate fi eliminat foarte repede după ce s-a produs. Dacă circuitul ar rămâne deconectat permanent de către echipamentul de protecție, toți consumatorii de pe circuit vor suferi o întrerupere până când circuitul va fi verificat și reconectat. Reanclanșarea automată rapidă (RAR) poate face situația mai ușoară, dar produce și o creștere a numărului de goluri. Un RAR așteaptă până să reconecteze curentul un timp scurt (sub 1 secundă) după acționarea protecției. Dacă defectul a fost eliminat, reanclanșarea va fi reușită și alimentarea restabilită. Sarcinile de pe acest circuit suferă un gol de tensiune de 0 % între deconectare și reanclanșare automată, în timp ce alte sarcini suferă un gol de tensiune mai mic și mai scurt între momentul în care defectul a apărut și momentul în care a fost eliminat, așa cum s-a arătat mai sus. Dacă defectul nu a fost eliminat când RAR a reconectat circuitul, echipamentul de protecție va acționa din nou, procesul se poate repeta conform cu modul de programare a reanclanșării. De fiecare dată când RAR va reconecta linia cu defect, va rezulta un nou gol de tensiune, astfel că unii consumatori vor suporta mai multe goluri de tensiune în serie.

Performanțele societăților de distribuție a energiei electrice în piața reglementată sunt parțial – în unele țări ca Anglia, exclusiv – evaluate după media „minute întrerupere la consumator", luând în considerare – de regulă – întreruperile de peste un minut. Pentru a reduce aceste valori la minim dispozitivele RAR au fost utilizate pe scară largă, cu mărirea probabilității de apariție a golurilor de tensiune. Cu alte cuvinte disponibilitatea pe termen lung a fost maximizată însă în dauna calității.

10.2.3.3. Curbele de imunitate (toleranță) a echipamentelor

Utilizarea calculatoarelor pe scară largă (atât în domenii industriale cât și non-industriale) a pus în evidență, pentru prima dată, amploarea problemei golurilor de tensiune, primele echipamente fiind afectate de defectări aparent aleatoare (de fapt, datorate variațiilor de tensiune în afara unor limite acceptabile în raport cu valorile nominale) ceea ce a necesitat un efort de mentenanță considerabil.

Realizarea de către Computer and Business Equipment Manufacturers Association (CBEMA) a curbei din figura 10.4, cunoscută sub denumirea de curba CBEMA, este rezultatul acestei experiențe. Curba împarte domeniul variație de tensiune/timp în subdomenii care indică suportabilitatea (sau nu) a echipamentelor funcție de mărimea variațiilor de tensiune și durata acestora. Curba CBEMA a fost modificată în timp fiind cunoscută în prezent sub denumirea de curba ITIC – Information Technology Industry Council (Fig. 10.5).

O versiune a aceleiași curbe a fost standardizată de American National Standards Institute (curba ANSI – referință IEEE 446, Fig. 10.6).

Durata unui eveniment este corelată cu tensiunea raportată la tensiunea nominală a alimentării și curbele definesc înfășurătoarele în interiorul cărora echipamentul trebuie să funcționeze fără întrerupere sau pierderi de date (indiferent dacă este vorba despre creșterea tensiunii peste valoarea nominală, respectiv de scăderea tensiunii – de aici rezultă cele două curbe).

Dacă este vorba de goluri de tensiune este interesantă limita inferioară. Această linie reprezintă demarcația dintre goluri suportabile și cele nesuportabile.

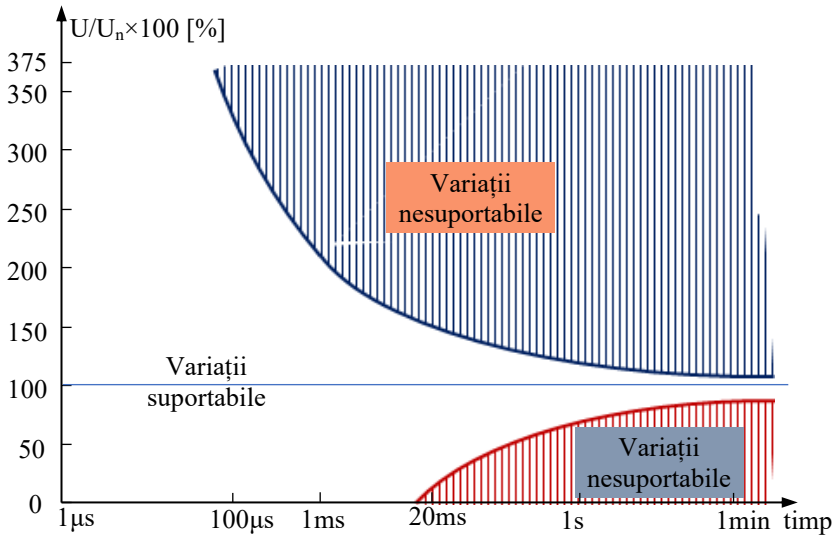


Fig. 10.4. Curba CBEMA.

