

OPTIMIZAREA REGIMULUI DE FUNCTIONARE A RETELELOR DE MEDIE TENSIUNE AVÂND NEUTRUL TRATAT CU BOBINA DE COMPENSARE

Teză destinată obținerii
titlului științific de doctor inginer
la
Universitatea „POLITEHNICA” din Timișoara
în domeniul INGINERIE ELECTRICĂ
de către

Ing. Ion Petru Rușeț

Conducător științific: Prof.univ.dr.doc.ing. Constantin ȘORA
Referenți științifici: Prof.univ.dr.ing. Constantin BULAC
Prof.univ.dr.ing. Calin MUNTEANU
Prof.univ.dr.ing. Dumitru TOADER

Data susținerii tezei : 26 ianuarie 2012

Seriile Teze de doctorat ale UPT sunt:

- | | |
|---|--|
| 1. Automatică | 8. Inginerie Industrială |
| 2. Chimie | 9. Inginerie Mecanică |
| 3. Energetică | 10. Știința Calculatoarelor |
| 4. Ingineria Chimică | 11. Știința și Ingineria Materialelor |
| 5. Inginerie Civilă | 12. Ingineria sistemelor |
| 6. Inginerie Electrică | 13. Inginerie energetică |
| 7. Inginerie Electronică și Telecomunicații | 14. Calculatoare și tehnologia informației |

Universitatea „Politehnica” din Timișoara a inițiat seriile de mai sus în scopul diseminării expertizei, cunoștințelor și rezultatelor cercetărilor întreprinse în cadrul școlii doctorale a universității. Seriile conțin, potrivit H.B.Ex.S Nr. 14 / 14.07.2006, tezele de doctorat susținute în universitate începând cu 1 octombrie 2006.

Copyright © Editura Politehnica – Timișoara, 2011

Această publicație este supusă prevederilor legii dreptului de autor. Multiplicarea acestei publicații, în mod integral sau în parte, traducerea, tipărirea, reutilizarea ilustrațiilor, expunerea, radiodifuzarea, reproducerea pe microfilme sau în orice altă formă este permisă numai cu respectarea prevederilor Legii române a dreptului de autor în vigoare și permisiunea pentru utilizare obținută în scris din partea Universității „Politehnica” din Timișoara. Toate încălcările acestor drepturi vor fi penalizate potrivit Legii române a drepturilor de autor.

România, 300159 Timișoara, Bd. Republicii 9,
tel. 0256 403823, fax. 0256 403221
e-mail: editura@edipol.upt.ro

PREFAȚA

Această teză este rodul activității autorului pe o perioadă de mai mulți ani, sub îndrumarea atentă, continuă și generoasă a conducătorului științific, Prof.dr.doc.ing. Constantin Șora, căruia îi adresez și pe această cale cele mai respectuase și calde mulțumiri, atât pentru nivelul științific deosebit impus pentru realizarea tuturor etapelor în vederea finalizării tezei precum și pentru susținerea care mi-a acordat-o în fiecare moment, cu deosebită caldura.

Lucrarea reprezintă o sinteză a rezultatelor de cercetare și a activității de exploatare a rețelelor de distribuție pe care autorul a avut-o în perioada octombrie 2004 – decembrie 2011, în cadrul studiilor doctorale fără frecvență desfășurate în domeniul INGINERIE ELECTRICA la Universitatea „POLITEHNICA” din Timișoara.

Am avut ocazia și șansa ca în acești ani, precum și în anii de început a activității de inginer în cadrul RENEL, să fiu implicat în exploatarea rețelelor de medie tensiune având neutrul tratat cu bobina de stingere, fapt care a condus la identificarea mai multor probleme pe care acest tip de rețea le ridică în exploatare. Din acest motiv, activând în cadrul colectivului de cercetare în domeniul rețelelor electrice, de la RENEL Laboratorul de protecții și automatizări din DEVA, sub îndrumarea Prof.dr.doc.ing. Constantin ȘORA, am căutat soluții de rezolvare a problemelor de exploatare care odata cu dezvoltarea rețelelor de medie tensiune au devenit tot mai importante. Toate aceste preocupări avute au condus la realizări practice și soluții de exploatare care au fost implementate în mai multe zone din Sistemul energetic național.

Pentru sprijinul acordat în vederea finalizării tezei, doresc să adresez mulțumiri călduroase conducerii facultății de Electrotehnica și Electroenergetica și membrilor colectivului departamentului Bazele Fizice ale Ingineriei din cadrul Universității „Politehnica” din Timișoara.

Mulumesc, de asemenea, cadrelor didactice din Facultatea de Electrotehnica a politehnicii timișorene pentru contribuția esențială avută în formarea și dezvoltarea mea profesională. În mod deosebit adresez calde mulțumiri și îmi exprim gratitudinea față de Prof.Dr.ing. Dumitru RADU și Prof.dr.ing. Stefan HARAGUS din departamentului Bazele fizice ale ingineriei, care m-au încurajat continuu și m-au ajutat permanent.

Se cuvine, de asemenea, să aduc un pios omagiu celui care a fost șeful catedrei de Electrotehnică la începutul activității mele doctorale, eminent dascăl și om adevărat, prof.univ.dr.ing. Dumitru DABA.

În toți acești ani, am avut o colaborare deosebit de fructuoasă cu colegii mei, Ioan Dorin Hațegan și Ioan Diaconu, materializată și prin numeroase lucrări realizate și publicate împreună. În momentele de cumpană am fost sprijinit de colaboratorii mei apropiați dintre care menționez în mod deosebit pe ing. Mircea Hisu, dr.ing. Nicolae Pinte, ing. Marius Oltean, ing. Emil Stanciu și ing. Raul Popa.

Aduc un pios omagiu inginerului Vladimir HRISTEA, un profesionist de înaltă clasă, care ma sprijinit necondționat în realizarea tezei de doctorat.

Doresc să mulțumesc, pentru sprijinul acordat pe parcursul multor ani de frământări și muncă asiduă, colegilor de la ELECTRICA, TRANSELECTRICA și SMART care au avut o contribuție importantă în realizarea determinărilor experimentale în rețeaua reală de medie tensiune, și de asemenea, directorului și mentorului meu domnului dr.ing. Ioan Dorin Hațegan.

Mulumesc, în mod deosebit, și pe această cale membrilor comisiei de analiză a tezei de doctorat, prof.univ.dr.ing. Constantin BULAC (Universitatea Politehnica din București), prof.univ.dr.ing. Călin MUNTEANU (Universitatea Tehnică

din Cluj-Napoca), prof.univ.dr.ing. Dumitru TOADER (Universitatea „Politehnica” din Timișoara) pentru atenția cu care au citit teza de doctorat, pentru criticile, indicațiile și sfaturile primite.

Nu în ultimul rând vreau să adresez mulțumiri familiei mele: părinților mei, soției mele și fiicei mele pentru înțelegerea și susținerea care mi-au acordat-o în toți acești ani.

Timisoara, ianuarie 2012

Ion Petru Rușeț

Sotiei și ficei mele,

Rușeț, Ion Petru

Optimizarea regimului de funcționare a rețelelor de medie tensiune având neutrul tratat cu bobina de compensare

Teze de doctorat ale UPT, Seria 6, Nr. 25, Editura Politehnica, 2012, 194 pagini, 80 figuri, 7 tabele.

ISSN: 1842-7022

ISBN: 978-606-554-434-5

Cuvinte cheie: circuite electrice, analiza defectelor, componente simetrice, tratarea neutrilor rețelelor electrice, rețele electrice de medie tensiune

Rezumat,

Teza prezintă modul în care regimurile de funcționare a unei rețele electrice de medie tensiune având neutrul tratat prin bobină de stingere influențează solicitarea izolației acesteia pe durata unui defect de tipul simplă sau dublă punere la pământ, respectiv posibilitatea detectării selective a acestor tipuri de defecțe. Rezultatele analitice obținute utilizând modele matematice acceptate în literatura de specialitate au fost comparate cu cele determinate experimental în rețele electrice de medie tensiune reale. În lucrare s-au introdus următorii coeficienți de reducere funcție de valoarea rezistenței de trecere la locul de defect: al tensiunii de secvență zero aferentă barelor de medie tensiune din stația de transformare; al curenților capacitivi aferenți liniilor fără defect; al curentului bobinei de stingere; al curentului de defect. Se analizează dependența acestor coeficienți, în cazul unui defect de tipul simplă punere la pământ, considerându-se variabilă valoarea rezistenței de trecere la locul de defect și ca parametru regimul de funcționare al rețelei de medie tensiune. S-a analizat influența stării izolației rețelei supra valorii și argumentului impedanței de secvență zero, văzută de la locul de defect, considerându-se ca variabilă reactanța bobinei de stingere, pentru a stabili mărimea cea mai eficientă din punct de vedere al detectării selective a defectului de tipul simplă punere la pământ. De asemenea, se prezintă o schema unei instalații automate pentru reglajul bobinei de stingere.

CUPRINS

1. INTRODUCERE.....	12
2. CONSIDERAȚII PRIVIND TRATAREA NEUTRULUI ÎN REȚELE ELECTRICE DE MEDIE TENSIUNE.....	14
2.1. Definiții și fenomene de bază.....	14
2.2. Potențialul neutrului rețelei în raport cu pământul	16
2.3. Calculul curentului de scurtcircuit monofazat	18
2.4. Considerații privind alegerea metodei de tratare a neutrului.....	23
2.5. Rețele electrice de medie tensiune cu neutrul izolat	25
2.5.1. Aspecte teoretice	25
2.5.2. Aspecte practice ale metodei și protecțiile aferente	28
2.6. Rețele electrice de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobină de compensare Petersen(bobina de stingere)	29
2.7. Rețele electrice de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor	32
2.8. Soluții mixte	38
2.8.1. Rețele electrice de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor și întreruptor sunt	38
2.8.2. Rețele electrice de medie tensiune având neutrul tratat cu bobină de compensare și ansamblu de compensare cu rezistor.....	39
2.8.3. Rețele electrice de medie tensiune având neutrul tratat prin bobină de compensare și cu bobina de punct neutru	42
2.9. Stadiul problemei tratării neutrului în rețelele electrice de medie tensiune în țară și în străinătate	44
2.9.1. Stadiul tratării neutrului în România	44
2.9.2. Stadiul problemei pe plan mondial.....	45
2.10 Bibliografie Capitolul 2.....	51
3. ANALIZA SIMPLELOR PUNERI LA PĂMÂNT	53
3.1. Modelul matematic	53
3.2. Rețeaua cu neutrul tratat prin bobină de compensare	59
3.3. Concluzii	84
3.4 Bibliografie Capitolul 2	87
4. CALCULUL CURENȚILOR DE DEFECT ÎN CAZUL UNEI DUBLE PUNERI LA PĂMÂNT ÎNTR-O REȚEA DE MEDIE TENSIUNE	91
4.1. Modelul matematic al unei nesimetrii.....	91
4.2. Modelul matematic pentru nesimetrii multiple.....	98
4.3. Modelul matematic al unei duble puneri la pământ	98
4.4. Rezultate numerice.....	101
4.5 Concluzii	109
4.6. Bibliografi Capitolul 4	110
5. DETERMINĂRI EXPERIMENTALE ÎN REȚEAUA REALĂ DE MEDIE TENSIUNE ...	113
5.1. Considerații generale	113
5.2. Programatorul de probe.....	113
5.3. Probe de tipul simplă punere la pământ în stația Peștiș	115
5.4. Probe de simplă punere la pământ în stația Calan Strei	123

5.5. Bibliografie Capitolul 5	131
6. SISTEM DE REGLAJ AUTOMAT AL BOBINEI DE STINGERE DIN REțeleLE DE MEDIE TENSIUNE.....	133
6.1.Regimuri de functionare ale bobinei de stingere	133
6.2.Reglajul automat al bobinei de stingere. Principii. Abordarea clasică.....	133
6.3. Bobină de stingere cu magnetizare complementară in curent continuu	138
6.4. Bibliografie Capitol 6	141
7. CONCLUZII GENERALE SI CONTRIBUTII PERSONALE	143
7.1. Concluzii generale	143
7.2. Contribuții personale.....	147
ANEXA 1.....	149
ANEXA 2.....	161
ANEXA 3.....	176
ANEXA 4.....	182
Lucrări publicate	190

Lista de tabele

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
1.	Tabelul 2.1.	Rezistoare de limitare pentru rețelele de medie tensiune.
2.	Tabelul 2.2.	Valorile maxime ale factorului de supratensiune [u.r.].
3.	Tabelul 2.3.	Metode de tratare a neutrului.
4.	Tabelul 5.1.	Situatie sintetica a rezultatelor obtinute.
5.	Tabelul 5.2.	Rezultate experimentale si teoretice in cazul retelei functionand la rezonanta.
6.	Tabelul 5.3.	Rezultate experimentale si teoretice pentru rețeaua functionand in regim de subcompensare 15%.
7.	Tabelul 5.4.	Rezultate experimentale si teoretice cand rețeaua functioneaza in regim de supracompensare 15%.

Lista de figuri

Nr. crt.	Numărul figurii	Lista de figuri
1.	Fig. 2.1.	Definirea neutrului N pentru o rețea trifazată.
2.	Fig. 2.2.	Situații relative ale neutrului rețelelor electrice față de pământ: a. rețea cu neutrul izolat; b. rețea cu neutrul legat; c. rețea cu neutrul tratat prin sistem rezonant.
3.	Fig. 2.3.	Rețea simetrică cu neutrul tratat funcționând în regim normal: a. evidențierea admitanțelor liniei față de pământ; b. diagrama fazorială a tensiunilor fazelor față de neutrul.
4.	Fig. 2.4.	Rețea trifazată cu punere la pământ monofazată: schema electrică.
5.	Fig. 2.5.	Determinarea curentului de defect monofazat I_F : descompunerea rețelei reale într-o rețea activă și o rețea pasivă.
6.	Fig. 2.6	Schema de principiu utilizată pentru calculul curentului de defect folosind metoda componentelor simetrice: a. Reprezentarea defectului; b. Conectarea rețelelor de secvență.
7.	Fig. 2.7	Schema de calculul a curentului de defect monofazat, într-o rețea de medie tensiune.
8.	Fig. 2.8.	Schema echivalentă pentru calculul curentului de punere la pământ monofazat.
9.	Fig. 2.9.	Rețea cu neutrul izolat.
10.	Fig. 2.10.	Diagrama fazorială a tensiunilor rețelei din figura 2.9.
11.	Fig. 2.11.	Situația curenților capacitivi înainte(a) și după punerea la pământ a fazei c(b), obținerea curentului capacitiv de punere la pământ(c).
12.	Fig. 2.12.	Schema de principiu a unei rețele electrice cu neutrul izolat.
13.	Fig. 2.13.	Soluții de legare la neutrul rețelelor electrice de MT a BC.
14.	Fig. 2.14.	Variația potențialului neutrului în funcție de modificarea curentului de scurtcircuit monofazat în cazul tratării neutrului prin rezistor.
15.	Fig. 2.15.	Soluții de legare la neutrul rețelelor electrice de MT cu Rezistor
16.	Fig. 2.16.	Schema de principiu a unei rețele de medie tensiune având neutrul tratat prin rezistor și întreruptor șunt.
17.	Fig. 2.17.	Schema de principiu a unei rețele de medie tensiune având neutrul tratat prin bobina de compensare în paralel cu rezistorul sau printr-o infasurare speciala inseriata cu rezistorul.
18.	Fig. 2.18.	Schema de principiu a unei rețele de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobină de compensare în paralel cu bobina de punct neutrul.
19.	Fig. 2.19.	Metode diferite de tratare a neutrului.
20.	Fig. 3.1.	Explicativă privind calculul unei simple puneri la pământ
21.	Fig. 3.2.	Schema monofilară a rețelei în care s-a produs punerea la pământ
22.	Fig. 3.3.	Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 23A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 0 Km.
23.	Fig. 3.4.	Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 23A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 10km
24.	Fig. 3.5.	Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 23A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 30km.
25.	Fig. 3.6.	Dependenta argumentului impedantei de secventa zero a grupului

		TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.
26.	Fig. 3.7.	Dependenta valorii impedanței de secvența zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.
27.	Fig. 3.8.	Dependenta coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 46A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 0 km.
28.	Fig. 3.9.	Dependenta coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 46A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 10km.
29.	Fig. 3.10.	Dependenta coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 46A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 30km.
30.	Fig. 3.11.	Dependenta argumentului impedanței de secvența zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.
31.	Fig. 3.12.	Dependenta valorii impedanței de secvența zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.
32.	Fig. 3.13.	Dependenta coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 60A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 0km.
33.	Fig. 3.14.	Dependenta coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 60A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 10km.
34.	Fig. 3.15.	Dependenta coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 60A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 30km.
35.	Fig. 3.16.	Dependenta argumentului impedanței de secvența zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.
36.	Fig. 3.17.	Dependenta valorii impedanței de secvența zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.
37.	Fig. 3.18.	Dependenta coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 100A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 0km.
38.	Fig. 3.19.	Dependenta coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 100A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 10km.
39.	Fig. 3.20.	Dependenta coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 100A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 30km.
40.	Fig. 3.21.	Dependenta argumentului impedanței de secvența zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.
41.	Fig. 3.22.	Dependenta valorii impedanței de secvența zero a grupului TSI+BS +

- capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.
42. Fig. 3.23. Dependența coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 120A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 0km.
43. Fig. 3.24. Dependența coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 120A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 10km.
44. Fig. 3.25. Dependența coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 120A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 30km.
45. Fig. 3.26. Dependența argumentului impedanței de secvență zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.
46. Fig.3.27. Dependența valorii impedanței de secvență zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.
47. Fig.3.28. Dependența coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 150A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 0km.
48. Fig. 3.29. Dependența coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 150A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 10km.
49. Fig.3.30. Dependența coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 150A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 30km.
50. Fig.3.31. Dependența argumentului impedanței de secvență zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.
51. Fig. 3.32. Dependența valorii impedanței de secvență zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.
52. Fig. 4.1. Schemă simplificată de calcul a unei nesimetrii.
53. Fig. 4.2. Explicativă privind calculul unei simetrii multiple.
54. Fig. 4.3. Explicativă privind calculul nesimetrii multiple de tipul dublă punere la pământ.
55. Fig. 4.4. Schema rețelei de medie tensiune în care se produce defectul de tipul dublă punere la pământ.
56. Fig. 4.5. Dependența curentului de secvență zero de la locul de defect A funcție de rezistența de trecere R_{p2} .
57. Fig. 4.6. Dependența curentului de secvență zero de la locul de defect B funcție de rezistența de trecere R_{p2} .
58. Fig. 4.7. Dependența tensiunii de secvență zero a barelor de medie tensiune din secundarul filtrului homopolar funcție de rezistența de trecere R_{p2} .
59. Fig. 4.8. Dependența curentului de secvență zero de la locul de defect A funcție de rezistența de trecere R_{p2} .
60. Fig. 4.9. Dependența curentului de secvență zero de la locul de defect B funcție de rezistența de trecere R_{p2} .
61. Fig. 4.10. Dependența tensiunii de secvență zero a barelor de medie tensiune din secundarul filtrului homopolar funcție de rezistența R_{p2} .

-
- | | | |
|-----|-------------|---|
| 62. | Fig. 4.11. | Dependența curentului de secvență zero de la locul de defect A funcție de rezistența de trecere R_{p2} |
| 63. | Fig. 4.12. | Dependența curentului de secvență zero de la locul de defect A funcție de rezistența de trecere R_{p2} |
| 64. | Fig. 4.13. | Dependența tensiunii de secvență zero a barelor de medie tensiune din secundarul filtrului homopolar funcție de rezistența R_{p2} |
| 65. | Fig. 4.14. | Dependenta curentului de secventa zero la locul de defect A functie de $R_{p2} = R_{p1}$ |
| 66. | Fig. 4.15. | Dependenta tensiunii de secvență zero a barelor de medie tensiune din stația de transformare atunci când $R_{p2} = R_{p1}$ |
| 67. | Fig. 5.1. | Schema programatorului. |
| 68. | Fig. 5.2. | Schema electrică pe perioada probelor în stația Peștiș 220/110/6 kV |
| 69. | Fig. 5.3. | Caracteristicile curent-tensiune si reactanta acesteia in diverse regimuri de functionare |
| 70. | Fig.5.4. | Schema stației Călan Strei pe perioada probelor |
| 71. | Fig.5.5. | Schema de inregistrare pe perioada probelor |
| 72. | Fig.5.6. | Schema rețelei de medie tensiune in sectorul experimental |
| 73. | Fig. 6.1. | Variația tensiunii bobinei de stingere funcție de reactanța |
| 74. | Fig. 6.2a1. | Situația 1. Starea/regimul initial: subcompensat, Pas 1 |
| 75. | Fig. 6.2a2. | Situația 1. Starea/regimul initial: subcompensat, Pas 2 |
| 76. | Fig. 6.2a3. | Situația 1. Starea/regimul initial: subcompensat, Pas 3 |
| 77. | Fig. 6.2b. | Rețeaua se găsește în regim e supracompensare și se modifică gradul de supracompensare. |
| 78. | Fig. 6.3. | Schema blocului digital de reglaj automat al bobinei. |
| 79. | Fig. 6.4. | Schema de principiu a bobinei echipată cu înfășurare suplimentară de magnetizare în curent continuu. |
| 80. | Fig. 6.5. | Schema blocului digital de reglaj automat al bobinei pentru bobina cu înfășurare suplimentară. |

1. INTRODUCERE

Ansamblul instalațiilor electrice de producere, transport, distribuție și utilizare a energiei electrice, interconectate într-un anumit mod și având un regim comun și continuu de producere și consum de energie electrică, alcătuiesc un sistem electroenergetic. Sistemele electroenergetice de producere, transport și distribuție a energiei electrice, trebuie să fie fiabile și să asigure continuitatea în alimentarea cu energie electrică a diferiților consumatori, ceea ce de fapt înseamnă o calitate superioară a energiei furnizate. Protejarea mediului înconjurător, ființelor umane și instalațiilor este de neconceput fără realizarea unor sisteme de protecție și automatizare sigure și fiabile. Devine evident că eforturile îndreptate în direcția modernizării, creșterii performanțelor echipamentelor de protecție și automatizare sunt de reală actualitate și importanță atât pentru furnizorul de energie cât și pentru consumatorul acesteia. Preocupările furnizorilor de energie electrică sunt: reducerea duratei și a numărului întreruperilor; restabilirea rapidă a alimentării consumatorilor; reducerea pierderilor de energie; modernizarea durabilă a rețelelor electrice cu costuri cât mai reduse; comanda la distanță a echipamentelor de comutație; realizarea de protecții și automatizări cât mai sensibile și mai selective.

Teza de doctorat elaborată se încadrează în domeniul mai larg al protecției și automatizării rețelelor electrice și al realizării unor soluții pentru echipamentele de automatizare performante și sigure și se referă la rețele de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobina de compensare.

Motivația acestei teze constă într-o necesitate reală de a rezolva cazuri practice apărute în activitatea de exploatare a rețelelor electrice de medie tensiune. În cadrul lucrării autorul se referă la evenimente de tipul celor care duc la defectarea receptoarelor electrice ale abonaților, respectiv crează pericol de electrocutare.

Rețelele de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobină de compensare alimentează de regulă consumatori la care întreruperea alimentării cu energie electrică trebuie evitată. În România se poate aprecia că aceste rețele reprezintă aproximativ 75 % din totalul de rețele de medie tensiune. Conform normativelor în vigoare la noi în țară rețelele de medie tensiune pot funcționa cu neutrul tratat prin bobina de compensare numai dacă curentul de punere la pământ, în caz de scurtcircuit, depășește 10 A. Particularitățile specifice fiecărui mod de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune, inclusiv al rețelelor cu neutrul tratat prin bobină de compensare, sunt analizate pe larg în literatura de specialitate.

Principalul obiectiv urmărit în lucrare este conceperea și realizarea unui echipament numeric performant de automatizare a reglajului pentru bobina de compensare. Masuratorile pentru conceperea echipamentului de automatizare ie conceput de autor s-au făcut în , în stația 220/110/6 kV Peștiș și în stația de 110/20 kV Calan Strei. În lucrare sunt prezentate principalele probleme pe care le-a pus conceperea acestui echipament de automatizare , precum și cele mai importante rezultate obținute. S-au avut în vedere și unele particularități ale rețelelor electrice din România, ca de exemplu starea actuală a izolației acestora , lungimea liniilor și configurația rețelelor.

Într-o primă parte a tezei de doctorat se analizează diferite aspecte teoretice și de calcul în legătură cu tematica lucrării. Astfel, se prezintă principalele caracteristici ale modurilor de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune insistându-se pe rețelele cu neutrul tratat prin bobină de compensare din punct de vedere al tensiunilor, al simplei și dublei puneri la pământ.

În ceea ce privește concepția echipamentului de automatizare, s-a ținut seama și de anumite cerințe tehnice de specialitate în domeniu, cum sunt: tehnologiile digitale aceasta conducând la posibilitatea introducerii microprocesoarelor în echipamentele de automatizare din sistemul energetic. Aceste echipamente de automatizare bazate pe microprocesoare sunt preferate datorită posibilităților de implementare și a altor funcții de protecție în cadrul aceluiași echipament. De asemenea crește siguranța în funcționare a sistemului prin funcțiile de autocontrol incluse în structura automatizării.

Pentru a evidenția mai bine problemele abordate în teza de doctorat se face o scurtă trecere în revistă a conținutului capitolelor din lucrare. Astfel, în capitolul întâi se prezintă considerații privind tratarea neutrilor în rețele electrice pe plan mondial . În capitolul al doilea se prezintă moduri de tratare a neutrilor în rețele electrice de medie tensiune insistându-se pe tratarea cu bobină de stingere. În capitolul al treilea se analizează simplele puneri la pământ în rețele cu neutru tratat prin bobină de stingere. Rezultatele măsurărilor privind simpla punere la pământ sunt prezentate în Anexele 1,2,3. În capitolul patru se analizează dubla punere la pământ în rețele cu neutru tratat prin bobină de stingere. În capitolul cinci se prezintă rezultatele determinărilor în rețeaua reală de medie tensiune. În capitolul șase se prezintă concepția sistemului automat de reglare a bobinei de stingere. În capitolul șapte se prezintă concluziile și contribuțiile personale ale autorului.

2. CONSIDERAȚII PRIVIND TRATAREA NEUTRULUI ÎN REȚELE ELECTRICE

2.1. Definiții și fenomene de baza

Problema regimului neutrului rețelelor electrice constituie una din cele mai vechi preocupări ale energeticienilor și ea se datorează efectelor pe care le produce legătura accidentală dintre o fază și pământ. Prin tratarea neutrului se urmărește ca în cazul punerii la pământ a unei faze să se asigure lichidarea rapidă și sigură a arcului electric ce ia naștere în aceste cazuri, pentru a evita deconectarea rețelei sau transformarea incidentului într-o avarie (scurtcircuit între două sau trei faze și pământ). Prin urmare tratarea neutrului rețelelor electrice constituie unul din factorii care condiționează siguranța în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor [10].

Neutrul electric al unui sistem trifazat echilibrat de succesiune pozitivă sau negativă corespunde centrului de greutate al triunghiului echilateral alcătuit de tensiunile dintre fazele rețelei (\underline{U}_{ab} , \underline{U}_{bc} , \underline{U}_{ca}) (fig 2.1). Într-o rețea electrică alimentată prin secundarul unui transformator cu conexiunea triunghi, de exemplu, acest neutru există și definește cele trei tensiuni de fază reprezentate prin fazorii \underline{V}_a , \underline{V}_b , \underline{V}_c .

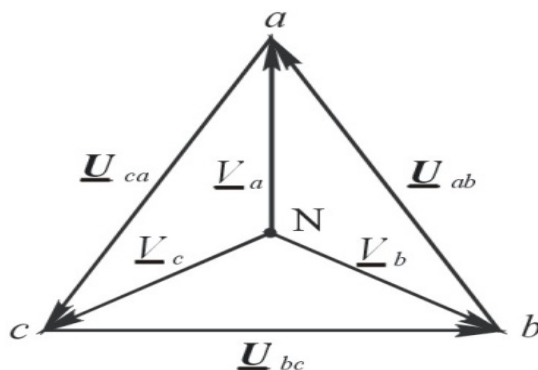


Fig. 2.1. Definierea neutrului N pentru o rețea trifazată.

Neutrul fizic este reprezentat prin punctul comun de conectare al înfășurărilor unui generator conectate în stea sau ale secundarului unui transformator legat în stea sau în zigzag. Acest neutru poate fi scos la borne sau nu, poate fi distribuit sau nu. Când este distribuit de el se leagă un conductor neutru.

Termenul de "tratare a neutrului" semnifică de fapt o situație mai generală și are în vedere situația neutrului și în cazul când între acesta și pământ nu se interpune nici o impedanță fizică.

Din punct de vedere a situației relative a neutrului față de pământ, recomandările Comisiei Electrotehnice Internaționale (CEI) prevăd următoarele tipuri de rețele (fig. 2.2):

- rețele cu neutrul izolat;
- rețele cu neutrul legat la pământ rigid (efectiv), prin rezistență sau prin reactanță;
- rețele cu neutrul tratat prin sistem rezonant (bobină de compensare).

La acestea s-ar putea adăuga firește și soluția hibridă (tratate prin bobină de compensare în regim normal și în primele momente ale punerii la pământ și apoi prin rezistență în paralel cu bobina, când defectul persistă).

Alegerea modului de tratare (legare) a neutrului transformatoarelor din rețelele electrice de diferite tensiuni, care alcătuiesc sistemul electroenergetic, constituie una din problemele de proiectare cele mai importante, pe de o parte datorită numărului mare de parametri care trebuie luați în considerare și pe de altă parte în special, datorită dificultății de obținere a unei formulări tehnico-economice corecte, care să poată îngloba întreaga serie de factori antagoniști ce trebuie luați în considerare.

Se menționează că nu întotdeauna neutrul rețelei este accesibil. În aceste cazuri se creează un "neutru artificial" folosind transformatorul Bauch, bobina specială pentru tratarea neutrului (BPN) sau înfășurarea primară a unui transformator de servicii proprii (TSP).

Într-o rețea electrică primul fenomen ce apare la punerea la pământ a unei faze este străpungerea (sau conturnarea) izolației față de pământ, fenomen independent de modul de tratare a neutrului. În continuare, fenomenele sunt dependente de tratarea neutrului și ele afectează mărimea potențialului neutrului rețelei în raport cu pământul, valoarea curentului de defect la pământ și a tensiunilor fazei defecte respectiv a fazelor sănătoase, durata de menținere a arcului electric prin care s-a realizat punerea la pământ, condițiile de revenire la regimul normal de funcționare etc. [10].

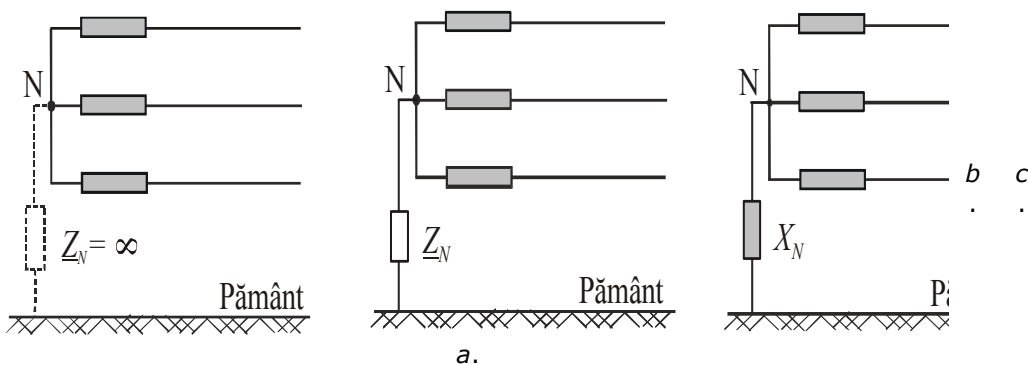


Fig. 2.2. Situații relative ale neutrului rețelelor electrice față de pământ:
 a. rețea cu neutrul izolat; b. rețea cu neutrul legat; c. rețea cu neutrul tratat prin sistem rezonant.

Independent de modul de tratare a neutrului, un fenomen foarte important în rețelele electrice care poate să ducă la întreruperea în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor constă în punerea la pământ a unei faze, provocată de regulă de conturnarea izolației liniei datorată supratensiunilor atmosferice sau interne. Alte fenomene sunt dependente de tratarea neutrului și ele afectează

mărima potențialului neutrului în raport cu pământul, valoarea curentului de defect la pământ și a tensiunilor fazelor defecte respectiv fazelor sănătoase, durata de menținere a arcului electric prin care s-a realizat punerea la pământ, condițiile de revenire la regimul normal de funcționare. În acest sens, modul de tratare a neutrului trebuie să asigure lichidarea rapidă și sigură a arcului de punere la pământ ce ia naștere în aceste cazuri, pentru a evita deconectarea liniei sau transformarea incidentului într-o avarie.

Totodată, este necesar ca, la punerea la pământ a unei faze, curentul de scurtcircuit monofazat ce apare să fie mai mic decât cel trifazat.

Tratarea neutrului a fost o problemă mult discutată în evoluția și dezvoltarea rețelelor electrice datorită numeroșilor factori ce trebuie luați în considerare la aplicarea uneia din soluții, precum și a implicațiilor pe care le atrage după sine adoptarea acesteia. Dintre factorii ce trebuie luați în considerare din punct de vedere al rețelei se pot menționa:

- mărimea curentului de defect;
- mărimea supratensiunilor;
- caracteristicile tehnico-economice ale dispozitivului de tratare;
- tensiunile induse în vecinătatea liniei cu defect;
- realizarea constructivă a liniei;
- localizarea selectivă a defectului;
- eliminarea automată a defectului;

iar din punct de vedere al consumatorilor alimentați de aceasta:

- alimentarea fără întrerupere;
- compatibilitatea cu alimentarea proceselor industriale aferente altor consumatori.

La cele de mai sus trebuie adăugată experiența de exploatare dobândită în timp și tradiția existentă în acest domeniu.

2.2. Potențialul neutrului rețelei în raport cu pământul

Potențialul fazelor rețelei poate fi măsurat în raport cu neutrul rețelei sau în raport cu pământul. În primul caz tensiunile fazelor (\underline{V}_a , \underline{V}_b , \underline{V}_c) sunt furnizate de sursa de putere: generatorul sincron sau secundarul transformatorului de alimentare. Aceste tensiuni sunt practic egale în mărime și asigură un sistem simetric de succesiune pozitivă (directă) (fig. 2.3). Potențialul neutrului în raport cu pământul depinde de valoarea admitanțelor fazelor liniei față de pământ:

$\underline{Y}_0 = G_0 + j\omega C_0$ (fig. 2.3). Dacă rețeaua este simetrică iar regimul de funcționare este permanent, cele trei admitanțe sunt egale, deci $\underline{Y}_{0a} = \underline{Y}_{0b} = \underline{Y}_{0c}$ sau $G_{0a} = G_{0b} = G_{0c}$ și $C_{0a} = C_{0b} = C_{0c}$. Ca urmare potențialul neutrului în raport cu pământul este egal cu:

$$\underline{V}_N = \frac{\underline{V}_a \underline{Y}_{0a} + \underline{V}_b \underline{Y}_{0b} + \underline{V}_c \underline{Y}_{0c}}{\underline{Y}_{0a} + \underline{Y}_{0b} + \underline{Y}_{0c} + \frac{1}{\underline{Z}_N}} = \frac{\underline{Y}_0 (\underline{V}_a + \underline{V}_b + \underline{V}_c)}{3\underline{Y}_0 + \frac{1}{\underline{Z}_N}} = 0 \quad (2.1)$$

Prin urmare potențialul neutrului rețelelor care funcționează în regim permanent este nul (identic cu acel al pământului) indiferent de tratarea neutrului (adică de valoarea impedanței Z_N).

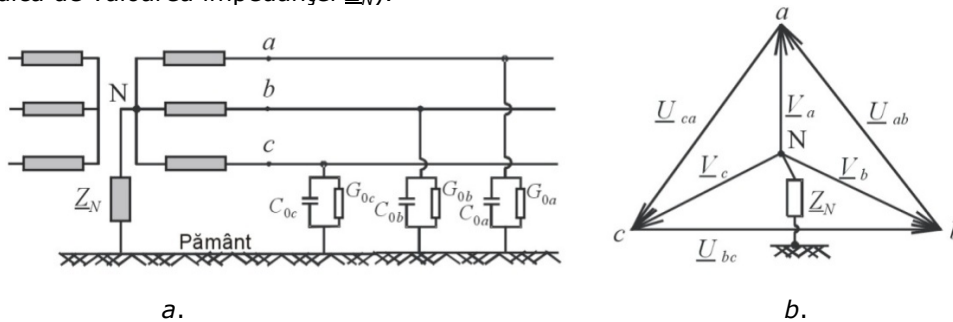


Fig. 2.3. Rețea simetrică cu neutrul tratat funcționând în regim normal:
a. evidențierea admitanțelor liniei față de pământ;
b. diagrama fazorială a tensiunilor fazelor față de neutru.

În realitate, din diverse cauze, potențialul punctului neutru al unei rețele electrice este diferit de potențialul pământului, care este zero. Astfel, dacă capacitățile față de pământ ale fazelor și rezistențele de izolație ale acestora nu sunt identice, atunci se creează o nesimetrie a rețelei care se caracterizează printr-o deplasare a punctului neutru în raport cu pământul. Astfel, o simetrie de felul celei prezentate mai sus se întâlnește mai rar, de regulă existând diferențe între admitanțele fazelor liniei. Pentru a caracteriza acest lucru s-a introdus termenul de grad de nesimetrie al rețelei, definit cu expresia:

$$\underline{u} = \frac{C_{0a} + \underline{a}^2 C_{0b} + \underline{a} C_{0c}}{C_{0a} + C_{0b} + C_{0c}} \quad (2.2)$$

unde \underline{a} este operatorul complex $\underline{a} = \exp(j2\pi/3)$.

Pentru LEA de medie tensiune cu simplu circuit u are valori de 1÷5%, iar la cele cu dublu circuit până la 20%. Pentru LES gradul de nesimetrie este mult mai mic, sub 0.5%.

Dacă se consideră punerea la pământ a unei faze, de exemplu c (fig.2.4), admitanța corespunzătoare acelei faze devine nulă iar potențialul neutrului în raport cu pământul depinde de mărimea impedanței de tratare a

neutrului Z_N . Dacă această impedanță are valoare mare sau nu există ($Z_N = \infty$), atunci potențialul neutrului ia valoarea tensiunii de fază furnizate de sursa de putere iar dacă impedanța Z este mică sau nulă potențialul neutrului are o valoare mică sau nulă. În prima situație tensiunile fazelor sănătoase cresc la valoarea tensiunii înălțuite solicitând izolația rețelei; în a doua apare un curent mare, de scurtcircuit care solicită căile de curent ale rețelei.

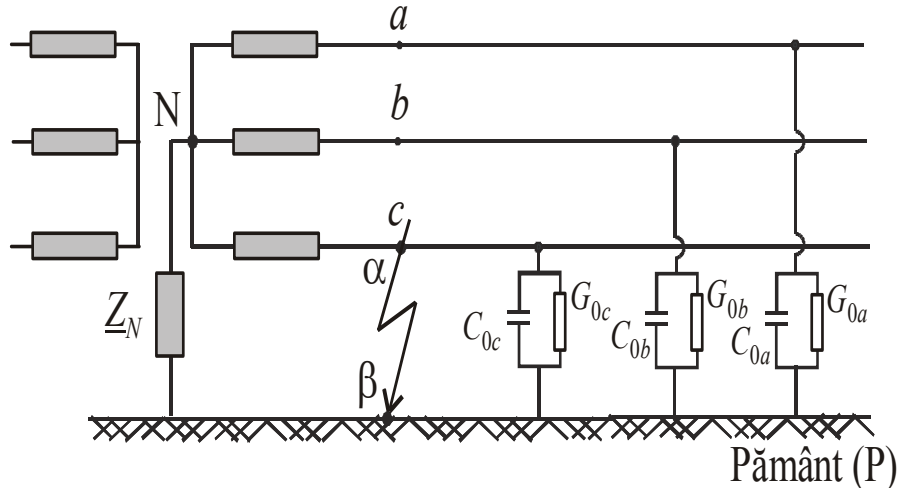


Fig. 2.4. Rețea trifazată cu punere la pământ monofazată: schema electrică.

Deci, dependent de mărimea și caracterul impedanței Z_N , punctul P (care reprezintă potențialul pământului) se poate deplasa în orice poziție în interiorul triunghiului abc iar corespunzător potențialul lui N poate lua orice valoare între 0 și V . Aceeași situație se poate întâmpla dacă se consideră $Z_N = \infty$ iar admitanțele Y_{0a} , Y_{0b} , Y_{0c} pot lua valori diferite.

Ca urmare se poate afirma că atât în regim normal de funcționare, cât și în regim de defect monofazat provocat de o punere la pământ a unei faze, potențialul neutrului nu este identic cu acela al pământului.

2.3. Calculul curentului de scurtcircuit monofazat

Să considerăm rețeaua electrică din figura 2.4, cu defect pe faza c , care este desenată schematic în figura 2.5, unde α și β reprezintă bornele între care se produce un arc electric. În condiții normale de funcționare circuitul funcționează în gol, în timp ce pe durata unui defect cu pământul, impedanța de defect Z_F se interpune între bornele α și β .

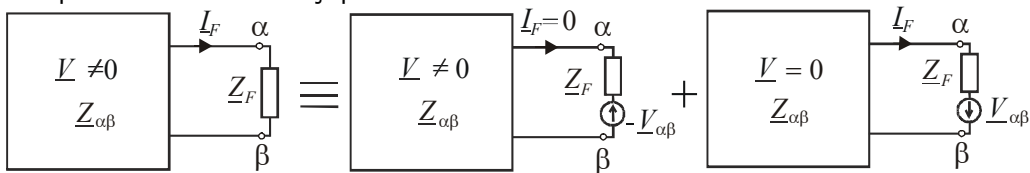


Fig. 2.5. Determinarea curentului de defect monofazat I_F : descompunerea rețelei reale într-o rețea activă și o rețea pasivă.

Dacă se aplică teorema superpoziției și aceea a generatorului ideal de tensiune (Thévenin), rețeaua reală se poate descompune în două rețele fictive: una activă cu tensiunile forțate de sursă dar cu curentul prin derivația α - β și alta pasivă cu tensiuni forțate nule dar cu curent de defect prin derivație.

Pentru aceasta din urmă se poate scrie:

$$\underline{I}_F = \frac{\underline{V}_{\alpha\beta}}{\underline{Z}_{\alpha\beta} + \underline{Z}_F}$$

- unde: $\underline{V}_{\alpha\beta}$ – este tensiunea între α și β atunci când cele două borne sunt în gol, adică rețeaua funcționează în regim normal; curentul prin derivație este nul pentru rețeaua activă, deoarece pe această legătură s-a introdus un generator ideal de tensiune cu tensiunea electromotoare $-\underline{V}_{\alpha\beta}$;
- $\underline{Z}_{\alpha\beta}$ – impedanța rețelei pasivizate văzută de la bornele α și β . Pentru calculul ei se are în vedere că impedanțele înfășurărilor transformatorului sunt mult mai mici decât cele corespunzătoare capacităților transversale.

De menționat că, circulația curentilor prin elementele rețelei se poate stabili prin însumarea curentilor corespunzători din rețeaua activă și aceea pasivă. Curenții din schema activă sunt tocmai curenții din regimul normal permanent întrucât curentul prin derivație este nul.

Defectul monofazat reprezintă o funcționare nesimetrică transversală a rețelei electrice și se poate analiza folosind metoda componentelor simetrice. În acest sens, rețeaua reală poate fi descompusă în trei rețele de secvență: pozitivă, negativă și zero (fig.2.6).

La producerea unui defect monofazat, curenții de secvență zero apar doar dacă există o cale de întoarcere, adică, dacă există o conexiune fizică între punctul neutru și pământ. Dacă punctul neutru al rețelei este tratat prin rezistor sau bobină, trebuie introdusă o impedanță $3\underline{Z}_N$ în rețeaua de secvență zero în serie cu impedanța de secvență zero. La bornele rețelei de secvență zero se aplică tensiunea de secvență zero, care are ca referință potențialul pământului la punctul de studiu.

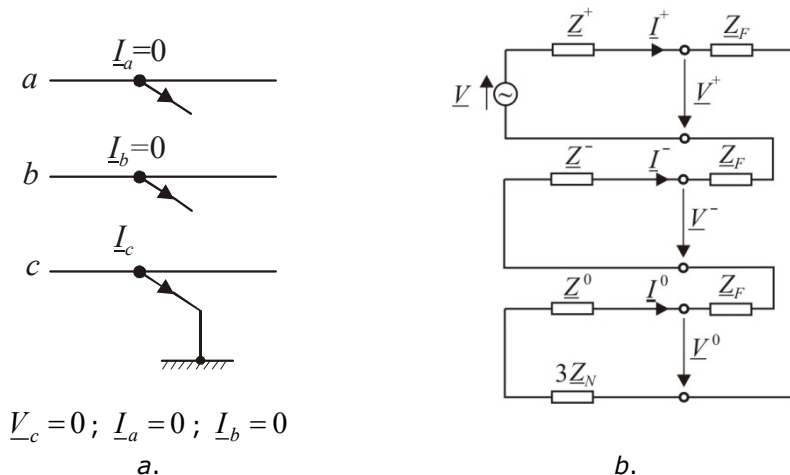


Fig. 2.6 Schema de principiu utilizată pentru calculul curentului de defect folosind metoda componentelor simetrice:
a. Reprezentarea defectului; b. Conectarea rețelelor de secvență.

Pentru a echilibra rețelele de secvență, se definește, de asemenea, rețeaua de secvență negativă, care este de fapt rețeaua de secvență pozitivă pasivizată.

Ecuatiile dintre tensiunile de fază și cele de secvență sunt:

$$\underline{V}_a = a\underline{V}^+ + a^2\underline{V}^- + \underline{V}^0$$

$$\underline{V}_b = a^2\underline{V}^+ + a\underline{V}^- + \underline{V}^0$$

$$\underline{V}_c = \underline{V}^+ + \underline{V}^- + \underline{V}^0$$

Rezultă:

$$\underline{V}^+ = (\underline{V}_a + a\underline{V}_b + a^2\underline{V}_c)/3$$

$$\underline{V}^- = (a\underline{V}_a + \underline{V}_b + a^2\underline{V}_c)/3$$

$$\underline{V}^0 = (\underline{V}_a + \underline{V}_b + \underline{V}_c)/3$$

cu mențiunea că ecuațiile sunt raportate la faza c. Un sistem similar de ecuații se poate scrie și pentru curenți.

Cunoscând faptul că, curenții de secvență sunt egali, $\underline{I}^+ = \underline{I}^- = \underline{I}^0$, curentul de defect se deduce din:

$$\underline{I}_F = \underline{I}^+ + \underline{I}^- + \underline{I}^0 = 3\underline{I}^+ = \frac{3\underline{V}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0 + 3\underline{Z}_N} \quad (2.3)$$

sau, dacă se ia în considerare impedanța de defect \underline{Z}_F și cunoscând că $\underline{Z}^+ = \underline{Z}^-$, expresia (2.3) devine:

$$\underline{I}_F = \frac{3\underline{V}}{2\underline{Z}^+ + \underline{Z}^0 + 3\underline{Z}_N + 3\underline{Z}_F} \quad (2.4)$$

unde: \underline{V} este tensiunea electromotoare corespunzătoare secțiunii cu defect, dar în lipsa defectului. Cu alte cuvinte, aceasta este tensiunea fazei c;

\underline{Z}^+ - impedanța echivalentă a rețelei de secvență pozitivă, văzută de la locul defectului;

\underline{Z}^- - impedanța echivalentă a rețelei de secvență negativă, văzută de la locul defectului;

\underline{Z}^0 - impedanța echivalentă a rețelei de secvență zero, văzută de la locul defectului.

Pentru tensiunile de secvență se pot scrie următoarele relații:

$$\underline{V}^0 = -\underline{Z}^0 \underline{I}^0$$

$$\underline{V}^+ = \underline{V} - \underline{Z}^+ \underline{I}^+ \quad (2.5)$$

$$\underline{V}^- = -\underline{Z}^- \underline{I}^-$$

de unde rezultă tensiunile de fază:

$$\begin{aligned} \underline{V}_a &= a\underline{V}^+ + a^2\underline{V}^- + \underline{V}^0 = \underline{V} \left[a - \frac{\underline{Z}^0 - \underline{Z}^+}{2\underline{Z}^+ + \underline{Z}^0 + 3\underline{Z}_N + 3\underline{Z}_F} \right] \\ \underline{V}_b &= a^2\underline{V}^+ + a\underline{V}^- + \underline{V}^0 = \underline{V} \left[a^2 - \frac{\underline{Z}^0 - \underline{Z}^+}{2\underline{Z}^+ + \underline{Z}^0 + 3\underline{Z}_N + 3\underline{Z}_F} \right] \\ \underline{V}_c &= \underline{Z}_F \underline{I}_F = \frac{3\underline{V}\underline{Z}_F}{2\underline{Z}^+ + \underline{Z}^0 + 3\underline{Z}_N + 3\underline{Z}_F} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Evident, una dintre cele mai importante probleme în calcularea curentului de defect \underline{I}_F este formarea rețelilor de secvență, dar în special cea de secvență zero.

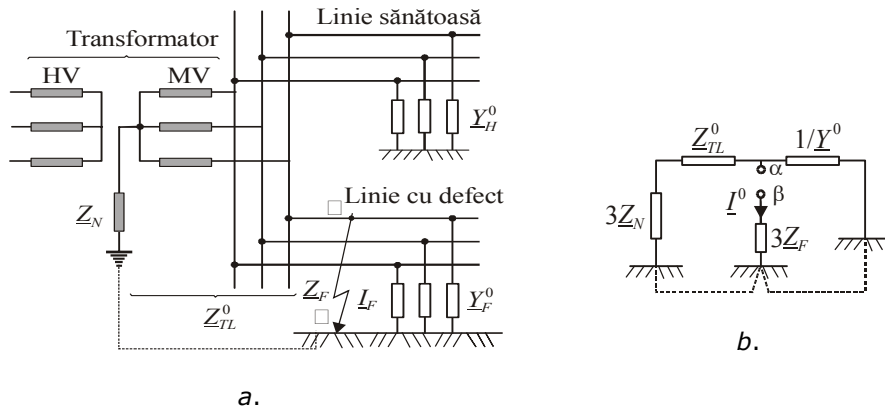


Fig. 2.7 Schema de calcul a curentului de defect monofazat, într-o rețea de medie tensiune:

a. Circuitul trifazat; b. Schema echivalentă monofazată de secvență zero.

Astfel, pentru rețeaua din figura 2.7,a, se poate reprezenta circuitul echivalent monofilar. Impedanța de secvență zero, din figura 2.7,b, poate fi calculată folosind expresiile:

$$\underline{Z}^0 = \frac{(3\underline{Z}_N + \underline{Z}_{TL}^0) \frac{1}{\underline{Y}^0}}{3\underline{Z}_N + \underline{Z}_{TL}^0 + \frac{1}{\underline{Y}^0}} = \frac{3 \left(\underline{Z}_N + \frac{\underline{Z}_{TL}^0}{3} \right)}{3\underline{Y}^0 \left(\underline{Z}_N + \frac{\underline{Z}_{TL}^0}{3} \right) + 1} = \frac{3}{3\underline{Y}^0 + \frac{1}{\underline{Z}_N + \frac{\underline{Z}_{TL}^0}{3}}}$$

unde: $\underline{Z}_{TL}^0 = \underline{Z}_T^0 + \underline{Z}_L^0$ impedanța de secvență zero a rețelei;

\underline{Z}_T^0 - impedanța de secvență zero a transformatorului;

\underline{Z}_L^0 - impedanța de secvență zero a liniei;

\underline{Y}^0 - admitanța de secvență zero a liniei. Aceasta constă din doi termeni:

$$\underline{Y}^0 = \underline{Y}_H^0 + \underline{Y}_F^0; \text{ unde } \underline{Y}_H^0 \text{ corespunde liniei sănătoase, iar } \underline{Y}_F^0 \text{ corespunde liniei cu defect.}$$

Făcând notațiile:

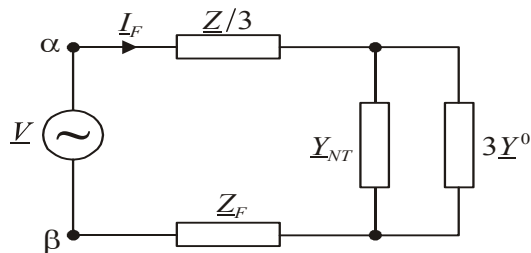
$$\underline{Z}_{NT} = \underline{Z}_N + \frac{1}{3}\underline{Z}_{TL}, \underline{Y}_{NT} = \frac{1}{\underline{Z}_{NT}}, \underline{Z} = 2\underline{Z}^+ = 2\underline{Z}_{TL}$$

expresia (2.4), a curentului de defect, devine:

$$\underline{I}_F = \frac{3\underline{V}}{\underline{Z} + \frac{3}{\underline{Y}_{NT} + 3\underline{Y}^0} + 3\underline{Z}_F} = \frac{\underline{V}}{\frac{\underline{Z}}{3} + \frac{1}{\underline{Y}_{NT} + 3\underline{Y}^0} + \underline{Z}_F} \quad (2.7)$$

Pe baza acestei expresii se realizează schema echivalentă din fig.2.8. Această schemă ne arată că, curentul de defect are două componente: una datorată admitanței rețelei față de pământ \underline{Y}^0 și una datorată admitanței prin care neutrul este legat la pământ \underline{Y}_{NT} .

Fig. 2.8.
Schema echivalentă pentru
calculul curentului de punere
la pământ monofazat.



De menționat că circulația curenților prin elementele rețelei se poate stabili prin însumarea curenților corespunzători din rețeaua activă și aceea pasivă. Curenții din schema activă sunt tocmai curenții din regimul normal permanent întrucât curentul prin derivație este nul.

În cele ce urmează se va considera pe rând fiecare soluție de tratare a neutrului urmărindu-se următoarele aspecte:

- circulația curenților în rețeaua cu defect;
- mărimea curentului de defect;
- deplasarea potențialului pământului;
- tensiunile fazelor sănătoase și a fazei cu defect;
- realizarea constructivă a instalației de tratare a neutrului;
- legarea la rețea a dispozitivului de tratare atunci când neutrul nu este accesibil;
- influența liniei asupra circuitelor învecinate pe durata defectului;
- detectarea liniei cu defect și eliminarea defectului;
- tendințe moderne în promovarea soluției;
- alte probleme specifice.

2.4. Considerații privind alegerea metodei de tratare a neutrului

Alegerea unei soluții de tratare a neutrului de medie tensiune se face pentru o perioadă lungă de timp, implicând un volum mare de investiții și necesitatea fundamentării cu foarte mare atenție a deciziei luate. Soluția care se adoptă în momentul când se pune problema tratării neutrului unei rețele electrice trebuie să corespundă cel mai bine cerințelor și scopului pentru care este construită rețeaua [1][2][4][8][9] [10][12][14] [20][33].

Dezvoltările tehnologice asociate unui anumit mod de tratare a neutrului, precum și evoluția și dezvoltarea ulterioară a rețelelor electrice pot fi de natură să modifice la un moment dat termenii alegerii. Astfel o soluție considerată optimă la un moment dat poate ceda teren în favoarea alteia, sau se poate impune cu și mai multă pregnanță [9][10][22][23].

Principalele elemente care determină alegerea unei soluții de tratare a neutrului rețelelor electrice sunt:

- performanțele cerute în materie de calitatea alimentării consumatorilor și de asigurare a continuității alimentării acestora;
- gradul de rezervare în alimentarea consumatorilor;
- posibilitatea extinderii rețelei;
- caracteristicile rețelei și echipamentelor: natura rețelei în cauză (rețea aeriană, în cablu sau mixtă), structura rețelei, gradul de îmbătrânire a izolației, valoarea curenților de defect admisibili, condițiile de mediu în care funcționează liniile electrice aeriene:
 - siguranța în exploatare;
 - valorile supratensiunilor și a curenților de defect care pot apare;
- posibilitatea realizării unor sisteme de protecție selective și rapide sau a unor automatici corespunzătoare;
 - tehnologiile utilizabile pentru detectarea și separarea defectelor;
 - gradul de pregătire a personalului de întreținere a instalațiilor (din circuitele primare și secundare);
 - posibilitatea realizării unor protecții eficiente împotriva accidentării de persoane și de animale, precum și a unor protecții împotriva extinderii avariilor, reglementările și normele referitoare la securitatea persoanelor și la întreținerea echipamentelor electrice, valorile rezistențelor prizelor de pământ.
- economicitatea soluției și necesitatea realizării unor tipuri de echipamente noi.

Supratensiunile tranzitorii și temporare de valori mari pot deteriora izolațiile echipamentelor, iar curenții de defect de valori mari pot conduce la tensiuni de atingere și de pas periculoase, peste valorile admise prin norme. De asemenea, dacă curentul de alimentare a defectului depășește valoarea de 3-5 A, arcul electric nu are condiții întotdeauna de deionizare și de autostingere și se poate transforma defectul monofazat în defecte polifazate, având ca efect supratensionarea întregii rețele.

Un alt element care contribuie în mod esențial la amplificarea consecințelor, îl constituie duratele de eliminare a defectului și de separare a elementului defect. Aceste durate depind de modul ales de tratare a neutrului rețelei și de protecțiile și automatizările utilizate, putând fi de ordinul zecilor de minute și chiar orelor în cazul rețelelor cu neutrul izolat sau tratat prin bobină de compensare sau de ordinul fracțiunilor de secundă sau cel mult de ordinul secundelor în cazul în care este posibil ca defectul să fie eliminat prin protecții și automatizări (în cazul rețelelor cu neutrul tratat prin impedanțe de valori relativ mici).

Durata de eliminare a defectului este cu atât mai importantă cu cât valorile supratensiunilor în rețea sunt mai mari și cu cât izolația echipamentelor are un nivel de ținere mai coborât în raport cu tensiunea nominală a rețelei sau cu cât această izolație este mai îmbătrânită. De asemenea, supunerea izolațiilor la supratensiuni tranzitorii și temporare de valori mari, pe timp îndelungat, conduce și la îmbătrânirea prematură a acestora.

Normele NTE [AN00] impun tratarea neutrului rețelelor electrice de medie tensiune în cazul în care curentul capacitiv la defect monofazat în rețeaua legată galvanic depășește valoarea de 10 A atunci când nu sunt racordate galvanic la rețea generatoare și atunci când se depășește valoarea de 5 A, când la această rețea sunt racordate galvanic generatoare electrice.

Tratarea neutrului nu are nici o influență asupra curenților și tensiunilor în regim normal de funcționare a rețelelor electrice care au o structură și o sarcină simetrică. În cazul unor regimuri nesimetrice însă comportarea rețelei este influențată de modul de tratare a neutrului [5][6][8][9][10][21]. Curenții de defect, supratensiunile și tensiunile care rezultă sunt influențate de modul de tratare a neutrului rețelei, acestea având implicații mai mici sau mai mari asupra dimensionării echipamentelor și instalațiilor, securității persoanelor și calității alimentării consumatorilor.

Literatura de specialitate [12][19][21][33] menționează o serie de cerințe tehnice pentru realizarea unei tratări optime a neutrului rețelelor electrice de medie tensiune, care pot fi împărțite în:

- exigențe care depind de valoarea curentului: curenți de defect de valoare mică, în cazul unui scurtcircuit, efecte reduse ale arcului electric, dacă este posibilă autostingerea arcului, influențe reduse asupra altor rețele, de exemplu, asupra liniilor de telecomandă ale căilor ferate și liniilor de telecomunicații, tensiuni de atingere și de pas mici în apropierea locului de defect, de durată cât mai mică;
- exigențe care depind de tensiune: creștere redusă a tensiunii pe fazele fără defect, utilizarea de descărcătoare cu tensiuni nominale mai scăzute, evitarea defectelor consecutive (duble sau multiple) printr-o izolare corespunzătoare a fazelor, evitarea fenomenelor de rezonanță după eliminarea defectului;
- exigențe care depind de exploatarea rețelei și de consumatori: alimentarea fără întrerupere a tuturor consumatorilor, localizarea automată și selectivă a defectelor și deconectarea acestora fără intervenții din partea personalului de exploatare, eliminarea întreruperilor de scurtă durată, diagnosticarea automată și rapidă, compatibilitate cu alimentarea cerințele proceselor industriale.

Depinzând de nivelul de tensiune, dimensiunile, structura și caracteristicile rețelei, aceste exigențe nu pot fi în totalitate îndeplinite. Rețelele cu neutru izolat corespund în ansamblu exigențelor ce depind de curent, pe când exigențele ce depind de tensiune corespund rețelelor cu neutru legat la pământ.

Aceste exigențe trebuie să fie bine echilibrate pentru a se asigura o calitate corespunzătoare alimentării consumatorilor, protecția rețelei și a instalațiilor de legare la pământ, precum și protecția persoanelor și reducerea numărului și costurilor deranjamentelor în rețele.

Companiile de electricitate au în vedere în prezent utilizarea unor soluții de tratare a neutrului rețelelor electrice și soluții de protecții prin relee și automatizări asociate care să permită atât eliminarea defectelor trecătoare, fără întreruperea în alimentare a consumatorilor, cât și detectarea și deconectarea rapidă și selectivă a elementelor de rețea cu defecte monofazate [10][12][17][18][19][29] [30].

Din punctul de vedere al concepției de eliminare a defectelor monofazate, soluțiile de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune pot fi grupate în două mari categorii:

- soluții de tratare a neutrului care permit funcționarea rețelei chiar și în cazul existenței unui defect monofazat la pământ permanent (punere la pământ);
- soluții de tratare a neutrului care permit deconectarea rapidă a defectelor monofazate.

În cele ce urmează se vor analiza avantajele diferitelor soluții de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune, ținându-se seama de gruparea acestora în aceste două mari categorii.

Aceste soluții se impun în special în situațiile în care este absolut necesară păstrarea la un moment dat a continuității în alimentarea consumatorilor, ținând cont de securitatea persoanelor sau a efectelor economice ale întreruperilor în alimentare. Soluțiile pot fi utilizate cu precădere în cazul rețelelor electrice de medie tensiune aeriene unde majoritatea defectelor monofazate sunt trecătoare.

Dublele puneri monofazate la pământ, denumite pe scurt și defecte duble, sunt scurtcircuitate monofazate la pământ produse în locuri (puncte) distincte și pe faze diferite ale unei rețele trifazate. În marea majoritate a cazurilor acestea se produc în rețelele electrice cu neutrul izolat sau legat la pământ printr-o bobină de compensare.

2.5. Rețele electrice de medie tensiune cu neutrul izolat

2.5.1. Aspecte teoretice

Fie rețeaua cu neutrul izolat din figura 2.9. Cu C_0 s-au notat capacitățile liniei față de pământ și ele s-au presupus egale pentru fiecare fază, iar cu I_{sa} , I_{sb} , I_{sc} curenții de sarcină; ei alcătuiesc un sistem simetric. La fel și curenții capacitivi de încărcare a capacităților naturale față de pământ, I_{ca} , I_{cb} , I_{cc} . Ca urmare potențialul neutrului rețelei, V_N va fi identic cu acela al pământului.

Dacă una din faze ajunge la pământ, spre exemplu faza c (fig. 2.9.) valorile tensiunilor și curenților se schimbă.

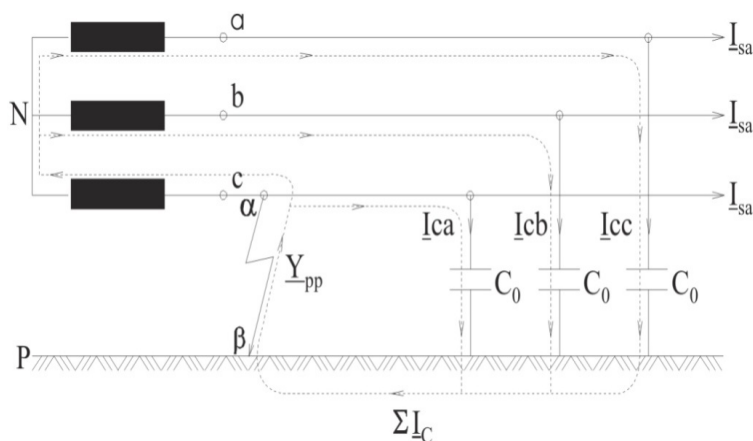


Fig. 2.9. Rețea cu neutrul izolat.

Pentru a determina noile valori se poate aplica teorema lui Thévenin [10]. Astfel, considerând rețeaua pasivă care prezintă pe legătura de punere la pământ α - β , tensiunea electromotoare $U_{\alpha\beta}=V_c$, potențialul bornei c devine practic egal cu cel al pământului, iar neutrul rețelei se deplasează în poziția N' (fig. 2.10) având practic față de pământ tensiunea $U_{\alpha\beta}$. În realitate diferă puțin de acesta, prin căderea de tensiune determinată de curenții capacitivi pe impedanța înfășurării transformatorului și a liniei fazei c. La fel și tensiunea fazelor sănătoase (a, b) se deplasează cu aceeași valoare față de pământ ajungând la valorile V_a și V_b . Ca mărime aceste tensiuni sunt egale cu $\sqrt{3}V_f$, V_f fiind tensiunea de fază în regim normal de funcționare. Prin urmare, valoarea coeficientului de legare la pământ este:

$$K_p = \frac{U_{a,b}}{U_n} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3}V_f}{U_n} \cdot 100 = 100\%$$

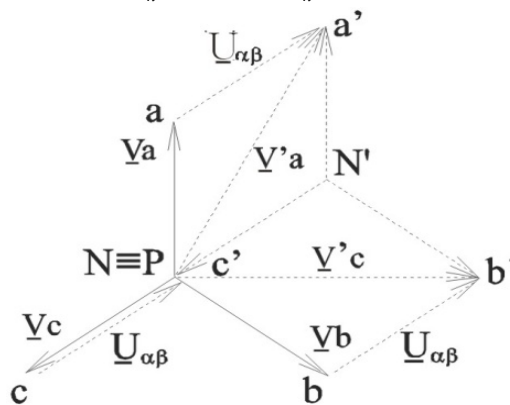


Fig. 2.10. Diagrama fazorială a tensiunilor rețelei din figura 2.9.

Curenții care circulă în rețeaua pasivată, determinați fiind de tensiunea $U_{\alpha\beta}$ se închid prin capacitățile față de pământ ale fazelor liniei, prin înfășurările transformatorului și prin locul defectului (traseul acestor curenți s-a notat cu linie întreruptă în fig. 2.9.). Acești curenți sunt sinfazici și încarcă transformatorul cu o sarcină de secvența zero, determinând astfel o nesimetrie a tensiunilor și curenților. Curenții care circulă în rețea la punerea la pământ se determină suprapunând peste acești curenți de secvența zero curenții capacitivi și de sarcină de la regimul normal de funcționare. Dacă se neglijează curenții de sarcină diagrama fazorială a curenților în rețea se prezintă ca în figura 2.11,a.

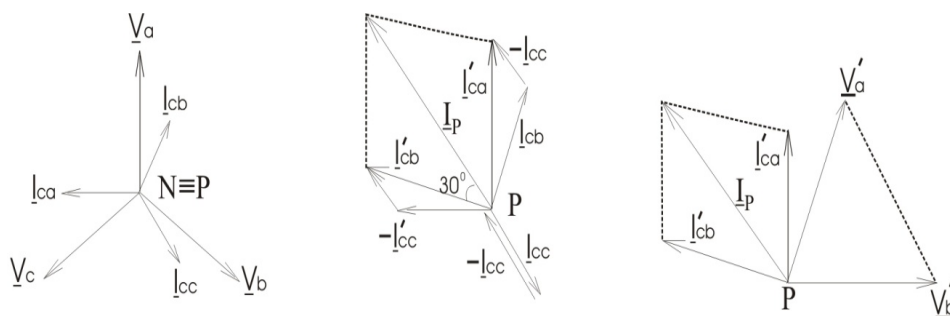
În figura 2.11,b se prezintă compunerea curenților capacitivi de secvența zero $-I_{cc}$ determinați de tensiunea $U_{\alpha\beta}$ cu cei de la regimul normal de funcționare, obținându-se astfel curenții capacitivi de la regimul de punere la pământ a fazei c, I_{ca} și I_{cb} . Prin compunerea ultimilor doi se obține curentul de punere la pământ I_p . Mărimea acestui curent este:

$$I_p = 2 \cdot I'_c \cos 30^\circ = 2 \cdot (2 \cdot I_c \cos 30^\circ) \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 3I_c \quad (2.8.)$$

unde I_c este curentul capacitiv al fazei în regim normal de funcționare:

$$I_c = V_f \omega \cdot C_0 \quad (2.9)$$

în care C_0 este capacitatea de secvența zero (față de pământ) a tuturor liniilor ce sunt conectate la secundarul transformatorului din stație.



a. regim normal
de funcționare

b. regim de punere
la pământ (pp)

c. compunerea curenților
capacitivi la pp.

Fig. 2.11. Situația curenților capacitivi înainte(a) și după punerea la pământ a fazei c(b), obținerea curențului capacitiv de punere la pământ(c).

La același rezultat se poate ajunge, dacă se compun curenții capacitivi corespunzător fazelor sănătoase (fig. 2.11,c) sau rămânând consecvenți teoremei lui Thévenin și neglijând impedanțele înfășurărilor transformatorului și liniei, pentru rețeaua pasivă în care acționează tensiunea $\underline{U}_{\alpha\beta}$, cele trei capacități C_0 fiind în paralel, rezultă capacitatea echivalentă de $3C_0$ iar curențul capacitiv

suplimentar de punere la pământ $I_P = U_{\alpha\beta} \cdot 3\omega C_0$. Procedul din urmă este cel mai elegant întrucât permite selectarea în cadrul curențului de punere la pământ a trei componente și anume: una datorită tensiunii existente efectiv la locul de defect ($\underline{U}_{\alpha\beta}$), alta datorită capacităților față de pământ ale fiecărei faze și cealaltă datorită curenților de sarcină.

Orientativ pot fi folosite și relații aproximative, astfel:

$$I_P^{LEA} = \frac{U \cdot L}{300 \div 500} \quad [A], \quad I_P^{LES} = \frac{U \cdot L}{2 \div 10} \quad [A] \quad (2.10)$$

unde U este tensiunea de serviciu a liniei în kV iar L lungimea liniilor rețelei în km. Pentru LES valorile mai mari ale curențului de punere la pământ corespund izolației din PVC iar cele mai mici izolației din PE.

Urmărind expresiile (2.10) se constată că valorile curențului de punere la pământ sunt relativ mici. În aceeași situație sunt și curenții I'_{cr} care rămân mult mai mici decât curenții de sarcină a rețelei.

Ca urmare modificarea tensiunilor fazelor față de neutru va fi nesemnificativă, deci rețeaua va continua să funcționeze alimentând consumatorii în condiții satisfăcătoare, deși una dintre faze este pusă la pământ.

Din figura 2.10 se constată că nici tensiunile dintre faze nu s-au modificat. Prin urmare toți consumatorii care văd tensiunile dintre faze sau față de neutrul rețelei practic nu resimt punerea la pământ.

În schimb tensiunile față de pământ s-au modificat, crescând în regim staționar de aproximativ $\sqrt{3}$ ori față de tensiunea de serviciu. În plus la apariția

punerii la pământ a fazei se formează un arc electric prin care circulă curentul capacitiv rezultat, arc ce se stinge la fiecare trecere prin zero a curentului. Dependent de intensitatea curentului, arcul electric se poate reaprinde după ce curentul a trecut prin zero și la apariția acestuia, arcul să se stingă și să se reaprindă succesiv, conducând astfel la un arc intermitent. Datorită acestuia pot apărea supratensiuni periculoase pe fazele sănătoase, supratensiuni ce ating valori de 3-4 ori tensiunea de fază a rețelei [Er06].

2.5.2. Aspecte practice ale metodei și protecțiile aferente

Într-o rețea simetrică, fiecare conductor va avea aceeași capacitate față de pământ și pentru un sistem simetric de tensiuni aplicat rețelei, curenții prin capacitățile la pământ vor fi egali și defazați cu 120° . Tensiunile pe fiecare fază vor fi egale și defazate de asemenea cu 120° .

În consecință nu va exista nici o diferență de potențial între punctul neutru al transformatorului de alimentare și potențialul pământului.

În cazul punerii nete la pământ a unei faze într-un punct, tensiunea dintre neutrul transformatorului față de pământ devine practic egal cu tensiunea fazei legate la pământ, iar tensiunile în raport cu pământul pe fazele sănătoase vor deveni egale cu tensiunea de linie. Componenta capacitivă a curentului la locul de defect

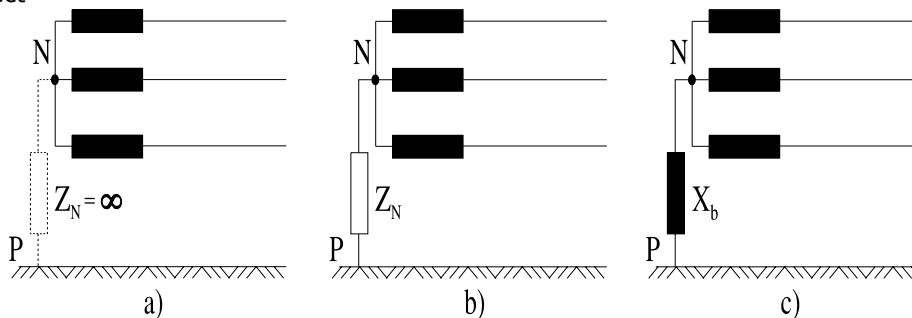


Fig. 2.12. a). Schema de principiu a unei rețele electrice cu neutrul izolat

este defazată cu 90° față de tensiunea dintre neutru și pământ [1][2][3][8][10][11][12][13][15].

Intensitatea curentului la locul de defect este cu atât mai mare cu cât capacitatea de secvență zero este mai mare, adică cu cât rețeaua este legată galvanic este mai extinsă. Deoarece curenții capacitivi au valori mult mai mici în comparație cu cei de sarcină, se poate considera că tensiunile pe fazele sănătoase, măsurate față de punctul neutru al transformatorului, nu se dezzechilibrează în mod sensibil. Ca urmare, rețeaua va putea să funcționeze cu un defect monofazat, alimentând în continuare consumatorii cu energie electrică în condiții satisfăcătoare, cu toate că una dintre faze este pusă la pământ. Acest lucru este important în special pentru o serie de consumatori industriali, ale căror procese tehnologice nu permit întreruperi impestive în alimentarea cu energie electrică deoarece pot avea loc perturbații și daune importante.

Printre avantajele rețelelor cu neutrul izolat se pot enumera:

- poate asigura, pe timp limitat, continuitatea în alimentarea consumatorilor în majoritatea defectelor monofazate;
- valoarea redusă a curentului de defect la pământ;

- variație scăzută a tensiunii la locul de defect, cu excepția dublelor puneri monofazate la pământ.

Printre dezavantajele rețelelor cu neutrul izolat se pot enumera:

- necesitatea izolării neutrului echipamentelor la valoarea tensiunii de fază a rețelei și necesitatea izolării fazelor tuturor instalațiilor la tensiunea între faze a rețelei;

- posibilitatea apariției unor supratensiuni de comutație și de rezonanță de valori mari, riscul apariției acestor supratensiuni fiind maxim;

- posibilitatea apariției dublelor puneri la pământ, în care caz curenții de defect devin foarte mari; în cazul defectelor duble, variația tensiunii la locul de defect are valori foarte ridicate, conducând la creșterea peste limitele admisibile a tensiunilor de atingere și de pas;

- posibilitatea distrugerii întreruptoarelor în cazul deconectării dublelor puneri la pământ;

- selectarea defectului monofazat nu se poate face cu ușurință prin protecția prin relee și astfel detectarea și izolarea defectului poate dura mult timp;

- funcționarea neselectivă a protecțiilor în anumite cazuri de puneri duble la pământ sau defecte polifazate;

- îmbătrânirea rapidă a izolației datorită unor supratensiuni tranzitorii de valori mari și funcționării de durată a rețelei la supratensiuni temporare ridicate;

- necesitatea existenței unui personal calificat de întreținere pentru urmărirea în permanență a unui foarte bun nivel de izolație și pentru a interveni rapid în caz de defect pentru depistarea și eliminarea acestuia.

Datorită acestor dezavantaje, regimul cu neutrul izolat nu se recomandă a se utiliza decât pentru rețele de cabluri puțin extinse cu un foarte bun nivel de izolație și la care sunt conectați consumatori foarte pretențioși din punctul de vedere al continuității în alimentare.

În prezent în România normele [33] impun compensarea curentului capacitiv de defect sau alegerea altei soluții de tratare a neutrului începând cu valoarea de 10 A în rețelele de medie tensiune legate galvanic cu generatoarele din centralele electrice.

2.6. Rețele electrice de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobină de compensare

Pentru limitarea curentului de punere la pământ de la rețelele cu neutrul izolat neutrul acestora se poate lega la pământ printr-o bobină de reactanță numită bobină de compensare Petersen, de reactanță potrivit aleasă. Această soluție se aplică la rețelele de medie tensiune realizate aerian sau la cele subterane scurte.

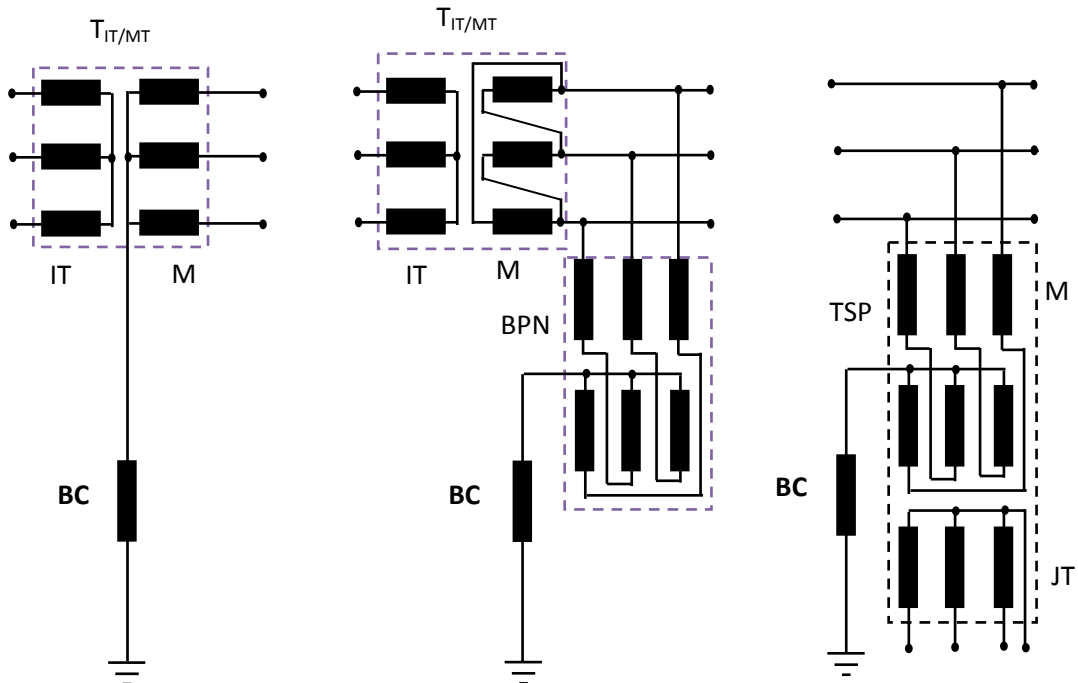


Fig. 2.13. Soluții de legare la neutrul rețelelor electrice de MT a BC

Printr-o alegere convenabilă a reactanței bobinei de compensare cei doi curenți la locul de defect (I_L și I_C) pot fi considerați aproximativ egali, diferența dintre ei fiind practic zero. În aceste condiții curentul total de defect va avea o valoare foarte mică, arcul electric având condiții de stingere la prima trecere prin zero a curentului. Astfel defectele trecătoare se elimină practic instantaneu. Deci rolul fizic al bobinei de compensare este să permită circulația unui curent reactiv I_L la locul cu defect, care să compenseze curentul capacitiv I_C rezultat din compunerea curenților capacitivi ai fazelor sănătoase.

Tensiunea dintre punctul neutru al rețelei și pământ va fi aproximativ egală cu tensiunea de fază, iar tensiunea pe fazele sănătoase va fi egală cu tensiunea de linie a rețelei.

Ca și în cazul rețelei cu neutrul izolat rețeaua va putea continua să funcționeze alimentând consumatorii în condiții satisfăcătoare până la localizarea defectului monofazat, cu toate că una din faze este pusă la pământ. Ca și în cazul rețelelor cu neutrul izolat nu este recomandabilă funcționarea de durată în regim de punere la pământ a unei faze, defectul permanent trebuie depistat și deconectată linia cu defect.

Avantajele sistemului de tratare a neutrului prin bobină de compensare sunt :- poate asigura, pe timp limitat, continuitatea în alimentare a consumatorilor în majoritatea defectelor la pământ monofazate;

- valoarea redusă a curentului de defect la pământ;

- variație scăzută a tensiunii la locul de defect în cazul acordării corespunzătoare a bobinei de compensare și în cazul netransformării simplelor puneri la pământ în defecte duble și multiple sau în scurtcircuite polifazate.

Printre dezavantajele rețelelor cu neutrul tratat cu bobină de compensare se pot enumera:

- necesitatea izolării neutrului echipamentelor la valoarea tensiunii de fază a rețelei și necesitatea izolării fazelor tuturor instalațiilor la tensiunea între faze a rețelei;

- exploatarea dificilă în cazul bobinelor fără reglaj automat; în acest caz este necesar un reglaj manual urmărit în permanență și un personal calificat pentru a urmări permanent acordarea bobinei la starea rețelei;

- posibilitatea apariției unor supratensiuni de comutație și de rezonanță de valori mari, mai ales în cazul rearmării repetate a arcului electric;

- posibilitatea apariției defectelor duble sau multiple sau a scurtcircuitelor bifazate și trifazate, în care caz curenții de defect au valori foarte mari; în astfel de cazuri variația tensiunii la locul de defect are valori ridicate, conducând la creșterea peste limitele admisibile a tensiunilor de atingere și de pas;

- necesitatea realizării unor prize de pământ de valori mici pentru reducerea riscului apariției unor tensiuni de atingere și de pas foarte periculoase, mult peste valorile admisibile, în cazul unor defecte duble (conform statisticilor germane, peste 25% din simplele puneri la pământ se transformă în defecte duble sau multiple sau scurtcircuite polifazate);

- posibilitatea distrugerii întreruptoarelor în cazul deconectării defectelor duble sau multiple;

- funcționarea neselectivă a protecției în anumite cazuri de puneri duble la pământ sau defecte polifazate;

- selectarea simplelor puneri la pământ se face cu dificultate astfel încât detectarea și izolarea defectului monofazat poate dura mult timp;

- îmbătrânirea rapidă a izolației datorită apariției unor supratensiuni tranzitorii de valori mari și funcționării de durată a rețelei la supratensiuni temporare ridicate;

- necesitatea existenței unui personal calificat de întreținere pentru urmărirea în permanență a unui foarte bun nivel de izolație și pentru a interveni rapid în caz de defect pentru depistarea și eliminarea acestuia;

- costurile mai ridicate impuse de instalarea și exploatarea bobinelor de compensare, care nu există în cazul rețelelor de medie tensiune cu neutrul izolat.

Comparând avantajele și dezavantajele acestei soluții cu cea în care neutrul este izolat se constată superioritatea acesteia prin gama mult mai mare a situațiilor în care curentul la locul de defect este sub 5 A, creându-se astfel condițiile stingerii arcului electric la trecerea prin zero a curentului. Micșorarea valorii curentului la locul de defect se realizează prin compensarea curentului capacitiv al rețelei cu ajutorul celui inductiv ce se închide prin bobina de compensare. Stingerea naturală a arcului electric la locul de defect nu impune deconectarea liniei, deci întreruperea alimentării consumatorilor.

Localizarea defectului permanent se face în marea majoritate a cazurilor prin căutare, declanșând și reanclanșând pe rând plecările din stație, iar după găsirea defectului, deconectarea plecării și eventual la trecerea pe o alimentare de rezervă a unor consumatori. Aceste comutații repetate conduc la goluri de tensiuni și întreruperi de scurtă durată a consumatorilor și la cele mai ridicate valori de supratensiuni tranzitorii și temporare (în unele cazuri chiar de rezonanță) [27].

Soluția de tratare a neutrului prin bobină de compensare se consideră a fi mai adecvată rețelelor electrice aeriene unde numeroase defecte monofazate sunt pasagere. În rețelele în cabluri subterane, deteriorarea dielectricului constituie, în majoritatea cazurilor, defecte permanente și cablul avariat trebuie să fie deconectat de la rețea cât mai repede posibil, deoarece datorită faptului că pe fazele sănătoase tensiunile vor fi în acest caz egale cu tensiunea între faze a rețelei, crește probabilitatea de avarie a unei alte faze.

De asemenea, în lucrarea [27] se subliniază și faptul că instalarea de bobine de compensare în rețelele în cablu este foarte costisitoare, deoarece aceste bobine trebuie dimensionate pentru anularea curentului capacitiv al rețelei în cablu care este de valoare mare în acest caz. În Germania, 20% din rețelele de distribuție de medie tensiune funcționează cu neutrul tratat prin bobină de compensare cu reglaj automat.

În rețelele mixte (LEA + cabluri) de medie tensiune de 10 kV și 20 kV se funcționează în combinație cu o rezistență de valoare mică pentru o localizare și deconectare rapidă și sigură a defectelor monofazate la pământ prin protecții, trecându-se automat, după separarea elementului defect pe alimentarea de rezervă.

În unele companii de electricitate, după o temporizare de circa 5 sec., în care se așteaptă ca arcul de la locul de defect să se stingă, o rezistență se conectează în paralel cu bobina de compensare pe timp de 0,1 s. În consecință, rețeaua cu neutrul compensat sau cu neutrul izolat devine pentru o durată de timp scurtă de 100 ms o rețea cu neutrul legat la pământ printr-o rezistență de valoare mică. Această conectare a rezistenței provoacă un curent de defect de 450-2000 A, care face să demareze, dar fără să declanșeze, protecția rețelei. Astfel se localizează ușor punctul cu defect cu ajutorul semnalizărilor de scurtcircuit, repartizate pe ramificațiile liniilor. Această metodă se aplică în cazul rețelelor aeriene, unde valorile ridicate ale rezistențelor de pământ determină curenții de defect care nu ating valorile necesare demarajului protecțiilor pentru semnalizarea scurtcircuitelor.

Tratarea neutrului prin bobină de compensare prezintă o serie de dezavantaje în special în ceea ce privește valorile supratensiunilor care apar în astfel de rețele și a consecințelor asupra izolațiilor în cazul funcționării de durată cu un defect. În rețelele mixte (cu LEA și LES) de întindere relativ mare, tratarea neutrului cu bobină de compensare conduce practic la numeroase defecte evolutive însoțite de avarii și deteriorări de echipamente importante (cabluri subterane, celule de medie tensiune, izolatoare LEA, etc), precum și pericol de electrocutare pentru persoane și animale în cazul defectelor cu punere la pământ.

2.7. Rețele electrice de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor

În vederea limitării curentului de scurtcircuit monofazat neutrul rețelei poate fi legat la pământ prin intermediul unui rezistor de limitare. Mărimea rezistenței rezistorului se determină impunând pentru curentul de scurtcircuit o anumită valoare, pentru care solicitările termice și electrodinamice sunt acceptabile. Astfel, în țara noastră stabilirea valorii rezistenței rezistorului de limitare se efectuează conform celor prezentate în tabelul 2.1.

Caracteristici Tehnice	Unitate de măsură	Tensiunea nominală [kV]			
		20	20	10	6
Tipul rețelei	-	LES	LEA sau mixte	LES	LES
Curent maxim de scurtcircuit monofazat	A	630	300	630	630
Rezistența electrică la 20°C	Ω	18	36	9	5.2

Tabelul 2.1. Rezistoare de limitare pentru rețelele de medie tensiune

Pentru sesizarea unor aspecte calitative la calculul curentului de scurtcircuit monofazat se poate neglija componenta capacitivă, rezistențele liniei și transformatorului de alimentare în raport cu aceea a rezistorului, obținându-se o relație simplificată, astfel:

$$I_{SC} = \frac{V_f}{\sqrt{R^2 + X_L^2}} \quad (2.11)$$

unde X_L este reactanța inductivă a întregului circuit parcurs de curentul de scurtcircuit.

În aceste condiții potențialul neutrului față de pământ este $V_N = I_{SC} \cdot R$ sau

$$V_N = I_{SC} \sqrt{\left(\frac{V_f}{I_{SC}}\right)^2 - X_L^2} \quad (2.12)$$

Dacă se consideră I_{SCmax} curentul de scurtcircuit monofazat corespunzător legării directe a neutrului la pământ, adică:

$$I_{SCmax} = \frac{V_f}{X_L} \quad (2.13)$$

iar U_N din expresia (2.11) se raportează la tensiunea de fază se obține:

$$\frac{V_N}{V_f} = \sqrt{1 - \left(\frac{I_{SC}}{I_{SC \max}} \right)^2}$$

sau

$$\left(\frac{V_N}{V_f} \right)^2 + \left(\frac{I_{SC}}{I_{SC \max}} \right)^2 = 1 \quad (2.14)$$

Expresia (2.14), reprezentată în diagrama circulară din figura 2.14 permite determinarea potențialului neutrului odată cu scăderea curentului de scurtcircuit. Astfel se constată că la reducerea la jumătate din valoarea sa maximă, potențialul neutrului devine:

$$V_N = V_f \sqrt{1 - (0.5)^2} = 0.867 \cdot V_f \quad (2.15)$$

Pe lângă reducerea potențialului neutrului, introducerea rezistenței în circuit ușurează procesul de întrerupere a curentului de scurtcircuit și de revenire la regimul normal de funcționare, datorită atenuării sensibile a fenomenelor tranzitorii și de rezonanță [Er06].

În plus se poate demonstra că întodeauna tensiunea fazelor sănătoase, este mai mică decât cea înlăntuită.

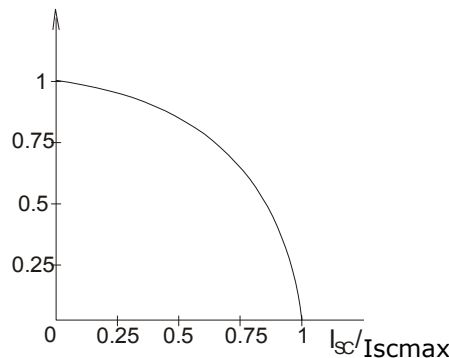


Fig. 2.14. Variația potențialului neutrului în funcție de modificarea curentului de scurtcircuit monofazat în cazul tratării neutrului prin rezistor

În legătură cu rezistorul de limitare se pun trei probleme și anume: stabilirea valorii rezistenței rezistorului, realizarea constructivă a rezistorului și legarea la rețea atunci când neutrul rețelei nu este accesibil. V_n/V_f

Valoarea rezistenței rezistorului de limitare se stabilește dependent de mărimea curentului de scurtcircuit monofazat dorit a fi obținut în rețea, I_{sc} , situație prezentată la începutul acestui paragraf. Astfel se poate folosi relația:

$$R = V_f \left[\frac{1}{I_{SC}^2} - \frac{1}{I_{SC \max}^2} \right]^{1/2} \quad (2.16)$$

În cazul punerii la pământ a unei faze într-o rețea cu neutrul legat la pământ printr-un rezistor (fig. 2.7) rezultă un curent capacitiv de secvența zero a cărui

valoarea poate fi determinată cu relația (2.16) și un curent rezistiv I_R datorat prezenței rezistenței în neutrul rețelei. Curentul de defect total este suma vectorială a acestor doi curenți.