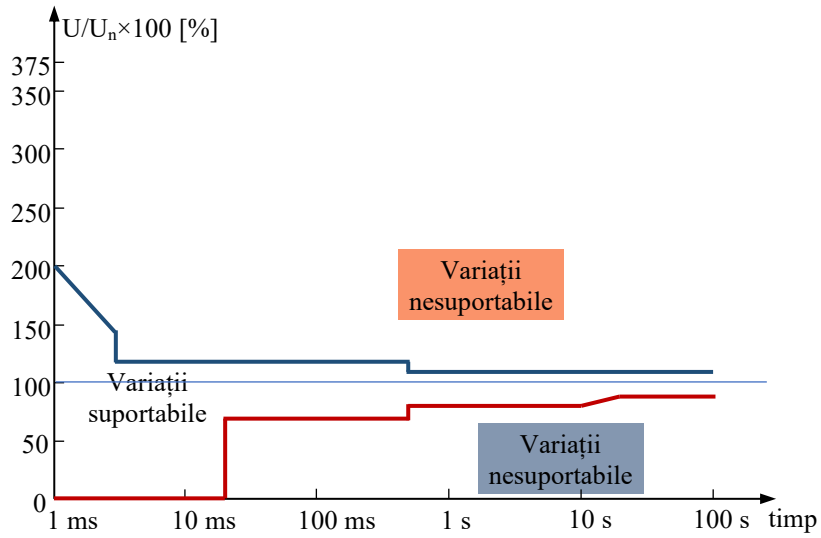


Fig. 10.5. Curba ITIC.

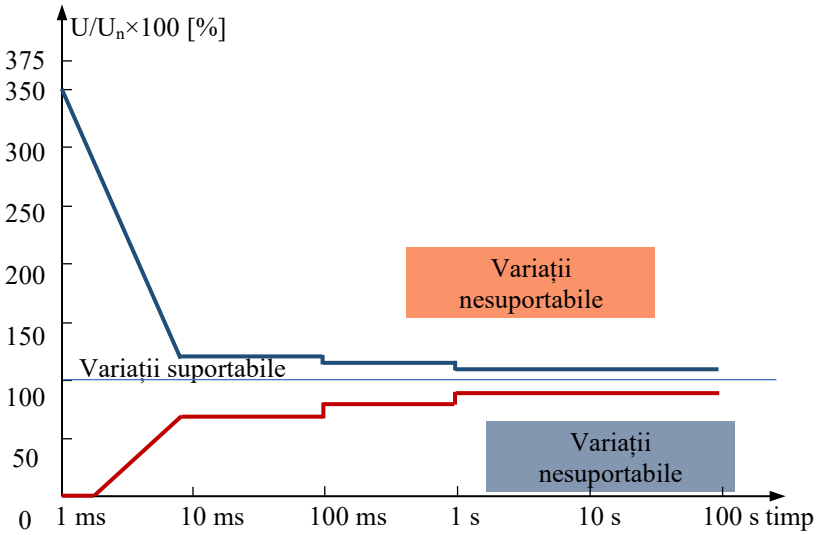


Fig. 10.6. Curba ANSI.

Într-un mediu ideal ar exista o singură curbă reprezentând performanțele rețelei de alimentare la care ar trebui să se conformeze toate echipamentele. În realitate, deoarece numai o parte dintre echipamente îndeplinesc cerințele uneia sau alteia dintre curbele standard, performanțele rețelelor de alimentare scad foarte mult.

Motoarele de inducție au o inerție care le permite să suporte sarcina pe perioada unui gol de tensiune sau o întrerupere de scurtă durată, generând energie electrică pe măsură ce încetinesc, energia urmând a fi recuperată atunci când motorul reaccelerează. Dacă viteza scade cu mai mult de 5 % față de cea din regimul anterior, la reaccelerare motorul va absorbi aproape echivalentul curentului de pornire. În cazul în care un număr semnificativ de motoare repornesc deodată, curentul absorbit poate fi interpretat ca un curent de defect, aceasta putând fi cauza altor probleme.

Probabilitatea de apariție a golurilor de tensiune, precum și amplitudinea lor probabilă, depind de topologia rețelei din vecinătatea amplasamentului analizat. Se poate afirma că nu există o statistică cu privire la golurile de tensiune pentru un anumit amplasament (deși în unele țări s-au efectuat studii, limitate la regiuni restrânse).

Amplasarea motoarelor aproape de sursa(ele) de MT, conectate prin cablu subteran, va fi o alegere mai bună decât un amplasament depărtat (racordat printr-o linie aeriană lungă).

Studiile efectuate arată că durata golurilor de tensiune este ceva mai mare decât cea indicată în curbele de imunitate (toleranță) pentru majoritatea echipamentelor, inclusiv pentru motoarele electrice.

În figura 10.7 este indicată durata și amplitudinea probabilă pentru golurile de tensiune dintr-o rețea tipică comparativ cu curba ITIC și cea de toleranță necesară.