Curentul care se închide prin rezistența rezistorului de limitare are valoarea dată de relația:

$$\underline{I}_R = \frac{\underline{V}_f}{\sqrt{R^2 + \omega^2 \cdot L^2}} \quad (2.17)$$

în care se neglijează rezistența conductoarelor liniilor electrice și a transformatorului în raport cu rezistența de legare la pământ a neutrului rețelei R și s-a considerat că L reprezintă inductanța homopolară a întregului circuit.

Deoarece în cele mai multe cazuri $L \ll R$, în majoritatea situațiilor se poate determina valoarea curentului prin rezistență cu relația [31] :

$$I_R \approx V_f / R \quad (2.18)$$

aceasta fiind valoarea maximă a curentului prin rezistență în timpul defectului.

În figura 2.15 sunt prezentate soluțiile de principiu a unei rețele de medie tensiune având neutrul tratat prin rezistor .

Prezența rezistorului în neutrul rețelei reduce valoarea supratensiunilor tranzitorii, amortizându-le foarte rapid, anulând în același timp condițiile de apariție a unor supratensiuni temporare de rezonanță pe armonica fundamentală sau pe armonicile superioare [16][25]. Conform practicii folosite în Franța [29][30], pentru reducerea valorilor supratensiunilor trebuie respectată condiția:

$$I_R \geq 2 I_C \quad (2.19)$$

iar conform practicii din Anglia și SUA se respectă condiția:

$$I_R \geq I_C \quad (2.20)$$

unde I_C este curentul capacitiv de secvența zero în timpul unui defecet monofazat.

În cazul rețelelor care alimentează motoare sau conțin generatoare care debitează la tensiunea acestor rețele, este necesar, conform practicii franceze [29][30], să se limiteze curentul de defect la pământ la o valoare cuprinsă între 20 și 50 A timp de o secundă pentru a se evita defecțiuni în circuitul magnetic al acestora. În România, în lucrarea [Ce87] se precizează faptul că este necesară limitarea curentului de defect prin generatoare la 100 A timp de o secundă. Pentru durate ale defectului mai mici de o secundă se poate utiliza relația empirică [28][33]:

$$I^2 t = \text{const.}$$

unde I se exprimă în Amperi, iar t în secunde.

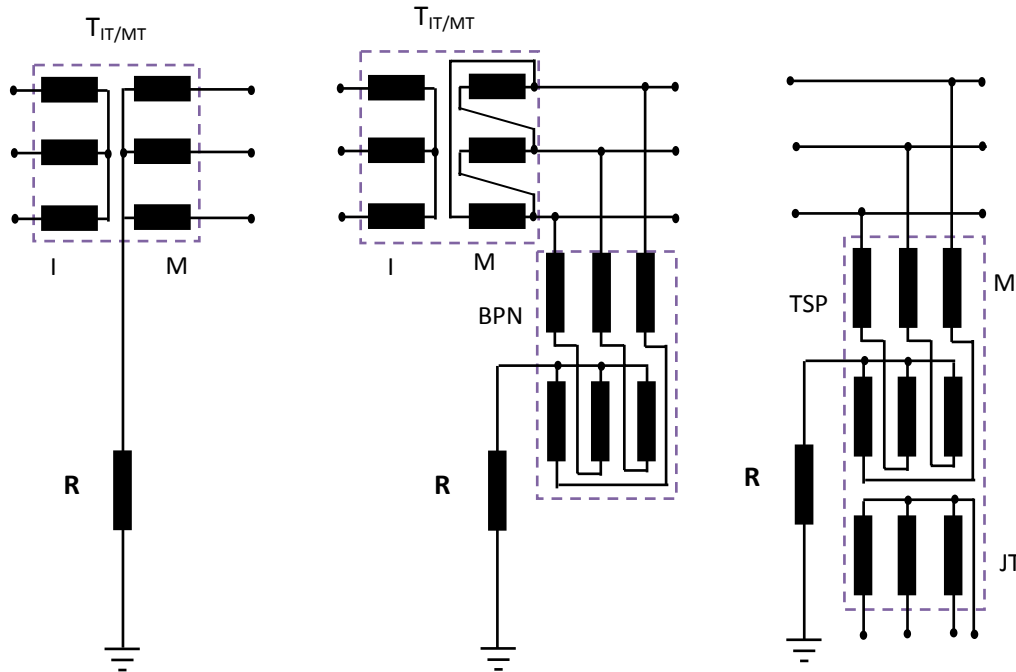


Fig. 2.15. Soluții de legare la neutrul rețelelor electrice de MT cu Rezistor

În cazul în care la rețea nu sunt racordate direct motoare, valoarea maximă a curentului de defect se fixează în funcție de curentul maxim ce poate trece prin mantaua cablurilor și de costul rezistenței de punere la pământ, cost care crește rapid în funcție de valoarea curentului.

În România valoarea rezistenței rezistorului utilizat pentru tratarea neutrului rețelelor de medie tensiune se alege astfel ca la o simplă punere la pământ netă ($R_n = 0$) curentul de defect să fie 300 A pentru rețele electrice aeriene și mixte, respectiv 600 A sau 1000 A pentru rețele electrice subterane (în cablu) [31].

Avantajele sistemului de tratare a neutrului prin rezistor sunt:

- posibilitatea realizării unor protecții sigure și selective ce permit deconectarea rapidă a liniilor cu defect;
- posibilitatea sesizării selective a defectelor slabe (punere la pământ prin rezistență de trecere mare; conductor întrerupt și căzut la pământ spre consumator, etc.) și deconectarea liniei cu defect;
- supratensiuni de valori mult mai scăzute comparativ cu rețelele ce au neutrul izolat sau tratat prin bobină de compensare;
- simplificarea condițiilor de dimensionare a instalațiilor de legare la pământ.

Dezavantajele cele mai importante ale tratării neutrului rețelelor de medie tensiune prin rezistor sunt:

- numărul mare de întreruperi în alimentarea consumatorilor, în special în cazul liniilor aeriene sau mixte;
- solicitarea mecanică mare a întreruptoarelor datorită numărului mare de acționări;

- numărul mare de reanclanșări automate rapide reușite.

Datorită principalelor dezavantaje ale tratării neutrului rețelelor de medie tensiune prin rezistor această soluție s-a impus în special pentru rețelele în cablu, rețele la care defectele trecătoare sunt nesemnificative.

Principalele argumente ale deciziei luate au fost:

- eliminarea rapidă și selectivă a tronsonului defect;
- stabilizarea rețelei prin suprimarea aproape în totalitate a defectelor duble și multiple;
- localizarea simplă a defectelor, durată mică de depanare;
- manevre necesare numai pentru realimentare ;
- câștig în materie de izolație și prelungirea duratei de viață a cablurilor deoarece se diminuează solicitările la supratensiuni ;
- reducerea solicitării asupra rețelei de legare la pământ (de pământ), precum și asupra circuitelor de telecomunicații paralele (prin reducerea duratei de funcționare cu defect);
- economii la investiții în comparație cu necesitatea achiziționării unor noi bobine de compensare;
- o exploatare mai clară a rețelei electrice, o reducere a solicitării echipamentelor și o rentabilitate crescută.

Statistica defectelor înainte și după implementarea noii soluții de tratare a neutrului prin rezistor, au pus în evidență avantajele acesteia:

- indisponibilitatea medie a posturilor de distribuție este în prezent de 4 minute ceea ce corespunde la o diminuare cu 67%;
- numărul de deranjamente s-a diminuat cu 30%. Aceasta s-a datorat faptului că localizarea defectelor este simplă și rapidă ceea ce conduce la eliminarea defectelor duble;
- numărul de defecte în rețeaua de cabluri a fost diminuat cu 94% datorită reducerii solicitării acestora la supratensiuni.

Concluzia companiei germane PESAG (producător distribuitor din Rhenania de Nord), după cinci ani de exploatare, este că înlocuirea modului de tratare a neutrului a fost o reușită atât din punctul de vedere al costurilor, al fiabilității de alimentare a consumatorilor și al exploatării cât și din punctul de vedere al conceptului de protecție.

Politica actuală a Electricite de France privind tratarea neutrului rețelelor electrice de MT a fost decisă la începutul anului 1960. În Franța neutrul rețelelor de distribuție de medie tensiune este legat la pământ prin intermediul unei impedanțe (în marea majoritate a cazurilor printr-o rezistență), care limitează curentul secvență zero în cazul unui defect monofazat net la:

- 300 A pentru rețelele electrice de medie tensiune rurale aeriene;
- 1000 A pentru rețelele electrice de medie tensiune subterane ale orașelor.

Alegerea acestei soluții a impus adoptarea unui ansamblu de echipamente și măsuri care au permis definirea unei politici coerente în contextul perioadei respective și anume:

- controlul supratensiunilor și a potențialelor prizelor de pământ;
- un sistem de protecții prin relee, simplu și robust pentru detectarea, selectarea și declanșarea primelor defecte în mai puțin de o secundă printr-o protecție de curent; curentul rezistiv trebuie să fie superior curentului capacitiv maxim care poate să apară pe linie cu defect; se acceptă pentru durate scurte tensiuni de atingere și de pas superioare valorilor admisibile , securitatea fiind realizată prin rapiditatea și siguranța sistemului;

- detectarea prezenței defectelor rezistive care generează un curent inferior sensibilității protecțiilor ampermetrice de pe linii;
- un sistem de automatizări pentru tratarea defectelor trecătoare și semipermanente (94 % din totalul defectelor) pentru ameliorarea continuității în alimentarea consumatorilor;
- utilizarea unui întreruptor șunt cu acționare monofază, conectat la barele de medie tensiune a stației de alimentare, care permite eliminarea defectelor trecătoare fără deconectarea consumatorilor și deci reducerea semnificativă a numărului de întreruperi ale consumatorilor, prin punerea la pământ pentru o perioadă scurtă a fazei defecte (circa 0,3 s);
- utilizarea reanclanșărilor automate pe linii pentru eliminarea defectelor semipermanente și declanșarea defectelor permanente.

2.8. Soluții mixte

2.8.1. Rețele electrice de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor și întreruptor șunt

Eliminarea defectelor trecătoare cu ajutorul soluției „întreruptorului șunt” are marele avantaj că nu se comandă deconectarea LEA de medie tensiune cu defect trecător. Tensiunea pe faza afectată de defect este perturbată, dar tensiunile între faze rămân practic neschimbate și deci consumatorii nu simt defectul și nici acționarea întrerupătorului șunt. Prin faptul că eliminarea defectelor trecătoare nu se face prin deconectarea lor ci prin șuntarea arcului se reduce în mod substanțial (cu circa 85-80%) numărul de întreruperi ale consumatorilor.

Întreruperea alimentării cu energie electrică se produce numai pentru acei consumatori care sunt racordați la linia cu defect permanent, dacă nu este prevăzută o alimentare de rezervă. Această întrerupere nu depinde de modul de tratare a neutrului rețelei fiind necesară selectarea elementului defect, repararea sau înlocuirea acestuia.

Găsirea unor metode care să permită selectarea defectelor trecătoare de ce le permanente au condus la creșterea performanțelor tratării neutrului prin rezistor. După statisticile prezentate în literatura de specialitate [14][17], defectele trecătoare reprezintă între 70% și 90% din totalul defectelor, deci selectarea acestora conduce la micșorarea pronunțată a numărului întreruperilor alimentării consumatorilor.

În figura 2.16 este prezentată schema principială a rețelei de medie tensiune ce are neutrul tratat prin rezistor și prevăzută cu întreruptor șunt. Întreruptorul șunt, trebuie să fie prevăzut cu posibilitatea de a fi acționat separat pe fiecare fază.

La apariția unei puneri la pământ se închide pentru un interval de timp de maxim 0,1s faza întreruptorului șunt care corespunde fazei pe care s-a produs defectul. În acest fel tensiunea ce se aplică arcului electric scade foarte mult, creându-se posibilitatea ca la trecerea prin zero a curentului arcul să se stingă, deci defectul să dispară fără a fi necesară deconectarea liniei, respectiv fără a întrerupe alimentarea consumatorilor [18],[24].

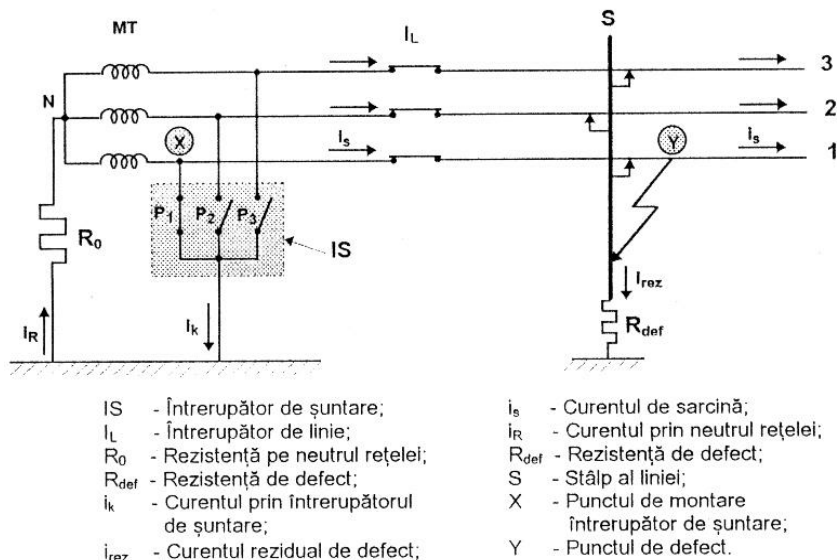


Fig. 2.16. Schema de principiu a unei rețele de medie tensiune având neutrul tratat prin rezistor și întreruptor șunt.

Principalul avantaj al acestei metode de tratare a neutrilor rețelei de medie tensiune constă în aceea că se micșorează semnificativ numărul întreruperilor în alimentarea consumatorilor și atunci când aceștia sunt alimentați prin linii aeriene sau mixte, astfel încât situația devine similară cu cea în care liniile electrice sunt în cablu.

Principalul dezavantaj al acestei metode constă în faptul că este necesară realizarea unei instalații care să permită comanda separată a fiecărei faze a întreruptorului șunt și să permită conectarea acestuia o singură dată pentru un defect. Comanda greșită a fazei întreruptorului șunt conduce la o dublă punere la pământ, care poate avea consecințe extrem de grave asupra instalațiilor. Deoarece blocarea întreruptorului șunt în poziția conectat este extrem de periculoasă, este necesar ca acest întreruptor să aibă o fiabilitate foarte bună. Din aceste motive modul de tratare al neutrilor rețelelor de medie tensiune cu rezistor și „întreruptor șunt” nu s-a impus în rețelele de medie tensiune din România.

2.8.2. Rețele electrice de medie tensiune având neutrul tratat cu bobină de compensare și ansamblu de compensare cu rezistor

Soluția, numită impropriu și tratare combinată prin bobină de compensare și rezistor, constă, în principal, în funcționarea rețelei de medie tensiune în regim normal de durată cu neutrul tratat prin bobină de compensare (regim BC) în scopul eliminării defectelor trecătoare. Rolul unui rezistor montat pe neutru rețelei, care se cuplează automat, cu o anumită temporizare, în paralel cu bobina de compensare (regim BC||Rn), este de a selecta și deconecta un defect, dacă acesta nu a fost eliminat anterior prin compensarea curentilor capacitivi de către bobină (în regimul numai cu BC).

Se are în vedere *funcționarea rețelei electrice în „regim BC||Rn” numai pentru identificarea rapidă și selectivă a liniei cu defect.*

Prin această soluție se urmărește cumularea unora din principalele avantaje ale celor două metode de tratare a neutrului în rețelele de medie tensiune, și anume: pe de o parte lichidarea defectelor trecătoare fără întreruperea consumatorilor, prin acțiunea bobinei de compensare BC în cazul regimului de funcționare a rețelei cu neutrul tratat prin bobină de compensare și pe de altă parte lichidarea defectelor permanente prin selectarea și declanșarea liniei cu defect în regimul de funcționare cu rezistor Rn conectat pe neutrul rețelei.

Declanșarea rapidă a punerilor la pământ permanente oferă posibilitatea protejării izolației întregii rețele electrice față de pământ și evitarea situației transformării defectului cu punere simplă la pământ în defecte polifazate cu toate consecințele acestuia, cum sunt distrugerii de echipamente, accidentele grave de persoane și animale, incendii și chiar explozii etc.

Se realizează o ameliorare a calității alimentării consumatorilor, pentru că aceștia nu mai sunt deconectați pentru perioade scurte în cadrul secvențelor de localizare și izolare a defectelor prin declanșarea și reanclanșarea succesivă a liniilor din stația de alimentare (acțiune de localizare realizată manual sau automat).

După identificarea și deconectarea liniei defecte înlesnită de funcționarea rețelei în regim BC||Rn este necesar să se revină la funcționarea normală în regim cu BC.

Revenirea la regimul cu BC se poate efectua prin deconectarea manuală sau automată (într-un timp scurt prestabilit) a rezistorului. De preferat este deconectarea automată a rezistorului pentru a nu se permite situații de funcționare de lungă durată cu rezistorul conectat, oferindu-se astfel posibilitatea lichidării și a defectelor trecătoare ce ar putea apărea în perioada de timp respectivă.

O altă metodă de a separa defectele trecătoare de cele permanente constă în tratarea neutrului rețelei de medie tensiune cu *bobină de compensare în regim normal* de funcționare, iar la apariția unei simple puneri la pământ se funcționează în acest mod de tratare a neutrului un interval de timp mai mic de o secundă. Dacă în acest interval de timp defectul nu a dispărut natural, în paralel cu grupul TSP + BC (transformator servicii proprii înseriat cu bobina de compensare) se conectează grupul BPN + R (bobină de punct neutru înseriată cu rezistorul fig. 1.17). În acest fel se asigură posibilitatea sesizării selective a liniei cu defect și deconectarea acesteia într-un interval de timp foarte scurt.

Această metodă de tratare a neutrului are în principal următoarele avantaje:

- nu impune întreruperea alimentării consumatorilor în cazul defectelor trecătoare;
- nu permite transformarea simplelor puneri la pământ în defecte multiple, deoarece rețeaua funcționează un timp foarte scurt (sub două secunde) cu punere la pământ;
- permite sesizarea selectivă a defectelor, inclusiv a celor slabe (puneri la pământ prin rezistență de trecere mare, conductor întrerupt și căzut la pământ spre consumator);
- simplifică condițiile impuse în dimensionarea instalațiilor de legare la pământ.

Principalele dezavantaje provin din faptul că la apariția unei simple puneri la pământ se funcționează inițial cu neutrul tratat prin bobină de compensare, deci rămân valabile dezavantajele prezentate pentru acest mod de tratare a neutrului.

Acest mod de tratare a neutrului s-a experimentat în rețelele de medie tensiune din țară obținându-se rezultate foarte bune .

Funcționarea cu acest mod de tratare a neutrului a impus realizarea unei instalații automate care să asigure conectarea întreruptorului (I) la un anumit interval de timp după apariția simplei puneri la pământ, respectiv deconectarea acestuia după deconectarea de la barele stației de transformare a liniei cu defect. Această instalație trebuie să țină seama și de existența sistemelor de reanclanșare automată rapidă (RAR) a liniilor de medie tensiune, respectiv de timpul de reglaj al acestora.

Comparativ cu situația în care se utilizează întreruptorul șunt pentru eliminarea defectelor trecătoare, o funcționare greșită a instalației ce comandă întreruptorul (I) are consecințe mult mai puțin grave asupra rețelei de medie tensiune, deoarece în cazul că nu se închide acest întrerupător rețeaua rămâne cu neutrul tratat prin bobină de compensare, iar dacă nu se deschide întrerupătorul rețeaua se comportă ca și cum are neutrul tratat prin rezistență.

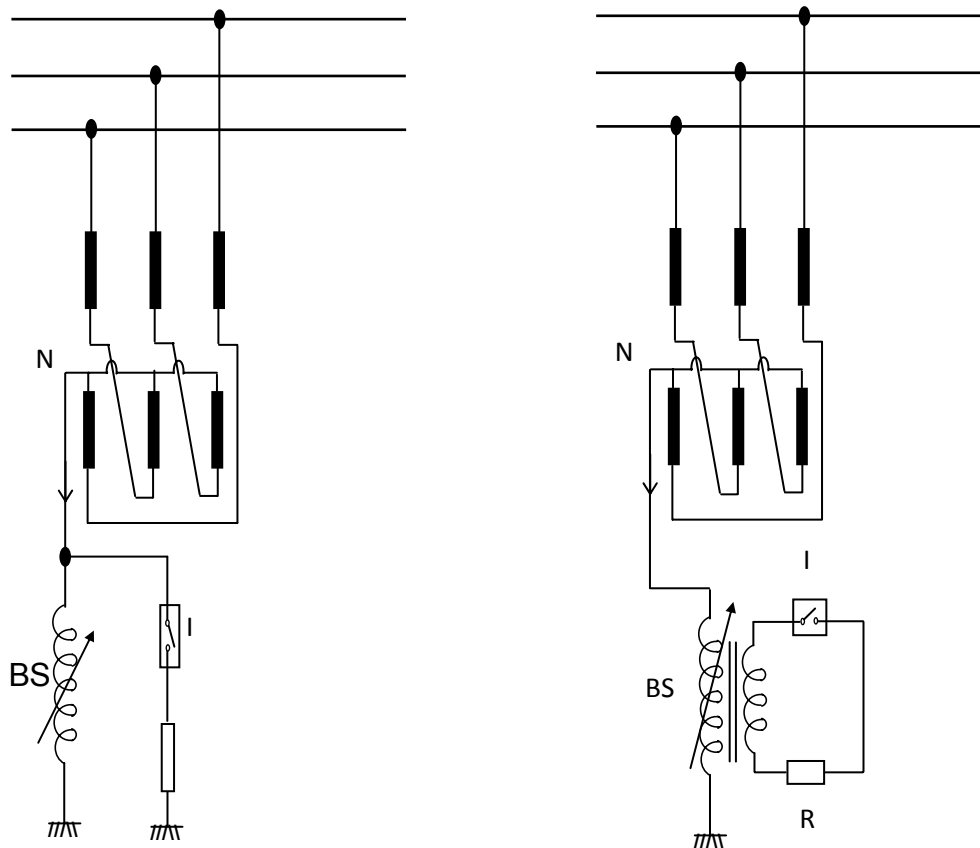


Fig. 2.17. Schema de principiu a unei rețele de medie tensiune având neutrul tratat prin bobina de compensare în paralel cu rezistorul sau printr-o înfasurare specială inserată cu rezistorul

În continuare se prezintă rezultate și concluzii ale companiei germane PESAG care exploatează o rețea de 20 kV cu 41 stații de MT/MT și circa 3300 posturi de distribuție (360.000 locuitori). Rețeaua era constituită inițial, în principal, din linii aeriene și avea neutrul tratat prin bobină de compensare.

Cu timpul liniile aeriene au fost și sunt înlocuite cu cabluri subterane (peste 2400 km). Localizarea defectelor se efectuează prin manevre succesive.

Datorită creșterii rețelei în cablu se pune problema instalării de noi bobine de compensare de mare putere (340 A pe timp de 2 ore).

Ținând seama de rezultatele măsurărilor, studiilor și analizelor efectuate de Siemens AG pentru această rețea, compania PESAG a decis, în 1989, să schimbe modul de tratare a neutrului rețelei, adoptându-se soluția de legare la pământ a neutrului rețelei printr-o impedanță de valoare mică și limitarea curentului maximal de defect monofazat la 2 kA.

Comparativ cu situația în care se utilizează întreruptorul șunt pentru eliminarea defectelor trecătoare, o funcționare greșită a instalației ce comandă întreruptorul (I) are consecințe mult mai puțin grave asupra rețelei de medie tensiune, deoarece în cazul că nu se închide acest întreruptor rețeaua rămâne cu neutrul tratat prin bobină de compensare, iar dacă nu se deschide rețeaua se comportă ca și cum are neutrul prin rezistor.

2.8.3. Rețele electrice de medie tensiune având neutrul tratat prin bobină de compensare și ansamblu simplificat cu bobina de punct neutru

Soluția de tratare a neutrului cu bobină de compensare în paralel cu rezistor (fig. 2.17) implică montarea în stația de transformare suplimentar a bobinei de punct neutru BPN a rezistorului R_n și a întreruptorului I. În [27] se prezintă o schemă de tratare a neutrului prin care se elimină rezistorul, concepându-se o bobină de punct neutru cu impedanță de secvență zero mărită, astfel încât să se limiteze valoarea curentului de defect (în cazul când rezistența de trecere la locul de defect este nulă) la 300 A. Prin această soluție, pe lângă creșterea fiabilității instalației (eliminându-se un element) se reduc și cheltuielile de investiție, deoarece costul unui rezistor este practic același cu al bobinei de punct neutru. Bobina de punct neutru, simbolizată BTPC, are conexiunea zigzag cu nul pentru a asigura o impedanță de secvență pozitivă, respectiv negativă de valoare ridicată ($Z^+ = Z^- = 28.887 \Omega$) astfel că pierderile de putere activă la mersul în gol (întreruptorul I din figura 1.18 deschis) sunt 350 W. Schema de principiu a unei rețele de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobină de compensare în paralel cu bobina de punct neutru și căile de închidere a curentului în cazul unei simple puneri la pământ sunt prezentate în figura 2.18.

Impedanța de secvență zero a bobinei de punct neutru este $Z_{BTPC}^0 = (8 + j114,7)\Omega$. Această soluție de tratare a neutrului a fost implementată în stația de transformare 110/20 kV de la I.U.M. Tg.Jiu. Prin realizarea acestei instalații experimentale s-a putut verifica comportarea în exploatare a acestei soluții de tratare a neutrului.

Principalul avantaj al acestei soluții de tratare a neutrului constă în faptul că se reduc practic cu aproximativ 30% cheltuielile de investiții comparativ cu varianta în care neutrul este tratat prin bobină de compensare în paralel cu rezistor, păstrându-se avantajele tehnice. Și pentru această variantă este necesară o instalație automată care să asigure conectarea întreruptorului I din figura 2.18., la un interval de timp prescris (sub o secundă), din momentul apariției defectului.

Exploatarea rețelelor de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor a evidențiat faptul că în timp este posibilă întreruperea acestuia. Ca urmare rețeaua de medie tensiune se transformă în una cu neutrul izolat ceea ce poate conduce în cazul unor simple puneri la pământ, la defecte multiple, deci la deteriorări de echipamente ce implică cheltuieli foarte mari atât pentru consumatori cât și pentru distribuitorul de energie electrică. Această metodă de tratare a neutrului menține avantajele soluțiilor de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune prin rezistor și combinat bobină de compensare în paralel cu rezistorul și aduce suplimentar avantajele menționate anterior.

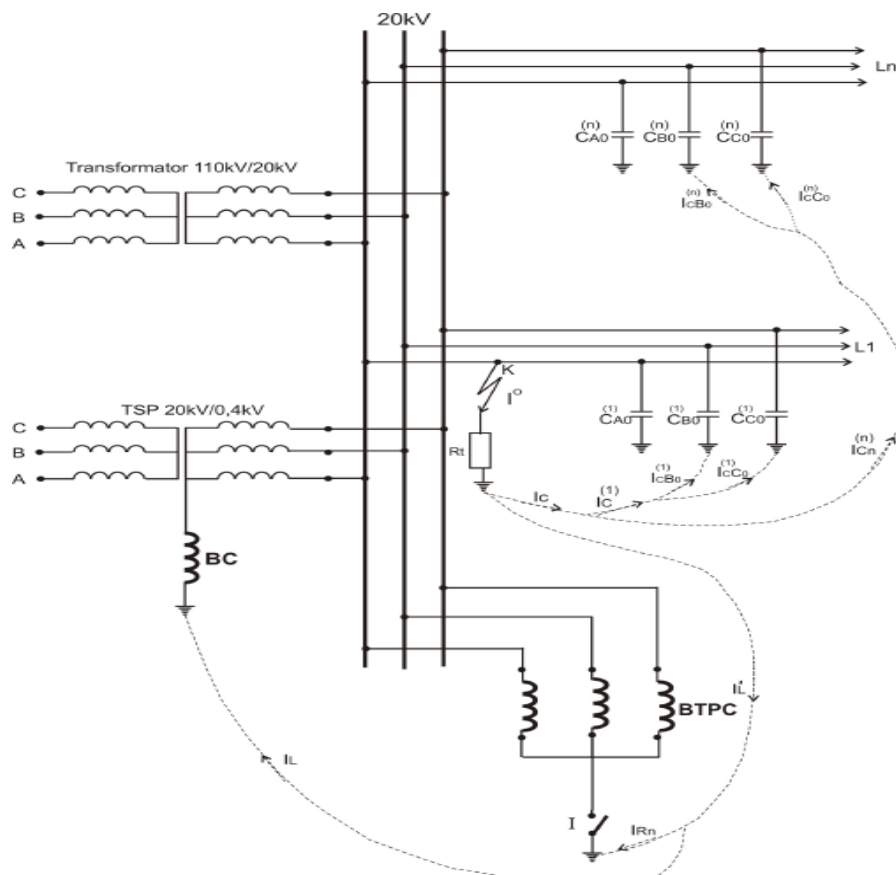


Fig. 2.18. Schema de principiu a unei rețele de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobină de compensare în paralel cu bobina de punct neutru.

2.9. Stadiul problemei tratării neutrului în rețelele electrice de medie tensiune în țară și în străinătate

2.9.1. Stadiul tratării neutrului în România

Normele naționale [AN00] impun tratarea neutrului rețelelor electrice de medie tensiune în cazul în care curentul capacitiv de punere la pământ, generat de un defect monofazat în rețeaua legată galvanic depășește valoarea de 10 A atunci când nu sunt racordate galvanic la rețea generatoare – sau valoarea de 5 A atunci când la această rețea sunt racordate galvanic generatoare electrice[31][32][33].

În rețelele de medie tensiune din România, unde până nu de mult curenții capacitivi de punere la pământ depășeau valorile prescrise, s-au luat măsuri de reducere a valorii acestora fie prin secționarea galvanică a rețelei (dacă era posibil pentru a nu se afecta siguranța în funcționare a rețelei și de alimentare a consumatorilor), fie prin compensarea lor prin bobină de compensare.

Aceste soluții, utilizate într-o perioadă anterioară în exclusivitate, au fost determinate în cea mai mare măsură de practica încetățenită, până în anii `60 - `70 în unele țări din Europa (în special fosta URSS și Germania), precum și de dezvoltarea istorică a rețelelor electrice și a aparatajului de medie tensiune.

Prin utilizarea soluției de tratare a neutrului prin bobină de compensare se ajunge, din punctul de vedere al rețelei într-o situație similară rețelelor cu neutrul izolat (curenți mici de defect), cu avantajele și dezavantajele acestora. În plus apare dezavantajul necesității unei acordări permanente a bobinei (manual sau automat), deoarece, prin schimbarea configurației rețelei se dezacordează circuitul și se pierde avantajul soluției (reducerea curenților de defect la valoarea dorită).

În țara noastră s-au fabricat relativ puține dispozitive de reglare automată a bobinelor de compensare, iar personalul de exploatare nu urmărește în permanență configurația rețelei pentru adaptarea reglajului la situația momentană. De asemenea, sistemele actuale de reglaj ale bobinelor nu dau satisfacție, în multe cazuri fiind necesară găsirea altor criterii de stabilire a consemnelor de reglaj. Buna funcționare a acționării instalațiilor de reglaj este influențată de diversele fenomene care apar în rețelele electrice (armonice, nesimetrii pronunțate, etc.).

În plus, în România, nu s-a dispus de echipamentele necesare pentru realizarea unor protecții prin relee fiabile pentru selectarea sigură și rapidă a defectelor monofazate permanente.

Studiile și cercetările efectuate în România, ani au pus în evidență o serie de avantaje majore pe care le prezintă soluția de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune prin rezistența de limitare a curentului de defect monofazat.

Ca urmare a experimentării cu succes a soluțiilor propuse, compania de distribuție ELECTRICA a decis în 1982 generalizarea și în țara noastră a soluției de tratare prin rezistor a neutrului rețelelor electrice de medie tensiune. Din 1989 soluția se aplică și la rețelele serviciilor interne de medie tensiune din cadrul centralelor electrice.

Circulara Tehnică nr.3 RE-CT 88-82, emisă de CIRE cu titlul „Directive privind trecerea rețelelor de medie tensiune existente la soluția cu neutrul legat la pământ prin rezistență ohmică” cuprinde și o serie de măsuri ce trebuie luate în rețelele electrice de medie tensiune pentru a se trece la acest mod de tratare a neutrului. În conformitate cu această circulară la neutrul rețelelor de medie tensiune se racordează față de pământ un rezistor, care limitează curentul de scurtcircuit monofazat la:

- 300 A pentru rețelele electrice aeriene sau mixte;
- 600 A / 1000 A pentru rețelele electrice subterane.

Aplicarea soluției a confirmat avantajele preconizate, impunând-o mai ales în cazul rețelelor electrice de medie tensiune în cablu sau preponderent în cablu. Însă în cazul rețelelor aeriene și a unor rețele mixte tratarea prin rezistor a neutrilor se impune cu dificultate datorită numărului mai mare de goluri de tensiune și întreruperi de scurtă durată în alimentarea consumatorilor ca urmare a acționării instalațiilor de tip RAR pentru eliminarea defectelor trecătoare specifice acestor rețele.

Întreruperi de scurtă durată a consumatorilor se produc și în cazul rețelelor cu neutru compensat prin bobină ca urmare a secvențelor repetate de declanșare-reanclanșare a plecărilor din stație pentru localizarea defectelor monofazate permanente.

În ultima perioadă în, România, sunt experimentate două soluții moderne care permit atât ameliorarea exploatarei rețelelor electrice de medie tensiune cu neutru compensat sau tratat prin rezistor, cât și a calității și continuității în alimentarea consumatorilor, în sensul eliminării defectelor trecătoare fără deconectarea consumatorilor (chiar și pe durate scurte), cât și detectarea și deconectarea selectivă și rapidă a defectelor permanente și anume:

- conectarea, pentru o perioadă scurtă, în paralel cu bobina de compensare, a unei rezistențe în scopul selectării și deconectării rapide și sigure a defectelor monofazate persistente în cazul rețelelor electrice de medie tensiune cu neutru compensat;

- utilizarea unui întreruptor șunt pentru eliminarea defectelor monofazate trecătoare în cazul rețelelor electrice de medie tensiune cu neutru tratat prin rezistență.

Ambele soluții, utilizate de mai mult timp în alte țări, și-au demonstrat fezabilitatea

aplicării lor și în rețelele electrice pe medie tensiune din România. Analizele tehnico-economice vor stabili domeniile de aplicare.

2.9.2. Stadiul problemei pe plan mondial

Problema tratării neutrilor a fost mai întâi soluționată pentru rețelele electrice aeriene, iar apoi odată cu apariția și dezvoltarea rețelelor subterane s-a impus necesitatea rezolvării ei și pentru acestea. Soluțiile adoptate diferă de la o țară la alta, dependent de specificul evoluției electroenergeticii în țara respectivă și de valențele economice disponibile. Pentru rețelele de joasă și înaltă tensiune s-a adoptat aceeași soluție, neutru legat la pământ. Pentru rețelele de medie tensiune s-a plecat inițial pe două direcții: una corespunzătoare neutrilor legat efectiv la pământ, cealaltă cu neutru izolat. De la acestea din urmă s-a trecut la rețele cu neutru tratat prin impedanță de limitare (bobină sau rezistor) sau bobină de stingere. Ulterior s-au adoptat și soluții mixte: bobină de compensare plus rezistor de limitare. Oricum, modul de tratare al neutrilor rețelelor de medie tensiune nu are o soluție unitară pe plan mondial. Se pot distinge următoarele situații:

- *neutru legat direct la pământ*, soluție aplicată în Marea Britanie, Canada, Australia și Statele Unite; se mai numește și soluția anglo-saxonă, pentru ultimele trei țări neutru rețelei este în plus și distribuit. În ultima vreme această soluție a început să fie aplicată și în Rusia;

- *neutru izolat* se aplică în Japonia, Italia, Germania de Est, România etc.;

- *neutrul legat la pământ prin bobină de compensare* se aplică în majoritatea țărilor din Europa de Est, Europa de Nord, Germania și Comunitatea Statelor Independente,

- *neutrul legat la pământ prin impedanță de limitare*, în mod deosebit rezistor; se aplică în Franța, Spania, zone din Germania, Cehia, Slovacia, Ungaria, Bulgaria și România. Această soluție a găsit un teren deosebit în rețelele subterane urbane datorită reducerii supratensiunilor și funcționării selective a protecției. În acest sens în tabelul 2.2 se prezintă valorile maxime ale factorului de supratensiune, exprimat în unități relative (raportarea supratensiunii făcându-se la tensiunea nominală de fază)[Er06].

Tabelul 2.2 Valorile maxime ale factorului de supratensiune [u.r.]

Situația neutrului	Rețele cu LES	Rețele cu LEA sau mixte
Izolată	3.8	2.3
Legat la pământ	3.6	2.2
Tratat prin bobină de compensare	2.9	2.5
Tratat prin rezistor limitare	2.4	2.0

Din analiza celor prezentate în tabelul 2.2 se constată că nivelul cel mai ridicat al supratensiunilor apare la linii subterane iar cel mai redus la rețele tratate cu rezistor de limitare.

Există în lume o diversitate de opinii privind soluția optimă de tratare a neutrului rețelelor electrice[9][14][19][23] și sunt în exploatare o mare varietate de moduri de tratare a neutrului rețelelor electrice de medie tensiune. De la legarea directă la pământ într-un punct (Anglia) sau în mai multe puncte (Statele Unite), până la absența legăturilor la pământ (Italia, Japonia). Între aceste două extreme se practică pe scară largă diferite variante de legare a neutrului rețelelor la pământ într-un punct unic printr-o impedanță fixă de limitare a curentului de defect monofazat (în marea majoritate a cazurilor printr-o rezistență – Franța, Spania, SUA, Anglia) sau printr-o impedanță variabilă pentru compensarea curentului capacitiv de defect monofazat (bobină de compensare reglabilă Petersen în Germania, Elveția, Europa centrală de Est și de Nord).

Pentru semnalizarea defectelor se folosește uneori metoda conectării în paralel a unei rezistențe de valoare mică pentru o durată de timp scurtă.

În rețeaua de 65 kV din cantonul Valais s-a trecut la tratarea neutrului printr-o impedanță de valoare mică (o bobină de 20 Ω - rezultând un curent de defect de 6 kA) în scopul detectării și eliminării selective și rapide a defectelor monofazate.

În cele ce urmează se prezintă o sinteză privind evoluția concepției EDF de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune din Franța[9][12][21] [33].

În vederea ameliorării calității energiei electrice furnizate consumatorilor, dar și pentru o mai bună încadrare a instalațiilor energetice în mediu, EDF a dezvoltat mult rețelele de medie tensiune în cablu în zonele rurale înlocuind liniile electrice aeriene mai ales în zonele aglomerate și zonele protejate. În aceste condiții curentul capacitiv homopolar al rețelei electrice crește considerabil în cazul unui defect monofazat. Acest fapt are trei consecințe:

- valoarea curentului de defect homopolar total nu mai poate fi menținută în limita de 300 A; sensibilitatea protecțiilor ampermetrice clasice se diminuează, deoarece această protecție trebuie reglată peste valoarea curentului capacitiv care circulă atunci când se produce un defect pe o altă plecare;

- nu mai poate fi îndeplinită condiția $IR > 2I_c$ ($IR > I_c$ după metoda engleză) pentru a se obține supratensiuni de valoare minimă clienții sunt mai sensibili la creșterea și golurile de tensiune și la întreruperile de scurtă durată în alimentare; noile echipamente electronice și informatice instalate la clienți sunt sensibile la supratensiuni, creșteri de tensiuni și întreruperile scurte;

- au evoluat normele de securitate.

Pentru a face față noului context, EDF a studiat la sfârșitul anilor `80 diferite soluții posibile în materie de tratare a neutrului rețelelor electrice rurale de medie tensiune. S-au avut în vedere în principal două posibilități și anume:

- reducerea valorii impedanței de legare la pământ a rețelelor rurale de medie tensiune (a rezistenței) și în consecință creșterea valorii curentului de defect peste valoarea stabilită inițial la 300 A; aceasta necesită adaptarea instalațiilor la noua valoare a curentului de defect și nu permite compensarea curentului homopolar capacitiv care, pentru noile rețele de 20 kV cu multe plecări în cablu, depășește valoarea de 100 A;

- schimbarea modului de tratare a neutrului rețelei prin trecerea la tratarea prin bobină de compensare.

Analizând modul de solicitare a soluției de compensare a neutrului rețelelor electrice în alte țări (Germania, Europa de Nord, Europa de Est), EDF a constatat că soluțiile respective au fost dezvoltate în aceste țări în contexte diferite de cele ale rețelelor electrice de medie tensiune din Franța. Se subliniază următoarele aspecte cu privire la soluțiile de compensare a neutrului rețelelor electrice de medie tensiune:

- sensibilitatea protecțiilor utilizate în aceste țări în cazul tratării neutrului prin bobina de compensare este limitată și selectivitatea lor nu este sigură;

- în scopul nedegradării calității alimentării consumatorilor, anumiți distribuitori mențin rețeaua sub tensiune în toate fazele de localizare a defectului; deoarece această funcționare a rețelei cu un defect permanent nu trebuie să fie periculoasă pentru persoane, rezistențele prizelor de pământ trebuie să fie scăzute (la circa 2 ohmi).

Se specifică că, în cazul tratării neutrului rețelelor de medie tensiune prin bobină de compensare, în Europa apar următoarele probleme:

- detectarea defectelor la pământ prin sisteme diferențiale este complexă, deoarece amplitudinea curenților de defect este scăzută și nu constituie un criteriu suficient;

- din diferite motive, protecțiile utilizate în acest mod de tratare a neutrului nu s-au dovedit până în prezent nici sensibile și nici fiabile;

- se folosește o detecție globală centralizată a prezenței defectului în rețea, bazată pe curentul prin conexiunea la pământ a bobinei, însă localizarea defectului necesită manevre de deconectare-reanclanșare multiple ale plecărilor din stație din partea personalului de exploatare. Astfel timpul necesar pentru izolarea defectului este relativ lung, iar dacă acordul între bobină și capacitatea rețelei nu este suficient de fin, sunt necesare prize de pământ de bună calitate pentru siguranța persoanelor.

Studiile preliminare ale EDF au arătat că aplicarea directă în Franța a soluțiilor din alte țări, de compensare a neutrului rețelelor de medie tensiune nu este posibilă și din următoarele motive:

- structura și caracteristicile actuale ale rețelelor rurale de medie tensiune franceze nu sunt concepute și pregătite pentru a face față menținerii alimentării consumatorilor pe timpul unui defect monofazat permanent; rețelele franceze sunt relativ puțin buclate și în general puțin redondante și astfel exploatarea rețelelor și asigurarea continuității în alimentarea consumatorilor riscă să fie dificile prin numărul ridicat de deconectări neselective;

- în condiția păstrării actualelor prize de pământ de 30 Ω ale rețelelor de medie tensiune, pentru limitarea creșterii potențialelor pe astfel de prize la 100-120 V este necesară reducerea curentului de defect la mai puțin de 4 A, ceea ce nu se încadrează în valorile de curent necesare punerii la punct a unui plan corespunzător de protecții;

- valorile actuale ale prizelor de pământ, conduc la necesitatea unui reglaj fin al bobinei de compensare, ceea ce bobinele actuale cu „miez plonjat” nu îl pot asigura; în astfel de situații trebuie să fie reduse drastic valorile prizelor de pământ, fie trebuie realizat un nou sistem de reglare automată fină a bobinelor de compensare și realizarea unor protecții prin relee care să permită deconectarea selectivă și rapidă a defectelor monofazate persistente în cazul tratării neutrului prin bobină de compensare;

- s-a constatat că aplicarea soluțiilor folosite în Europa de tratare a neutrului prin bobină Petersen nu este adecvată contextului rețelelor electrice de medie tensiune din Franța, fiind necesară elaborarea unei soluții noi de către EDF, ceea ce a implicat studii și cercetări ample, precum și construirea unor noi echipamente și aparate, bazate pe criterii și concepții noi.

O evaluare corectă a avantajelor, dezavantajelor și consecințelor schimbării metodei de tratare a neutrului în rețelele rurale de medie tensiune ale EDF, s-a decis la începutul anului 1990, prin experimentări privind utilizarea soluției de tratare a neutrului rețelei prin bobină de compensare într-o stație de medie tensiune.