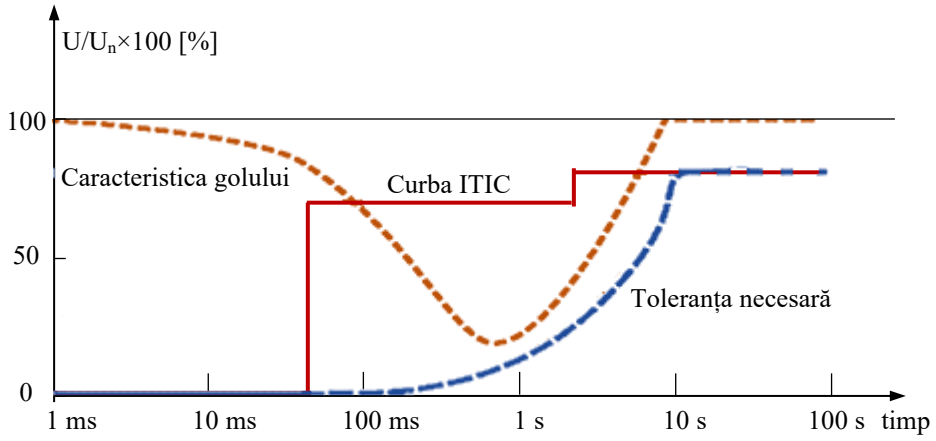


Fig. 10.7. Gol de tensiune tipic în rețeaua de alimentare și curba ITIC [3].

Dacă golurile de tensiune se caracterizează prin adâncimea *a* și durata *t*, se poate obține o funcție $a=f(t)$, care să cuprindă toate golurile de tensiune limită admisibile funcționării unui motor.

Reprezentarea grafică a funcției se numește *curbă de toleranță (imunitate) la goluri* (Fig. 10.8) și împarte domeniul total al golurilor de tensiune posibile, în două zone și anume [4]:

➢ *zona golurilor suportabile de motorul electric*, deasupra curbei de toleranță (zona I din figura 10.8), definind zona integrală de stabilitate a motorului la golurile de tensiune ce interesează;

➢ *zona golurilor nesuportabile de către motorul electric*, sub curba de imunitate (zona II din figura 10.8), care poate conduce la efecte termice și electrodinamice neacceptabile pentru căile de curent, zonă ce se impune a fi evitată pentru păstrarea securității motorului.

De fapt, *curbele de imunitate (toleranță) ale motoarelor electrice* constituie criterii pentru stabilirea măsurilor în vederea reducerii efectelor golurilor de tensiune. În consecință, *stabilirea unui reglaj adecvat pentru protecțiile de minimă tensiune* corespunzător

informațiilor extrase din curbele de toleranță, reprezintă una din măsurile ce se pot lua pentru utilizarea integrală a rezervelor de stabilitate a motoarelor electrice.

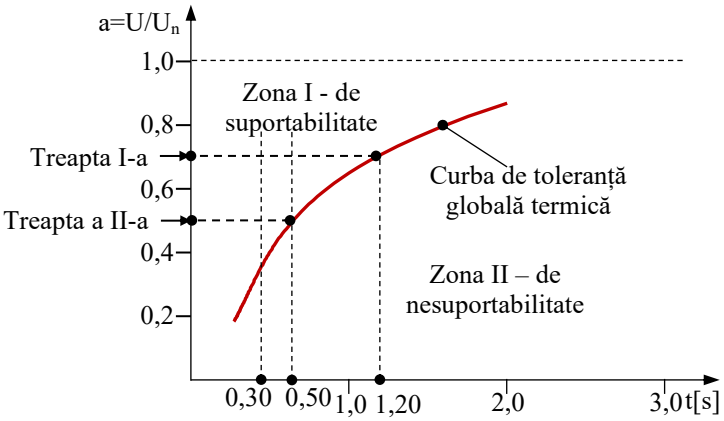


Fig. 10.8. Alegerea reglajului protecției de minimă tensiune în două trepte de tensiune și timp.

10.2.3.4. Protecția de tensiune minimă a motoarelor sincrone și asincrone

Protecția minimală de tensiune a motoarelor sincrone și asincrone are rolul de a preveni încălzirea motoarelor, de a asigura deconectarea unora pentru a ușura regimul de autopornire al altora, de a asigura condițiile de tehnica securității muncii și cele de desfășurare a procesului tehnologic. O protecție ideală de minimă tensiune ar fi cea care ar urmări fidel curba de aptitudine a motorului, deci o curbă dependentă de timp.

Protecția minimală de tensiune se realizează cu relee minimale de tensiune și relee de timp, sub forma unui grup comun pentru mai multe motoare. Când motoarele sunt alimentate de la sisteme sau secții de bare diferite, cele alimentate în grup de la aceeași secție sau sisteme de bare se prevăd, din considerente economice, cu un singur grup de protecții minimale de tensiune.

În urma rezultatelor obținute în exploatare, protecțiile de minimă tensiune se realizează în două trepte de tensiune și timp, reglajele efectuate reprezentând puncte amplasate pe curbele de toleranță la goluri ridicate.

În figura 10.9 se prezintă schema protecției minimale de tensiune a unui grup de motoare electrice alimentate de la aceeași secție de bare, realizată cu două trepte de tensiune și de timp. Valorile de reglaj efectuate pe partea de minimă tensiune sunt cuprinse între ($0,7 \div 0,35U_n$), inferioare limitei de $0,8U_n$ (cunoscută în literatura de specialitate) care a stat la baza calculului reglajului protecțiilor de minimă tensiune (reglaj care a condus la o frecvență ridicată de întrerupere a proceselor de producție).