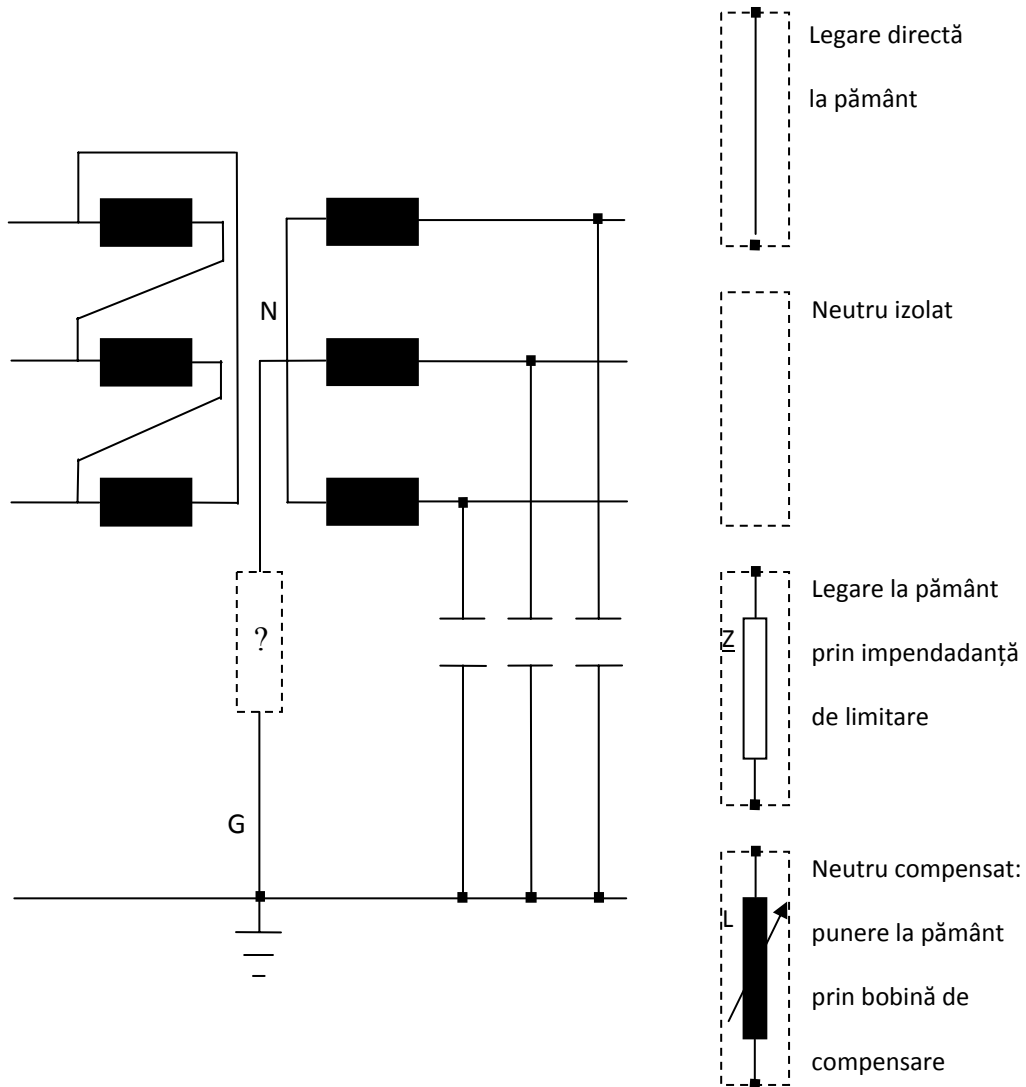


Fig. 2.19. Metode diferite de tratare a neutrului

După o primă experimentare în stația Guebwiller-Alsacia în perioada 1991-1992, s-a confirmat concluzia că soluțiile de tratare a neutrului prin bobină de compensare din alte țări (prin bobină „Petersen”) nu pot fi aplicate direct în rețelele electrice din Franța cu toate încercările de îmbunătățire a soluției de ansamblu (de exemplu utilizarea unui întreruptor șunt cu impedanță pentru localizarea și deconectarea rapidă și selectivă defectelor permanente), fiind necesare modificări esențiale pentru adaptarea soluției la rețelele de medie tensiune ale EDF . Menținerea alimentării consumatorilor cu o bobină Petersen în prezența defectelor

monofazate permanente este inadecvată în contextul rețelelor franceze. Aceste tipuri de defecte trebuie să fie selectate și deconectate prin protecții.

În perioada experimentărilor din stația Guebwiller a apărut necesitatea reducerii tratării neutrului prin bobină de compensare pentru a se reduce posibilitatea apariției unui al doilea defect în alt punct al rețelei (defect dublu) mai ales în cazul funcționării reanclanșărilor rapide. De asemenea, pentru aplicarea cu succes a soluției este necesară o întreținere preventivă a instalațiilor și detectarea punctelor slabe în vederea asigurării unui nivel de izolație între faze și pământ suficiente pentru reducerea riscului apariției unui al doilea defect.

Tabelul 3.3. Metode de tratare a neutrului

Tip de punere la pământ	Legătură directă	Izolat	Impedanță de limitare	Bobină de compensare	Neutru distribuit
0	1	2	3	4	5
Jara	Anglia	Japonia Italia, Irlanda	Franța, Sudul Europei	Franța, Nordul și Estul Europei	USA, Australia, Canada
Curent de defect	1000A	< 30A	< 1000A	< 100A	100-200A
Detectare defect	ușoară	ușoară	ușoară	dificilă	ușoară
Selectie început de defect	ușoară	dificilă	ușoară	dificilă	ușoară
Localizare defect	ușor (măsurare impedanță)	dificil	ușor defect net (măsurare impedanță)	dificil	dificil

Urmărirea sistematică a stației Guebwiller aflată în condiții de experimentare cu neutrul compensat, precum și continuarea cercetărilor, au condus la adaptarea tehnicii de legare la pământ prin bobină de compensare și fabricarea a patru produse noi importante pentru a se aplica soluția în cazul rețelelor de medie tensiune franceze.

Pentru o clasificare a rețelelor de distribuție în ce privește tratarea neutrului, trebuie mai întâi să deosebim rețelele cu neutru distribuit (tip nord american) de rețelele cu tratare a neutrului într-un singur punct (tip european) cu neutrul.

Pentru rețelele de distribuție tratate într-un singur punct, există mai multe metode de tratare a neutrului (fig. 2.19).

Alegerea uneia dintre metode depinde de un compromis între structura anterioară a rețelei, de criteriile tehnice și economice. În Franța, până în prezent neutrul s-a tratat prin rezistor, pentru limitarea curentului de scurtcircuit.

În ultimul timp EDF a hotărât înlocuirea acestui sistem cu un sistem cu neutrul compensat. Sistemul se extinde în Spania și Italia, cu rețele de distribuție asemănătoare, unde s-au luat hotărâri similare.

2.10 Bibliografie Capitolul 2

- [1] Balzer G., Heiss W.A. - *Influence du régime du neutre sur les tensions et courants en cas de défaut*; Simpozionul Neutre MT Quel devenir?, Mulhouse ,1994.
- [2] Bălan Gh. - *Influența tratării neutrului asupra siguranței în funcționare a rețelelor de medie tensiune*. Teză de doctorat. Institutul Politehnic București, 1978.
- [3] Bercovici M., Arie A., Poeată Al. - *Rețele electrice. Calculul electric*. Editura Tehnică, București, 1974.
- [4] Bogoevici N., Toader D. - *Nesimetria tensiunilor la o rețea electrică trifazată în regim de scurtcircuit monofazat*. Simpozionul național de rețele electrice, oct.1984, Timișoara vol.III, p.92-104.
- [5] *Cercetări, experimentări și propuneri de asimilare pentru stabilirea soluțiilor de tratare a neutrului rețelelor de servicii proprii din termocentrale prin rezistență*. Institutul de Studii și Proiectare Energetică București.1987.
- [6] Cerretti A., Lembro G., Primio G., Gallerante A., Valotorta G. - *Automatic fault clearing on MV networks with neutral point connected to ground through impedance*. CIRED Barcelona, 2003.
- [7] Cerretti A., Lembro G., Colone R. - *A new integrated protection system for the MV section of primary substations*. CIRED Viena 2007.
- [8] Clarke Ed. - *Analiza circuitelor sistemelor electroenergetice*. Editura Tehnică București, 1973.
- [9] Clement M., Daniel D., Bergeal J. - *Évolution du régime du neutre moyenne tension à Électricité de France*. Simpozionul Neutre MT Quel devenir?, Mulhouse ,1994.
- [10] Eremia M., Editor et al. - *Electric power systems Vol 1. Electric networks*. Editura Academiei Române, București, 2006
- [11] Fickert I. Schweer A. - *Détection et location des défauts à la terre*. R.E.E. nr.2, 1966.
- [12] Fickert I. Schweer A. - *Le régime du neutre sur les réseaux MT et son influence sur la qualité de distribution d'énergie sur l'exploitation de réseau*. Neutre MT quel devenir? Mulhouse 1995
- [13] Groza D., Hăjdău C., Căruntu V. - *Echipament pentru monitorizarea rezistenței de izolație în rețele de medie tensiune cu neutrul izolat*. Simpozionul Național de Rețele Electrice Iași 2000.
- [14] Handschin E., Konig D. - *Le traitement du point neutre dans les réseaux de moyenne tension*. R.E.E. nr.2, 1996, pag.20.
- [15] Hațegan I.D. *Contribuții la analiza și introducerea unei protecții numerice performante în rețelele electrice de medie tensiune cu neutrul izolat*. Teză de doctorat U P T Timișoara, 2004.
- [16] Heitbreder R., Schmidt S. - *Performance of industrial network improved by low resistance neutral point*. CIRED, Barcelona, 2003.
- [17] Jiang X., Guoking L., Zhongjian M, Dongxia S. - *Fault line locating in the neutral coil compensated power system*. CIRED, Barcelona, 2003.
- [18] Lacroix B., Roudaire J.F. - *Les équipements de mise à la terre et de protection*. R.E.E. nr.2, 1996.

- [19] Marino E., Rocca F., Valtora G., Ceresoli B. - *Change of neutral earthing of MV networks from isolated to connected to ground through impedance operation results and transition management*. CIRED, Barcelona, 2003.
- [20] Moretti M. - *Le problème du neutre dans les réseaux à moyenne tension*. L'Electrotecnica, nr.8, 1963, p.559-566.
- [21] Rudenberg R. - *Fenomene tranzitorii în sistemele electroenergetice*. Editura Tehnică București, 1958.
- [22] Rueger M., Stolte E. - *Realisation optimale du point neutre dans les réseaux à moyenne tension*. Elektrizitate-wirtschaft, vol.69, nr.21, 1970.
- [23] Will S., Schilling K. - *Reliability analysis of MV networks with different neutral earthing schemes*. CIRED Barcelona, 2003
- [24] Stoica I., Matica R., Cucu Al., Sufrim M., Hristea V. - *Soluții de tratare combinată a liniei aeriene de 20 kV alimentată din stația 110/20 kV Salonta*. SNRE 1998.
- [25] Șora C. - *Bazele electrotehnicii*, Editura Didactică și Pedagogică, București 1982.
- [26] Șora C., Toader D., Hărăguș Ș. - *Modelarea și simularea unor subsisteme energetice neliniare în regim de avarie*. Protocol Grant nr.7004/1997, U.P.Timișoara.
- [27] Toaxen V. - *Contribuții la concepția și aplicarea sistemului de tratare combinată a neutrului rețelei aeriene sau mixte de 20 kV*. Producerea transportul și distribuția energiei electrice și termice, martie 1998.
- [28] ANRE- NTEOO1/03/00 *Normativ privind alegerea izolației, coordonarea izolației și protejarea instalațiilor energetice împotriva supratensiunilor*.
- [29] *Guide technique de la distribution. Installation de comande et de contrôle*. Électricité de France . Paris, 1971.
- [30] *Guide technique de la distribution. Réglage des protection*. Électricité de France , Paris, 1972.
- [31] IE-IP-35/1-82. - *Îndreptar de proiectare pentru rețele de medie tensiune cu neutrul legat la pământ prin rezistor. Stații de transformare*. Centrala Industrială de Rețele Electrice-Secția Cercetare Proiectare, București 1982.
- [32] IE-IP-35/3-83. - *Instalații de legare la pământ în rețele subterane de medie tensiune* Centrala Industrială de Rețele Electrice-Secția Cercetare Proiectare , București, 1983.
- [33] PE – 147/83. *Instrucțiuni de proiectare privind tratarea neutrului în rețele de medie tensiune*. Centrala Industrială de Rețele Electrice-Secția Cercetare Proiectare – București, 1983.

3. ANALIZA SIMPLELOR PUNERI LA PAMANT

Defectul cu ponderea cea mai mare din totalul defectelor ce se înregistrează la rețelele de medie tensiune îl reprezintă simplele puneri la pământ [6],[7],[9],[10],[11],[13],[14],[15],[30],[31]. Soluția aleasă pentru tratarea neutrilor influențează dependența mărimilor (tensiuni, curenți, etc.) specifice rețelei în funcție de condițiile în care are loc defectul. Pentru stabilirea reglajelor protecțiilor este necesar să se analizeze dependența tensiunii homopolare pe barele de medie tensiune ale stației de transformare, dependența curenților capacitivi funcție de rezistența de trecere (R_t) la locul de defect, de curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune și funcție de regimul în care funcționează rețeaua. În acest capitol se analizează dependența acestor mărimi funcție de parametri menționați luându-se în considerare cazul în care neutrul rețelei de medie tensiune este tratat cu bobină de stingere.

3.1. Modelul matematic

Pentru stabilirea modelului matematic de analiză a unei simple puneri la pământ se utilizează metoda componentelor simetrice, deci se acceptă că tensiunile și curenții au variație sinusoidală în timp. Modul în care elementul nesimetric interconectează rețelele simetrice în cazul acestui defect este reprezentat în fig.3.1. În această figură elementele au următoarele semnificații:

A- rețeaua simetrică ce reprezintă sursa inclusiv linia până la locul de defect;

B- rețeaua simetrică ce reprezintă consumatorul inclusiv linia în spatele defectului;

C- rețeaua simetrică echivalentă pământului.

$[Z_2]_S$ - matricea impedanțelor de secvență văzute de la locul de defect;

$[I]_S$ - matricea de secvență a curenților la locul de defect;

$[I']_S$ - matricea de secvență a curenților spre consumator;

Pentru nodul a_1 identic cu nodul b_1 (figura 3.1.) se poate scrie relația:

$$[U_{ea1}]_S - [U_{a1}]_S = [Z_{a1a1}]_S \cdot \{ [I]_S + [I']_S \} \quad (3.1)$$

iar pentru nodul a_2 aparținând rețelei simetrice B aceeași relație devine:

$$[U_{ea2}]_S - [U_{a2}]_S = [Z_{a2a2}]_S \cdot [I']_S \quad (3.2)$$

Matricea în componente simetrice a tensiunii nodului a_1 satisface relația:

$$[U_{a1}]_S = [Z_2]_S \cdot [I]_S = [U_{b1}]_S \quad (3.3)$$

Cu notațiile $[Z_{a1a1}]_S = [Z_S]_S$ și $[Z_{a2a2}]_S = [Z_C]_S$ din relațiile (3.1.), (3.2.), și (3.3.) se obține sistemul:

$$[U_e]_S = ([Z_S]_S + [Z_C]_S) \cdot [I']_S + [Z_S]_S \cdot [I]_S \quad (3.4.)$$

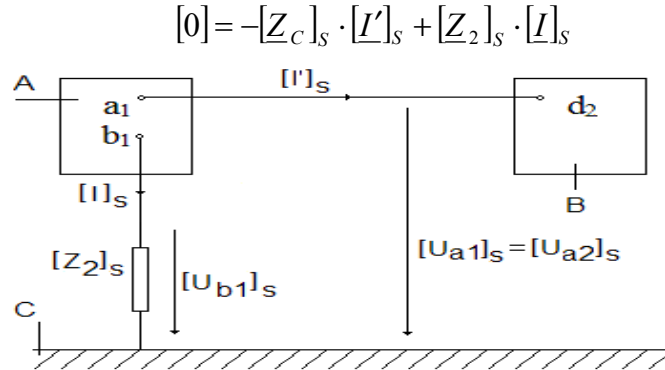


Fig. 3.1. Explicativă privind calculul unei simple puneri la pământ.

Din ecuația a doua se exprimă $[I]_S$ obținându-se:

$$[I]_S = [Z_2]_S^{-1} \cdot [Z_C]_S \cdot [I']_S \quad (3.5)$$

relație care introdusă în prima ecuație permite determinarea matricii $[I']_S$.

$$[U_e]_S = ([Z_S]_S + [Z_C]_S + [Z_S]_S \cdot [Z_2]_S^{-1} \cdot [Z_C]_S) \cdot [I']_S \quad (3.6)$$

Dezvoltându-se ecuația (2.6.) având în vedere structura matricii $[Z_2]_S^{-1}$ se obține:

$$\begin{aligned} \underline{U}_e^0 &= (\underline{Z}_s^0 + \underline{Z}_c^0 + \underline{Z}_s^0 \cdot \underline{Z}_c^0 \cdot \underline{Y}_{11}) \cdot \underline{I}'_h + \underline{Z}_s^0 \cdot \underline{Z}_c^+ \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{I}'_0 + \underline{Z}_s^0 \cdot \underline{Z}_c^- \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{I}'_- \\ \underline{U}_e^+ &= \underline{Z}_s^+ \cdot \underline{Z}_c^0 \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{I}'_- + (\underline{Z}_s^+ + \underline{Z}_c^+ + \underline{Z}_s^+ \cdot \underline{Z}_c^+ \cdot \underline{Y}_{22}) \cdot \underline{I}'_+ + \underline{Z}_s^+ \cdot \underline{Z}_c^- \cdot \underline{Y}_{23} \cdot \underline{I}'_- \\ \underline{U}_e^- &= \underline{Z}_s^- \cdot \underline{Z}_c^0 \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{I}'_0 + \underline{Z}_s^- \cdot \underline{Z}_c^+ \cdot \underline{Y}_{23} \cdot \underline{I}'_+ + (\underline{Z}_s^- + \underline{Z}_c^- + \underline{Z}_s^- \cdot \underline{Z}_c^- \cdot \underline{Y}_{22}) \cdot \underline{I}'_- \end{aligned} \quad (3.7)$$

sistem din care rezultă următoarele expresii pentru curenții \underline{I}'_0 , \underline{I}'_+ , \underline{I}'_- :

$$\begin{aligned} \underline{I}'_0 &= \frac{1}{D} [\underline{U}_e^0 (a_{22} \cdot a_{33} - a_{32} \cdot a_{23}) - \underline{U}_e^+ (a_{12} \cdot a_{33} - a_{32} \cdot a_{13}) + \underline{U}_e^- (a_{12} \cdot a_{23} - a_{22} \cdot a_{13})] \\ \underline{I}'_+ &= \frac{1}{D} [\underline{U}_e^0 (a_{31} \cdot a_{23} - a_{21} \cdot a_{33}) - \underline{U}_e^+ (a_{11} \cdot a_{33} - a_{31} \cdot a_{13}) + \underline{U}_e^- (a_{11} \cdot a_{23} - a_{21} \cdot a_{13})] \\ \underline{I}'_- &= \frac{1}{D} [\underline{U}_e^0 (a_{21} \cdot a_{32} - a_{31} \cdot a_{22}) - \underline{U}_e^+ (a_{11} \cdot a_{32} - a_{31} \cdot a_{12}) + \underline{U}_e^- (a_{11} \cdot a_{22} - a_{21} \cdot a_{12})] \end{aligned} \quad (3.8.)$$

în care D este determinantul sistemului (3.7.) și se exprimă astfel:

$$D = a_{11} (a_{22} \cdot a_{33} - a_{32} \cdot a_{23}) - a_{21} (a_{12} \cdot a_{33} - a_{32} \cdot a_{13}) + a_{31} (a_{12} \cdot a_{23} - a_{22} \cdot a_{13}) \quad (3.9.)$$

Coeficienții $a_{ij} = (i = \overline{1,3}, j = \overline{1,3})$ au expresiile:

$$\begin{aligned} a_{11} &= (\underline{Z}_s^0 + \underline{Z}_c^0 + \underline{Z}_s^0 \cdot \underline{Z}_c^0 \cdot \underline{Y}_{11}); & a_{12} &= \underline{Z}_c^0 \cdot \underline{Z}_c^+ \cdot \underline{Y}_{12}; & a_{13} &= \underline{Z}_c^0 \cdot \underline{Z}_c^- \cdot \underline{Y}_{12} \\ a_{21} &= \underline{Z}_s^+ \cdot \underline{Z}_c^0 \cdot \underline{Y}_{12}; & a_{22} &= (\underline{Z}_s^+ + \underline{Z}_c^+ + \underline{Z}_s^+ \cdot \underline{Z}_c^+ \cdot \underline{Y}_{22}); \end{aligned}$$

$$\underline{a}_{23} = \underline{Z}_s^+ \cdot \underline{Z}_c^- \cdot \underline{Y}_{23} \quad (3.10.)$$

$$\underline{a}_{31} = \underline{Z}_s^- \cdot \underline{Z}_c^0 \cdot \underline{Y}_{12}; \quad \underline{a}_{32} = \underline{Z}_s^- \cdot \underline{Z}_c^+ \cdot \underline{Y}_{23};$$

$$\underline{a}_{33} = \left(\underline{Z}_s^- + \underline{Z}_c^- + \underline{Z}_s^- \cdot \underline{Z}_c^- \cdot \underline{Y}_{22} \right)$$

Înlocuind relațiile (3.8.) în relațiile (3.5.) pentru curenții \underline{I}_0 , \underline{I}_+ și \underline{I}_- se obțin expresiile:

$$\begin{aligned} \underline{I}_0 &= \underline{Z}_c^0 \cdot \underline{Y}_{11} \cdot \underline{I}'_0 + \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Z}_c^+ \cdot \underline{I}'_+ + \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Z}_c^- \cdot \underline{I}'_- \\ \underline{I}_+ &= \underline{Z}_c^0 \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{I}'_0 + \underline{Y}_{22} \cdot \underline{Z}_c^+ \cdot \underline{I}'_+ + \underline{Y}_{23} \cdot \underline{Z}_c^- \cdot \underline{I}'_- \\ \underline{I}_- &= \underline{Z}_c^0 \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{I}'_0 + \underline{Y}_{23} \cdot \underline{Z}_c^+ \cdot \underline{I}'_+ + \underline{Y}_{22} \cdot \underline{Z}_c^- \cdot \underline{I}'_- \end{aligned} \quad (3.11.)$$

Curenții de fază ai liniei cu defect se determină cu relațiile:

$$\begin{aligned} \underline{I}_1 &= \underline{I}_0 + \underline{I}'_0 + \underline{I}_+ + \underline{I}'_+ + \underline{I}_- + \underline{I}'_- \\ \underline{I}_2 &= \underline{I}_0 + \underline{I}'_0 + \underline{a}^2 (\underline{I}_+ + \underline{I}'_+) + \underline{a} (\underline{I}_- + \underline{I}'_-) \\ \underline{I}_3 &= \underline{I}_0 + \underline{I}'_0 + \underline{a} (\underline{I}_+ + \underline{I}'_+) + \underline{a}^2 (\underline{I}_- + \underline{I}'_-) \end{aligned} \quad (3.12.)$$

Tensiunea homopolară pe barele de medie tensiune ale stației de transformare se exprimă cu relația:

$$\underline{U}_b^0 = \frac{(\underline{Z}_{TSI}^0 + 3\underline{Z}_n) \cdot \underline{Z}_c^0}{\underline{Z}_{TSI}^0 + 3\underline{Z}_n + \underline{Z}_c^0} \cdot (\underline{I}_0 + \underline{I}'_0) \quad (3.13.)$$

Curentul prin impedența de tratare a nulului rețelei este:

$$\underline{I}_n = \frac{3\underline{U}_b^0}{\underline{Z}_{TSI}^0 + 3\underline{Z}_n} \quad (3.14.)$$

Având în vedere faptul că rețelele de medie tensiune funcționează radial, o schemă de principiu în care se indică și un defect de tipul simplă punere la pământ este prevăzută în figura 3.2. Considerând sistemul pe partea de 110kV ca fiind de putere infinită impedența acestuia este nulă. În aceste condiții matricea $[\underline{Z}_s]_S$ se

exprimă prin relația (3.15) iar coeficienții $\underline{a}_{ij} = (i = \overline{1,3}, j = \overline{1,3})$ devin:

$$[\underline{Z}_s]_S = \begin{bmatrix} \underline{Z}_s^0 + \underline{Z}_L^0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_s^+ + \underline{Z}_L^+ & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_s^- + \underline{Z}_L^- \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

$$\begin{aligned} \underline{a}_{11} &= \underline{Z}_c^0 \left(1 + \frac{\underline{Z}_c^0 (\underline{Z}_{TSI}^0 + 3\underline{Z}_n)}{\underline{Z}_{TSI}^0 + 3\underline{Z}_n + \underline{Z}_c^0} \cdot \underline{Y}_{11} \right) - \frac{\underline{Z}_c^0 (\underline{Z}_{TSI}^0 + 3\underline{Z}_n)}{\underline{Z}_{TSI}^0 + 3\underline{Z}_n + \underline{Z}_c^0} \\ \underline{a}_{12} &= (\underline{Z}_{TSI}^0 + 3\underline{Z}_n + \underline{Z}_L^0) \cdot \underline{Z}_c^+ \cdot \underline{Y}_{12} \\ \underline{a}_{13} &= (\underline{Z}_{TSI}^0 + 3\underline{Z}_n + \underline{Z}_L^0) \cdot \underline{Z}_c^- \cdot \underline{Y}_{12} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \underline{a}_{21} &= \underline{Z}_{Tr}^+ \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Z}_c^0 & (3.16) \\
 \underline{a}_{22} &= \underline{Z}_{Tr}^+ \cdot (1 + \underline{Y}_{22} \cdot \underline{Z}_c^+) + \underline{Z}_c^+ \\
 \underline{a}_{23} &= \underline{Z}_{Tr}^+ \cdot \underline{Y}_{22} \cdot \underline{Z}_c^- \quad \underline{a}_{31} = \underline{Z}_{Tr}^+ \cdot \underline{Y}_{13} \cdot \underline{Z}_c^0 \\
 \underline{a}_{32} &= \underline{Z}_{Tr}^+ \cdot \underline{Y}_{23} \cdot \underline{Z}_c^+ \quad \underline{a}_{33} = \underline{Z}_{Tr}^+ \cdot (1 + \underline{Y}_{22} \cdot \underline{Z}_c^-) + \underline{Z}_c^-
 \end{aligned}$$

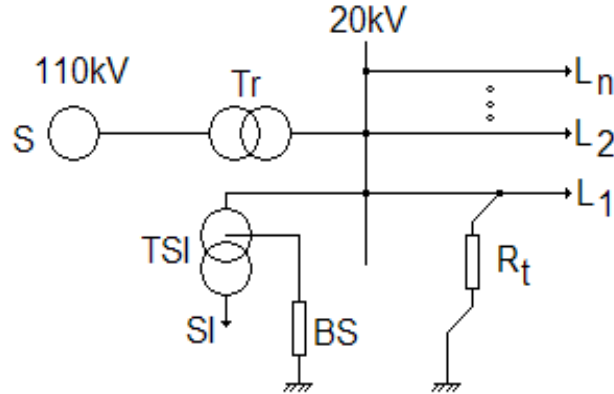


Fig. 3.2. Schema monofilară a rețelei în care s-a produs punerea la pământ

Dacă se are în vedere faptul că impedanța de secvență homopolară a consumatorului este infinită (datorită conexiunii transformatorului de medie/joasă tensiune) relațiile (3.8.) devin: $\underline{I}'_0 = 0$

$$\begin{aligned}
 \underline{I}'_+ &= \frac{1}{\underline{D}} \left[\underline{U}_e^0 (\underline{Z}_s^- \cdot \underline{a}_{23} - \underline{Z}_s^+ \cdot \underline{a}_{33}) \underline{Y}_{12} + \underline{U}_e^+ \left[(1 + \underline{Z}_s^0 \cdot \underline{Y}_{11}) \underline{a}_{33} - \underline{Z}_s^- \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{a}_{13} \right] - \right. \\
 &\quad \left. - \underline{U}_e^- \left[(1 + \underline{Z}_s^0 \cdot \underline{Y}_{11}) \underline{a}_{23} - \underline{Z}_s^+ \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{a}_{13} \right] \right] & (3.17)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \underline{I}'_- &= \frac{1}{\underline{D}_1} \left[\underline{U}_e^0 \underline{Y}_{12} (\underline{Z}_s^+ \cdot \underline{a}_{23} - \underline{Z}_s^- \cdot \underline{a}_{22}) + \underline{U}_e^+ \left[(1 + \underline{Z}_s^0 \cdot \underline{Y}_{11}) \underline{a}_{32} - \underline{Z}_s^- \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{a}_{12} \right] - \right. \\
 &\quad \left. - \underline{U}_e^- \left[(1 + \underline{Z}_s^0 \cdot \underline{Y}_{11}) \underline{a}_{22} - \underline{Z}_s^+ \cdot \underline{Y}_{12} \cdot \underline{a}_{12} \right] \right]
 \end{aligned}$$

unde \underline{D}_1 are expresia:

$$\begin{aligned}
 \underline{D}_1 &= \left[(1 + \underline{Z}_s^0 \cdot \underline{Y}_{11}) (\underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{23}) - \underline{Z}_s^+ \cdot \underline{Y}_{12} (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{13}) \right] + \\
 &\quad + \underline{Z}_s^- \cdot \underline{Y}_{12} (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{23} - \underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{13}) & (3.18)
 \end{aligned}$$

De asemenea relațiile (3.11.) devin:

$$\begin{aligned}
 \underline{I}_0 &= \frac{\underline{Y}_{11}}{\underline{D}_1} \left[\underline{U}_e^0 (\underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{23}) - \underline{U}_e^+ (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{33} - \underline{a}_{32} \cdot \underline{a}_{13}) + \underline{U}_e^- (\underline{a}_{12} \cdot \underline{a}_{23} - \underline{a}_{22} \cdot \underline{a}_{13}) \right] + \\
 &\quad \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Z}_c^+ \cdot \underline{I}'_+ + \underline{Y}_{12} \cdot \underline{Z}_c^- \cdot \underline{I}'_-
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{I}_+ = & \frac{Y_{12}}{D_1} \left[\underline{U}_e^0 (a_{22} \cdot a_{33} - a_{32} \cdot a_{23}) - \underline{U}_e^+ (a_{12} \cdot a_{33} - a_{32} \cdot a_{13}) + \underline{U}_e^- (a_{12} \cdot a_{23} - a_{22} \cdot a_{13}) \right] + \\ & Y_{22} \cdot \underline{Z}_c^+ \cdot \underline{I}'_+ + Y_{23} \cdot \underline{Z}_c^- \cdot \underline{I}'_- \end{aligned} \quad (3.19.)$$

$$\begin{aligned} \underline{I}_- = & \frac{Y_{12}}{D_1} \left[\underline{U}_e^0 (a_{22} \cdot a_{33} - a_{32} \cdot a_{23}) - \underline{U}_e^+ (a_{12} \cdot a_{33} - a_{32} \cdot a_{13}) + \underline{U}_e^- (a_{12} \cdot a_{23} - a_{22} \cdot a_{13}) \right] + \\ & Y_{23} \cdot \underline{Z}_c^+ \cdot \underline{I}'_+ + Y_{22} \cdot \underline{Z}_c^- \cdot \underline{I}'_- \end{aligned}$$

În relațiile (3.13.) și (3.16.) impedanța \underline{Z}_c^0 reprezintă impedanța homopolară capacitivă a relației de medie tensiune legată galvanic.

Cunoscând matricile $[\underline{I}]_S$ și $[\underline{I}']_S$ se determină curenții de fază (relațiile 3.12.), curentul prin impedanța de tratare a nulului (relația 3.14.), tensiunea homopolară pe barele de medie tensiune ale stației de transformare (relația 3.13.), respectiv tensiunile de fază la locul de defect.

Parametrii $\underline{Y}_{ij} = (i = \overline{1,3}, j = \overline{1,3})$ se determină din relațiile (3.36) în care impedanțele au expresiile din relațiile (3.35.).

Pentru determinarea operativă a mărimilor (tensiune, curenți) ce caracterizează rețeaua electrică în timpul unei puneri la pământ, funcție de rezistența de trecere la locul de defect (R_Z), se definesc următorii coeficienți:

- coeficientul de reducere al tensiunii homopolare:

$$K_{U^0}^{(R_t)} = \frac{U^0(R_t)}{U^0(R_t = 0)} \quad (3.20.)$$

- coeficientul de reducere al curentului de defect:

$$K_{I_+}^{(R_t)} = \frac{I_+(R_t)}{I_+(R_t = 0)} \quad (3.21.)$$

- coeficientul de reducere al curenților capacitivi ai liniilor fără defect:

$$K_{I_c}^{(R_t)} = \frac{I_c(R_t)}{I_c(R_t = 0)} \quad (3.22.)$$

- coeficientul de reducere al curentului prin bobina de compensare:

$$K_{I_{BS}}^{(R_t)} = \frac{I_{BS}(R_t)}{I_{BS}(R_t = 0)} \quad (3.23.)$$

În cazul în care se acceptă parametrii transversali ai rețelei ca fiind concentrați pe barele de medie tensiune ale stației de transformare și se consideră defectul la începutul liniei ($\underline{Z}_L^+ = \underline{Z}_L^- = \underline{Z}_L^0 = 0$), pentru aceeași coeficienți se obțin expresiile:

$$K_{U^0}^{(R_t)} = \left| \frac{\underline{Z}^0(R_t) \cdot \underline{I}_0(R_t)}{\underline{Z}^0(R_t=0) \cdot \underline{I}_0(R_t=0)} \right| = \frac{1}{\left| 1 + \frac{3R_t}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \right|} \quad (3.24.)$$

$$K_{I_d}^{(R_t)} = \left| \frac{3\underline{I}_0(R_t)}{3\underline{I}_0(R_t=0)} \right| = \frac{1}{\left| 1 + \frac{3R_t}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \right|} \quad (3.25.)$$

$$K_{I_c}^{(R_t)} = \left| \frac{j\omega C_0 \cdot \underline{U}^0(R_t)}{j\omega C_0 \underline{U}^0(R_t=0)} \right| = \frac{1}{\left| 1 + \frac{3R_t}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \right|} \quad (3.26.)$$

$$K_{I_{BS}}^{(R_t)} = \left| \frac{\frac{\underline{U}^0(R_t)}{\underline{Z}_{TSI}^0 + \underline{Z}_{BS}^0}}{\frac{\underline{U}^0(R_t=0)}{\underline{Z}_{TSI}^0 + \underline{Z}_{BS}^0}} \right| = \frac{1}{\left| 1 + \frac{3R_t}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \right|} \quad (3.27.)$$

Din relațiile (3.24.).....(3.27.)se constată că în condițiile simplificatorii admise cei cinci coeficienți au aceeași relație de calcul, deci pentru determinarea acestor mărimi se poate utiliza același coeficient.

Cunoscând unul dintre cei cinci coeficienți se determină mărimile ce caracterizează o simplă punere la pământ cu relațiile:

$$\underline{U}^0(R_t) = K_{U^0}^{(R_t)} \cdot \underline{U}^0(R_t=0) \quad (3.28.)$$

$$\underline{I}_d(R_t) = K_{I_d}^{(R_t)} \cdot \underline{I}_d(R_t=0) \quad (3.29.)$$

$$\underline{I}_c(R_t) = K_{I_c}^{(R_t)} \cdot \underline{I}_c(R_t=0) \quad (3.30.)$$

$$\underline{I}_{BC}(R_t) = K_{I_{BS}}^{(R_t)} \cdot \underline{I}_{BC}(R_t=0) \quad (3.31.)$$

În relațiile (3.24.).....(3.27.) impedanțele au următoarea semnificație:

\underline{Z}^+ - impedanța de secvență directă echivalentă rețelei văzută de la locul de defect în absența defectului;

\underline{Z}^- - impedanța de secvență inversă echivalentă rețelei văzută de la locul de defect în absența defectului;

\underline{Z}^0 - impedanța de secvență homopolară echivalentă rețelei, văzută de la locul de defect în absența defectului.

Deoarece impedanța de secvență homopolară (\underline{Z}^0) depinde de soluția aleasă pentru tratarea neutrilor rețelei de medie tensiune, expresiile utilizate efectiv în calculul coeficientului $K_{U^0}^{(R_t)}$ depind și ele de aceasta motiv pentru care este necesar

să se determine coeficientul precizat, pentru fiecare mod de tratare a neutrului separat.

3.2.Rețeaua cu neutrul tratat prin bobină de compensare

În cazul în care neutrul rețelei este tratat prin bobină de compensare impedanța homopolară a rețelei în absența defectului se determină cu relația (3.32.).

$$\underline{Z}^0 = \frac{(\underline{Z}_{TSI}^0 + \underline{Z}_{BS}^0) \cdot \underline{Z}_C^0}{\underline{Z}_{TSI}^0 + \underline{Z}_{BS}^0 + \underline{Z}_C^0} \quad (3.32.)$$

iar coeficientul $K_{U^0}(R_t)$ devine:

$$K_{U^0}(R_t) = \frac{1}{1 + \frac{3R_t}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \frac{(\underline{Z}_{TSI}^0 + \underline{Z}_{BS}^0) \cdot \underline{Z}_C^0}{\underline{Z}_{TSI}^0 + \underline{Z}_{BS}^0 + \underline{Z}_C^0}}} \quad (3.33.)$$

Impedanțele din relația (3.33.) au următoarea semnificație:

\underline{Z}^+ - impedanța de secvență directă văzută de la locul de defect în absența defectului;

\underline{Z}^- - impedanța de secvență inversă văzută de la locul de defect în absența defectului;

\underline{Z}_{TSI}^0 - impedanța de secvență homopolară a transformatorului de servicii proprii;

\underline{Z}_{BS}^0 - impedanța de secvență homopolară a bobinei de compensare;

\underline{Z}_C^0 - impedanța de secvență homopolară capacitivă a rețelei de 20kV legată galvanic. Valorile impedanțelor din relația (3.33.) sunt [21, 29, 30, 32, 40]:

$$\underline{Z}^+ = \underline{Z}^- = (0,2 + j2,7)\Omega; \underline{Z}_{TSI}^0 = (11,1 + j28,6)\Omega.$$

Impedanța \underline{Z}_C^0 depinde de curentul capacitiv total al rețelei 20kV, motiv pentru care se consideră pentru acest curent valorile: 23A, 46A, 60A, 100A, 120A, 150A.

a. Curentul capacitiv total al rețelei de 20kV este 23 A.

În această situație impedanța capacitivă de secvență zero a rețelei de medie tensiune (\underline{Z}_C^0), având în vedere și starea izolației, are valorile:

$$\underline{Z}_C^0 = (26 - j1506)\Omega, \text{ - argument impedanță capacitivă de secvență zero } 89^\circ;$$

$\underline{Z}_C^0 = (131 - j1506)\Omega$ - argument impedanță capacitivă de secvență zero 85°;

$\underline{Z}_C^0 = (265 - j1506)\Omega$ - argument impedanță capacitivă de secvență zero 80°.

Impedanța bobinei de stingere (compensare) depinde de regimul în care funcționează rețeaua și de curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune. S-au luat în considerare următoarele regimuri de funcționare a rețelei: rezonanță; supracompensat 10%; subcompensat 10%; supracompensat 20%; supracompensat 50%.

Dacă curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune este 23A, impedanța \underline{Z}_{BS}^0 are următoarele valori:

$\underline{Z}_{BS}^0 = (15,2 + j1477,4)\Omega$, regim de rezonanță;

$\underline{Z}_{BS}^0 = (15,2 + j1327,4)\Omega$, regim de supracompensare 10%;

$\underline{Z}_{BS}^0 = (15,2 + j1177,4)\Omega$, regim de supracompensare 20%;

$\underline{Z}_{BS}^0 = (15,2 + j724,4)\Omega$, regim de supracompensare 50%;

$\underline{Z}_{BS}^0 = (15,2 + j1627,4)\Omega$, regim de subcompensare 10%.

Dependența coeficientului $\underline{K}_{U^0}(R_t)$ funcție de rezistența de trecere la locul de defect și de regimul în care funcționează rețeaua, considerând defectul la începutul liniei (lungimea liniei până la locul de defect 0 km) este prezentat în figura 3.3, pentru lungimea liniei până la locul de defect 10 km în figura 3.4, iar pentru lungimea liniei până la locul de defect 30 km în figura 3.5.

Din figurile 3.3, 3.4, 3.5 rezultă importanța deosebită pe care o are regimul de funcționare al rețelei de 20kV asupra dependenței coeficientului $\underline{K}_{U^0}(R_t)$ funcție de rezistența de trecere de la locul de defect. Se constată, de asemenea, că tensiunea homopolară în regim de rezonanță are valori importante (70% din valoarea acesteia din cazul când punerea la pământ este netă - $R_t = 0$) chiar la rezistențe de trecere foarte mari ($R_t > 3000\Omega$) ceea ce are ca efect creșterea tensiunii fazelor fără defect deci solicitări importante ale izolației.

Menținerea în funcțiune, timp îndelungat a unei rețele cu o simplă punere la pământ, deși nu afectează alimentarea consumatorilor, este contraindicată deoarece există pericolul ca defectul simplu să se transforme într-un defect multiplu.

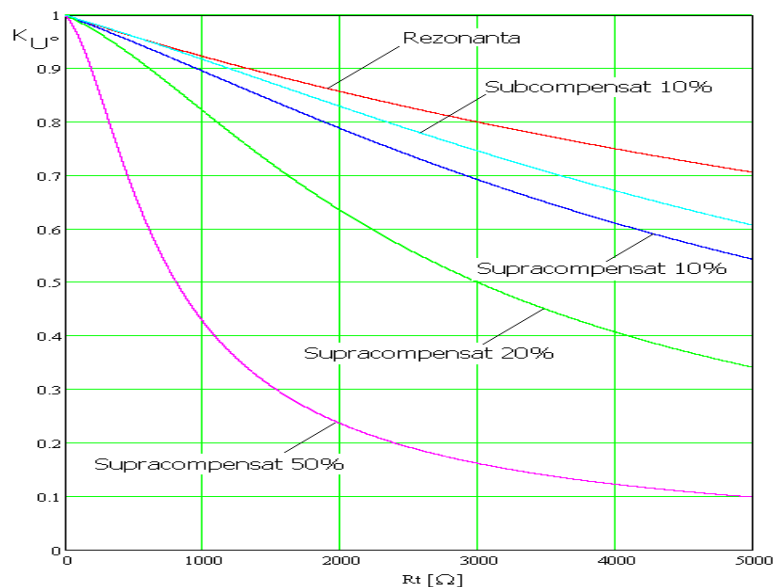


Fig.3.3. Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 23A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 0 Km

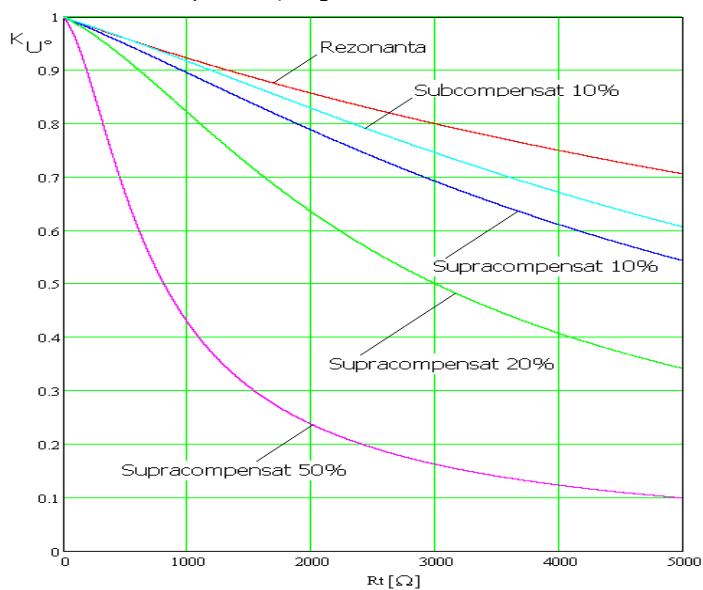


Fig.3.4. Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 23A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 10km

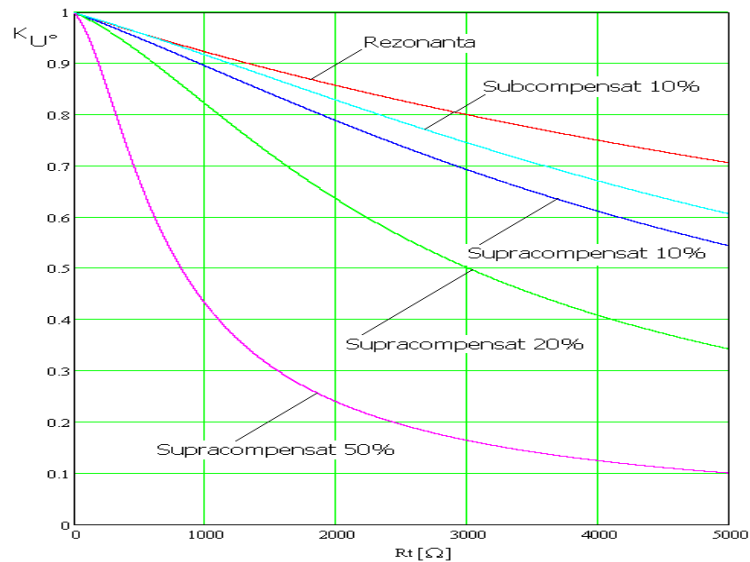


Fig.3.5. Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 23A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 30km

Din punct de vedere al solicitării izolației pe durata unei simple puneri la pământ rețeaua cu neutrul tratat prin bobină de compensare este mai puțin performantă decât cea cu neutrul izolat și net inferioară celei cu neutrul tratat prin rezistor.

Din figura 3.4 și 3.5 comparate cu figura 3.3 se constată că lungimea liniei până la locul de defect influențează mult mai puțin dependența coeficientului K_{U_0} decât regimul în care funcționează rețeaua de medie tensiune.

În figura 3.6 se prezintă variația argumentului impedanței de secvență zero văzută de la locul de defect, funcție de starea izolației rețelei de medie tensiune (argumentul impedanței capacitive de secvență zero s-a considerat 89° , 85° , 80°) și valoarea reactanței bobinei de stingere.

Din figura 3.6 se constată că pe intervalele $(50\Omega, 400\Omega)$ și $(650\Omega, 800\Omega)$ practic argumentul impedanței de secvență zero nu depinde de reactanța bobinei de stingere.

În intervalul $(400\Omega, 490\Omega)$ argumentul impedanței de secvență zero se modifică de la 89° la 0° . În acest interval rețeaua de medie tensiune funcționează în regim de supracompensare. Când argumentul impedanței de secvență zero se anulează se ajunge în regim de rezonanță. Dacă reactanța bobinei de stingere (compensare) este $> 490\Omega$ rețeaua de medie tensiune

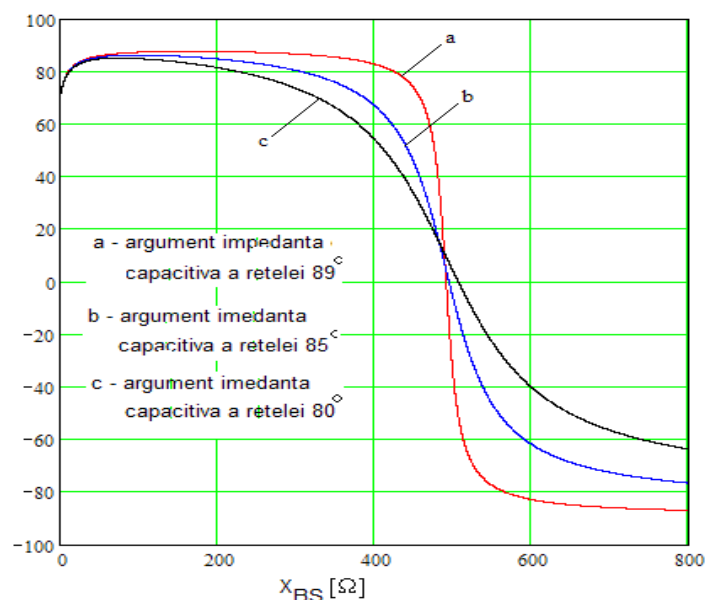


Fig.3.6. Dependenta argumentului impedantei de secventa zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedabta bobinei de stingere.

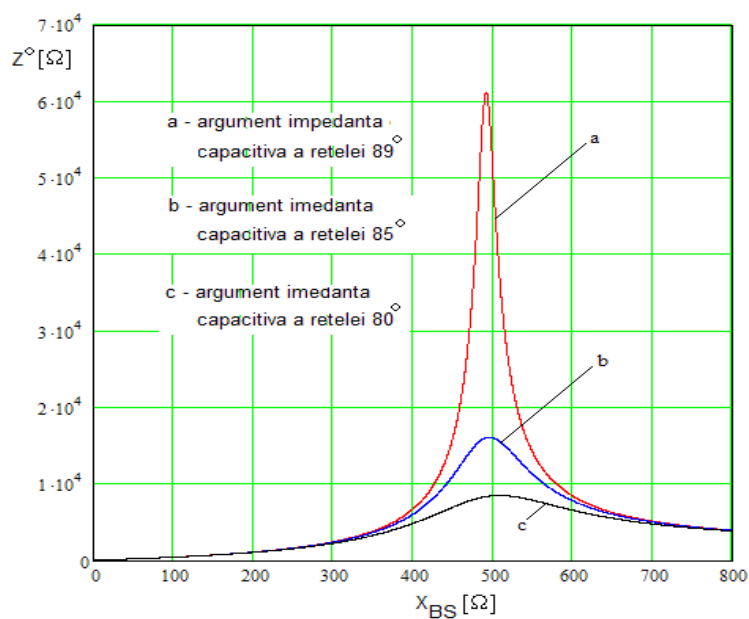


Fig.3.7. Dependenta valorii impedantei de secventa zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedabța bobinei de stingere

funcționează în regim de subcompensare. Se constată că argumentul imedanței de secvență zero pe intervalul de variație al reactanței bobinei de stingere considerat diferă funcție de caracteristicile izolației cu maxim 10° , practic identic cu intervalul

de variație considerat pentru argumentul impedanței capacitive de secvență zero a rețelei de medie tensiune.

De asemenea, se constată că pentru controlul regimului în care funcționează rețeaua de medie tensiune se poate verifica valoarea argumentului impedanței de secvență zero, deoarece acesta se modifică în limite largi fără a fi influențat semnificativ de starea izolației rețelei de medie tensiune, dacă rețeaua funcționează în regim de supracompensare sau subcompensare de pînă la 15%.

În figura 3.7. se prezintă dependența valorii impedanței de secvență zero văzută de la locul de defect funcție de valoarea reactanței bobinei de stingere și starea izolației rețelei de medie tensiune.

Din figura 3.7 se constată că valoarea impedanței de secvență zero văzută de la locul de defect variază în limite foarte largi, de la 0 la aproximativ 63kΩ. Dacă rețeaua funcționează în regim de supracompensare sau subcompensare de pînă la 15%, valoarea impedanței de secvență zero se modifică față de valoarea din regim de rezonanță cu 76%. Deci și acest parametru poate fi utilizat pentru controlul regimului în care funcționează rețeaua de medie tensiune.

b. Curentul capacitiv total al rețelei de 20kV este 46A

În această situație impedanța capacitivă de secvență zero a rețelei de medie tensiune (\underline{Z}_C^0), având în vedere și starea izolației, are valorile:

$$\underline{Z}_C^0 = (13,15 - j753,1)\Omega \text{ argumentul acestei impedanțe fiind } 89^\circ;$$

$$\underline{Z}_C^0 = (65,9 - j753,1)\Omega \text{ argumentul acestei impedanțe fiind } 85^\circ;$$

$$\underline{Z}_C^0 = (132,8 - j753,1)\Omega \text{ argumentul acestei impedanțe fiind } 80^\circ;$$

Impedanța bobinei de stingere (compensare) depinde de regimul în care funcționează rețeaua și de curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune. S-au luat în considerare următoarele regimuri de funcționare a rețelei: rezonanță; supracompensat 15%; subcompensat 15%; subcompensat 35%, regimuri reproduse și în sectorul experimental.

Dacă curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune este 46A, impedanța \underline{Z}_{BS}^0 are următoarele valori:

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (4,1 + j724,5)\Omega, \text{ regim de rezonanță};$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (4,1 + j615,9)\Omega, \text{ regim de supracompensare } 15\%;$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (4,1 + j833,1)\Omega, \text{ regim de subcompensare } 15\%;$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (4,1 + j978)\Omega, \text{ regim de subcompensare } 35\%;$$

Dependența coeficientului $\underline{K}_{U^0}(R_t)$ funcție de regimul în care funcționează rețeaua și de rezistența de trecere la locul de defect este prezentată în figura 3.8, 3.9 și 3.10.

Din figura 3.8. se constată că și în acest caz regimul de funcționare al rețelei de 20kV influențează puternic dependența coeficientului $\underline{K}_{U^0}(R_t)$ funcție de rezistența de trecere la locul de defect. De asemenea, rezultă că pentru rezistențele de trecere la locul de defect mai mari de 1000Ω tensiunea homopolară scade ca valoare comparativ cu cazul în care curentul capacitiv total este 23A, deci în acest caz solicitarea izolației este mai scăzută.

Din figura 3.8 se constată dependența pronunțată a coeficientului K_{U_0} de regimul în care funcționează rețeaua de medie tensiune. Dacă în regim de rezonanță coeficientul K_{U_0} variază de la 1 la 0,5 când R_t se modifică de la 0 la

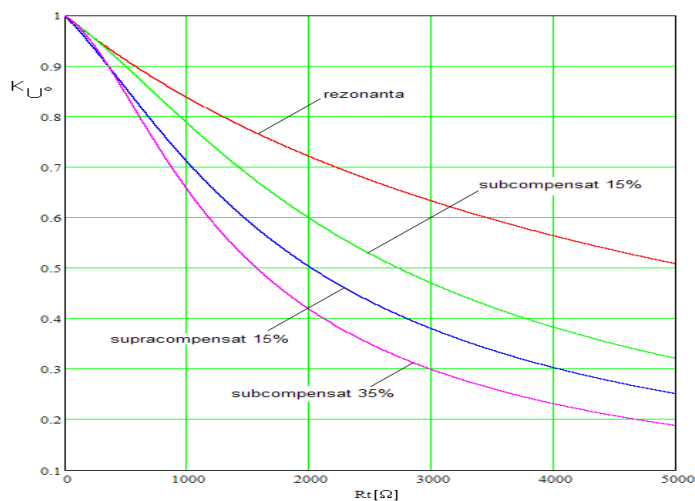


Fig.3.8 Dependenta coeficientului K_{U_0} functie de rezistenta de trecere la locul de defect, când curentul capaciv al rețelei de 20kV este 46A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 0 km

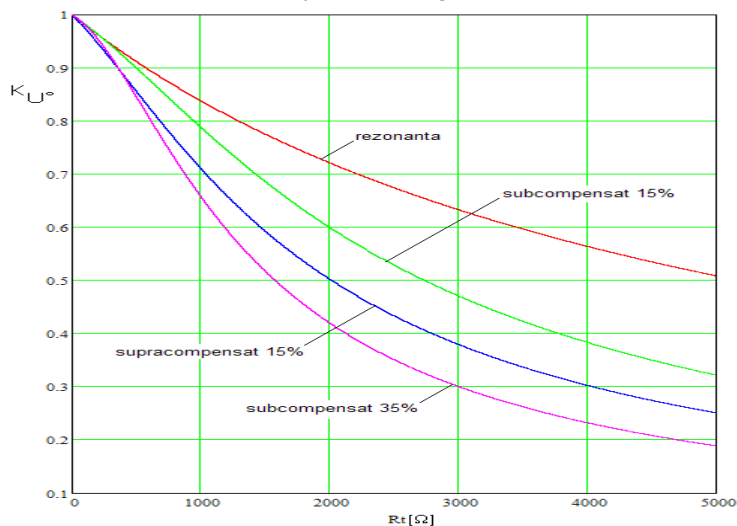


Fig.3.9 Dependenta coeficientului K_{U_0} functie de rezistenta de trecere la locul de defect, când curentul capaciv al rețelei de 20kV este 46A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 10km

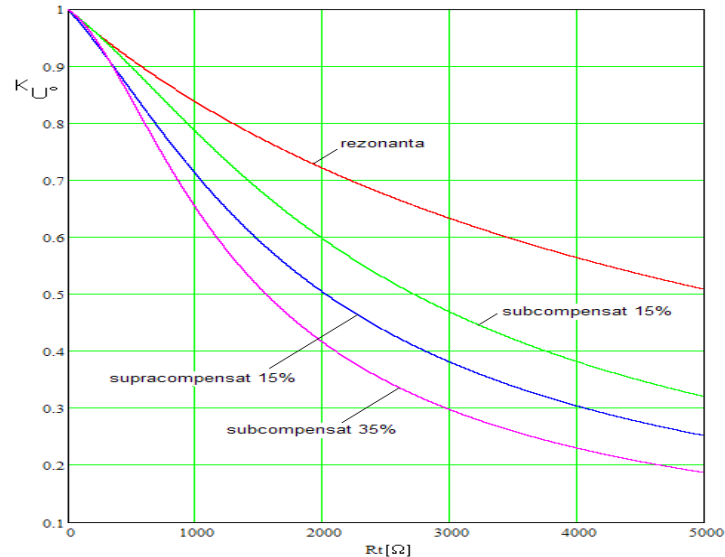


Fig.3.10 Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 46A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 30km

5000 Ω , în regim de subcompensare 35% în același interval de variație al rezistenței de la locul de defect K_{U_0} scade de la 1 la 0,18, în regim de spracompensare 15% scade la 0,26, iar în regim de subcompensare 15% scade la 0,32.

Aceste observații sunt valabile și în cazul când lungimea liniei până la locul de defect este 10km, respectiv 30km. Dacă rezistența de la locul de defect este sub 300 Ω valoarea coeficientului K_{U_0} practic nu depinde de regimul în care funcționează rețeaua de medie tensiune.

Din fig.3.11 se constata o dependenta relativ importanta a argumentului impedantei de secventa zero in raport cu starea izolatiei, dar si in acest caz pentrumodificarea rectantei bobinei de stingere in inervalul 200 Ω - 300 Ω variatia argumentului impedantei de secventa zero se modifica in limite largi, deci ar putea fi utilizata aceasta marime pentru a controla regimul in care functioneaza rețeaua de medie tensiune. Pentru valori ale rectantei bobinei de stingere mai mici de 200 Ω , respectiv mai mari de 300 Ω argumentul impedantei de secventa zero este practic independent de reactanta X_{BS} .

In fig. 3.12 s-a reprezentat dependenta valorii impedantei de secventa zero functie de valoarea reactantei bobinei de stingere. Se constata o modificare pronuntata a valorii impedantei de secventa zero in vecinatatea punctului de rezonanta atunci cand izolatia este foarte buna (argumentul impedantei capacitive a rețelei de medie tensiune 89°), dar mult mai putin pronuntata aceasta variatie daca calitatea izolatiei scade, adica argumentul impedantei capacitive este 85°, 80°. Valoarea maxima a impedantei de secventa zero este 24k Ω comparativ cu 63 k Ω in cazul rețelei de medie tensiune care are curentul capacitiv total 23A. Deci valoarea maxima a impedantei de secventa zero (regim de rezonanta) nu are o dependenta liniara functie de valoarea curentului capacitiv total al rețelei de medie tensiune.

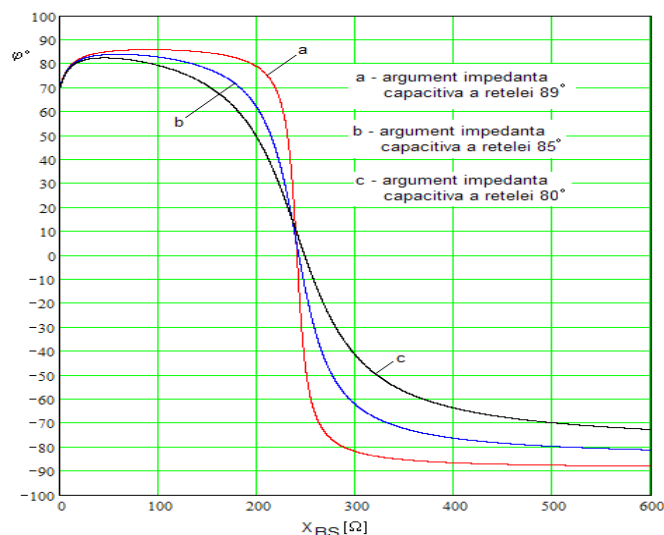


Fig.3.11 Dependentă argumentului impedanței de secvența zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.

Astfel la dublarea valorii curentului capacitiv al rețelei de medie tensiune, de la 23A la 46A, valoarea maximă a impedanței de secvența zero scade de 2,62 ori nu de două ori.

În cazul în care izolația este de bună calitate (argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune 89°) la o modificare cu $\pm 10\%$ a reactanței X_{BS} în jurul valorii de rezonanță, valoarea acesteia se modifică cu 58% , deci în acest caz poate fi stabilit regimul de rezonanță controlând valoarea impedanței de secvența zero a rețelei de medie tensiune.

Dacă starea izolației s-a înrăutățit, argumentul impedanței capacitive a rețelei devine 85° , pentru o modificare a reactanței X_{BS} cu $\pm 10\%$ valoarea impedanței de secvența zero se modifică cu 33% , mult mai puțin decât în cazul când argumentul impedanței capacitive este 85° , deci în acest caz devine mai dificilă stabilirea regimului de rezonanță controlând valoarea impedanței de secvența zero a rețelei de medie tensiune. Atunci când calitatea izolației scade și mai mult, argumentul impedanței capacitive al rețelei de medie tensiune devine 80° se constată din fig. 3.12 (curba c) că variația valorii impedanței de secvența zero în jurul celei de rezonanță se modifică foarte puțin

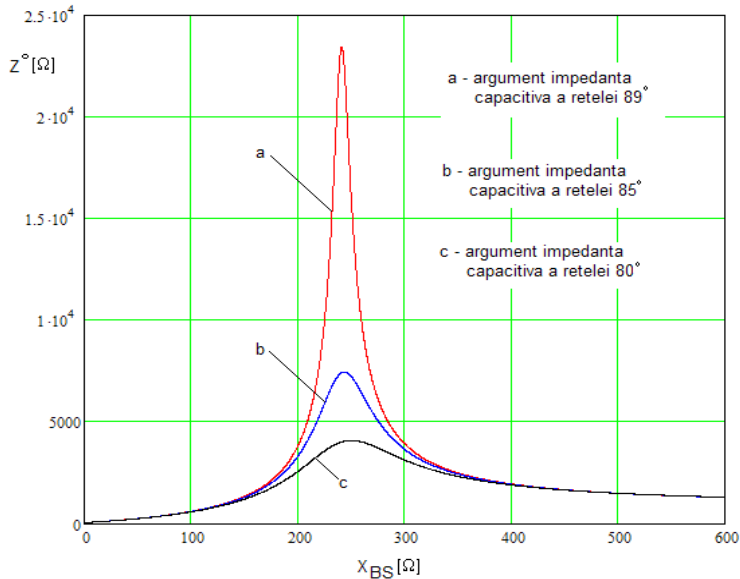


Fig.3.12 Dependenta valorii impedantei de secventa zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere

Din cele prezentate rezulta ca starea izolatiei rețelei de medie tensiune influenteaza posibilitatea stabilirii regimului de rezonanta controland valoarea impedantei de secventa zero a acestei rețele.

c. Curentul capacitiv total al rețelei de 20kV este 60 A

În această situație impedanța capacitivă de secvență zero a rețelei de medie tensiune (\underline{Z}_C^0), având în vedere și starea izolației, are valorile:

$$\underline{Z}_C^0 = (10,1 - j577,4)\Omega \text{ argumentul acestei impedanțe fiind } 89^\circ;$$

$$\underline{Z}_C^0 = (50,5 - j577,4)\Omega \text{ argumentul acestei impedanțe fiind } 85^\circ;$$

$$\underline{Z}_C^0 = (101,8 - j577,4)\Omega \text{ argumentul acestei impedanțe fiind } 80^\circ;$$

Impedanța bobinei de stingere (compensare) depinde de regimul în care funcționează rețeaua și de curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune. S-au luat în considerare următoarele regimuri de funcționare a rețelei: rezonanță; supracompensat 15%; subcompensat 15%; subcompensat 35%, regimuri reproduse și în sectorul experimental.

Dacă curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune este 60A, impedanța \underline{Z}_{BS}^0 are următoarele valori:

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (4 + j548,4)\Omega, \text{ regim de rezonanță};$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (4 + j490,7)\Omega, \text{ regim de supracompensare } 10\%;$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (4 + j433)\Omega, \text{ regim de supracompensare } 20\%;$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (4 + j259,9)\Omega, \text{ regim de supracompensare } 50\%;$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (4 + j606,1)\Omega, \text{ regim de subcompensare } 10\%.$$

În figura 3.13. este prezentată dependența coeficientului $K_{U_0}(R_t)$ funcție de rezistența de trecere la locul de defect și de regimul în care se găsește rețeaua de 20kV. Din figura 3.13. rezultă rolul important pe care îl are regimul de funcționare al rețelei de 20kV asupra coeficientului K_{U_0} dar este mai scăzut decât în cazul când curentul capacitiv total al rețelei de 20kV este 23A.

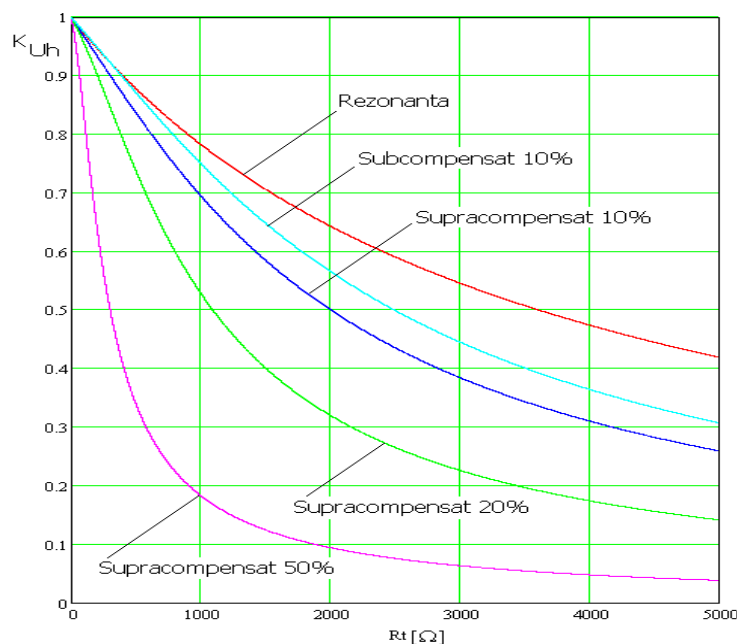


Fig.3.13 Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 60A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 0km

De asemenea, din fig. 3.13 se constata ca in regim de supracompensare de 50%, adica intr-un regim indepartat de cel de rezonanta, valoarea coeficientului K_{U_0} se modifica foarte pronuntat in raport cu variabila R_t . In regim de supracompensare 50% pentru $R_t = 1000\Omega$ coeficientul $K_{U_0} = 0,18$, adica tensiunea de secventa zero scade cu 82%, avand, in secundarul filtrului de secventa zero, valoarea de 18V. La $R_t = 2000\Omega$ valoarea tensiunii de secventa zero devine aproximativ 10V, valoare care ridica probleme din punct de vedere al sesizarii corecte a uni defect de tipul simpla punere la pamant, deoarece in regim normal de functionare tensiunea de secventa zero in secundarul filtrului, datorita dezechilibrului rețelei de medie tensiune, are valori de 1-7V. Din acest motiv este de evitat functionarea rețelei de medie tensiune intr-un regim indepartat de cel de rezonanta.

Din fig.3.13, 3.14 si 3.15 se constata ca si in acest caz lungimea liniei pana la locul de defect influenteaza putin dependenta coeficientului K_{U_0} functie de rezistenta de la locul de defect.

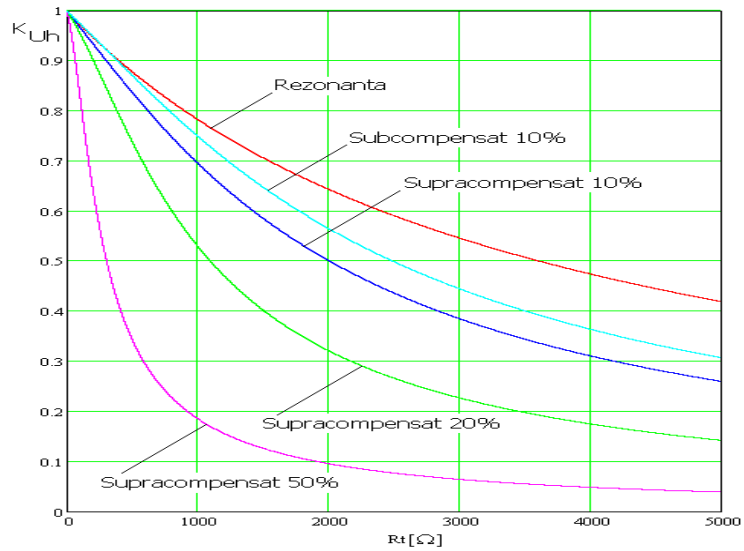


Fig.3.14 Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 60A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 10km

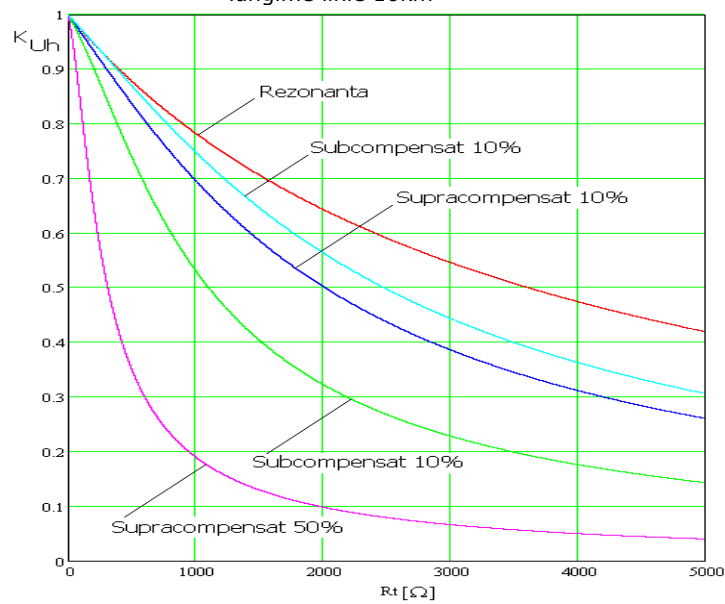


Fig.3.15 Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 60A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 30km

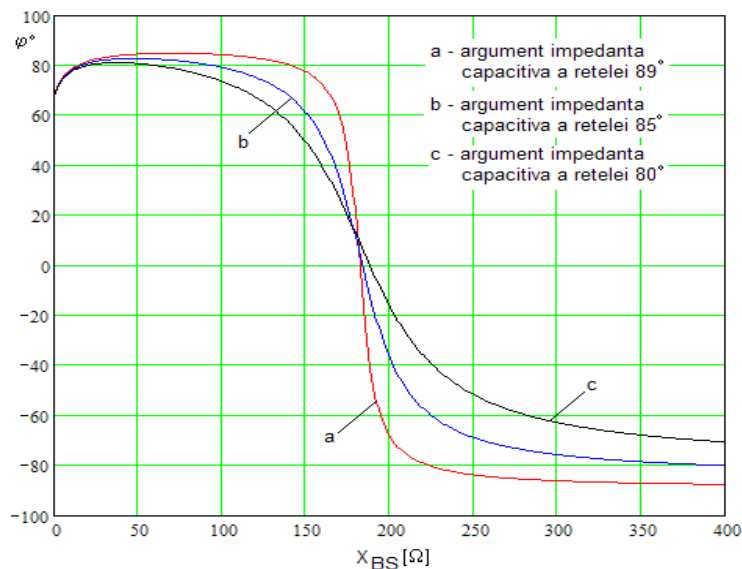


Fig.3.16 Dependenta argumentului impedantei de secventa zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.

Modul în care starea izolației rețelei de medie tensiune influențează argumentul impedanței de secvență zero este prezentat în fig. 3.16. Din această figură rezultă că valoarea reactanței X_{BS} la rezonanță depinde și de starea izolației rețelei de medie tensiune. De asemenea, în intervalul 150Ω - 250Ω de variație a reactanței X_{BS} argumentul impedanței de secvență zero se modifică în intervalul $+80^\circ$, -84° dacă argumentul impedanței capacitive este 89° , în intervalul 60° , -70° dacă argumentul impedanței capacitive este 85° , respectiv în intervalul 50° , -52° dacă argumentul impedanței capacitive este 80° .

Având în vedere intervalul mare în care se modifică argumentul impedanței de secvență zero în raport cu reactanța X_{BS} rezultă posibilitatea de a folosi această mărime pentru stabilirea regimului de funcționare a rețelei de medie tensiune.

În fig.3.17 se prezintă variația valorii impedanței de secvență zero în funcție de reactanța X_{BS} a bobinei de stingere și de calitatea izolației. Se constată că valoarea maximă a acestei impedanțe comparativ cu cea din cazul când curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune este 23A este mai mică de 3,94 ori, respectiv de 1,5 ori față de cazul când curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune este 46A, atunci când argumentul impedanței capacitive este 89° .

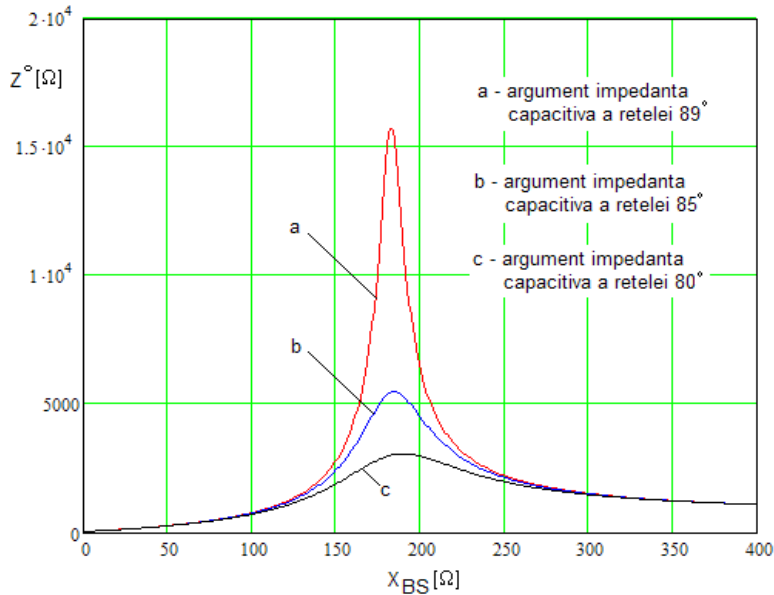


Fig.3.17 Dependenta valorii impedantei de secventa zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere

Dacă argumentul impedanței capacitive este 85° valoarea maximă a impedanței de secvență zero în cazul când curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune 60A este de 10,5 ori mai mică față de cea a rețelei al cărui curent capacitiv este 23A, respectiv de 1,17 ori mai mică față de cea a rețelei al cărui curent capacitiv este 46A. De asemenea, dacă argumentul impedanței capacitive este 80° valoarea maximă a impedanței de secvență zero în cazul când curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune 60A este de 21 ori mai mică față de cea a rețelei al cărui curent capacitiv este 23A, respectiv de 1,33 ori mai mică față de cea a rețelei al cărui curent capacitiv este 46A.

Și în acest caz variația valorii impedanței de secvență zero în jurul celei de rezonanță este scăzută atunci când argumentul impedanței capacitive este 85° , respectiv foarte scăzută atunci când argumentul impedanței capacitive este 80° . Din acest motiv utilizarea valorii impedanței de secvență zero pentru controlul regimului de funcționare al rețelei este neindicat.

d. Curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 100A

În această situație impedanța capacitivă de secvență zero a rețelei de medie tensiune (Z_C^0), având în vedere și starea izolației, are valorile:

$$\underline{Z}_C^0 = (6,05 - j346,41)\Omega \text{ argumentul acestei impedanțe fiind } 89^\circ;$$

$$\underline{Z}_C^0 = (30,3 - j346,41)\Omega \text{ argumentul acestei impedanțe fiind } 85^\circ;$$

$$\underline{Z}_C^0 = (61,08 - j346,41)\Omega \text{ argumentul acestei impedanțe fiind } 80^\circ;$$

Impedanța bobinei de stingere (compensare) depinde de regimul în care funcționează rețeaua și de curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune. S-au luat în considerare următoarele regimuri de funcționare a rețelei: rezonanță;

supracompensat 15%; subcompensat 15%; subcompensat 35%, regimuri reproduse și în sectorul experimental.

Dacă curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune este 100A, impedanța \underline{Z}_{BS}^0 are următoarele valori:

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (3,2 + j317,4)\Omega, \text{ rezonanță};$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (3,2 + j282,8)\Omega, \text{ supracompensate } 10\%;$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (3,2 + j248,2)\Omega, \text{ supracompensate } 20\%;$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (3,2 + j144,4)\Omega, \text{ supracompensate } 50\%;$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (3,2 + j352)\Omega, \text{ subcompensate } 10\%.$$

Dependența coeficientului $\underline{K}_{U^0}(R_t)$ funcție de rezistența de trecere la locul de defect și de regimul în care funcționează rețeaua este prezentată în figura 3.18. din această figură se constată o diminuare a importanței regimului în care funcționează rețeaua asupra variației coeficientului \underline{K}_{U^0} .

De asemenea se micșorează, funcție de rezistența de trecere la locul de defect (R_t), valorile coeficientului \underline{K}_{U^0} . Aceasta are ca efect atât micșorarea

valorilor tensiunii homopolare, deci și a tensiunii fazelor fără defect, cât și a valorilor curentului de defect respectiv a curenților capacitivi ce se închid prin liniile fără defect, comparativ cu variantele considerate anterior.

În ceea ce privește solicitarea izolației fazelor fără defect se constată că aceasta este cea mai scăzută dacă rețeaua funcționează în regim de supracompensare 50% și rezistența de trecere la locul de defect depășește 50Ω .

Din figurile 3.18, 3.19, 3.20 rezulta ca lungimea liniei pana la locul de defect nu influenteaza, practic, valoarea coeficientului \underline{K}_{U^0} dar regimul de functionare este determinant in stabilirea valorii acestui coeficient. Din punct de vedere al solicitarii izolatiei pe durata unui defect de tipul simpla punere la pamant regimul de supracompensare 50% este cel mai indicat, iar cel mai neindicat este regimul de rezonanta.

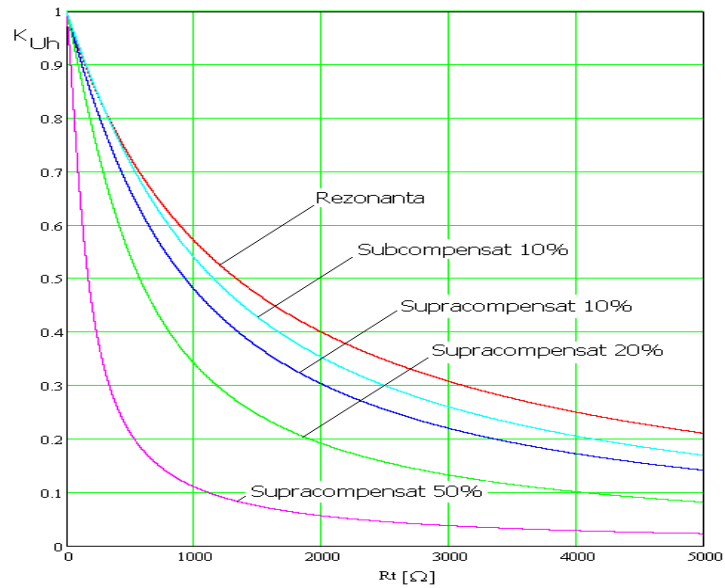


Fig.3.18 Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 100A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 0km

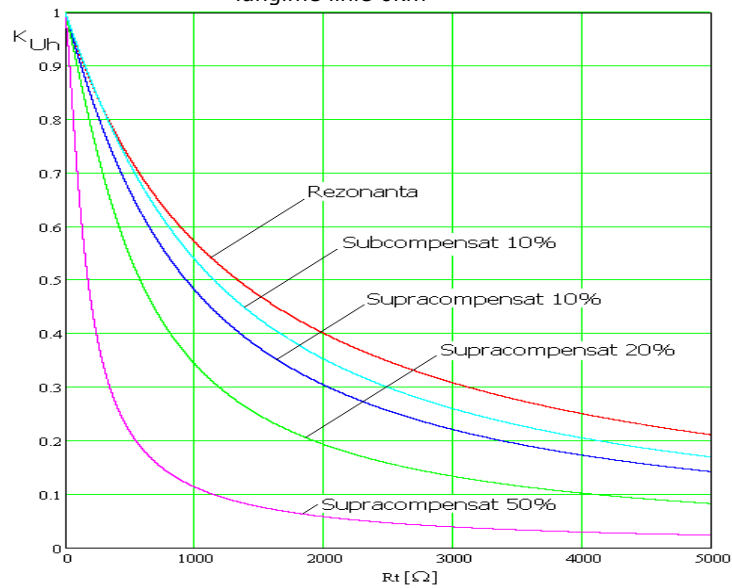


Fig.3.19 Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 100A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 10km

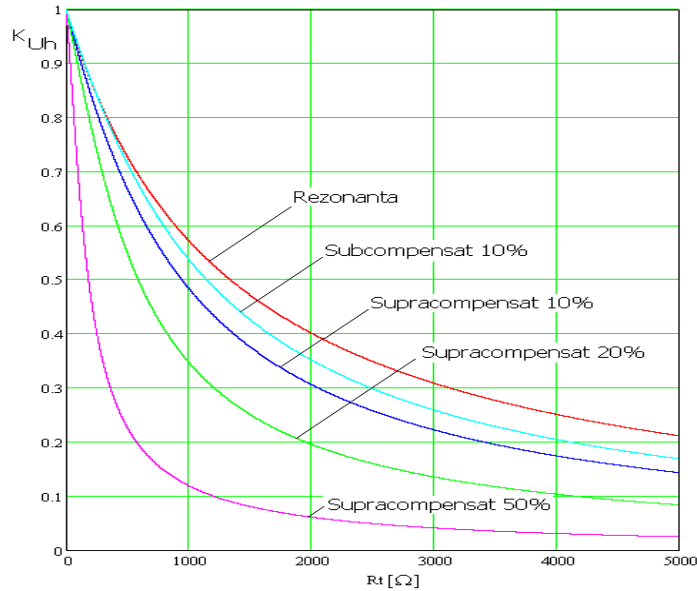


Fig.3.20 Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 100A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 30km

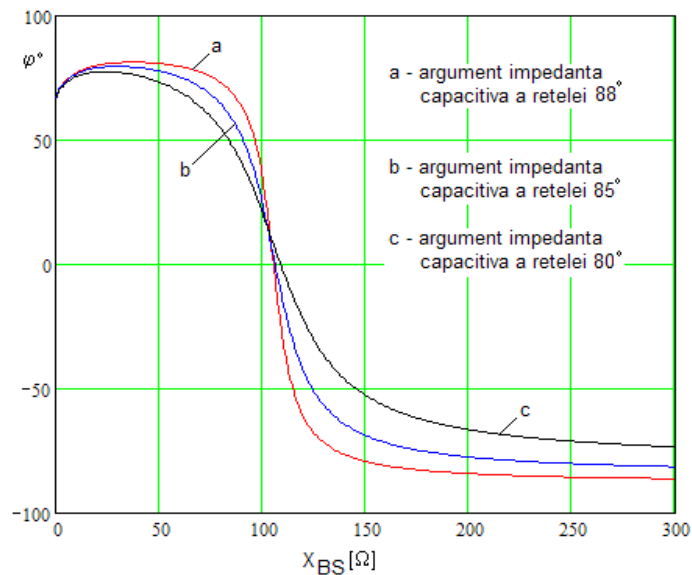


Fig.3.21 Dependența argumentului impedanței de secvența zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.

Din fig.3.21 se constată o dependență importantă a argumentului impedanței de secvența zero funcție de valoarea reactanței bobinei de stingere și starea izolației rețelei de medie tensiune. În intervalul 75Ω - 150Ω al reactanței X_{BS} argumentul impedanței de secvența zero variază între 75° și -80° dacă argumentul impedanței

capacitive este 89° , între 70° și -70° dacă argumentul impedanței capacitive este 85° , respectiv între 60° și -52° dacă argumentul impedanței capacitive este 80° . Intervalul de variație al argumentului impedanței de secvență zero este mare chiar și în cazul în care izolația rețelei de medie tensiune este îmbătrânită, deci această mărime poate fi utilizată pentru a controla regimul de funcționare al rețelei de medie tensiune.

În fig. 3.22 se prezintă dependența valorii impedanței de secvență zero funcție de valoarea reactanței bobinei de stingere. Din această figură se constată că valoarea maximă a impedanței de secvență zero este $5,2\text{k}\Omega$ dacă argumentul impedanței capacitive este 89° , $3,9\text{k}\Omega$ dacă argumentul impedanței capacitive este 85° , respectiv $1,75\text{k}\Omega$ dacă argumentul impedanței capacitive este 80° . Aceste valori sunt mult mai scăzute față de valorile obținute pentru rețele de medie tensiune la care curentul capacitiv total este 23A, 46A, 60A.

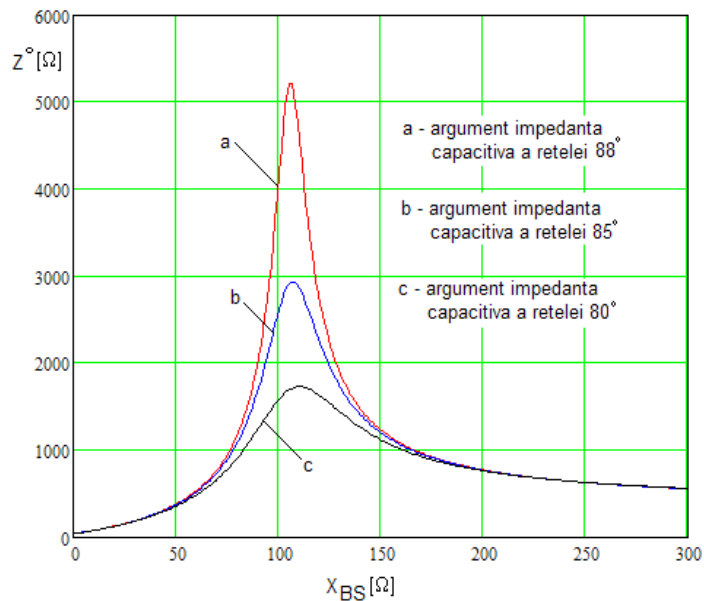


Fig.3.22 Dependența valorii impedanței de secvență zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere

Deci în acest caz cu ajutorul bobinei de compensare nu se mai pot obține valori mari pentru impedanța de secvență zero a rețelei de medie tensiune, ceea ce conduce la scăderea eficienței bobinei de stingere. Din acest motiv se impune limitarea valorii curentului capacitiv total pentru rețeaua de medie tensiune legată galvanic, adică pe aceeași bară din stația de transformare.

e. Curentul capacitiv total al rețelei de 20kV este 120A

În această situație impedanța capacitivă de secvență zero a rețelei de medie tensiune (Z_C^0), având în vedere și starea izolației, are valorile:

$$\underline{Z}_C^0 = (5,04 - j288,7)\Omega \text{ argumentul acestei impedanțe fiind } 89^\circ;$$

$$\underline{Z}_C^0 = (25,3 - j288,7)\Omega \text{ argumentul acestei impedanțe fiind } 85^\circ;$$

$$\underline{Z}_C^0 = (50,9 - j288,7)\Omega \text{ argumentul acestei impedanțe fiind } 80^\circ;$$

Impedanța \underline{Z}_{BS}^0 funcție de regimurile considerate pentru funcționarea rețelei, are valorile:

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (2,8 + j260)\Omega, \text{ în regim de rezonanță};$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (2,8 + j231,2)\Omega, \text{ în regim de supracompensare 10\%};$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (2,8 + j202,4)\Omega, \text{ în regim de supracompensare 20\%};$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (2,8 + j115,7)\Omega, \text{ în regim de supracompensare 50\%};$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (2,8 + j288,8)\Omega, \text{ în regim de subcompensare 10\%};$$

În figura 3.23 se prezintă dependența coeficientului $K_{U^0}(R_t)$ funcție de regimul în care funcționează rețeaua de 20 kV și de rezistența de trecere la locul de defect (R_t). Din această figură rezultă că valorile coeficientului K_{U^0} scad funcție de R_t mult mai rapid decât în cazurile anterioare. Când rețeaua funcționează în regim de rezonanță, având loc o micșorare de de la 1 la 0,18 a coeficientului K_{U^0} dacă rezistența R_t crește de la 0 la 5000 Ω . În acest caz tensiunile fazelor fără defect nu au o creștere mai mare de 30% dacă $R_t \geq 2000\Omega$ indiferent de regimul de funcționare al rețelei, pe timpul cât există simpla punere la pământ. De asemenea se constată din figura 3.23 că dependența coeficientului K_{U^0} funcție de regimul în care se găsește rețeaua de 20 kV este mai puțin pronunțată decât în cazurile anterioare.

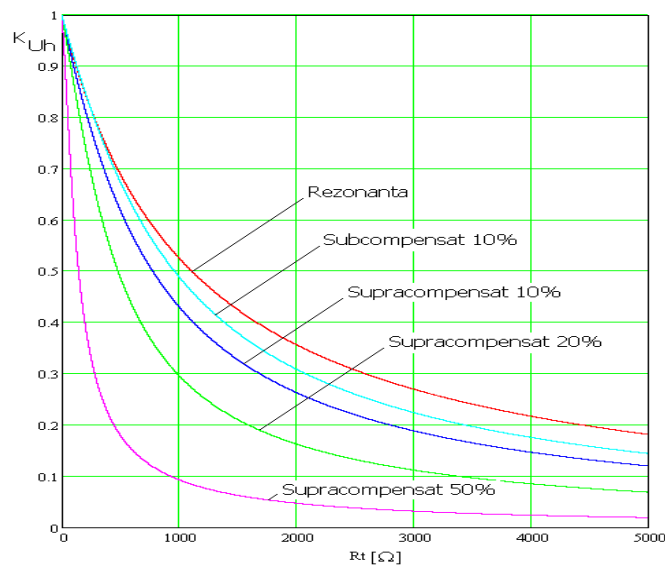


Fig.3.23 Dependența coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 120A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 0km

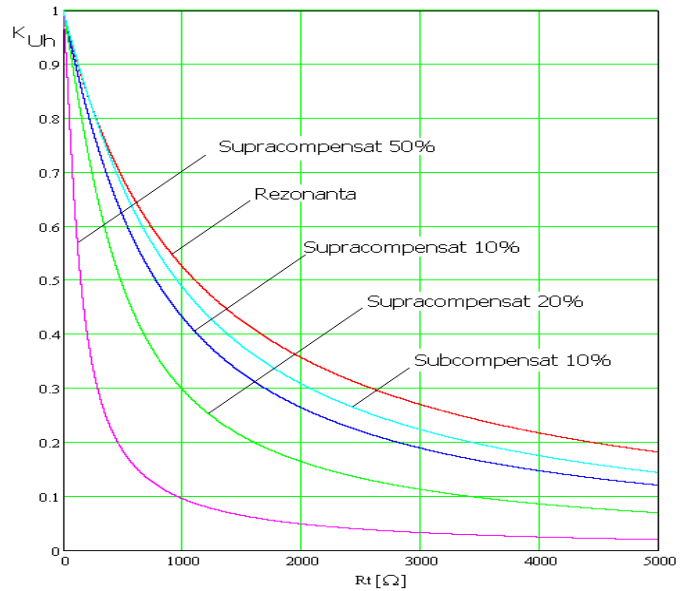


Fig.3.24 Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 120A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 10km

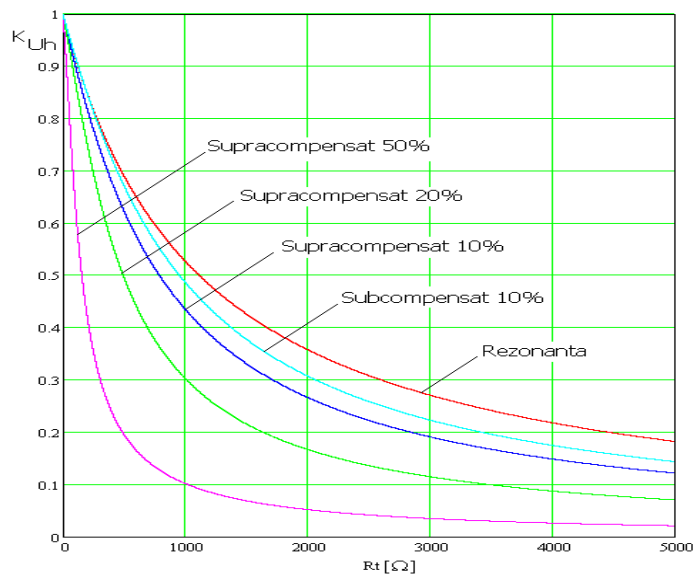


Fig.3.25 Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 120A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 30km

Din figurile 3.23, 3.24, 3.25 se constata ca lungimea liniei pana la locul de defect nu influenteaza semnificativ valoarea coeficientului K_{U^0} .