Treapta I-a de tensiune este realizată cu releele de minimă tensiune 1, în timp **ce treapta a II-a** de tensiune este asigurată de releul de tensiune minimă 5, releul de timp 6, releul de semnalizare 7 și releul intermediar 8.

Treapta I-a de timp este realizată cu releul de timp 2, releul de semnalizare 3 și releul intermediar 4, în timp **ce treapta a II-a** de timp este asigurată de releul de timp 2′, releul de semnalizare 3′ și releul intermediar 4′.

Cele trei relee minimale de tensiune 1 se conectează la înfășurarea secundară (legată în stea) a unui TT cu cinci coloane, fiind alimentate cu tensiuni între faze. Contactele releelor de tensiune 1 sunt conectate în serie, pentru a se bloca acționarea protecției în cazul arderii unei siguranțe din circuitul secundar al TT.

Prima treaptă a protecției (treapta I-a de tensiune și de timp) asigură deconectarea motoarelor:

➢ cărora din motive de proces tehnologic sau de protecția muncii nu le este permisă autopornirea;

➢ care au cuplul de pornire prea mic și nu pot autoporni;
➢ puțin importante, care, deși pot autoporni, sunt sacrificate pentru a ușura condițiile de autopornire a motoarelor mai importante (motoarele M_1, M_2 în figura 10.9).

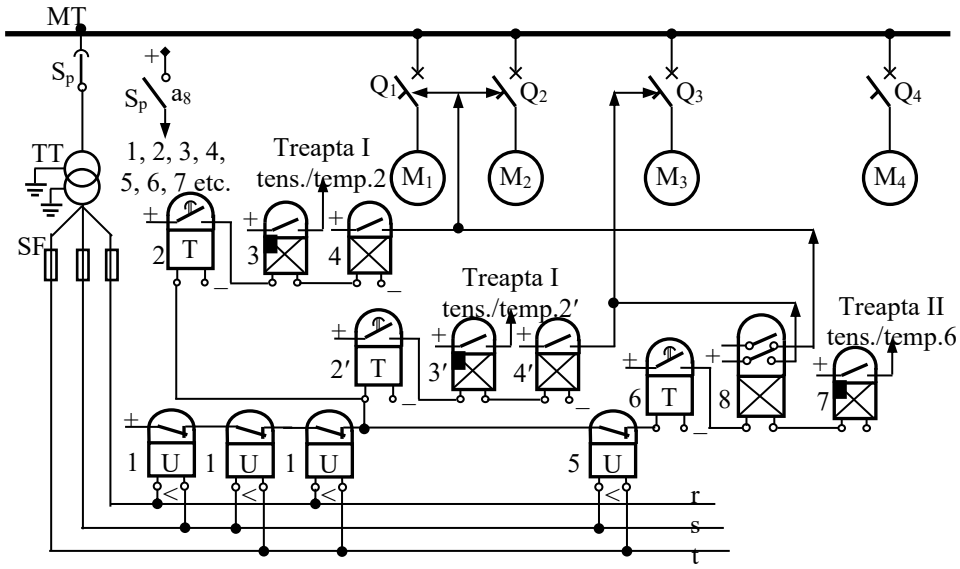


Fig. 10.9. Schema protecției de minimă tensiune în două trepte de tensiune și timp.

Treapta a II-a a protecției asigură deconectarea motoarele importante, care nu pot însă autoporni (motorul M_3).

În final, rămân conectate motoarele importante care pot autoporni (de exemplu motoarele pompelor de ulei pentru ungere, ale pompelor de incendiu etc.) în acest caz fiind vorba de motorul M_4.

Reglajul releelor de minimă tensiune 1 și 5 se face după curba de imunitate globală așa cum se arată în figura 10.8, astfel:

➢ **pentru treapta I-a de tensiune**, releele de minimă tensiune 1 se reglează la valoarea de pornire:

$$U_{pr1}=0,7U_n/K_{TT}\ , \tag{10.5}$$

în care U_n este tensiunea nominală a rețelei de alimentare a motoarelor și K_{TT} este raportul de transformare al transformatoarelor de tensiune.

▪ Temporizarea releului 2 rezultă din figura 10.8:

$$t_2 = 0,5\ \text{s}, \tag{10.6}$$

astfel încât punctul de funcționare se află în interiorul Zonei 1 până la scăderea tensiunii sub $0,5U_n$. În cazul scăderii tensiunii sub valoarea de pornire a releelor de tensiune 1, acestea își închid contactele și excită releul de timp 2. Dacă tensiunea nu revine în 0,5 s, releul de timp comandă deconectarea motoarelor M_1 și M_2 prin releul de semnalizare 3 și auxiliar 4.

▪ Temporizarea releului 2′ rezultă din figura 10.8:

$$t_{2'} = 1,2\ \text{s}, \tag{10.7}$$

astfel încât punctul de funcționare, pentru treapta de tensiune 0,7Un, se află pe Curba de toleranță globală termică (Fig. 10.8). Dacă tensiunea nu revine în 1,2 secunde (reglajul releului de timp 2′, $t_{2'}$) va acționa treapta a doua de timp prin releul de semnalizare 3′ și auxiliar 4′, care comandă și deconectarea motorului M_3;

➢ **pentru treapta a II-a de tensiune**, treapta de pornire a releului minimal de tensiune 5 (alimentat tot cu tensiune între faze) se alege ținând cont că are contactul înseriat cu contactele

releelor 1, deci nu va putea excita releul de timp 6 decât dacă toate releele 1 își au contactele închise (adică dacă tensiunile au scăzut pe toate fazele sub valoarea de $0,7U_n$):

$$U_{pr2} = 0,5U_n / K_{TT}\,, \tag{10.8}$$

iar temporizarea releului 6 se stabilește la valoarea:

$$t_6 = 0,3\,\text{s}, \tag{10.9}$$

astfel încât punctul de funcționare se află în interiorul Zonei 1 până la scăderea tensiunii sub $0,5U_n$. Dacă tensiunea scade sub valoarea de pornire a releului de tensiune minimă 5, acesta își închide contactele și excită releul de timp 6, care va comanda cu temporizarea reglată t_6, deconectarea atât a motoarelor M_1 și M_2 cât și a motorului M_3 prin releul intermediar 8. Rămâne conectat motorul M4.

Pentru a nu se semnaliza și a nu acționa protecția greșit, în cazul deschiderii separatorului S_p (la revizii, reparații etc.), circuitul de c.c. operativ se trece prin contactele auxiliare a8 ale separatorului. Astfel, la deschiderea separatorului se întrerupe alimentarea cu c.c. a releelor (a schemei de protecție) și protecția nu mai poate comanda deconectarea motoarelor. Releele de semnalizare 3, 3′ și 7, cu revenire manuală, avertizează personalul de exploatare că motoarele au fost deconectate. Din considerente economice, se pot folosi scheme cu două relee de tensiune minimă.

Prin urmare, o astfel de protecție are rolul de a preveni încălzirea motoarelor, de a asigura autopornirea celor mai importante motoare, urmărindu-se deconectarea celor de importanță mai redusă, în perioada golurilor de tensiune și a întreruperilor de scurtă durată ale tensiunii de alimentare.

10.2.4. Protecția maximală de curent temporizată împotriva suprasarcinilor

Acest tip de protecție se aplică la motoare electrice care se pot supraîncărca prin procesul tehnologic sau prin condițiile de pornire. Ea comandă semnalizarea sau reducerea sarcinii mecanismului supravegheat și, numai dacă reducerea sarcinii nu este posibilă fără oprirea motorului (sau la acelea care lucrează fără supraveghere permanentă), oprirea motorului.

Schemele de protecție sunt asemănătoare cu cele prevăzute împotriva scurtcircuitelor.

Se pot realiza ca:

➢ *Protecție maximală de curent temporizată cu caracteristică de timp independentă* (Fig. 10.10). Această protecție comandă deconectarea temporizată a motorului în cazul în care curentul prin releul 1 depășește valoarea reglată. Curentul de pornire a protecției se calculează cu relația:

$$I_{pp} = \frac{k_{sig}}{k_{rev}} I_{nM}\,, \tag{10.10}$$

în care:

- k_{sig}=1,02;
- k_{rev}=0,85;
- I_{nM} – curentul nominal al motorului.

Curentul de pornire al protecției devine:

$$I_{pp} = \frac{1,02}{0,85} I_{nM} = 1,2 I_{nM}\,. \tag{10.11}$$

Curentul de pornire a releului se determină cu relația:

$$I_{pr} = \frac{I_{pp}}{K_{TC}}\,. \tag{10.12}$$

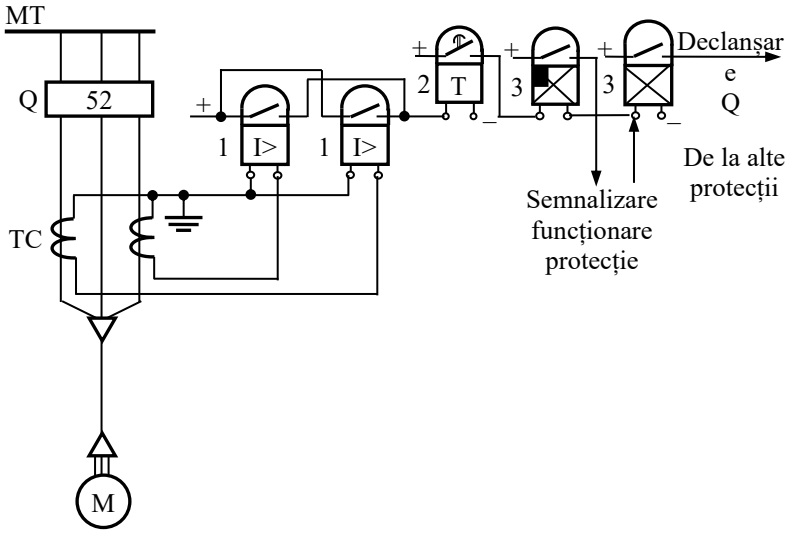


Fig. 10.10. Schema electrică a protecției la suprasarcină a motoarelor electrice, cu caracteristică de timp independentă.