În fig.3.26 se prezintă dependența argumentului impedanței de secvență zero a rețelei de medie tensiune funcție de valoarea reactanței bobinei de stingere și starea izolației. Se constată că pentru valoarea X_{BS} cuprinsă în intervalul 50Ω - 150Ω argumentul impedanței de secvență zero variază în limitele 80° și -85° , dacă starea izolației este foarte bună (argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 89°), în limitele 74° și -75° dacă argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 85° , respectiv în limitele 70° și -65° dacă argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 80° .

Variația în limite largi ale argumentului impedanței de secvență zero funcție de valoarea reactanței bobinei de stingere arată că această mărime poate fi utilizată în controlul regimului în care funcționează rețeaua de medie tensiune.

În fig. 3.27 este prezentată dependența valorii impedanței de secvență zero a rețelei de medie tensiune funcție de reactanța bobinei de stingere și de starea izolației rețelei de medie tensiune. Se constată că în acest caz valoarea maxima a impedanței Z^0 este $3,9k\Omega$ dacă argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 89° , adică este mai mică față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 23A de 16,15 ori; de 6,15 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 46A; de 4,1 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 60A și de 1,34 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 100A. Dacă izolația rețelei este mai puțin performantă, adică argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune

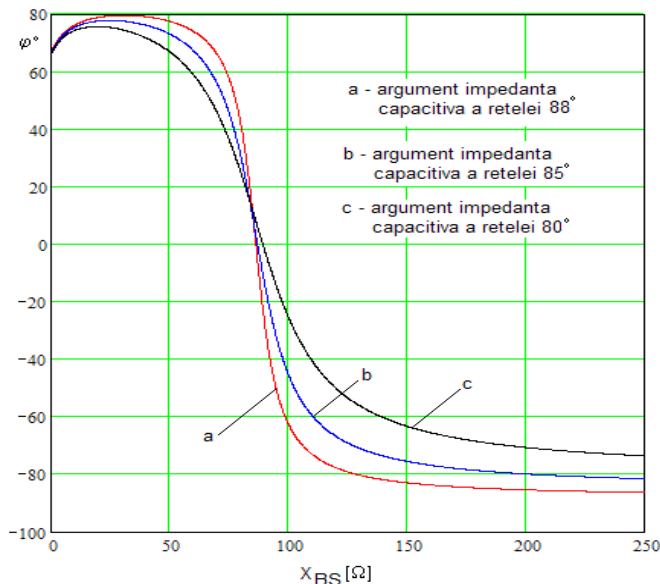


Fig.3.26 Dependența argumentului impedanței de secvența zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.

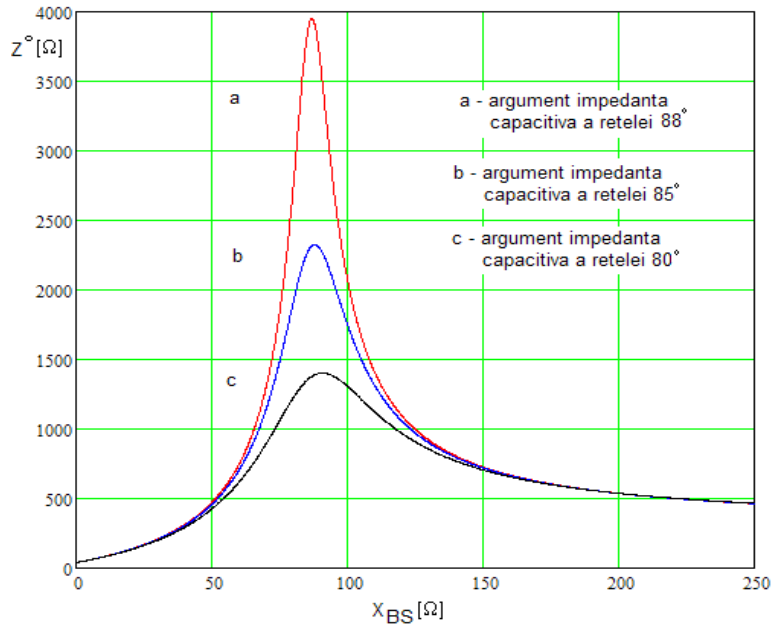


Fig.3.27 Dependenta valorii impedantei de secventa zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere

este 85° valoarea impedantei Z^0 este $2,3\text{k}\Omega$ adică este mai mică față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 23A de 27,39 ori; de 3,04 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 46A; de 2,39 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 60A și de 1,26 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 100A.

Dacă izolația rețelei este mai puțin performantă, adică argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 80° valoarea impedantei Z^0 este $1,4\text{k}\Omega$ adică este mai mică față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 23A de 45 ori; de 2,86 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 46A; de 2,3 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 60A și de 1,7 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 100A.

Din cele prezentate rezultă că valoarea maximă a impedanței de secvență zero este puternic influențată de starea izolației indiferent cât este valoarea curentului capacitiv total al rețelei de medie tensiune.

f. Curentul capacitiv total al rețelei de 20kV este 150A

În această situație impedanța capacivă de secvență zero a rețelei de medie tensiune (Z_C^0), având în vedere și starea izolației, are valorile:

$$\underline{Z}_C^0 = (4,03 - j230,9)\Omega \text{ argumentul acestei impedanțe fiind } 89^\circ;$$

$$\underline{Z}_C^0 = (20,2 - j230,9)\Omega \text{ argumentul acestei impedanțe fiind } 85^\circ;$$

$$\underline{Z}_C^0 = (40,72 - j230,9)\Omega \text{ argumentul acestei impedanțe fiind } 80^\circ;$$

Impedanța \underline{Z}_{BS}^0 funcție de regimurile considerate pentru funcționarea rețelei, are valorile:

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (2,8 + j202,5)\Omega, \text{ în regim de rezonanță};$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (2,8 + j179,41)\Omega, \text{ în regim de supracompensare } 10\%;$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (2,8 + j156,32)\Omega, \text{ în regim de supracompensare } 20\%;$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (2,8 + j87,05)\Omega, \text{ în regim de supracompensare } 50\%;$$

$$\underline{Z}_{BS}^0 = (2,8 + j225,6)\Omega, \text{ în regim de subcompensare } 10\%;$$

În figura 3.28 se prezintă dependența coeficientului $K_{U^0}(R_t)$ funcție de regimul în care funcționează rețeaua de 20 kV și de rezistența de trecere la locul de defect (R_t). Din această figură rezultă că valorile coeficientului K_{U^0} scad funcție de R_t mult mai rapid decât în cazurile anterioare. Când rețeaua funcționează în regim de rezonanță, având loc o micșorare de de la 1 la 0,14 a coeficientului K_{U^0} dacă rezistența R_t crește de la 0 la 5000 Ω . În acest caz tensiunile fazelor fără defect nu au o creștere mai mare de 25% dacă $R_t \geq 2000\Omega$ indiferent de regimul de funcționare al rețelei, pe timpul cât există simpla punere la pământ. De asemenea se constată din figura 3.28 că dependența coeficientului K_{U^0} funcție de regimul în care se găsește rețeaua de 20 kV este mai puțin pronunțată decât în cazurile anterioare.

Din figurile 3.28, 3.29, 3.30 se constata ca lungimea liniei pana la locul de defect nu influenteaza semnificativ valoarea coeficientului K_{U^0} .

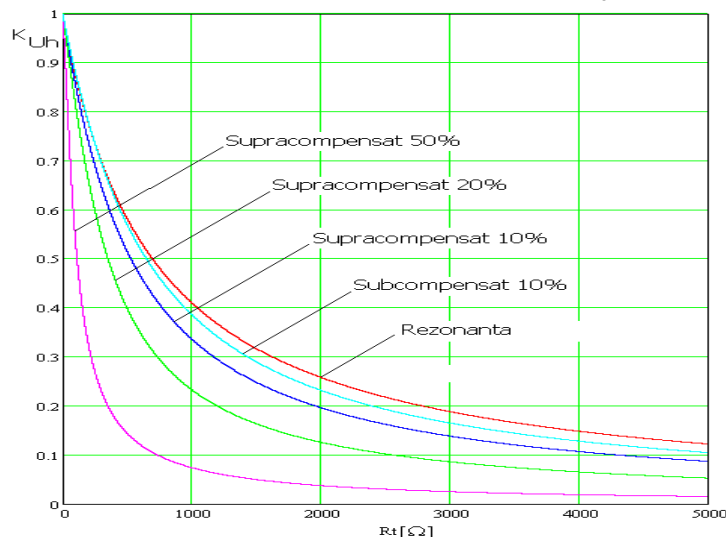


Fig.3.28 Dependența coeficientului K_{U^0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 150A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 0km

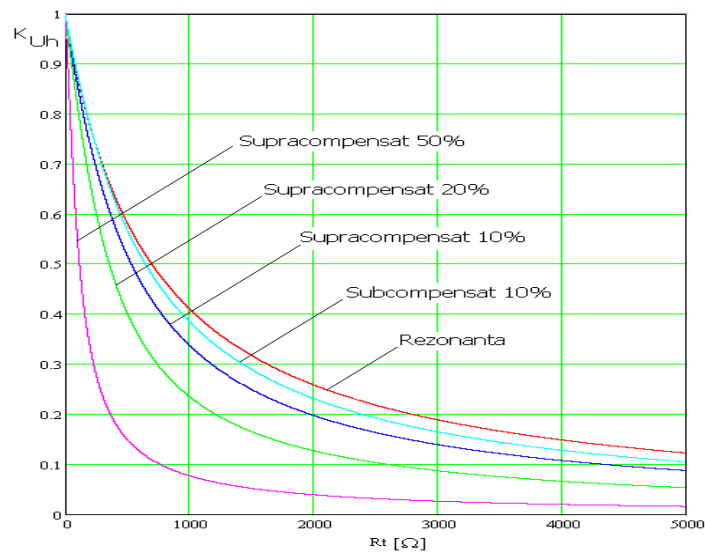


Fig.3.29 Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 150A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 10km

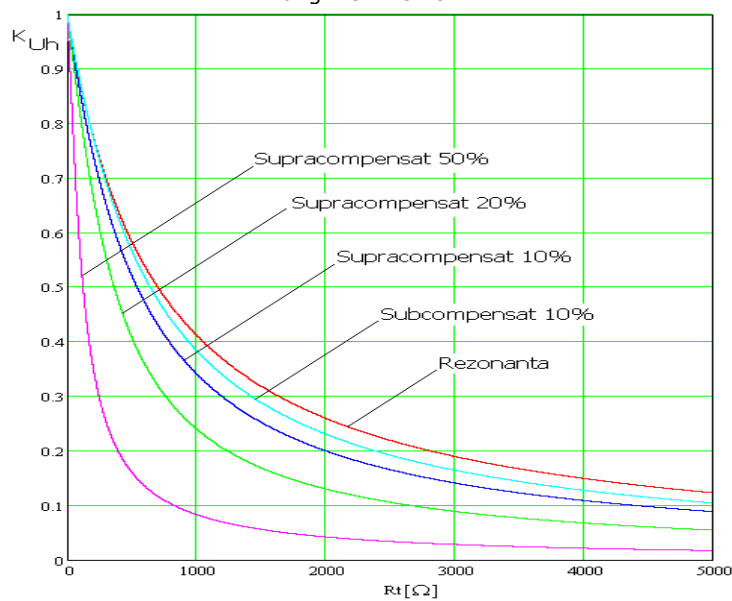


Fig.3.30 Dependența coeficientului K_{U_0} funcție de rezistența de trecere la locul de defect, când curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 150A, neutrul tratat prin bobina de compensare, lungime linie 30km

În fig.2.31 se prezintă dependența argumentului impedanței de secvență zero a rețelei de medie tensiune funcție de valoarea reactanței bobinei de stingere și starea izolației. Se constată că pentru valoarea X_{BS} cuprinsă în intervalul $50\Omega - 150\Omega$ argumentul impedanței de secvență zero variază în limitele 65° și -82° , dacă starea

izolației este foarte bună (argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 89°), în limitele 60° și -79° dacă argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 85° , respectiv în limitele 52° și -70° dacă argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 80° .

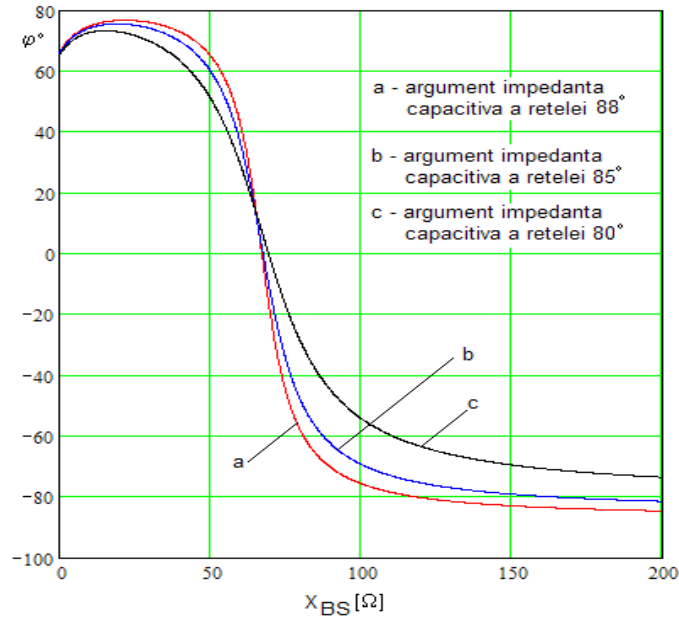


Fig.3.31 Dependenta argumentului impedanței de secvența zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere.

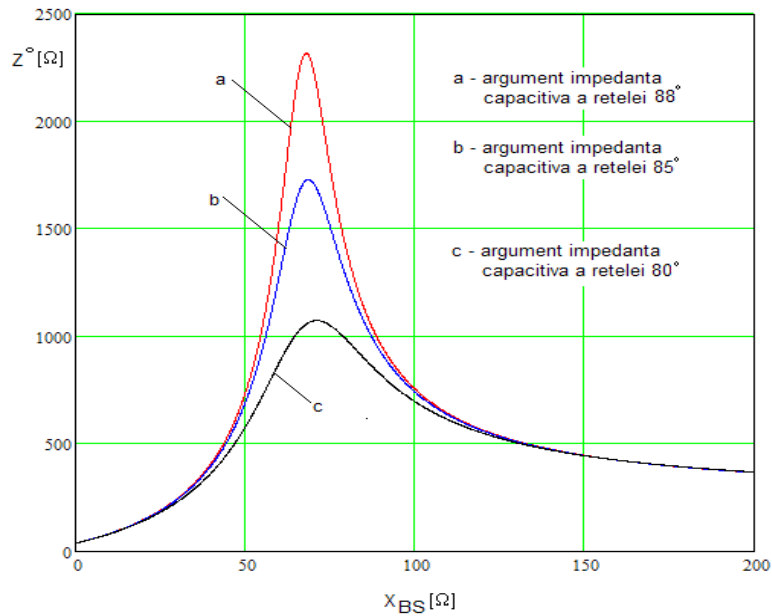


Fig.3.32 Dependenta valorii impedanței de secvența zero a grupului TSI+BS + capacitatea rețelei de medie tensiune funcție de impedanța bobinei de stingere

Variația în limite largi ale argumentului impedanței de secvență zero funcție de valoarea reactanței bobinei de stingere arată că această mărime poate fi utilizată în controlul regimului în care funcționează rețeaua de medie tensiune.

În fig. 3.32 este prezentată dependența valorii impedanței de secvență zero a rețelei de medie tensiune funcție de reactanța bobinei de stingere și de starea izolației rețelei de medie tensiune. Se constată că în acest caz valoarea maximă a impedanței Z^0 este $2,3k\Omega$ dacă argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 89° , adică este mai mică față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 23A de 27,39 ori; de 10,43 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 46A; de 6,96 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 60A; de 1,34 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 100A și de 1,7 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 120A .

Dacă izolația rețelei este mai puțin performantă, adică argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 85° valoarea impedanței Z^0 este $1,7k\Omega$ adică este mai mică față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 23A de 37,05 ori; de 4,12 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 46A; de 3,12 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 60A; de 1,7 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 100A și de 1,35 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 120A.

Dacă izolația rețelei este mai puțin performantă, adică argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 80° valoarea impedanței Z^0 este $1,1k\Omega$ adică este mai mică față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 23A de 57,27 ori; de 3,64 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 46A; de 2,27 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 60A; de 1,55 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 100A și de 1,27 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 120A. Din cele prezentate rezultă că valoarea maximă a impedanței de secvență zero este puternic influențată de starea izolației indiferent cât este valoarea curentului capacitiv total al rețelei de medie tensiune.

3.3. Concluzii

Principalele concluzii ce rezultă în urma studiului efectuat sunt următoarele:

a) Tensiunea de secvență zero (homopolară) a barei de 20kV la care este conectată linia cu defect depinde de regimul în care funcționează rețeaua de 20kV, de curentul capacitiv total (ΣI_c) al rețelei de 20kV și de valoarea rezistenței de trecere la locul de defect. Dacă rețeaua funcționează la rezonanță tensiunea în secundarul filtrului homopolar scade sub 15V dacă $R_t < 10k\Omega$ și valoarea curentului capacitiv total al rețelei de 20kV nu depășește 100A.

b) tensiunea de secvență zero scade sub 10V, deci apare riscul ca simpla punere la pământ să nu fie sesizată prin protecții în situațiile:

- rețeaua de medie tensiune funcționează într-un regim de subcompensare 10%, $R_t > 8k\Omega$ și curentul capacitiv total al rețelei este mai mic sau egal cu 100A;
- rețeaua funcționează în regim de supracompensare 20%, $R_t > 7k\Omega$, și curentul capacitiv total al rețelei este mai mic sau egal cu 60A;
- rețeaua de medie tensiune funcționează în regim de supracompensare 50%, $R_t > 5k\Omega$ și curentul capacitiv total al rețelei este mai mic sau egal cu 23A;
- rețeaua de medie tensiune funcționează în regim de supracompensare 50%, $R_t > 3k\Omega$ și curentul capacitiv total al rețelei este mai mic sau egal cu 40A;
- rețeaua de medie tensiune funcționează în regim de supracompensare 50%, $R_t > 1,8k\Omega$ și curentul capacitiv total al rețelei este mai mic sau egal cu 60A;
- rețeaua de medie tensiune funcționează în regim de supracompensare 50%, $R_t > 1,2k\Omega$ și curentul capacitiv total al rețelei este mai mic sau egal cu 100A;
- rețeaua de medie tensiune funcționează în regim de supracompensare 50%, $R_t > 1k\Omega$ și curentul capacitiv total al rețelei este mai mic sau egal cu 120A;
- rețeaua de medie tensiune funcționează în regim de supracompensare 50%, $R_t > 0,8k\Omega$ și curentul capacitiv total al rețelei este mai mic sau egal cu 150A;

c.) Curenții capacitivi ai liniilor de 20 kV fără defect scad de peste 10 ori dacă:

- curentul capacitiv total al rețelei este 100A, $R_t > 1,1k\Omega$ și rețeaua funcționează în regim supracompensat 50%;
- curentul capacitiv total al rețelei este 100A, $R_t > 4,2k\Omega$ și rețeaua funcționează în regim supracompensat 20%;
- curentul capacitiv total al rețelei este 100A, $R_t > 9k\Omega$ și rețeaua funcționează în regim supracompensat 10%.
- curentul capacitiv total al rețelei este 60A, $R_t > 1,9k\Omega$ și rețeaua funcționează în regim de supracompensare 50%;
- curentul capacitiv total al rețelei este 60A, $R_t > 7,2k\Omega$ și rețeaua funcționează în regim de supracompensare 20%.

d) Tensiunile fazelor fără defect depășesc valoarea de $1,4 U_f$ dacă:

- curentul capacitiv total al rețelei este 100A, $R_t < 1,8k\Omega$ rețeaua funcționând la rezonanță;
- curentul capacitiv total al rețelei este 100A, $R_t < 0,4k\Omega$ rețeaua funcționând supracompensat 20%;
- curentul capacitiv total al rețelei este 100A, $R_t > 0,25k\Omega$ rețeaua funcționând în regim de supracompensare 50%;
- curentului capacitiv total al rețelei este 60A, $R_t < 4k\Omega$ și rețeaua funcționează la rezonanță;
- curentului capacitiv total al rețelei este 60A, $R_t < 3k\Omega$ și rețeaua funcționează supracompensat 10%;
- curentului capacitiv total al rețelei este 60A, $R_t < 0,4k\Omega$ și rețeaua funcționează supracompensat 50%.

e) Din punct de vedere al valorii tensiunilor de secvență zero (homopolare) și al curenților capacitivi la diverse rezistențe de trecere, regimul de

supracompensare 10% și subcompensare 10% nu sunt identice. Valorile mai mari se obțin în regim de subcompensare.

f) Solicitarea izolației la o simplă punere la pământ într-o rețea cu neutrul tratat prin bobină de compensare este mai mare decât în cazul tratării cu rezistor sau neutrul izolat, ceea ce facilitează transformarea acestui defect într-un defect multiplu.

g) Dependența coeficientului K_U^0 funcție de valoarea rezistenței de trecere (R_t) la locul de defect este cu atât mai pronunțată cu cât curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune este mai mare. Astfel la un curent capacitiv total de 120A pentru $R_t \in [0 \dots 10000\Omega]$, $K_U^0 \in [0,11 \dots 1]$, iar la un curent capacitiv total de 23A în același domeniu de variație al rezistenței R_t , coeficientul $K_U^0 \in [0,63 \dots 1]$ dacă în ambele variante rețeaua funcționează în regim de rezonanță.

h) Dependența coeficientului K_U^0 funcție de regimul în care funcționează rețeaua diferă mult de valoarea curentului capacitiv total al rețelei de medie tensiune. Astfel la o rezistență de trecere $R_t = 1k\Omega$ și un curent capacitiv total de 23A coeficientul $K_U^0 \in [0,95 \dots 0,45]$ dacă rețeaua funcționează în regim de rezonanță, respectiv în regim de supracompensare de până la 50%. Dacă curentul capacitiv total al rețelei este 150A coeficientul $K_U^0 \in [0,37 \dots 0,12]$ când rețeaua funcționează în regim de rezonanță, respectiv în regim de supracompensare de până la 50%.

i) Dependența coeficientului K_U^0 funcție de valoarea curentului capacitiv total al rețelei de medie tensiune depinde de valoarea rezistenței R_t și de regimul în care funcționează rețeaua. Astfel la $R_t = 1k\Omega$ și regim de rezonanță $K_U^0 \in [0,95 \dots 0,36]$ dacă $\Sigma I_c \in [23A \dots 150A]$, iar la $R_t = 1k\Omega$ și regim de supracompensare 50%, $K_U^0 \in [0,46 \dots 0,12]$ dacă $\Sigma I_c \in [23A \dots 200A]$.

j) Defazajul dintre tensiunea de secvență zero și curentul de secvență zero al liniei cu defect depinde în principal de valoarea curentului capacitiv al liniei cu defect, dar este practic independent de valoarea rezistenței de trecere la locul de defect. De asemenea, acest defazaj nu depinde de curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune, dar depinde de regimul în care funcționează rețeaua de medie tensiune.

l) Starea izolației rețelei de medie tensiune afectează puternic valoarea impedanței de secvență zero motiv pentru care nu este indicat ca valoarea impedanței de secvență zero să fie utilizată în procesul de control al regimului în care funcționează rețeaua de medie tensiune.

m) Deoarece starea izolației rețelei de medie tensiune afectează mai puțin valoarea argumentului impedanței de secvență zero este indicat ca acest parametru să fie utilizat în controlul regimului în care funcționează rețeaua de medie tensiune.

n) În regim normal de funcționare este indicat ca valoarea reactanței bobinei de stingere să fie cât mai mică pentru ca dezechilibrul rețelei de medie tensiune să nu afecteze tensiunile de fază ale rețelei se impune realizarea unei instalații de automatizare care în momentul apariției unui defect de tipul simplă punere la pământ să regleze bobina de stingere la rezonanță. Acest reglaj se impune a fi realizat în cel mult 40ms de la apariția defectului deci nu poate fi implementat decât la o bobină comandată magnetic.

3.4 Bibliografie Capitol 3

- [1] Badea, I., Broșteanu, Gh., Chanzbraun, I., Columbeanu, P.: *Protecția prin relee și automatizarea sistemelor electrice*, Ed.Tehnică, București, 1973.
- [2] Bercovici, M., Arie, A., Tudose, M.: *Aspecte privind aplicarea teoriei componentelor sistemice în analiza regimurilor nesimetrice a rețelelor electrice*. Bul.șt.și tehn. al I.P. București, -XXIX, nr.4, 1967, p.101-131.
- [3] Bercovici, M., Arie, A.: *Aplicarea unor operatori de ortogonalitate pentru determinarea defectelor nesimetrice, multiple în rețele electrice*. Studii și cercetări de energetică și electrotehnică., nr.2, 1968, p.403-425.
- [4] Capasso, A, Iliceto, F.: *Representation des charges lors des etudes de stabilite transitoire*. L'energia Electrica, nr.7, 1973, p.441- 456.
- [5] Cernin, A.B.: *Scurtcircuite în cazul regimurilor cu număr incomplet de faze ale sistemelor electrice*. Ed. Tehnică, București, 1956.
- [6] Clarke, Ed.: *Analiza circuitelor sistemelor electroenergetice*. Traducere selectivă din lb. engleză (S.U.A.) Ed. Tehnică, București, 1973.
- [7] Crișan, O.: *Sisteme electroenergetice*, Ed. did.și ped., București, 1973.
- [8] Curcanu, G., Ionescu, Toader, D., H., Toaxen, V., Pandia, T.: *Optimization of medium voltage network neutral-point treating for evaluation and limiting of earthing monophas short circuit overvoltages*. Proceedings on the International Conference on Applied and Theoretical Electricity, October 17-19, 2002, Craiova, p.302 - 308.
- [9] Danilievici, L.A., Dombrovski, V.V., Kazovski, K.B.: *Parametrii mașinilor de curent alternativ*. Traducere din lb.rusă, Ed.Tehnica., București, 1968.
- [10] Dordea, T.; *Mașini electrice*, Ed. didactică și pedagogică. București, 1970.
- [11] Drumel, G., *Detection des defauts a la tere tres resistance sur les reseaux compenses*. NMT 95, Mulhouse, November 7-8, 1995, p.109
- [12] Eremia, M., ș.a. *Electric Power Systems, Vol.1, Electric Networks*. Editura Academiei Române, București, 2006.
- [13] Gheju, P.: *Contribuții la studiul influenței consumatorilor formați din motoare asincrone asupra curenților de scurtcircuit din rețeaua lor de alimentare, a comportării lor în timpul scurtcircuitelor și a determinării parametrilor motoarelor*. Teză de doctorat. I.P. "Traian Vuia" Timișoara, 1984.
- [14] Gheorghiu, I.S., Fransua, A.S.: *Tratat de mașini electrice vol.III. Mașini asincrone*. Ed. Acad. R.S.R., București, 1971.
- [15] Gheorghiu, I.S., Fransua, A.S.: *Tratat de mașini electrice, vol.IV Mașini sincrone*. Ed.Acad. R.S.R., București, 1972.
- [16] Ghigi, P., Rossi, R.: *Modello matematico di maschine asincrone in regime stazionario*. L'Energia Electrica, nr.4, 1973, p.227-441.

- [17] Hristea. Vl., Toader, D.: *Protecția de pământ rezistiv pentru rețele de medie tensiune aeriene și mixte cu neutrul tratat prin rezistor*. Simpozion PRAM, Buzău, mai, 1980.
- [18] Hristea, Vl., Wirst, I., Toader, D.: *Experimentarea pe model electrodinamic de rețea a comportării releului de distanță RD-110, la defecte în spate*. Simpozion P.R.A.M Buzău, mai 1980.
- [19] Hristea, Vl. ; *Releu de curent direcțional homopolar*. Simpozion Național de Rețele Electrice, oct.1984, Timișoara, vol.2, p.98-105.
- [20] Hărăguș, Șt., Toader, D., Toaxen V.: *Fault transients simulation in distribution networks with improved neutral-point grounding*. Proceedings of the IASTED International Conference, Power and Energy Systems, September 19-22, 2000, Marbella Spain, p.125
- [21] Iacobescu, Gh., Iordănescu. I. ș.a.: *Rețele electrice*. Ed. Did. și Ped., București, 1981.
- [22] Ionescu, G., Baciuc, A.: *Rețele electrice de distribuție*, Ed. Tehnică, București, 1981.
Lindeman. D.: *Prescriptions de securite pour les lignes electriques aeriennes de distribution a basse et moyenne tension*. U.I.P.D. d'Energie Electrique, Paris, 1972.
- [23] Marched, A.S., Tench. G.A., Kundar, P.: *Accurate calculation of asymmetrical fault currents in complex power systems*. I.E.E.E. Transaction on P.A.S. nr.8, 1981, p.3735-3803.
- [24] Manea, A.: *Protecția selectivă a rețelelor electrice de medie tensiune cu neutrul izolat împotriva punerilor la pământ*. Prima conf. a energ. din România, oct.1975, București.
- [25] Meliopoulos. A.P., Webb, R.P., Joy, J.B.: *Computer simulation of faulted URD cables. Analysis and results*. I.E.E.E. Transaction on P.A.S. nr.4, 1981, p.1545-1561.
- [26] Moretti. M.: *Le probleme du neutre dans les reseaux a moyenne tension*. L'Electrotecnica, nr.8, 1963, p.559-566.
- [27] Nahnan, J., Salamon, D.: *Analytical expressions for the resistance of grounding grids in nonuniform soil*. I.E.E.E. Transactions on P.A.S. nr.4, 1984, p.880-885.
- [28] Rueger, M., Stolte, E.: *Realisation optimale du point neutre dans les reseaux a moyenne tension*. Elektrizitats-wirtschaft, vol.69, nr.21, 1970, p.565-570.
- [29] Toader, D., Hărăguș, Șt.: *Protocol la contractul de cercetare "Optimizarea tratării neutrului rețelei de medie tensiune din Stația de transformare 110/20kV Tg. Jiu"*, Universitatea "Politehnica" Timișoara, 1998.
- [30] Toader D.: *Protocol la contractul de cercetare "Analiza tratării neutrului rețelei de medie tensiune din Stația de transformare 110/20kV Rovinari"*, Universitatea "Politehnica" Timișoara, 2001
- [31] Șora. C., Toader, D.: *Determinarea armonicilor curentului ce se închide prin nulul rețelelor de medie tensiune tratate prin rezistor*. Protocol la contract nr.26 din 8.02.1978 I.P.T.V.T. - C.I.R.E. București.

- [32] Șora, C., Toader, D., Gheju, P.: *Modelarea consumatorilor cu motoare asincrone și sincrone din rețele de medie tensiune*. Protocol la contract nr.26/8.02.1978 I.P.T.V.T. –C.I.R.E. București.
- [33] Tănăsescu, Al., Hristea, Vl., Toader, D.: *Relevu ampermetric de pământ*. Brevet de invenție nr.85152, 1984.
- [34] Toader D., Hristea, Vl.: *Consideration on the possibility of the electric lines selective disconnecting in the breakage of phase conductor*. Buletinul Academiei de Științe al Republicii Moldova, nr.1(16), 1995 p.70 - 78.
- [35] Toader, D., Hărăguș, Șt.: *Numerical simulation of transient phenomen triggered by single- grounding faults*. Acta Universitatis Cibiniensis, Series Electrical Engineering and Electronics, 1999, p.5 - 13.
- [36] Toader, D. Hărăguș Șt., *Analysis of multiple faults in three-phase networks*. Revue Roumen des sciences techniques. Serie Electrotechnique et energetique, Tome 48, nr. 2-3, 2003, p.291
- [37] Toader, D. Hărăguș Șt., Toaxen, V., *An improved method for the neutral-point grounding in a distribution network* Proceedings of the IASTED International Conference, Power and Energy Systems, September 19-22, 2000, Marbella Spain, p.129
- [38] Toader, D., Hărăguș Șt., Blaj, C., *Detection of broken conductor with ground contact faults in medium voltage power networks*. Facta Universitatis Series: Electronics and Energetic Vol. 19, No. 3, December 2006 University of Nis, p.429
- [39] Toader, D., Hărăguș Șt., Hațegan, I., *BHT – 10A A zero-sequence voltage digital protective block for medium-voltage networks with isolated neutral-point*. Scientific Bulletin of the "Politehnica" University of Timisoara. Tom 48(62), Fascicula 1-2, 2003, p.501
- [40] Toader, D., Hărăguș Șt., Blaj, C. *The calculation of the touch voltage and of the pace voltage in the case of a broken conductor with ground contact fault*. Buletinul Institutului Politehnic din Iasi. Tomul LII (LVI) Fasc. 5C Electrotehnica. Energetica. Electronica. 4-th International Conference on Electrical and Power Engineering EPE 2006, October 12-14, 2006, p.1433.
- [41] Toader, D., Hărăguș, Șt., Hațegan, I., Deaconu, I., Hristea, Vl., Pinte, N. *Digital protective blocks for medium-voltage networks with isolated neutral-point*. Proceedings of the fifth International World Energy Sistem Conference a Reliable World Energy Sistem, IWESC May 17-19, 2004, Oradea
- [42] Vatră, F. ș.a. , *Aspecte privind strategia de tratare a neutrilor rețelilor electrice de medie tensiune ale CONEL*. Buletinul Științific ISPE, Nr. 1, București, 1997, p.43
- [43] nter, K. M. *La compensation des courants residuels – un procede nouveau pour la protection des reseaux de cables souterrains or aeriens contre les defauts a la terre*. NMT 95, Mulhouse, November 7-8, 1995, p.17

- [44] * * * PE - 147/83. Instrucțiuni de proiectare privind tratarea neutrului în rețele de medie tensiune. CIRE-SCT - București, 1983.
- [45] * * * IE- Ip - 35/1-82. *Îndreptar de proiectare pentru rețele de medie tensiune cu neutrul legat la pământ prin rezistor. Stații de transformare.* CIRE-SCP-. București, 1982.
- [46] * * * IE - Ip - 35/2 - 82. *Instalații de legare la pământ în rețele aeriene de medie tensiune.* CIRE-SCP București, 1982.
- [47] * * * IE - Ip - 35/3 -- 83. *Instalații de legare la pământ în rețele subterane de medie tensiune.* CIRE - SCP. București, 19C3.
- [48] * * * PE - 501/85. *Normativ pentru proiectarea protecțiilor prin relee și automatizărilor instalațiilor electrice ale centralelor și stațiilor.* CIRE-SCP București, 1985.
- [49] * * * *Concepția de dezvoltare a rețelelor electrice orășenești. Îmbunătățirea structurii rețelelor de distribuție.* Directive tehnice nr.239/7, 1977, CIRE si ICEMENERG București.

4. CALCULUL CURENȚILOR DE DEFECT ÎN CAZUL UNEI DUBLE PUNERI LA PĂMÂNT ÎNTR-O REȚEA DE MEDIE TENSIUNE

4.1. Modelul matematic al unei nesimetrii

Nesimetriile într-o rețea trifazată pot fi provocate de elemente nesimetrice conectate în serie cu laturile acestora când se numesc nesimetrii longitudinale sau de elemente nesimetrice conectate în nodurile rețelei (față de pământ) trifazate când se numesc nesimetrii transversale [1],[7],[10].

Modelul matematic cel mai des folosit pentru descrierea rețelelor electrice este [13],[16]:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \underline{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdot & \cdot & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdot & \cdot & \underline{Y}_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \underline{Y}_{n1} & \underline{Y}_{n2} & \cdot & \cdot & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}'_1 \\ \underline{U}'_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \underline{U}'_n \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

în care:

$\underline{I} = [\underline{I}_1 \quad \underline{I}_2 \quad \cdot \quad \cdot \quad \underline{I}_n]_t$ - este matricea coloana a curenților injectați de surse (sau absorbiți de consumatori) în nodurile rețelei;

$\underline{U}' = [\underline{U}'_1 \quad \underline{U}'_2 \quad \cdot \quad \cdot \quad \underline{U}'_n]_t$ - este matricea coloană a tensiunilor nodurilor rețelei, față de un nod de referință care de regulă se consideră pământul;

\underline{Y} - este matricea pătratică a admitanțelor, conținând admitanțele legăturilor dintre noduri în termeni nediagonali, respectiv suma admitanțelor cu semn schimbat ce leagă nodul respectiv cu celelalte noduri. Aceste ecuații sunt cunoscute sub numele de ecuații nodale.

În [7] se arată că analiza stărilor unui nod se poate face ușor aplicând schemele REI (rețea echivalentă independentă). În aceste scheme se elimină nodurile care nu sunt generatoare păstrându-se numai cele generatoare.

Echivalând consumatorii cu impedanțe, se face o aproximație care este larg utilizată în sistemele electrice, servind în acest caz numai pentru reducerea schemei și a putea scrie relații de forma [10],[16],[17]:

$$\underline{I}_s = \underline{Y}_s \times \underline{U}_s \quad (4.2)$$

pentru nodul s.

Dacă se grupează în relațiile (4.1) nodurile în noduri generatoare plus nodul analizat (r astfel de noduri) și noduri consumatoare pentru care se pot scrie relații de forma (4.2) (c astfel de noduri), introducând relațiile (4.2) în (4.1) se obține:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_r \\ \underline{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{rr} & \underline{Y}_{rc} \\ \underline{Y}_{cr} & \underline{Y}_{cc} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \underline{U}_r \\ \underline{U}_c \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Aplicând eliminarea Gauss se reduc nodurile c obținând o ecuație de forma:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_g \\ \underline{I}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{gg} & \underline{Y}_{gi} \\ \underline{Y}_{jg} & \underline{Y}_{jj} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \underline{U}_g \\ \underline{U}_j \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

în care g este numărul total de noduri generatoare iar j este nodul analizat. Din această ecuație se obține ecuația nodului j:

$$\underline{I}_j = \underline{Y}_{j1} \cdot \underline{U}_1 + \underline{Y}_{j2} \cdot \underline{U}_2 + \dots + \underline{Y}_{jj} \cdot \underline{U}_j \quad (4.5)$$

relație care permite asocierea unei scheme radiale.

Dacă din ecuația (4.4) se elimină și nodurile generatoare, după aceeași metodă se obține o schemă ce conține un singur nod. Deoarece rețeaua se consideră simetrică în ecuația (4.1) s-a operat cu o singură fază [5],[10], [16].

Reducând rețelele simetrice care sunt legate între ele prin elementul nesimetric la câte un singur nod se obține schema simplificată din figura 4 .1.

Acceptând că rețeaua trifazată simetrică (s) este activă iar rețeaua trifazată simetrică (c) este pasivă se poate scrie ecuația matricială [5]:

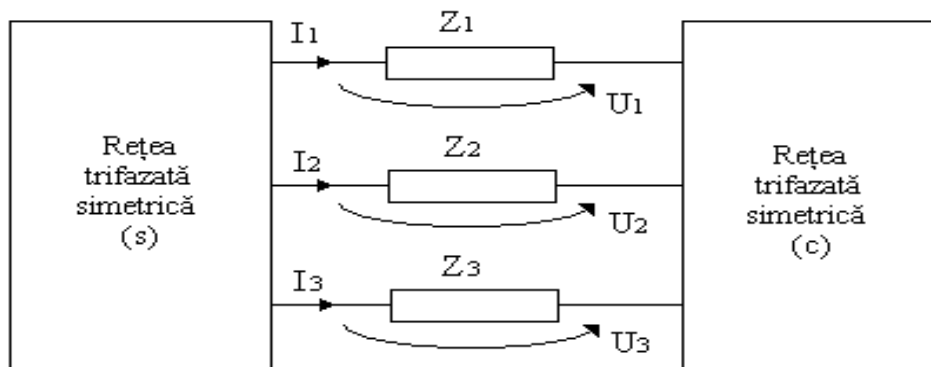


Fig. 4.1. Schemă simplificată de calcul a unei nesimetrii

$$\underline{[U]}_e = \{ \underline{[Z]}_i + \underline{[Z]}_c \} \cdot \underline{[I]} + \underline{[U]} \quad (4.6)$$

unde:

$$\begin{aligned} \underline{[U]}_e &= [\underline{U}_{e1} \quad \underline{U}_{e2} \quad \underline{U}_{e3}]; \\ \underline{[I]} &= [\underline{I}_1 \quad \underline{I}_2 \quad \underline{I}_3] \\ \underline{[U]} &= [\underline{U}_1 \quad \underline{U}_2 \quad \underline{U}_3] \end{aligned} \quad (4.7)$$

$$[\underline{Z}_i] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i41} & \underline{Z}_{i12} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} & \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i14} + \underline{Z}_{i13} + \underline{Z}_{i43} \\ \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i21} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i41} & \underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i42} + \underline{Z}_{i24} & \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i24} + \underline{Z}_{i43} + \underline{Z}_{i23} \\ \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i41} + \underline{Z}_{i31} & \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i32} + \underline{Z}_{i42} & \underline{Z}_{i3} + \underline{Z}_{i4} + \underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i43} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

$$[\underline{Z}_c] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{c1} + \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c14} + \underline{Z}_{c41} & \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c14} + \underline{Z}_{c42} + \underline{Z}_{c12} & \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c14} + \underline{Z}_{c13} + \underline{Z}_{c43} \\ \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c21} + \underline{Z}_{c24} + \underline{Z}_{c41} & \underline{Z}_{c2} + \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c42} + \underline{Z}_{c24} & \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c24} + \underline{Z}_{c43} + \underline{Z}_{c23} \\ \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c31} + \underline{Z}_{c34} + \underline{Z}_{c41} & \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c32} + \underline{Z}_{c34} + \underline{Z}_{c42} & \underline{Z}_{c3} + \underline{Z}_{c4} + \underline{Z}_{c34} + \underline{Z}_{c43} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

Semnificația mărimilor din relațiile (4.7), (4.8), (4.9) este următoarea:

U_{e1}, U_{e2}, U_{e3} - tensiunile electromotoare ale surselor echivalente din rețeaua simetrică (s);

U_1, U_2, U_3 - căderile de fază de tensiune pe elementul nesimetric;

I_1, I_2, I_3 - curenții de fază prin elementul nesimetric;

\underline{Z}_i - matricea impedanță a rețelei simetrice (s);

\underline{Z}_c - matricea impedanță a rețelei simetrice (s).

Cu indicii 1, 2, 3 s-au notat fazele rețelei trifazate iar cu 4 s-a notat nulul rețelei trifazate.

În calculul nesimetriei folosim metoda componentelor simetrice. Elementul nesimetric se înlocuiește, conform teoremei substituției, cu surse a căror tensiuni la borne sunt U_1, U_2, U_3 .

Componentele simetrice ale tensiunilor și curenților se determină din tensiunile și curenții de fază cu relațiile (4.10) și (4.11).

$$[\underline{U}]_s = [T]^{-1} \cdot [\underline{U}] \quad (4.10)$$

$$[\underline{I}]_s = [T]^{-1} \cdot [\underline{I}] \quad (4.11)$$

Matricea de transformare respectiv inversa acesteia sunt date în literatură [1],[2],[7][10],[16]

$$[T] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a \end{bmatrix} \quad [T]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

unde $a = -\frac{1}{2} + j \cdot \sqrt{\frac{3}{2}}$ reprezintă operatorul de rotație.

Relația de legătură între componentele simetrice ale tensiunilor și curenților din schema prezentată în figura 3.1 este:

$$[\underline{U}_e]_s = \{[\underline{Z}_i]_s + [\underline{Z}_c]_s\} \cdot [\underline{I}]_s + [\underline{U}]_s \quad (4.13)$$

Matricile componentelor de secvență ale impedanțelor au expresiile:

$$[\underline{Z}_i]_s = [T]^{-1} \cdot [\underline{Z}_i] \cdot [T]; \quad [\underline{Z}_c]_s = [T]^{-1} \cdot [\underline{Z}_c] \cdot [T]; \quad (4.14)$$

Considerând matricile de secvență ale impedanțelor ca având următoarea structură

$$[\underline{Z}]_S = \begin{bmatrix} \underline{Z}^{00} & \underline{Z}^{0+} & \underline{Z}^{0-} \\ \underline{Z}^{+0} & \underline{Z}^{++} & \underline{Z}^{+-} \\ \underline{Z}^{-0} & \underline{Z}^{-+} & \underline{Z}^{--} \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

termenii matricii de secvență $[\underline{Z}_i]_S$ și $[\underline{Z}_c]_S$ au expresiile cele mai generale date în literatură [5],[17].