Pentru releul de timp 2, temporizarea fixată trebuie să fie cel puțin cu o treaptă de timp mai mare decât durata regimului tranzitoriu de pornire, asigurându-se astfel condițiile de pornire a motorului, respectiv:

$$t_2 = t_{pM} + \Delta t \,. \tag{10.13}$$

➢ *Protecție maximală de curent temporizată cu caracteristică de timp dependentă* (Fig. 10.11)

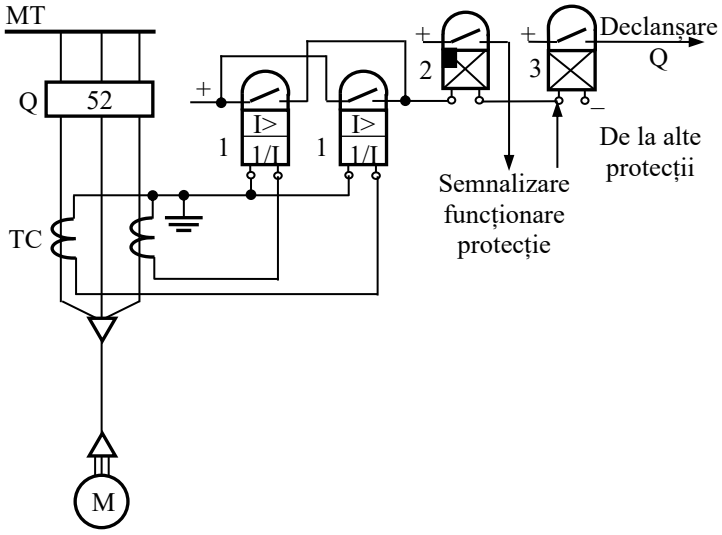


Fig. 10.11. Schema electrică a protecției la suprasarcină a motoarelor electrice, cu caracteristică de timp dependentă.

Această protecție utilizează relee cu caracteristica de timp dependentă de curent (invers dependentă). Protecția prezintă avantajul unei mai bune protejări a motoarelor, datorită faptului că odată cu creșterea curentului supravegheat, I_{nM}, peste valoarea de pornire a protecției (creșterea solicitări-lor termice și electrodinamice), scade durata până la deconectare;

➢ *Protecție termică bazată pe măsurarea temperaturii punctelor critice ale motorului*.

Acest tip de protecție se folosește în cazul motoarelor de putere medie sau mare, utilizate în acționările electrice din centrale și stații (și nu numai de aici), măsurarea temperaturii punctelor critice ale motorului realizându-se cu ajutorul unor traductoare termice (termocupluri, termorezistențe sau termistoare), montate în aceste puncte de către fabrica constructoare.

Semnalele prelevate de la aceste traductoare dau indicații, în permanență, asupra

temperaturii, astfel încât la depășirea temperaturii admisibile se comandă deconectarea motorului.

În figura 10.12 se prezintă schema de protecție a motorului, realizată cu un termistor[3].

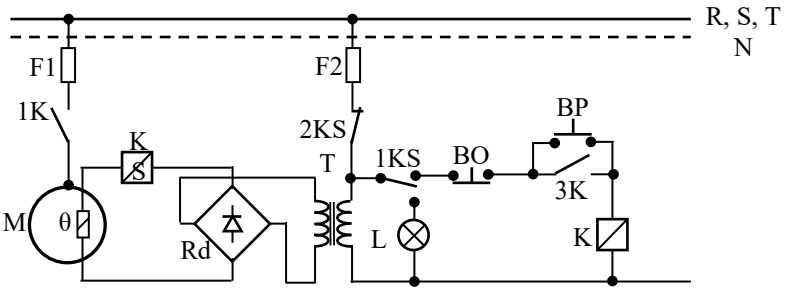


Fig. 10.12. Schema de principiu a protecției motoarelor realizată cu termistor.

La pornire, motorul este alimentat prin contactele 1K ale contactorului K, care este excitat prin contactul 2KS și contactul basculant 1KS ale releului KS (contacte NI, KS neexcitat), butonul de oprire BO, butonul de pornire BP (apăsat) sau contactul de automenținere 3K.

Termistorul θ, înseriat cu un releu sensibil, KS, este alimentat printr-un redresor Rd. La atingerea temperaturii maxime admisibile, egală cu temperatura critică a termistorului, căderea de tensiune pe bobina releului KS depășește valoarea de acționare, iar releul declanșează și întrerupe circuitul de alimentare a bobinei contactorului K (contactul NI, 2KS). Întrerupe inclusiv alimentarea redresorului Rd astfel încât contactul basculant 1KS semnalizează prin lampa L (care va pâlpâi) funcționarea și revine la starea inițială.

După ce motorul s-a răcit cu circa 10° C, prin apăsarea butonului BP, acesta se poate conecta din nou la rețea, după ce, în prealabil, s-au înlăturat cauzele care au dus la supraîncărcarea motorului.

10.2.5. Protecția împotriva punerilor la pământ monofazate

În figura 10.13 este prezentată schema unei rețele de MT cu neutrul izolat.

Rețeaua, alimentată prin transformatorul T_1 (IT/MT, Y0d), conține trei circuite (liniile electrice L_1, L_2, L_3) prin care sunt alimentate în MT motoarele M1, M2 și postul de transformare PT.