Dacă impedanțele mutuale satisfac condiția de reciprocitate, proprietate exprimată prin relațiile:

$$\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_{21}; \quad \underline{Z}_{31} = \underline{Z}_{13}; \quad \underline{Z}_{14} = \underline{Z}_{41}; \quad \underline{Z}_{24} = \underline{Z}_{42}; \quad \underline{Z}_{34} = \underline{Z}_{43}; \quad \underline{Z}_{23} = \underline{Z}_{32},$$

expresiile termenilor matricii de secvență devin:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_i^{00} &= \frac{1}{3} [(\underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i3} + 9\underline{Z}_{i4} + 6\underline{Z}_{i14} + 6\underline{Z}_{i24} + 2(\underline{Z}_{i34} + \underline{Z}_{i22} + \underline{Z}_{i23} + \underline{Z}_{i31}))]; \\ \underline{Z}_i^{0+} &= \frac{1}{3} [(\underline{Z}_{i1} + a^2\underline{Z}_{i2} + a\underline{Z}_{i3} + 3\underline{Z}_{i14} + 3a^2\underline{Z}_{i24} + 3a\underline{Z}_{i34} - a\underline{Z}_{i12} - \underline{Z}_{i23} - a^2\underline{Z}_{i31})]; \\ \underline{Z}_i^{0-} &= \frac{1}{3} [(\underline{Z}_{i1} + a^2\underline{Z}_{i2} + a\underline{Z}_{i3} + 3\underline{Z}_{i14} + 3a\underline{Z}_{i24} + 3a^2\underline{Z}_{i34} - a^2\underline{Z}_{i12} - \underline{Z}_{i23} - a\underline{Z}_{i31})]; \\ \underline{Z}_i^{+0} &= \frac{1}{3} [(\underline{Z}_{i1} + a\underline{Z}_{i2} + a^2\underline{Z}_{i3} + 3\underline{Z}_{i14} + 3a\underline{Z}_{i24} + 3a^2\underline{Z}_{i34} - a^2\underline{Z}_{i12} - \underline{Z}_{i23} - a\underline{Z}_{i31})]; \\ \underline{Z}_i^{++} &= \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i3} - \underline{Z}_{i12} - \underline{Z}_{i23} - \underline{Z}_{i31}]; \\ \underline{Z}_i^{+-} &= \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + a^2\underline{Z}_{i2} + a\underline{Z}_{i3} + 2(a\underline{Z}_{i12} + \underline{Z}_{i23} + a^2\underline{Z}_{i31})]; \\ \underline{Z}_i^{-0} &= \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + a^2\underline{Z}_{i2} + a\underline{Z}_{i3} + 3\underline{Z}_{i14} + 3a^2\underline{Z}_{i24} + 3a\underline{Z}_{i34} - \underline{Z}_{i12} - \underline{Z}_{i23} - a^2\underline{Z}_{i31}]; \\ \underline{Z}_i^{-+} &= \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + a\underline{Z}_{i2} + a^2\underline{Z}_{i3} + 2(a^2\underline{Z}_{i12} + \underline{Z}_{i23} + a\underline{Z}_{i31})]; \\ \underline{Z}_i^{--} &= \frac{1}{3} [\underline{Z}_{i1} + \underline{Z}_{i2} + \underline{Z}_{i3} - \underline{Z}_{i12} - \underline{Z}_{i23} - \underline{Z}_{i31}]; \end{aligned} \quad (4.16)$$

În situația în care impedanțele matricii $[\underline{Z}_i]$ respectiv $[\underline{Z}_c]$ prezintă o simetrie ciclică, adică:

$$\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_{23} = \underline{Z}_{31} = \underline{Z}'_i; \quad \underline{Z}_{14} = \underline{Z}_{24} = \underline{Z}_{34} = \underline{Z}'_{i4}; \quad \underline{Z}_{21} = \underline{Z}_{32} = \underline{Z}_{13} = \underline{Z}''_i; \quad \underline{Z}_{41} = \underline{Z}_{42} = \underline{Z}_{43} = \underline{Z}''_{i4};$$

elementele matricii de simetrie $[\underline{Z}_i]_S$ vor avea următoarea formă particulară:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_i^{00} &= \underline{Z}_i + \underline{Z}'_i + \underline{Z}''_i + 3(\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}'_{i4} + \underline{Z}''_{i4}); \quad \underline{Z}_i^{0+} = 0; \quad \underline{Z}_i^{0-} = 0; \quad \underline{Z}_i^{+0} = 0; \\ \underline{Z}_i^{++} &= \underline{Z}_i + a^2\underline{Z}'_i + a\underline{Z}''_i; \\ \underline{Z}_i^{-+} &= 0; \quad \underline{Z}_i^{-0} = 0; \quad \underline{Z}_i^{+-} = 0; \quad \underline{Z}_i^{--} = \underline{Z}_i + a\underline{Z}'_i + a^2\underline{Z}''_i; \end{aligned} \quad (4.17)$$

Dacă simetria devine totală, deci $\underline{Z}'_i = \underline{Z}''_i$; $\underline{Z}'_{i4} = \underline{Z}''_{i4}$ elementele matricii $[\underline{Z}'_i]_S$ devin (4.18):

$$\begin{aligned} \underline{Z}_i^{00} &= \underline{Z}_i + 2 \underline{Z}'_i + 3 (\underline{Z}_{i4} + \underline{Z}'_{i4}); & \underline{Z}_i^{++} &= \underline{Z}_i - \underline{Z}'_i = \underline{Z}_i^{--}; & \underline{Z}_i^{0+} &= \underline{Z}_i^{0-} = \\ \underline{Z}_i^{+0} &= \underline{Z}_i^{+-} = \underline{Z}_i^{-0} = \underline{Z}_i^{-+} = 0; \end{aligned} \quad (4.18)$$

Deoarece elementele pasive de circuit (statice) satisfac condiția de reciprocitate, relațiile (4.16) exprimă termenii matricii $[\underline{Z}'_i]_S$ în forma lor cea mai generală pentru astfel de elemente.

Elementele dinamice din sistemul energetic satisfac de regulă condițiile impuse unei simetrii ciclice, astfel că pentru astfel de elemente se pot folosi relațiile (4.17) în exprimarea termenilor matricii $[\underline{Z}'_i]_S$. La liniile electrice, pentru a asigura o simetrizare a parametrilor acestora se fac transpuneri de fază astfel că în majoritatea cazurilor pentru termenii matricii $[\underline{Z}'_i]_S$ se pot folosi relațiile (4.18). La liniile de medie tensiune în cablu de asemenea condiția de simetrie totală este în mare măsură satisfăcută (pentru cabluri trifazate), dar la liniile aeriene ce au coronamentul orizontal și fără transpuneri de fază condițiile de simetrie totală nu sunt satisfăcute. Avându-se în vedere faptul că aceste linii au o lungime mică în analiza regimurilor de avarie se admite și în aceste cazuri simetrie totală [10, 41, 55, 91].

Matricea $[\underline{U}]_S$ din ecuația (4.13) nu satisface condiția de simetrie motiv pentru care termenii acestei matrici sunt dependenți de cele trei componente de secvență ale curenților.

Funcție de curenți și de impedanțele de secvență această matrice se exprimă prin relația:

$$[\underline{U}]_S = [\underline{T}]^{-1} \cdot [\underline{Z}] \cdot [\underline{T}] \cdot [\underline{I}]_S = [\underline{Z}]_S \cdot [\underline{I}]_S \quad (4.19)$$

Matricea $[\underline{Z}]$ funcție de impedanțele corespunzătoare elementului nesimetric din schema prezentată în fig.3.1 devine:

$$[\underline{Z}] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_1 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_2 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_3 \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

respectiv matricea impedanțelor de secvență:

$$[\underline{Z}]_S = [\underline{T}]^{-1} \cdot [\underline{Z}] \cdot [\underline{T}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 & \underline{Z}_1 + a^2 \underline{Z}_2 + a \underline{Z}_3 & \underline{Z}_1 + a \underline{Z}_2 + a^2 \underline{Z}_3 \\ \underline{Z}_1 + a \underline{Z}_2 + a^2 \underline{Z}_3 & \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 & \underline{Z}_1 + a^2 \underline{Z}_2 + a \underline{Z}_3 \\ \underline{Z}_1 + a^2 \underline{Z}_2 + a \underline{Z}_3 & \underline{Z}_1 + a \underline{Z}_2 + a^2 \underline{Z}_3 & \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

Din relația (4.19) și (4.21) se obțin componentele simetrice ale tensiunii funcție de componentele simetrice ale curenților (4.22):

$$\underline{U}^0 = \frac{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3}{3} \underline{I}^0 + \frac{\underline{Z}_1 + a^2 \underline{Z}_2 + a \underline{Z}_3}{3} \underline{I}^+ + \frac{\underline{Z}_1 + a \underline{Z}_2 + a^2 \underline{Z}_3}{3} \underline{I}^-$$

$$\underline{U}^+ = \frac{\underline{Z}_1 + a\underline{Z}_2 + a^2\underline{Z}_3}{3} \underline{I}^0 + \frac{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3}{3} \underline{I}^+ + \frac{\underline{Z}_1 + a^2\underline{Z}_2 + a\underline{Z}_3}{3} \underline{I}^- ; \quad (4.22)$$

$$\underline{U}^- = \frac{\underline{Z}_1 + a^2\underline{Z}_2 + a\underline{Z}_3}{3} \underline{I}^0 + \frac{\underline{Z}_1 + a\underline{Z}_2 + a^2\underline{Z}_3}{3} \underline{I}^+ + \frac{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3}{3} \underline{I}^- ;$$

Utilizând următoarele notații:

$$\underline{Z}^{00} = \frac{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3}{3} ; \quad \underline{Z}^{++} = \frac{\underline{Z}_1 + a\underline{Z}_2 + a^2\underline{Z}_3}{3} ; \quad \underline{Z}^{--} = \frac{\underline{Z}_1 + a^2\underline{Z}_2 + a\underline{Z}_3}{3} ; \quad (4.23)$$

și introducând relațiile (3.22) în ecuația (3.13) aceasta devine:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_e^0 \\ \underline{U}_e^+ \\ \underline{U}_e^- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_i^{00} + \underline{Z}_c^{00} + \underline{Z}^{00} & \underline{Z}_i^{0+} + \underline{Z}_c^{0+} + \underline{Z}^- & \underline{Z}_i^{0-} + \underline{Z}_c^{0-} + \underline{Z}^{++} \\ \underline{Z}_i^{+0} + \underline{Z}_c^{+0} + \underline{Z}^{++} & \underline{Z}_i^{++} + \underline{Z}_c^{++} + \underline{Z}^{00} & \underline{Z}_i^{+-} + \underline{Z}_c^{+-} + \underline{Z}^- \\ \underline{Z}_i^{-0} + \underline{Z}_c^{-0} + \underline{Z}^- & C + \underline{Z}_c^{++} + \underline{Z}^{++} & \underline{Z}_i^{-+} + \underline{Z}_c^{-+} + \underline{Z}^{00} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}^0 \\ \underline{I}^+ \\ \underline{I}^- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{13} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{23} \\ \underline{Z}_{31} & \underline{Z}_{32} & \underline{Z}_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}^0 \\ \underline{I}^+ \\ \underline{I}^- \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

iar curenții de secvență se exprimă prin:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}^0 \\ \underline{I}^+ \\ \underline{I}^- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_e^0 \\ \underline{U}_e^+ \\ \underline{U}_e^- \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

Cunoscând componentele de secvență ale curenților se determină curenții prin elementul nesimetric $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{I}_3$ cu relația:

$$[\underline{I}] = [\underline{T}] \cdot [\underline{I}]_S ; \quad (4.26)$$

respectiv tensiunile elementului nesimetric $\underline{U}_1, \underline{U}_2, \underline{U}_3$ din relația:

$$[\underline{U}] = [\underline{Z}] \cdot [\underline{I}] ; \quad (4.27)$$

Notând determinantul matricii impedanțelor cu \underline{D} acesta se exprimă funcție de impedanțele din relația (3.24) astfel:

$$\underline{D} = \underline{Z}_{11} (\underline{Z}_{22} \underline{Z}_{33} - \underline{Z}_{32} \underline{Z}_{23}) - \underline{Z}_{21} (\underline{Z}_{12} \underline{Z}_{33} - \underline{Z}_{32} \underline{Z}_{13}) - \underline{Z}_{31} (\underline{Z}_{12} \underline{Z}_{23} - \underline{Z}_{22} \underline{Z}_{13}) ; \quad (4.28)$$

termenii matricii admitanță devin:

$$Y_{11} = \frac{1}{\underline{D}} (\underline{Z}_{22} \underline{Z}_{33} - \underline{Z}_{32} \underline{Z}_{23}) ; \quad Y_{12} = \frac{1}{\underline{D}} (\underline{Z}_{32} \underline{Z}_{13} - \underline{Z}_{12} \underline{Z}_{33}) ; \quad Y_{13} = \frac{1}{\underline{D}} (\underline{Z}_{12} \underline{Z}_{23} - \underline{Z}_{22} \underline{Z}_{13}) ;$$

$$Y_{21} = \frac{1}{\underline{D}} (\underline{Z}_{23} \underline{Z}_{31} - \underline{Z}_{31} \underline{Z}_{23}) ; \quad Y_{22} = \frac{1}{\underline{D}} (\underline{Z}_{11} \underline{Z}_{33} - \underline{Z}_{31} \underline{Z}_{13}) ; \quad Y_{23} = \frac{1}{\underline{D}} (\underline{Z}_{21} \underline{Z}_{13} - \underline{Z}_{11} \underline{Z}_{23}) ; \quad (4.29)$$

$$Y_{31} = \frac{1}{\underline{D}} (\underline{Z}_{21} \underline{Z}_{32} - \underline{Z}_{31} \underline{Z}_{22}) ; \quad Y_{32} = \frac{1}{\underline{D}} (\underline{Z}_{31} \underline{Z}_{12} - \underline{Z}_{11} \underline{Z}_{32}) ; \quad Y_{33} = \frac{1}{\underline{D}} (\underline{Z}_{11} \underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{21} \underline{Z}_{12}) .$$

Funcție de admitanțe curenții de secvență se exprimă cu relațiile:

$$\underline{I}^0 = \underline{Y}_{11} \cdot \underline{U}_e^0 + \underline{Y}_{12} \cdot \underline{U}_e^+ + \underline{Y}_{13} \cdot \underline{U}_e^-$$

$$\underline{I}^+ = \underline{Y}_{21} \cdot \underline{U}_e^0 + \underline{Y}_{22} \cdot \underline{U}_e^+ + \underline{Y}_{23} \cdot \underline{U}_e^- \quad (4.30)$$

$$\underline{I}^- = \underline{Y}_{31} \cdot \underline{U}_e^0 + \underline{Y}_{32} \cdot \underline{U}_e^+ + \underline{Y}_{33} \cdot \underline{U}_e^-.$$

Termenii matricii admitanță se modifică funcție de tipul și locul în care se produce defect.

Nodul 1 poate fi pe aceeași rețea simetrică j ca și nodul m sau pe o altă rețea simetrică (de exemplu j+1). Nodurile de pe aceeași rețea simetrică se notează cu litere în ordine alfabetică (literă curentă m), iar rețelele simetrice se notează cu cifre (cifră curentă j). Nodurile legate între ele, din rețelele simetrice diferite prin elemente nesimetrice se notează cu aceeași literă. Dacă s este numărul total al rețelelor simetrice și n_j numărul de noduri în care apar nesimetri în rețeaua j, pentru fiecare nod al acestei rețele se poate scrie o relație de forma [8]:

$$\left[\underline{U}_{emj} \right]_S - \left[\underline{U}_{mj} \right]_S = \left[\underline{Z}_{mj,mj} \right]_S \cdot \left[\underline{I}_{mj,1} \right]_S + \sum_{i,j=1}^n \left[\underline{Z}_{mj,1j} \right]_S \cdot \left[\underline{I}_{1j,vi} \right]_S ; \quad (4.31)$$

În relația (4.31) mărimile au următoarea semnificație:

$\left[\underline{U}_{emj} \right]_S$ - matricea coloană a componentelor simetrice a tensiunii din nodul m înaintea apariției defectului;

$\left[\underline{U}_{mj} \right]_S$ - matricea coloană a componentelor simetrice a tensiunii din nodul m al rețelei j;

$\left[\underline{Z}_{mj,mj} \right]_S$ - matricea de secvență a impedanțelor proprii văzute din nodul mj;

$\left[\underline{I}_{mj,1} \right]_S$ - matricea coloană a componentelor simetrice a curentului din latura mj,1 indică faptul că sensul curentului este spre nodul 1;

$\left[\underline{I}_{1j,vi} \right]_S$ - matricea coloană a componentelor simetrice a curentului din latura 1j,vi orientat spre nodul ui.

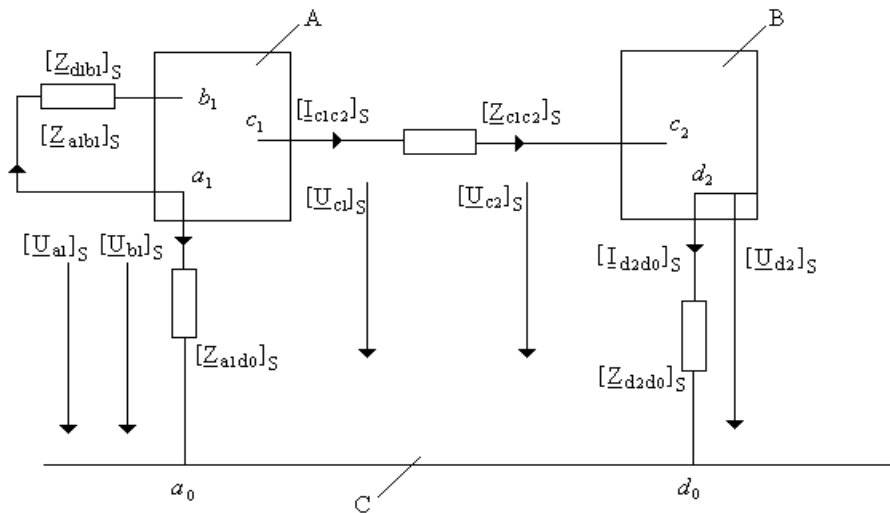


Fig 4.2. Explicativă privind calculul unei simetrii multiple

Scriind ecuația de forma (3.31) pentru fiecare nod al unei rețele și grupând matricial toate aceste ecuații se obține:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{eaj}]_S - \underline{U}_{aj}]_S \\ \underline{U}_{ebj}]_S - \underline{U}_{bj}]_S \\ \vdots \\ \underline{U}_{enj}]_S - \underline{U}_{nj}]_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{aj,aj}]_S & \underline{Z}_{aj,bj}]_S & \cdots & \underline{Z}_{aj,nj}]_S \\ \underline{Z}_{bj,aj}]_S & \underline{Z}_{bj,bj}]_S & \cdots & \underline{Z}_{bj,nj}]_S \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \underline{Z}_{nj,aj}]_S & \underline{Z}_{nj,bj}]_S & \cdots & \underline{Z}_{nj,nj}]_S \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{aj,\alpha}]_S \\ \underline{I}_{bj,\beta}]_S \\ \vdots \\ \underline{I}_{nj,\nu}]_S \end{bmatrix} \quad (4.32)$$

sau

$$\underline{[\Delta U]_{es}]_S} = \underline{[Z_{mj,mj}]_S} \underline{[I]_S} + \underline{[Z_{mj,lj}]_S} \underline{[I]_S} \quad (4.33)$$

Ecuatii de forma (4.32) se pot scrie atâtea câte rețele simetrice există. Rangul hipermatricilor impedanță este egal cu numărul de noduri al fiecărei rețele simetrice existente. Între tensiunile și curenții diverselor noduri se pot scrie relații de forma:

$$\underline{[U_{mj}]_S} - \underline{[U_{mi}]_S} = \underline{[Z_{mj,mi}]_S} \cdot \underline{[I_{mj,mi}]_S} \quad (4.34)$$

Exprimând matricea curenților din relația (3.34) se obține:

$$\underline{[I_{mj,mi}]_S} = \underline{[Z_{mj,mi}]_S}^{-1} \cdot \{ \underline{[U_{mj}]_S} - \underline{[U_{mi}]_S} \} \quad (4.35)$$

Relațiile (4.32) și (4.33) sau (4.34) și (4.35) constituie ecuațiile necesare determinării matricilor de secvență a tensiunilor și curenților din fiecare nod în care se produce o nesimetrie. Pentru a ilustra modul în care se aplică ecuația generală (4.32) în determinarea tensiunilor și curenților din nodurile în care apar nesimetric se ia în considerare un defect de tipul dublă punere la pământ.

4.3. Modelul matematic al unei duble puneri la pământ

Un defect de tipul dublă punere la pământ într-o rețea electrică de medie tensiune constă din două simple puneri la pământ (scurtcircuite monofazate) care pot avea loc pe faze diferite a unor linii electrice diferite, sau pe faze diferite ale aceleiași linii de medie tensiune. Deci pentru un astfel de defect elementele nesimetrice conectează două noduri diferite (a_1, b_1) ale aceleiași rețele simetrice cu rețeaua simetrică echivalentă pământului, rețea ai cărei parametri sunt nuli. Schema de principiu a unui astfel de defect este prezentată în fig. 4.3. Pentru acest tip de defect ecuațiile (4.32) devin:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{ea1}]_S - \underline{U}_{a1}]_S \\ \underline{U}_{eb1}]_S - \underline{U}_{b1}]_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{a1a1}]_S & \underline{Z}_{a1b1}]_S \\ \underline{Z}_{b1a1}]_S & \underline{Z}_{b1b1}]_S \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{a1a0}]_S \\ \underline{I}_{b1b0}]_S \end{bmatrix} \quad (4.36)$$

Între tensiunile și curenții elementelor nesimetrice care leagă între ele rețele simetrice se pot scrie relațiile:

$$\begin{aligned} \underline{[U_{a1}]_S} - \underline{[U_{a0}]_S} &= \underline{[Z_{a1a0}]_S} \cdot \underline{[I_{a1a0}]_S} \\ \underline{[U_{b1}]_S} - \underline{[U_{b0}]_S} &= \underline{[Z_{b1b0}]_S} \cdot \underline{[I_{b1b0}]_S} \end{aligned} \quad (4.37)$$

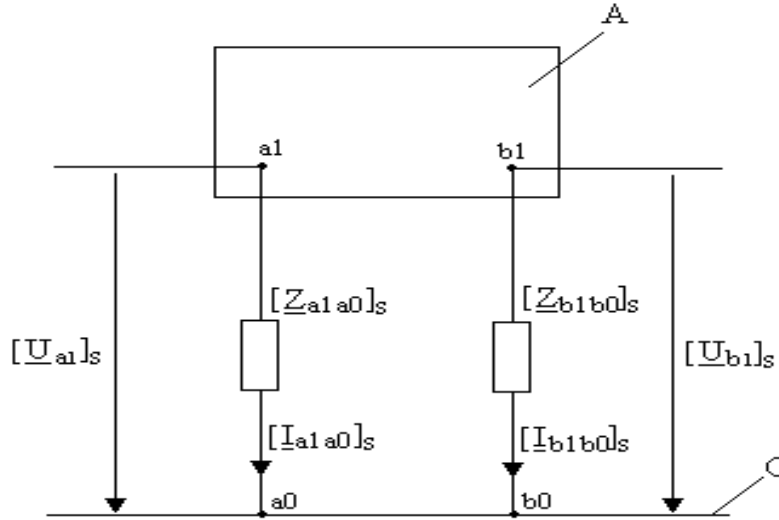


Fig.4.3.Explicativă privind calculul nesimetriei multiple de tipul dublă punere la pământ

Considerând potențialul pământului ca fiind nul rezultă că $[U_{a1}]_s - [U_{a0}]_s = [U_{a1}]_s$, respectiv $[U_{b1}] - [U_{b0}]_s = [U_{b1}]_s$. Deoarece matricile impedanță $[Z_{a1a0}]_s$ și $[Z_{b1b0}]_s$ conțin termeni nedeterminați (infiniți) se va utiliza pentru determinarea componentelor de secvență tensiunile de fază la locul de defect.

Dezvoltând relațiile (4.36) se obține următorul sistem de ecuații:

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_{ea1}^0 &= \underline{U}_{a1}^0 + \underline{Z}_{a1a1}^0 \cdot \underline{I}_{a1a0}^0 + \underline{Z}_{a1b1}^0 \cdot \underline{I}_{b1b0}^0 \\
 \underline{U}_{ea1}^+ &= \underline{U}_{a1}^+ + \underline{Z}_{a1a1}^+ \cdot \underline{I}_{a1a0}^+ + \underline{Z}_{a1b1}^+ \cdot \underline{I}_{b1b0}^+ \\
 \underline{U}_{ea1}^- &= \underline{U}_{a1}^- + \underline{Z}_{a1a1}^- \cdot \underline{I}_{a1a0}^- + \underline{Z}_{a1b1}^- \cdot \underline{I}_{b1b0}^- \\
 \underline{U}_{eb1}^0 &= \underline{U}_{b1}^0 + \underline{Z}_{a1b1}^0 \cdot \underline{I}_{a1a0}^0 + \underline{Z}_{b1b1}^0 \cdot \underline{I}_{b1b0}^0 \\
 \underline{U}_{eb1}^+ &= \underline{U}_{b1}^+ + \underline{Z}_{a1b1}^+ \cdot \underline{I}_{a1a0}^+ + \underline{Z}_{b1b1}^+ \cdot \underline{I}_{b1b0}^+ \\
 \underline{U}_{eb1}^- &= \underline{U}_{b1}^- + \underline{Z}_{a1b1}^- \cdot \underline{I}_{a1a0}^- + \underline{Z}_{b1b1}^- \cdot \underline{I}_{b1b0}^-
 \end{aligned} \tag{4.38}$$

Condițiile impuse curenților la cele două locuri de defect, considerând primul defect (nodurile a_1 - a_0) pe faza de referință, respectiv al doilea defect (nodurile b_1 - b_0) pe faza a doua în succesiunea directă (pozitivă) ne conduc la următoarele relații între componentele de secvență ale curenților:

$$\underline{I}_{a1a0}^0 = \underline{I}_{a1a0}^+ = \underline{I}_{a1a0}^-; \quad \underline{I}_{b1b0}^+ = a \cdot \underline{I}_{b1b0}^0, \quad \underline{I}_{b1b0}^- = a^2 \cdot \underline{I}_{b1b0}^0 \tag{4.39}$$

Tensiunile la cele două locuri de defect se exprimă funcție de componentele simetrice ale acestora prin relațiile:

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_{a1} &= \underline{U}_{a1}^0 + \underline{U}_{a1}^+ + \underline{U}_{a1}^- = 3 \cdot \underline{Z}_{p1} \cdot \underline{I}_{a1a0}^0; \\
 \underline{U}_{b1} &= \underline{U}_{b1}^0 + a^2 \cdot \underline{U}_{b1}^+ + a \cdot \underline{U}_{b1}^- = 3 \cdot \underline{Z}_{p2} \cdot \underline{I}_{b1b0}^0
 \end{aligned} \tag{4.40}$$

Din relațiile (4.38), (4.39), (4.40) pentru curenții de secvență homopolară la cele două locuri de defect se obțin expresiile :

$$\underline{I}_{a1}^0 = \frac{\underline{U}_R(\underline{Z}_{a1a1}^0 + 2 \cdot \underline{Z}_{a1a1}^+ + 3 \cdot \underline{Z}_{p1}) - \underline{U}_S(\underline{Z}_{a1b1}^0 - \underline{Z}_{a1b1}^+)}{(\underline{Z}_{a1a1}^0 + 2 \cdot \underline{Z}_{a1a1}^+ + 3 \cdot \underline{Z}_{p1}) \cdot (\underline{Z}_{b1b1}^0 + 2 \cdot \underline{Z}_{b1b1}^+ + 3 \cdot \underline{Z}_{p2}) - (\underline{Z}_{a1b1}^0 - \underline{Z}_{a1b1}^+)^2} \quad (4.41)$$

$$\underline{I}_{b1}^0 = \frac{\underline{U}_S(\underline{Z}_{b1b1}^0 + 2 \cdot \underline{Z}_{b1b1}^+ + 3 \cdot \underline{Z}_{p2}) - \underline{U}_R(\underline{Z}_{a1b1}^0 - \underline{Z}_{a1b1}^+)}{(\underline{Z}_{a1a1}^0 + 2 \cdot \underline{Z}_{a1a1}^+ + 3 \cdot \underline{Z}_{p1}) \cdot (\underline{Z}_{b1b1}^0 + 2 \cdot \underline{Z}_{b1b1}^+ + 3 \cdot \underline{Z}_{p2}) - (\underline{Z}_{a1b1}^0 - \underline{Z}_{a1b1}^+)^2}$$

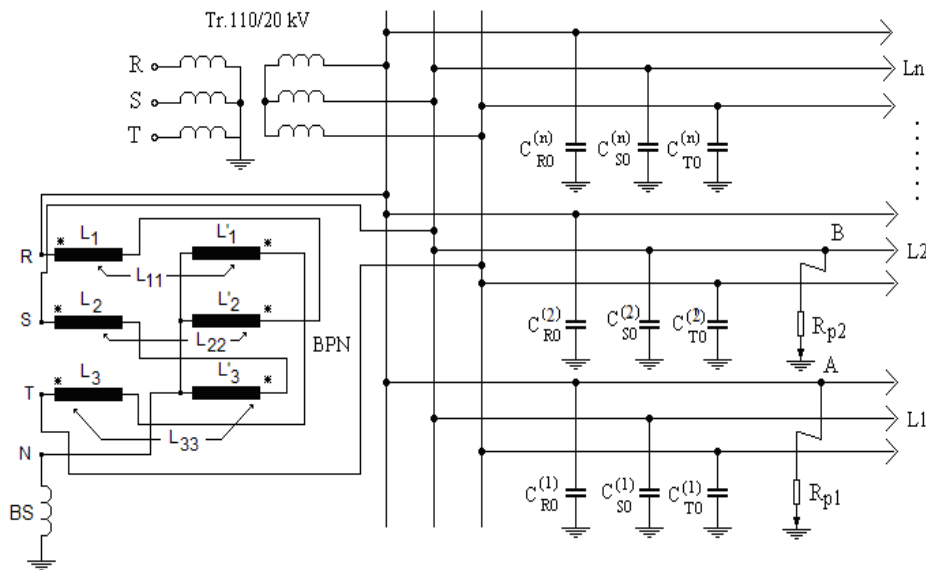


Fig. 4.4 Schema rețelei de medie tensiune în care se produce defectul de tipul dublă punere la pământ

Considerând rețeaua de medie tensiune cu schema din fig. 4.4, schemă în care se consideră n – linii de medie tensiune în funcționare radială, cele două defecte monofazate în punctele A (aparținând liniei L₁ și defectul pe faza R – fază de referință) și B (aparținând liniei L₂ și defectul pe faza S), impedanțele la cele două locuri de defect pur rezistive (R_{p1}, R_{p2}) pentru impedanțele din relațiile 3.41 se obțin expresiile:

$$\underline{Z}_{a1a1}^+ = \underline{Z}_{L1}^+ + \underline{Z}_{Tr}^+ \quad \underline{Z}_{b1b1}^+ = \underline{Z}_{L2}^+ + \underline{Z}_{Tr}^+ \quad \underline{Z}_{a1b1}^+ = \underline{Z}_{L1}^+ + \underline{Z}_{L2}^+ + 2 \cdot \underline{Z}_{Tr}^+$$

$$\underline{Z}_{a1a1}^0 = \underline{Z}_{L1}^0 + \frac{\underline{Z}_C^0 \cdot (\underline{Z}_{BP}^0 + \underline{Z}_{BS}^0)}{\underline{Z}_C^0 + \underline{Z}_{BP}^0 + \underline{Z}_{BS}^0} \quad \underline{Z}_{b1b1}^0 = \underline{Z}_{L2}^0 + \frac{\underline{Z}_C^0 \cdot (\underline{Z}_{BP}^0 + \underline{Z}_{BS}^0)}{\underline{Z}_C^0 + \underline{Z}_{BP}^0 + \underline{Z}_{BS}^0} \quad (4.42)$$

$$\underline{Z}_{a1b1}^0 = \underline{Z}_{L1}^0 + \underline{Z}_{L2}^0 + \frac{\underline{Z}_C^0 \cdot (\underline{Z}_{BP}^0 + \underline{Z}_{BS}^0)}{\underline{Z}_C^0 + \underline{Z}_{BP}^0 + \underline{Z}_{BS}^0}$$

Tensiunea de secvență zero a barelor de medie tensiune din stația de transformare se exprimă prin relația,

$$\underline{U}_b^0 = \frac{\underline{Z}_C^0 \cdot (\underline{Z}_{BPN}^0 + \underline{Z}_{BS}^0)}{\underline{Z}_C^0 + \underline{Z}_{BPN}^0 + \underline{Z}_{BS}^0} \cdot (\underline{I}_{a1}^0 + \underline{I}_{b1}^0) \quad (4.43)$$

Având în vedere condiții în care se produc cele două defecte curentul la locul de defect notat cu A (linia L_1 - faza R) are expresia

$$\underline{I}_{dA} = 3 \cdot \underline{I}_{a1}^0 \quad (4.44)$$

iar la locul de defect B (linia L_2 - faza S) devine,

$$\underline{I}_{dB} = 3 \cdot \underline{I}_{b1}^0 \quad (4.45)$$

Curentul prin bobina de stingere se exprima prin relatia

$$\underline{I}_{BS} = 3 \cdot \frac{\underline{U}_b^0}{\underline{Z}_{BPN}^0 + \underline{Z}_{BS}^0} \quad (4.46)$$

Daca cele doua defecte se produc pe aceiasi linie curentul de secventa zero al acesteia devine,

$$\underline{I}^0 = \underline{I}_{a1}^0 - \underline{I}_{b1}^0 \quad (4.47)$$

4.4. Rezultate numerice

Pentru a constata modul în care diverși parametri influențează tensiunea de secventa zero (homopolară) a barelor de medie tensiune din stația de transformare, a curenților de secventa zero (homopolari) pe cele două linii cu defect și a curentului prin bobina de compensare s-a luat în considerare o stație de transformare 110/20kV la care transformatorul are puterea 25MVA, curentul capacitiv al rețelei de 20kV este 23A, 46A, 60A, 100A, 120A, 150A, neutrul rețelei este tratat prin bobină de stingere, izolația rețelei este considerata satisfacatoare (argumentul impedantei capacitive 85°). În aceste condiții parametrii ce intervin în relațiile (4.42) au valorile:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{Tr}^+ &= \underline{Z}_{Tr}^- = (0,1 + j \cdot 2,1)\Omega, & \underline{Z}_{BPN}^0 &= (8,1 + j \cdot 28,4)\Omega, \\ \underline{Z}_{L1}^+ &= \underline{Z}_{L1}^- = (5,2 + j \cdot 3,8)\Omega, & \underline{Z}_{L2}^+ &= \underline{Z}_{L2}^- = \underline{Z}_{L2}^0 = 0, \\ \underline{Z}_{L2}^0 &= (6,7 + j \cdot 11,4)\Omega \end{aligned}$$

Impedanta capacitiva a rețelei de medie tensiune depinde de valoarea curentului capacitiv total si de starea izolatiei. De asemenea valoarea impedantei de secventa zero a bobinei de stingere depinde de regimul in care functioneaza rețeaua precum si de valoarea curentului capacitiv total al rețelei. Din acest motiv cele doua impedante sunt precizate pentru cele sase valori ale curentului capacitiv total si regimul de functionare al rețelei care se considera supracompensat 10%. In aceste conditii valorie impedantele \underline{Z}_C^0 , \underline{Z}_{BS}^0 au valorile:

Curentul capcitiv total 23A,

$$\underline{Z}_C^0 = (131 - j1506)\Omega, \quad \underline{Z}_{BS}^0 = (15,2 + j1327,4)\Omega$$

Curentul capcitiv total 46A,

$$\underline{Z}_C^0 = (65,9 - j753,1)\Omega, \quad \underline{Z}_{BS}^0 = (4,1 + j649,4)\Omega$$

Curentul capcitiv total 60A,

$$\underline{Z}_C^0 = (49,3 - j576,8)\Omega, \quad \underline{Z}_{BS}^0 = (4 + j490,7)\Omega$$

Curentul capacitiv total 100A,

$$\underline{Z}_C^0 = (29,6 - j346,41)\Omega, \quad \underline{Z}_{BS}^0 = (3,2 + j283,4)\Omega$$

Curentul capacitiv total 120A,

$$\underline{Z}_C^0 = (24,6 - j288,3)\Omega, \quad \underline{Z}_{BS}^0 = (2,8 + j231,1)\Omega$$

Curentul capacitiv total 150A,

$$\underline{Z}_C^0 = (20,2 - j230,9)\Omega, \quad \underline{Z}_{BS}^0 = (2,5 + j179,4)\Omega$$

Aligand faza R ca referita tensiunile la cele doua locuri de defect devin:

$$\underline{U}_R = 11547V; \quad \underline{U}_S = (-5773,5 - j10000)V$$

Se considera ca variabila rezistenta de trecere (R_{p2}) la primul defect (punctul A din fig. 3.4) in intervalul 0...1000 Ω , si parametru rezistenta de trecere (R_{p1}) la al doilea punct de defect (punctul B din fig. 4.4)

In conditiile precizate se traseaza urmatoarele curbe:

$I_{a1}^0(R_{p2})$ - pentru curentul capacitiv total 23A, 46A, 60A, 100A, 120A, 150A

$I_{b1}^0(R_{p2})$ - pentru curentul capacitiv total 23A, 46A, 60A, 100A, 120A, 150A

$U_{bs}^0(R_{p2})$ - pentru curentul capacitiv total 23A, 46A, 60A, 100A, 120A, 150A

Pentru trasarea acestor dependente se utilizeaza mediul de programare Matcad 13.

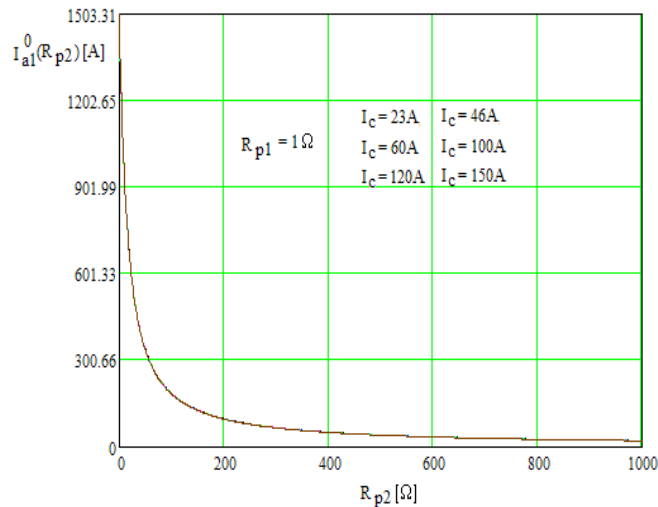


Fig. 4.5 Dependența curentului de secvență zero de la locul de defect A funcție de rezistența de trecere R_{p2}

Impedanța de trecere la cele două locuri de defect s-a considerat pur rezistivă. La locul de defect b_1 s-au luat în considerare următoarele valori: 1 Ω , 10 Ω , 50 Ω , 100 Ω , 500 Ω , 1000 Ω . Rezistența de trecere la locul de defect notat cu a_1 s-a considerat variabilă în intervalul 0...1000 Ω . Lungimea liniei L_1 până la locul de defect (a_1) s-a considerat 10km, iar lungimea liniei L_2 până la locul de defect s-a

considerat 0, deci acest defect are loc la începutul liniei de 20kV. Rezultatele obținute sunt prezentate sub formă grafică în figurile 4.5 ... 4.15. În fig 4.5 se prezintă dependența curentului la lacul de defect a_1 funcție de rezistența de trecere la locul de defect b_1 considerându-se parametru curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune, iar rezistența de trecere de la defectul din punctul a_1 este 1Ω .

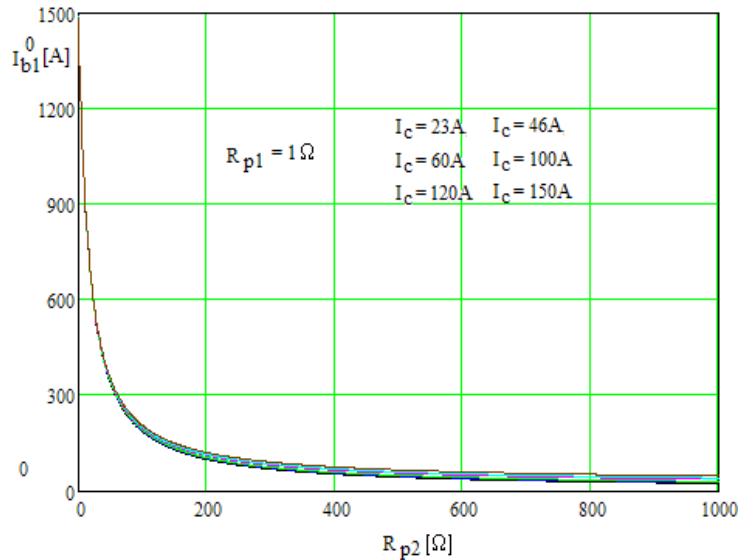


Fig. 4.6 Dependența curentului de secvență zero de la locul de defect B funcție de rezistența de trecere R_{p2}

Din fig. 4.5 rezulta ca valoarea curentului capacitiv total practic nu influențează curentul de secvența zero de la locul de defect a_1 . Se constată, de asemenea, ca valoarea curentului de secvența zero este mai mare de 300A dacă rezistența de trecere este sub 50Ω . Deci defectele de acest tip pot fi sesizate cu ajutorul protecției homopolare maximale de curent.

În fig. 4.6 se prezintă dependența curentului la lacul de defect b_1 funcție de rezistența de trecere la locul de defect b_1 considerându-se parametru curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune, iar rezistența de trecere de la defectul din punctul a_1 este 1Ω . Din această figură rezulta că la locul de defect b_1 curentul de secvența zero are practic aceeași dependență funcție de rezistența R_{p2} ca și cel de la locul de defect a_1 . De asemenea, acest curent practic nu este influențat de valoarea curentului capacitiv total al rețelei de medie tensiune.

În fig. 4.7 s-a reprezentat dependența tensiunii de secvența zero din secundarul filtrului homopolar a barelor de medie tensiune din stația de transformare funcție de rezistența R_{p2} considerându-se curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune ca parametru. Din această diagramă se constată că valoarea minimă a tensiunii de secvența zero reprezintă aproximativ 20% din valoarea maximă a acestei tensiuni, valoare ce se obține pentru $R_{p2} = 10\Omega$. Pe măsură ce R_{p2} crește, valoarea tensiunii de secvența zero a barelor de medie tensiune crește ajungând la aproximativ 97% din valoarea maximă a acesteia.

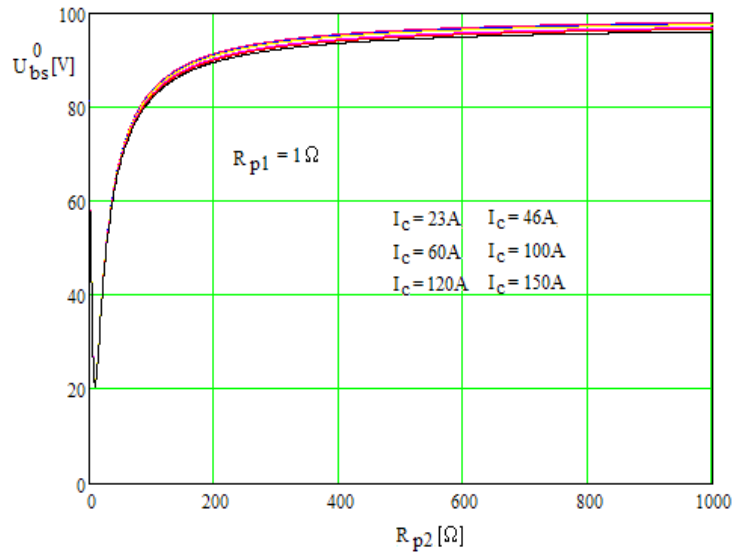


Fig. 4.7 Dependența tensiunii de secvență zero a barelor de medie tensiune din secundarul filtrului homopolar funcție de rezistența de trecere R_{p2}

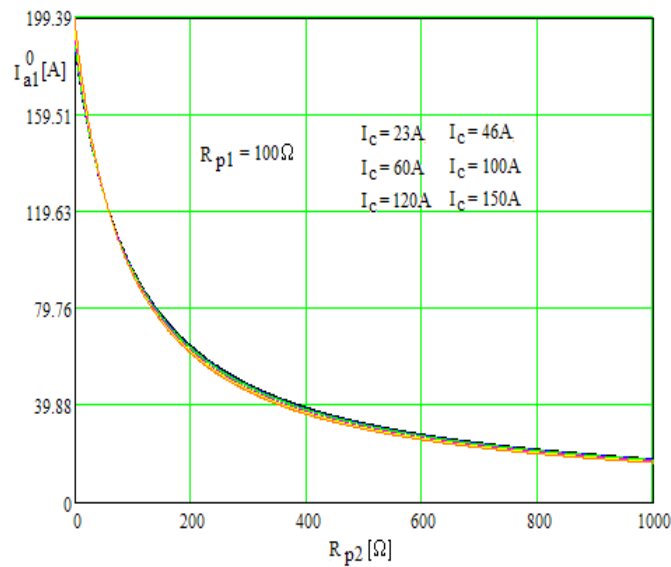


Fig. 4.8 Dependența curentului de secvență zero de la locul de defect A funcție de rezistența de trecere R_{p2}

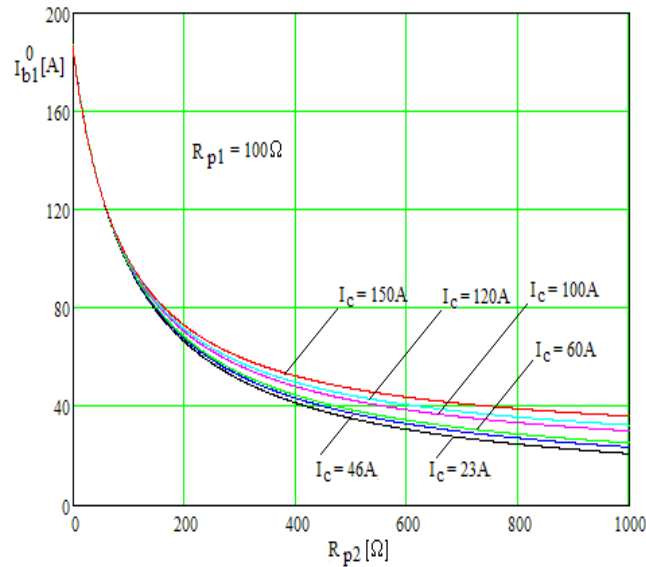


Fig. 4.9 Dependența curentului de secvență zero de la locul de defect B funcție de rezistența de trecere R_{p2}

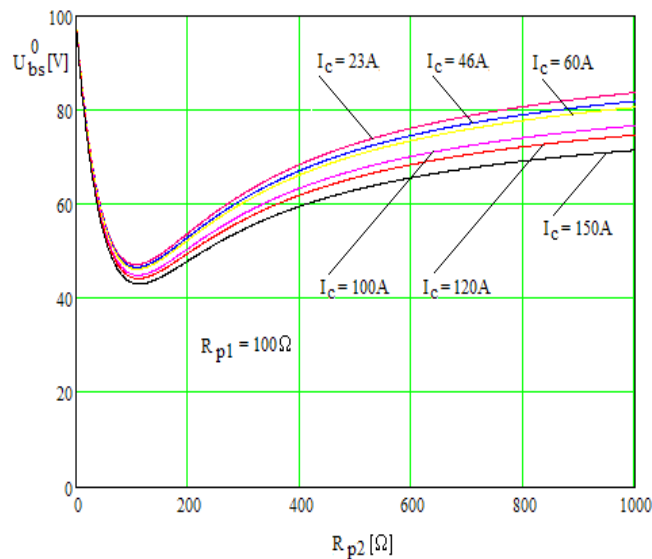


Fig. 4.10 Dependența tensiunii de secvență zero a barelor de medie tensiune din secundarul filtrului homopolar funcție de rezistența

În fig. 4.8 se prezintă dependența curentului la locul de defect a_1 funcție de rezistența de trecere la locul de defect b_1 considerându-se parametru curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune, iar rezistența de trecere de la defectul din punctul a_1 este 100Ω . Se constată că nici în acest caz curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune nu influențează valoarea curentului de secvență zero de la locul de defect a_1 .