Circulația curenților, în cazul unui defect monofazat pe faza R a circuitului L_2 la bornele motorului M_2, este prezentată în figura 10.13, în timp ce în figura 10.14 se prezintă diagrama fazorială a principalelor mărimi electrice ce caracterizează defectul monofazat (C_0 este capacitatea de serviciu a liniei pe kilometru, iar ℓ - lungimea liniei în kilometri).

Din analiza reprezentărilor din figurile 10.13 și 10.14 rezultă că protecția împotriva punerii monofazate la pământ poate fi realizată ca o protecție maximală de curent de secvență zero (homopolară) ca în figura 10.15, și/sau printr-o protecție direcțională bazată pe constatarea că defazajul între tensiunea de referință ($3\underline{U}_0 = -3\underline{U}_R$) și curentul de dezechilibru primar de defect

[3] Denumirea de „termistor" provine din combinarea unor termeni în limba engleză "**therm**ally sensitive res**istor**" (rezistență sensibilă termic). Termistorul NTC (Negative Temperature Coefficient, coeficient negativ de temperatură) este un dispozitiv semiconductor la care, spre deosebire de metale, rezistența scade exponențial cu creșterea temperaturii lor:

$$R(T)=R(T_0)\cdot\exp\left[\frac{B(T_0-T)}{T_0\cdot T}\right],$$

unde:
- T este temperatura în K;
- R(T) - rezistența la temperatura T, în Ω;
- $R(T_0)$ - rezistența la temperatura de referință T_0 [K], în Ω;
- B - constantă ce depinde de materialul semiconductor, măsurată în K.

($\underline{I}^{d}_{dezp}$) are caracter inductiv, în timp ce față de curentul de dezechilibru primar pe plecările sănătoase ($\underline{I}^{s}_{dezp}$) are caracter capacitiv (Fig. 10.13).

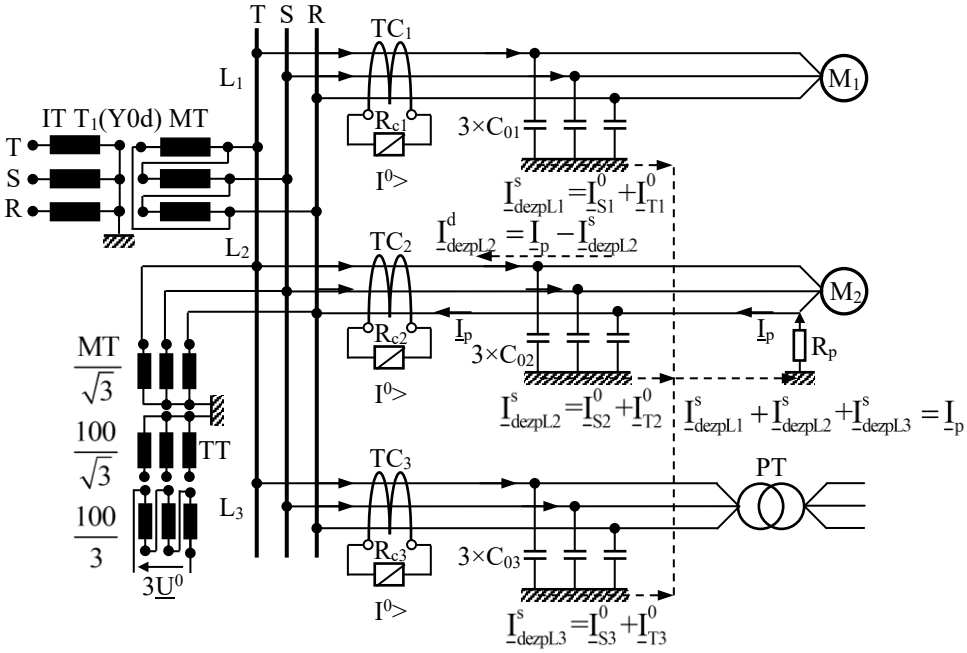


Fig. 10.13. Rețea electrică de MT cu neutrul izolat, cu defect monofazat pe faza R la motorul M_2; schema electrică de principiu.

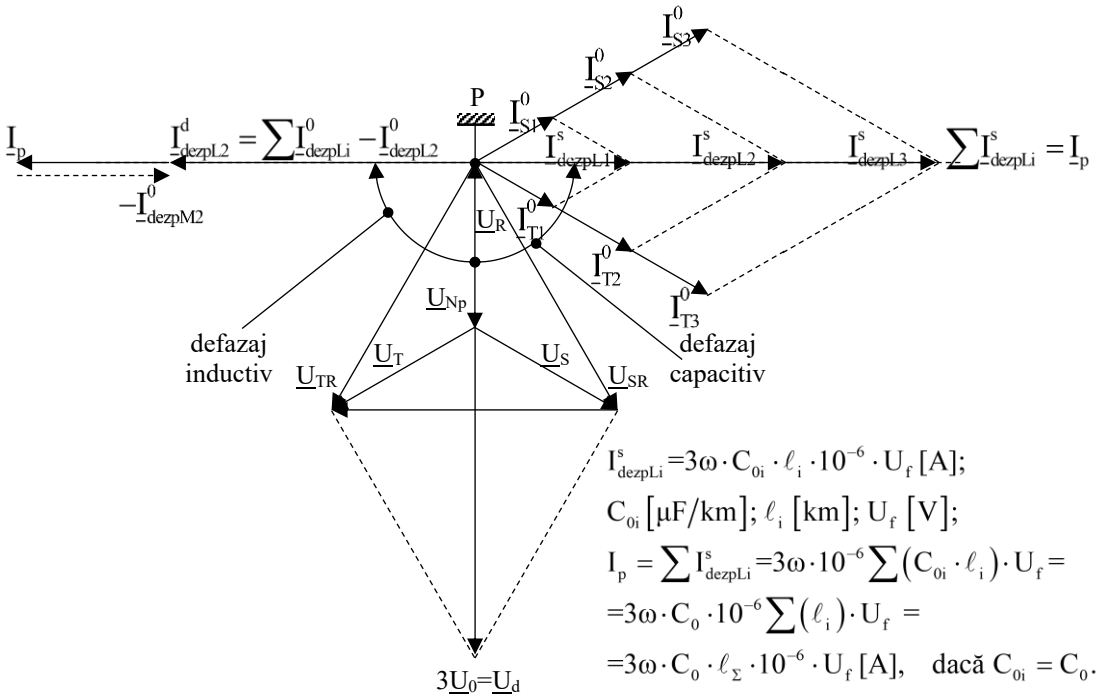


Fig. 10.14. Diagrama fazorială a principalelor mărimi electrice ce caracterizează defectul monofazat simulat în Fig. 10.13.

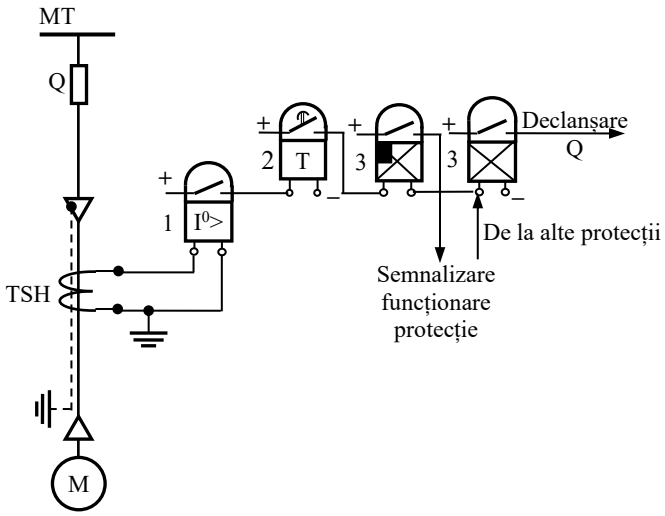


Fig. 10.15. Schema protecţiei maximale de curent de secvenţă zero (homopolară).

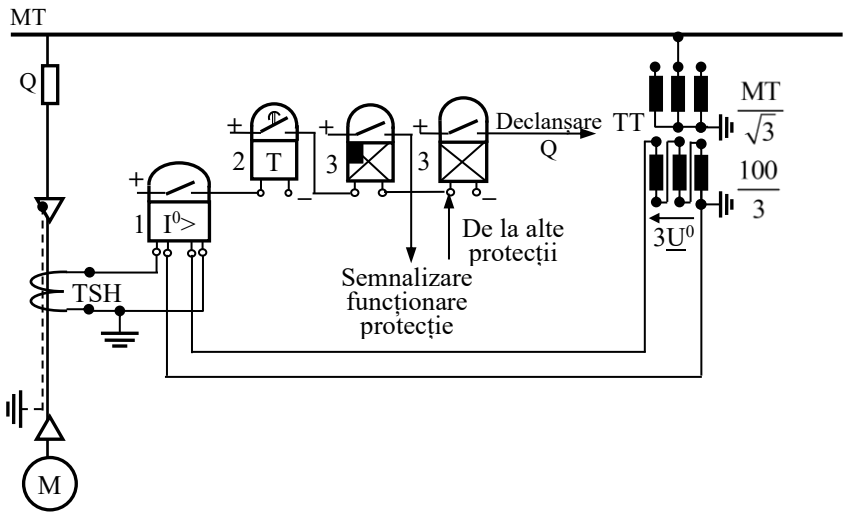


Fig. 10.16. Schema protecţiei direcţionale împotriva punerilor la pământ monofazate.

BIBLIOGRAFIE

[1]. Peter, D.C., Tîrnovan, R.A., Barz, C. *Instalații electrice*. Editura U.T. PRESS, Cluj-Napoca, 2017.

[2]. *Standard de performanță pentru serviciile de distribuție a energiei electrice*. Monitorul oficial al României, Partea I, Nr.291/18.IV.2016, Acte ale autorității naționale de reglementare în domeniul energiei.

[3]. Ghid de Aplicare - Calitatea Energiei Electrice, 5.1 Goluri de tensiune. Introducere, David Chapman Copper Development Association, Martie 2001 (Versiunea 0b Noiembrie 2001), European Copper Institute și Societatea Inginerilor Energeticieni din România, 2004.

[4]. http://www.creeaza.com/tehnologie/electronica-electricitate/Protectiile-clasice-ale-motoar486.php, accesat iunie 2025.