În fig. 4.9 se prezintă dependența curentului la locul de defect b_1 funcție de rezistența de trecere la locul de defect b_1 considerându-se parametru curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune, iar rezistența de trecere de la defectul din punctul a_1 este 100Ω . Din această figură rezultă că valoarea curentului capacitiv total al rețelei de medie tensiune influențează valoarea curentului de secvență zero de la locul de defect b_1 pe măsura ce rezistența R_{p2} crește. Astfel pentru $R_{p2} = 1000\Omega$ diferența dintre valoarea minimă și maximă a curentului de secvență zero este de 90%. Valoarea maximă se obține pentru curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune 150A, iar valoarea minimă la 23A.

În fig. 4.10 s-a reprezentat dependența tensiunii de secvență zero din secundarul filtrului homopolar a barelor de medie tensiune din stația de transformare funcție de rezistența R_{p2} considerându-se curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune ca parametru. Din această figură rezultă că valoarea minimă a tensiunii de secvență zero a barelor de medie tensiune depășește 40% din valoarea maximă. Deci sunt condiții propice pentru a sesiza cu ajutorul protecțiilor selectiv un astfel de defect. De asemenea, influența curentului capacitiv total al rețelei de medie tensiune dacă $R_{p1} = 100\Omega$ asupra tensiunii de secvență zero este mult mai importantă decât în cazul când $R_{p1} = 1\Omega$.

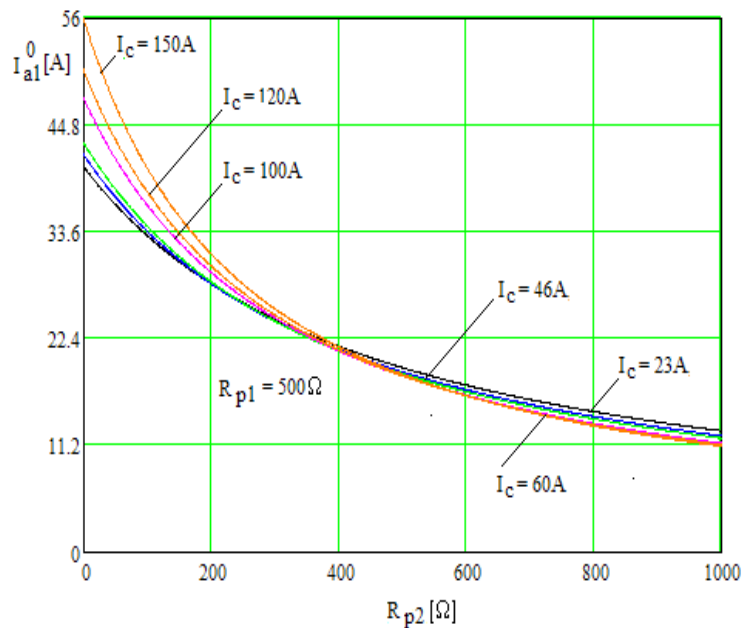


Fig. 4.11 Dependența curentului de secvență zero de la locul de defect A funcție de rezistența de trecere R_{p2}

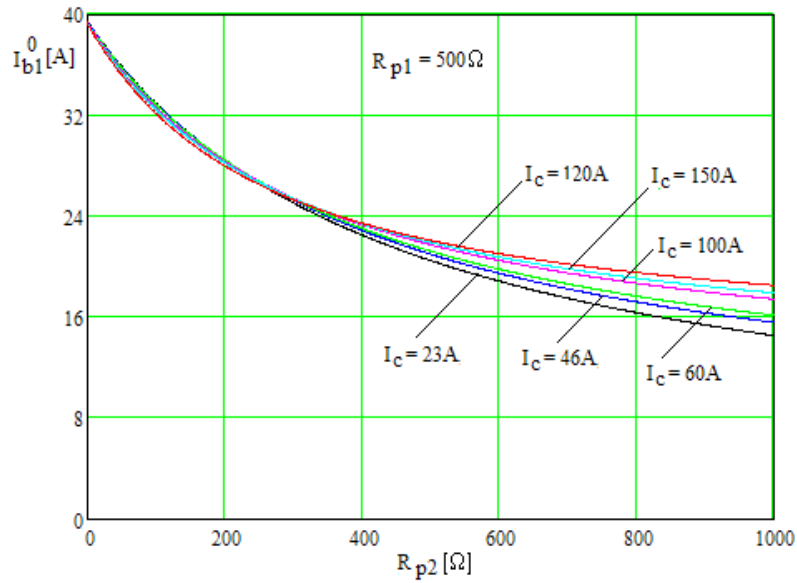


Fig. 4.12 Dependența curentului de secvență zero de la locul de defect A funcție de rezistența de trecere R_{p2}

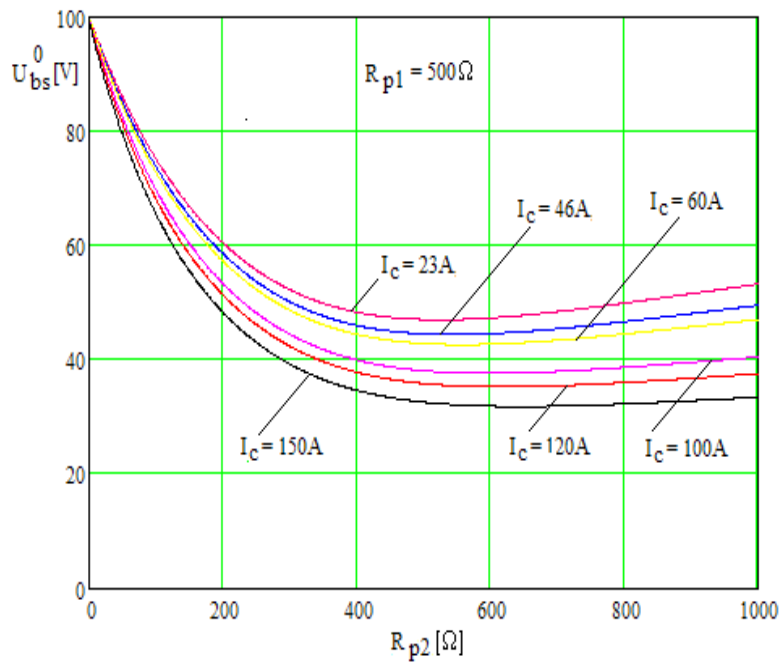


Fig. 4.13 Dependența tensiunii de secvență zero a barelor de medie tensiune din secundarul filtrului homopolar funcție de rezistența

În fig. 4.11 se prezintă dependența curentului la locul de defect a_1 funcție de rezistența de trecere la locul de defect b_1 considerându-se parametru curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune, iar rezistența de trecere de la defectul din punctul a_1 este 500Ω . Se constată că în acest caz curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune influențează valoarea curentului de secvență zero de la locul de defect a_1 . Influența acestui parametru este maximă atunci când $R_{p2} = 0$. Curentul de secvență zero la locul de defect a_1 este cu 40% mai mare când curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune este $150A$ comparativ cu cel când curentul capacitiv al rețelei de medie tensiune este $23A$.

În fig. 4.12 se prezintă dependența curentului la locul de defect b_1 funcție de rezistența de trecere la locul de defect b_1 considerându-se parametru curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune, iar rezistența de trecere de la defectul din punctul a_1 este 500Ω . Din această figură rezultă că valoarea curentului capacitiv total al rețelei de medie tensiune influențează valoarea curentului de secvență zero de la locul de defect b_1 pe măsura ce rezistența R_{p2} crește. Astfel pentru $R_{p2} = 1000\Omega$ diferența dintre valoarea minimă și maximă a curentului de secvență zero este de 40%. Valoarea maximă se obține pentru curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune $150A$, iar valoarea minimă la $23A$.

În fig. 4.13 s-a reprezentat dependența tensiunii de secvență zero din secundarul filtrului homopolar a barelor de medie tensiune din stația de transformare funcție de rezistența R_{p2} considerându-se curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune ca parametru. Din această figură rezultă că valoarea minimă a tensiunii de secvență zero a barelor de medie tensiune depășește 30% din valoarea maximă. Deci sunt condiții propice pentru a sesiza cu ajutorul protecțiilor selectiv un astfel de defect. De asemenea, influența curentului capacitiv total al rețelei de medie tensiune dacă $R_{p1} = 500\Omega$ asupra tensiunii de secvență zero este mult mai importantă decât în cazul când $R_{p1} = 1\Omega$, respectiv 100Ω .

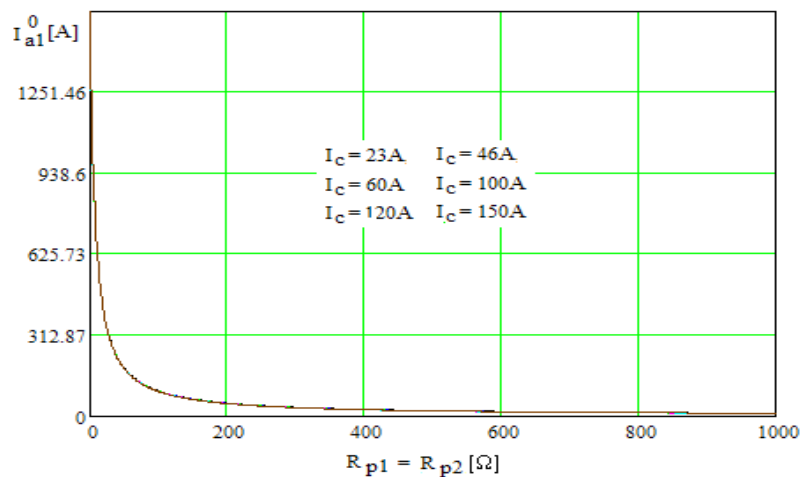


Fig. 4.14 Dependența curentului de secvență zero la locul de defect A funcție de $R_{p2} = R_{p1}$

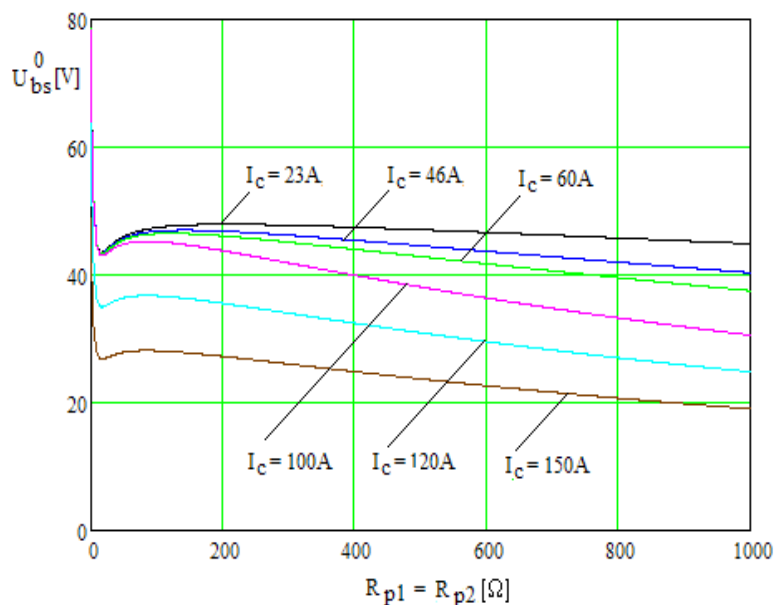


Fig. 4.15 Dependentă tensiunii de secvență zero a barelor de medie tensiune din stația de transformare atunci când $R_{p2} = R_{p1}$

În fig. 4.15 s-a reprezentat dependența tensiunii de secvență zero din secundarul filtrului homopolar a barelor de medie tensiune din stația de transformare funcție de rezistența $R_{p1} = R_{p2}$ considerându-se curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune ca parametru. Din această figură rezultă că valoarea minimă a tensiunii de secvență zero a barelor de medie tensiune depășește 16% din valoarea maximă. Deci sunt condiții pentru a sesiza selectiv cu ajutorul protecțiilor un astfel de defect. De asemenea, influența curentului capacitiv total al rețelei de medie tensiune asupra tensiunii de secvență zero este mult mai importantă decât în cazul când cele două rezistențe de la cele două locuri de defect nu sunt egale.

4.5. Concluzii

Din analiza efectuată se desprind următoarele concluzii mai importante:

- Valoarea tensiunii homopolare în cazul dublelor puneri la pământ are o valoare mult mai mică decât în cazul simplelor puneri la pământ;
- Valoarea tensiunii homopolare este mult mai puțin influențată de rezistența de trecere la cele două puncte de defect, decât în cazul simplelor puneri la pământ;
- Regimul de funcționare al rețelei de 20kV are, de asemenea, o influență mai scăzută asupra tensiunii homopolare decât în cazul simplelor puneri la pământ;
- Pentru defecte la care rezistența de trecere la locul de defect depășește 20Ω distanța dintre cele două locuri de defect practic nu influențează valoarea curenților de defect și cu atât mai puțin influențează valoarea tensiunii homopolare;

- Utilizarea tensiunii homopolare ca mărime secundară de sesizare a dublelor puneri la pământ se pretează, doar că este necesară realizarea unor relee de tensiune cu sensibilitate mare și care să reziste la tensiune de 100V, fără a se deteriora;
- Pentru sesizarea dublelor puneri la pământ poate fi utilizat curentul de secvența zero al celor două linii cu defect atunci când defectele sunt pe linii diferite, dar atunci când cele două defecte sunt pe aceeași linie această mărime nu mai poate fi utilizată, deoarece curentul homopolar devine practic nul;
- Valoarea tensiunii homopolare nu depinde de faptul că rezistențele de trecere la cele două locuri de defect nu sunt egale, dar desigur acest element are importanța lui în valoarea tensiunilor de atingere și de pas.
- Curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune influențează puțin curentii de secvența zero ai liniilor cu defect atunci când rezistența de trecere la unul din cele două locuri de defect nu depășește 100Ω , dar la valori mari ale acestei rezistențe influența poate fi importantă.
- Dacă rezistența de trecere la unul din locurile de defect este mai mare de 1000Ω dubla punere la pamant poate fi tratată ca o simplă punere la pamant în locul de defect la care rezistența de trecere este de valoare mai mică
- Deoarece regimul în care funcționează rețeaua de medie tensiune nu influențează semnificativ valorile curentilor de secvență zero de la cele două locuri de defect și nici valoarea tensiunii de secvență zero a barelor de medie tensiune problema reglării bobinei de stingere nu prezintă o importanță deosebită

4.6. Bibliografie Capitol 4

- [1] I.S. Antoniu, *Chestiuni speciale de electrotehnică*, E.A., București 1956.
- [2] M. Bercovici, A. Arie, M. Tudose, *Aspecte privind aplicarea componentelor simetrice în analiza regimurilor nesimetrice ale rețelelor electrice*, Bul. șt. și tehnic al I.P. București, XXIX, nr.4, p.101-131, (1967).
- [3] M. Bercovici, A. Arie, *Aplicarea unor operatori de ortogonalitate pentru determinarea defectelor nesimetrice multiple în rețelele*, Studii și cercetări de energetică și electrotehnică, nr.2, p.403-425, (1968).
- [4] Ed. Clarke, *Analiza circuitelor și sistemelor electroenergetice*, Ed. Tehnică, București, 1973
- [5] O. Crișan, *Sisteme electroenergetice*, EDP București., 1979.
- [6] G. Curcanu, D. Toader, T. Pandia, *Determination of over voltages in high voltage networks at single phase faults by numerical simulation and experiments*, Proceedings 12th International IGTE Symposium Gratz, septembrie 2006 (CD)
- [7] P. Dîmo, *Modele REI și indicatori de stare. Sisteme electroenergetice interconectate*, EA, 1979.
- [8] J. Farraud, *Calcul des courants de court-circuit*, E.D.F., Paris, 1967.

- [9] A. Hochrainer, *Symmetrische Komponenten in Drehstromsystemen*, Springer Verlag, Berlin, 1957.
- [10] Gh. Iacobescu, I. Iordănescu, *Rețele electrice*, EDP București, 1981.
- [11] M. Preda, P. Cristea, *Bazele electrotehnicii*, EDP București, 1980.
- [12] J.E. Hobson, D.L. Whitehead, *Symmetrical Components. Electrical Transmission and Distribution. Reference Book*, Westinghouse, Pittsburg, 1964.
- [13] Rușeț P., Diaconu I., Toader D., Pandia T. - *Aspecte privind tratarea neutrului în rețelele de medie tensiune cu bobină de stingere*. Simpozion SIG 2005, Sinaia.
- [14] Rușeț P., Diaconu I., Toader D., Hațegan I.D., - *The power quality improvement in the distribution and transportation systems with use of new technologies for maintenance and with use of digital protection equipment*. WEC, Neptun, 2006.
- [15] Rușeț P., Pinte N., Postolache P., Nitu C., Gal S., Oltean M.- *Theory Of Informational Species And Its Implications In The Power Sistem Protection, Measurement And Control Systems*, IEEE - Power Tech, București, 2009
- [16] C. Șora, *Bazele electrotehnicii*, EDP București, 1982.
- [17] D. Toader, *Contribuții privind studiul defectelor de tipul "conductor întrerupt și căzut la pământ" în rețele electrice de medie tensiune*, Teză de doctorat, I.P.Timișoara, 1986.
- [18] D. Toader, Șt. Hărăguș, *Computation of capacitive currents of the healthy lines in the case of a single-grounding fault*, Analele Univ. Oradea, p.27-33, (1997).
- [19] D. Toader, Șt. Hărăguș, *The influence of operating regime on the voltages and currents in a medium voltage distribution network during a single-grounding fault*, Acta Cibiniensis, Electrotechnics, Electronics and Computer Science, p.5-12, (1998).
- [20] D. Toader, Șt. Hărăguș, V. Toaxen, *An Improved Method for Neutral-point Grounding in a Distribution Network*, Proc. IASTED Intern. Conf. on PES, Spain, p.28-131, (2000).
- [21] D. Toader, Șt. Hărăguș, *Analysis of Double-grounding faults in 20 kV Power Networks Neutral-point Grounded via a Compensation Reactor*, An. Univ. Oradea, p.150-156, (2001).
- [22] D. Toader, Șt. Hărăguș, C. Blaj, *Numeric simulation of Faults in Electrical Networks*, Proceedings of the 10th WSEAS International Conference "Fuzzy Systems" Prague, March 23-25, 2009, p.135-142
- [23] D. Toader, Șt. Hărăguș, C. Blaj, B. Luștrea, I. Borlea, *A Fuzzy Approach Used in Expert System for Optimal Neutral Grounding*, Proceedings of the 10th WSEAS International Conference "Fuzzy Systems" Prague, March 23-25, 2009
- [24] D. Toader, R. Rușeț, I. Deaconu, I. Hațegan, N. Pinte, *Selective detection of simple and duple grounding with in the medium electrical voltage networks with compensated null*, Proceeding of the IEEE Conference Power Tech 2009 Bucuresti (CD)
- [25] D. Toader, Șt. Hărăguș, C. Blaj, *Detection of broken conductor with ground contact faults in medium voltage power networks*, Facta Universitatis Series: Electronics and Energetics vol.19, 2006, pp. 492-12

- [26] D. Toader, Șt. Hărăguș, R. Rușeț, I. Deaconu, I. Hațegan, N. Pinte, *Digital protective blocks for medium-voltage networks*, Acta Electrotehnica, special ISSUE, 2008, Cluj-Napoca, pp.470-6
- [27] D. Toader, Vl. Hristea, *Cosideration on the possibility selective disconnecting of the electric lines if the phase conductor is break*, Buletinul Academiei de Științe al Republicii Moldova, nr.1(16), 1995 p.70-10

5.DETERMINĂRI EXPERIMENTALE ÎN REȚEAUA REALĂ DE MEDIE TENSIUNE

5.1. Considerații generale

Verificarea rezultatelor obținute analitic [1],[2],[3],[4],[5],[6], [7],[8],[9] s-a efectuat cu ajutorul determinărilor experimentale în rețeaua reală de medie tensiune. În acest sens au fost concepute și realizate două sectoare experimentale și anume: unul în rețeaua de medie tensiune 6kV din stația de transformare 220/110/6 kV Pestiș; al doilea rețeaua de 20kV aferentă stației de transformare Calan Strei 110/20 kV [10],[11],[12],[13][14].

Oscilogramele obținute sunt prezentate în Anexele 1 și 2, iar unele din diagramele fazoriale asociate oscilogramelor, aferente fundamentalei, sunt prezentate în Anexa 3.

Defectele provocate controlat în cele două sectoare experimentale sunt de tipul simplă punere la pământ, iar la locul de defect s-au utilizat rezistențe de trecere de valori diferite, modificând-se și regimul de funcționare al rețelei de medie tensiune. S-au realizat trei regimuri de funcționare a rețelei de medie tensiune și anume: regim de funcționare subcompensat, regim de rezonanță, regim supracompensat. Reproducerea acestor regimuri s-a făcut și cu scopul de a stabili criteriile de acordare automată a bobinei în vederea conceperii și realizării sistemului automat de reglare a bobinei de stingere [15],[16],[17].

La stabilirea sectoarelor experimentale s-a avut în vedere și starea izolației rețelei de medie tensiune pentru a putea compara rezultatele teoretice cu cele experimentale. De asemenea, s-au ales rețele de medie tensiune care au curentul capacitiv total diferit.

Având în vedere durata foarte scurtă a defectelor provocate a fost obligatorie, pentru determinarea experimentală a tensiunilor și curenților, utilizarea metodei de înregistrare a acestor mărimi. În acest scop s-a utilizat echipamentul numeric de înregistrare a fenomenelor din sistemele electroenergetice tip CDR1. caracteristicile acestui echipament sunt prezentate în Anexa nr.4.

Având în vedere risul ridicat pentru deteriorarea unor echipamente din rețeaua de medie tensiune pe durata defectelor provocate, s-a impus conceperea și realizarea unui programator de probe, care să permită înregistrarea mărimilor înaintea provocării defectului, în timpul defectului și deconectarea liniei cu defect după un timp prestabilit (0,4 – 0,6s) indiferent că protecțiile au intervenit corect sau nu.

5.2 Programatorul de probe

Principalele elemente avute în vedere la conceperea și realizarea programatorului sunt:

- asigură comanda echipamentului de înregistrare înaintea producerii defectului cu un interval de timp reglabil și prestabilit; impulsul de anclanșare al întreruptorului are durata mai mare decât timpul necesar de anclanșare al acestuia;

- transmite impuls de declanșare al întreruptorului liniei pe care s-a provocat defectul după un interval de timp mai mare decât timpul de reglaj al protecțiilor liniei cu defect;
- transmite în cazul neefectuării comenzii de declanșare a întrerupătorului liniei cu defect comandă de declanșare întrerupătorului de rezervă.

Schema programatorului este prezentată în fig.5.1. La închiderea butonului de start S se alimentează cu automenținere releul de pornire osciloperturbograf, bobina K1 din fig.5.1, și se transmite cu o întârziere de 15 ms, releul de timp T1 din fig. 4.1, comanda de anclanșare a întrerupătorului de probe, se alimentează bobina releului K2 din fig. 5.1 carea asigură închiderea contactului K2 – bornele 3-4 fiind scurtcircuitate astfel se asigură impuls de anclanșare la bobina de anclanșare a întreruptorului liniei pe care se provoacă defectul (de obicei al liniei pe care s-a efectuat punerea la pământ). Comanda de anclanșare a întreruptorului se elimină prin programator după alte 15ms, releul de timp T2 din fig. 5.1. Prin contactele auxiliare normal deschise ale întrerupătorului liniei cu defect se asigură comanda de declanșare a întreruptorului după un interval de timp de 0,4 s, releul de timp T3 din fig. 5.1. La transmiterea acestei comenzi, cu verificarea poziției întrerupătorului de probe, se transmite și comandă de declanșare a întrerupătorului de rezervă (de obicei întrerupătorul cuplei care separă bara de alimentare a liniei de probe de rest consumatori), releul de timp T4 din fig. 5.1. Pentru ca pe toată durata probelor să se cunoscă pozițiile în care se află întrerupătorul liniei cu defect (de probe) și programatorul, aceasta este semnalizată prin LED- uri.

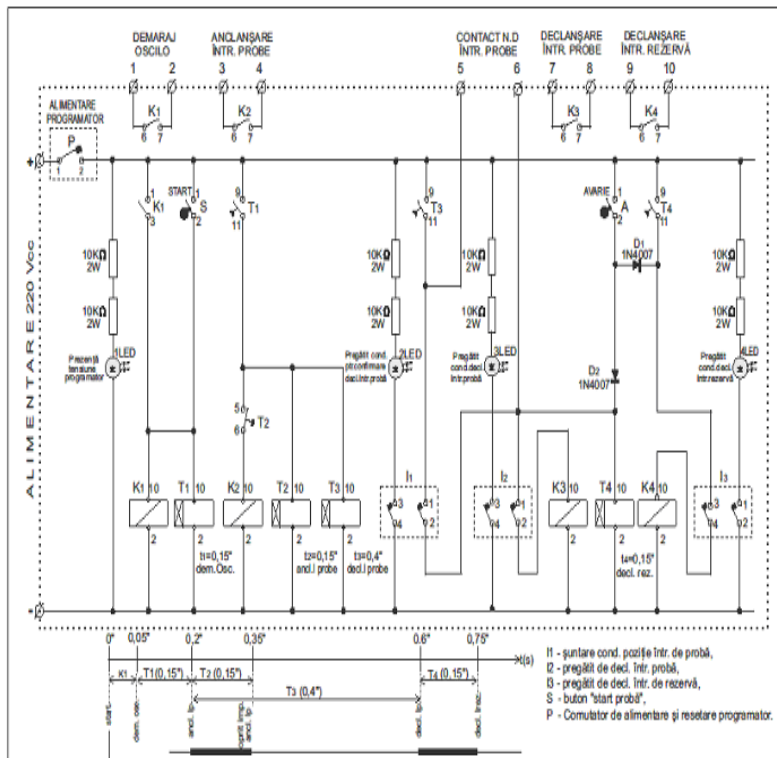


Fig. 5.1 Schema programatorului

5.3. Probe de tipul simpla punere la pamant in statia Pestis

Schema monofilară a stației de transformare 220/110/6 kV Peștiș, în care s-au efectuat defecte de tipul simplă punere la pământ, asigurând diverse regimuri de funcționarea rețelei de medie tensiune și diverse valori ale rezistenței de trecere la locul de defect, este prezentată în figura 5.2. Curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune este 25A, iar curentul maxim al bobinei de stingere este 50A. Defectele s-au provocat pe linia Turn, iar elementele ce intervin în sectotul experimental sunt în următoarea situație:

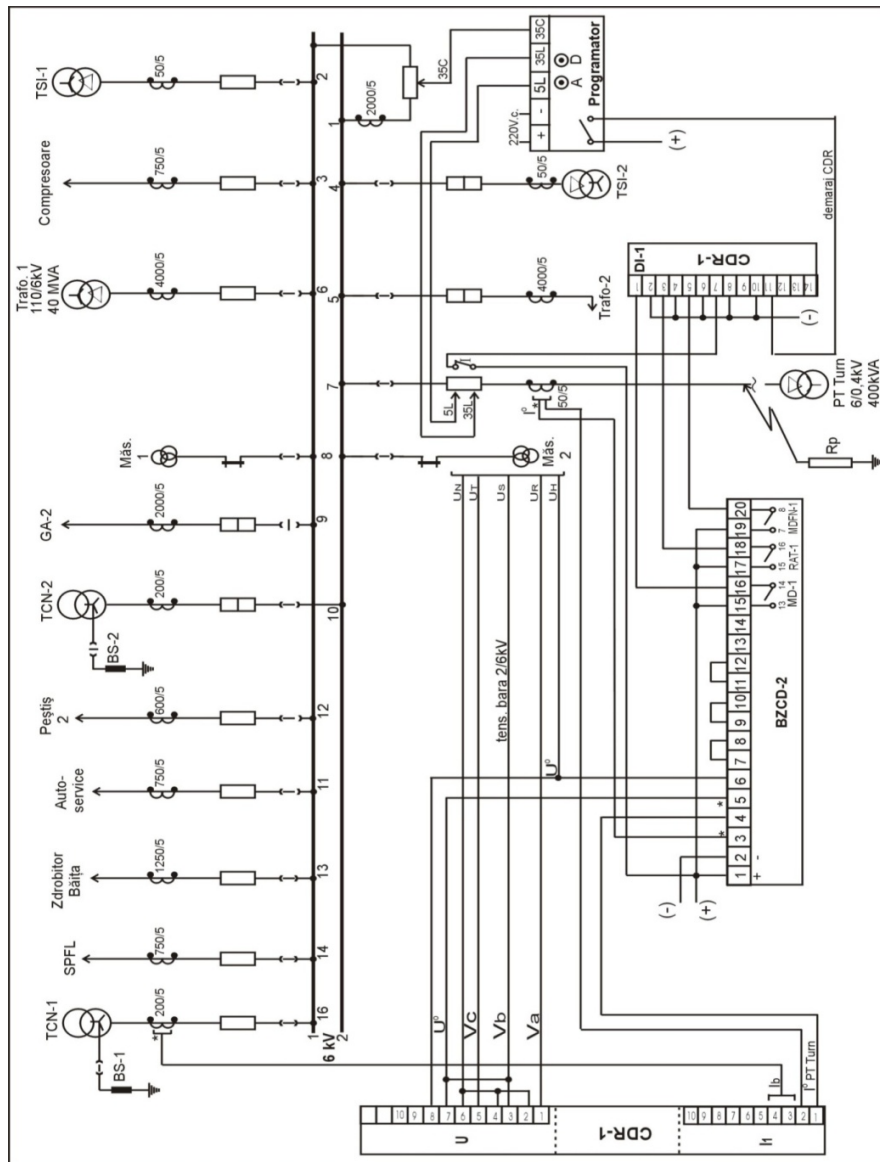


Fig. 5.2 Schema electrică pe perioada probelor în stația Peștiș 220/110/6 kV

- LES 6 kV PT Turn - racordată pe bara 2 de 6 kV;
 - Transformatorul 1 de 110/6 kV, 40MVA - racordat pe bara 1 de 6 kV;
 - Cupla transversală a barelor de 6 kV este conectată;
 - Întrerupătorul de 6 kV LEA PT Turn - deconectat, se conectează pe bara 2 de 6 kV;
 - ceilalți consumatori sunt racordați pe bara 1 de 6 kV;
- S-au efectuat următoarele defecte de tipul simplă punere la pământ:
- punere la pământ prin rezistență de trecere $R_p = 250 \Omega$;
 - punere la pământ prin rezistență de trecere $R_p = 40 \Omega$;
 - punere la pământ prin rezistență de trecere $R_p = 20 \Omega$.

Oscilogramele obținute pentru tensiuni și curenți precum și a duratei de transmitere a comenzilor de acționare sunt prezentate în figurile A1.1- A1.9, Anexa1.

Pentru bobina de compensare în regim subcompensat($I=18A$) cu rezistență de trecere la locul de defect $R_{tr}=250 \Omega$ Figura A1.1 din Anexa1 ,se observă că curentul de defect de secvență homopolara măsurat prin filtrul homopolar de curent aferent liniei 6 kV PT Turn are o valoare de 15.07 A iar curentul prin bobina de compensare BC este de 10,38 A. Sensul de circulație al curentului homopolar (în opoziție de fază cu cel al bobinei) indică linia cu defect.. Tensiunea pe faza defecta scade la 1,78 kV iar tensiunea homopolara are 2.2kV. Tensiunea pe bobina de stingere este de 2 kV

Pentru bobina de compensare la rezonanta($I=23A$) cu rezistență de trecere la locul de defect $R_{tr}=250 \Omega$ Figura A1.2 din Anexa1 ,se observă că curentul de defect de secvență homopolara măsurat prin filtrul homopolar de curent aferent liniei 6 kV PT Turn are o valoare de 23 A iar curentul prin bobina de compensare BC este de 14,16 A. Sensul de circulație al curentului homopolar (în opoziție de fază cu cel al bobinei) indică linia cu defect. Tensiunea pe faza defecta scade la 1,56 kV iar tensiunea homopolara are 2.1kV. Tensiunea pe bobina de stingere este de 2,2 kV Pentru bobina de compensare în regim supracompensat($I=28A$) cu rezistență de trecere la locul de defect $R_{tr}=250 \Omega$ Figura A1.3 din Anexa1,se observă că curentul de defect de secvență homopolara măsurat prin filtrul homopolar de curent aferent liniei 6 kV PT Turn are o valoare de 6,28 A iar curentul prin bobina de compensare BC este de 17,9 A. Sensul de circulație al curentului homopolar (în opoziție de fază cu cel al bobinei) indică linia cu defect. Tensiunea pe faza defecta scade la 1,65 kV iar tensiunea homopolara are 1,952kV. Tensiunea pe bobina de stingere este de 1,92 kV

Pentru bobina de compensare în regim supracompensat($I=28A$) cu rezistență de trecere la locul de defect $R_{tr}=40 \Omega$ Figura A1.4 din Anexa1,se observă că curentul de defect de secvență homopolara măsurat prin filtrul homopolar de curent aferent liniei 6 kV PT Turn are o valoare de 17,86 A iar curentul prin bobina de compensare BC este de 28,5 A. Sensul de circulație al curentului homopolar (în opoziție de fază cu cel al bobinei) indică linia cu defect.. Tensiunea pe faza defecta scade la 0,3 kV iar tensiunea homopolara are 3,5kV. Tensiunea pe bobina de stingere este de 3,2 kV Pentru bobina de compensare la rezonanta($I=24A$) cu rezistență de trecere la locul de defect $R_{tr}=40 \Omega$ Figura A1.5 din Anexa1 ,se observă că curentul de defect de secvență homopolara măsurat prin filtrul homopolar de curent aferent liniei 6 kV PT Turn are o valoare de 27,1 A iar curentul prin bobina de compensare BC este de 21,85 A. Sensul de circulație al curentului homopolar (în opoziție de fază cu cel al bobinei) indică linia cu defect. Tensiunea pe faza defecta scade la 0,35 kV iar tensiunea homopolara are 3,6kV. Tensiunea pe bobina de stingere este de 3,25 kV

Pentru bobina de compensare în regim subcompensat($I=15A$) cu rezistență de trecere la locul de defect $R_{tr}=40 \Omega$ Figura A1.6 din Anexa1 ,se observă că curentul de defect de secvență homopolara măsurat prin filtrul homopolar de curent aferent liniei 6 kV PT Turn are o valoare de 15.14 A iar curentul prin bobina de compensare BC este de 12,96 A. Sensul de circulație al curentului homopolar (în opoziție de fază cu cel al bobinei) indică linia cu defect.. Tensiunea pe faza defecta scade la 0,33 kV iar tensiunea homopolara are 3,5 kV. Tensiunea pe bobina de stingere este de 3,3 kV

Pentru bobina de compensare în regim subcompensat($I=15A$) cu rezistență de trecere la locul de defect $R_{tr}=20 \Omega$ Figura A1.7 din Anexa1,se observă că curentul de defect de secvență homopolara măsurat prin filtrul homopolar de curent aferent liniei 6 kV PT Turn are o valoare de 15.2 A iar curentul prin bobina de compensare BC este de 13,1 A. Sensul de circulație al curentului homopolar (în opoziție de fază cu cel al bobinei) indică linia cu defect.. Tensiunea pe faza defecta scade la 0,33 kV iar tensiunea homopolara are 3,5 kV. Tensiunea pe bobina de stingere este de 3,33 kV

Pentru bobina de compensare la rezonanta($I=24A$) cu rezistență de trecere la locul de defect $R_{tr}=20 \Omega$ Figura A1.8 din Anexa1 ,se observă că curentul de defect de secvență homopolara măsurat prin filtrul homopolar de curent aferent liniei 6 kV PT Turn are o valoare de 16,2 A iar curentul prin bobina de compensare BC este de 22,02 A. Sensul de circulație al curentului homopolar (în opoziție de fază cu cel al bobinei) indică linia cu defect. Tensiunea pe faza defecta scade la 0,25 kV iar tensiunea homopolara are 3,2kV. Tensiunea pe bobina de stingere este de 3,26 kV

Pentru bobina de compensare în regim supracompensat($I=28A$) cu rezistență de trecere la locul de defect $R_{tr}=20 \Omega$ Figura A1.9 din Anexa1 ,se observă că curentul de defect de secvență homopolara măsurat prin filtrul homopolar de curent aferent liniei 6 kV PT Turn are o valoare de 29, 6 A iar curentul prin bobina de compensare BC este de 27,7 A. Sensul de circulație al curentului homopolar (în opoziție de fază cu cel al bobinei) indică linia cu defect.. Tensiunea pe faza defecta scade la 0,2 kV iar tensiunea homopolara are 3,2kV. Tensiunea pe bobina de stingere este de 3,22 kV

Pentru bobina de compensare în regim subcompensat($I=14A$) cu rezistență de trecere la locul de defect $R_{tr}=20 \Omega$ si trafo din post dezlegat Figura A1.10 din Anexa1,se observă că curentul de defect de secvență homopolara măsurat prin filtrul homopolar de curent aferent liniei 6 kV PT Turn are o valoare de 17,45 A iar curentul prin bobina de compensare BC este de 10,9 A. Sensul de circulație al curentului homopolar (în opoziție de fază cu cel al bobinei) indică linia cu defect.. Tensiunea pe faza defecta scade la 0,38 kV iar tensiunea homopolara are 3,4 kV. Tensiunea pe bobina de stingere este de 3,3 kV

Pentru bobina de compensare la rezonanta($I=22A$) cu rezistență de trecere la locul de defect $R_{tr}=20 \Omega$ si trafo din post dezlegat Figura A1.11 din Anexa1,se observă că curentul de defect de secvență homopolara măsurat prin filtrul homopolar de curent aferent liniei 6 kV PT Turn are o valoare de 7 A iar curentul prin bobina de compensare BC este de 19,75 A. Sensul de circulație al curentului homopolar (în opoziție de fază cu cel al bobinei) indică linia cu defect. Tensiunea pe faza defecta scade la 0,25 kV iar tensiunea homopolara are 3,3kV. Tensiunea pe bobina de stingere este de 3,3 kV

Pentru bobina de compensare în regim supracompensat($I=28A$) cu rezistență de trecere la locul de defect $R_{tr}=20 \Omega$ si trafo din post dezlegat Figura A1.12 din Anexa1,se observă că curentul de defect de secvență homopolara măsurat prin filtrul homopolar de curent aferent liniei 6 kV PT Turn are o valoare de

8,7 A iar curentul prin bobina de compensare BC este de 27,7 A. Sensul de circulație al curentului homopolar (în opoziție de fază cu cel al bobinei) indică linia cu defect.. Tensiunea pe faza defecta scade la 0,2 kV iar tensiunea homopolara are 3,2kV. Tensiunea pe bobina de stingere este de 3,25 kV

Din analiza oscilogramelor înregistrate rezultă ca regimul favorabil de acordare a bobinei este subcompensat prin valorile de tensiune si curent stabilite in momentul defectului.

O situație sintetică a rezultatelor obținute este prezentată în tabelul 5.1

Tabelul 5.1 Situație sintetică a rezultatelor obținute

Nr. crt.	Valore rezistență de defect $R_p[\Omega]$	Regim de funcționare rețea			Curent capacitiv [A]	Curent la locul de defect [A]	Diagrama fazorială (elemente ideale)
		I_{BS} [A]		Regim de funct.			
		Reglat	Masurat				
1	20	40	44,4	su.c. 77,6 %	25	19,5	
		32	32,7	su.c. 30,8 %	25	10,5	
		14	10,9	sb.c. 54,6 %	25	17,45	

		22	19,75	sb.c. 21%	25	7	
		28	27,7	su.c. 10,8 %	25	6,9	
		24	22	sb.c. 12%	25	7	
		15	13	sb.c. 48%	25	12,4	
2	40	15	12,9	sb.c. 48,4 %	25	12,3	

		24	21,8	sb.c. 12,8 %	25	18,1	
		28	28,5	su.c. 14%	25	11,5	
3	250	28	7,9	sb.c. 44,8 %	14,3	5,6	
		18	10,4	sb.c. 27,3 %	14,3	11	
		23	14	sb.c. 2,1%	14,3	8,4	

Din tabelul 5.1 se constată o mare diferență între valoarea curentului de reglaj al bobinei de stingere și curentul măsurat prin aceasta pe timpul simplei puneri la pământ, indiferent de valoarea rezistenței de la locul de defect. Totodată

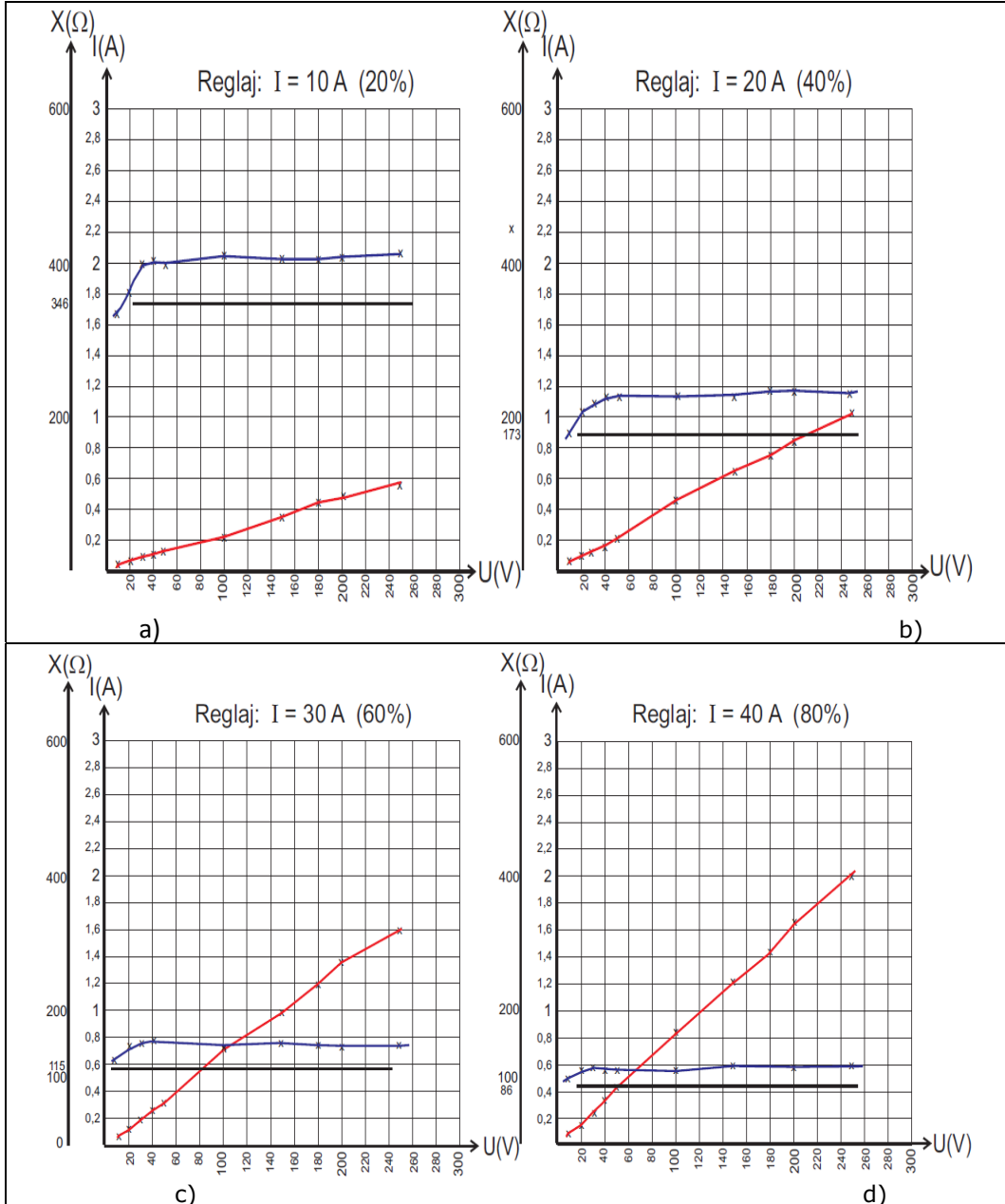
se remarcă faptul că rezistența de trecere la locul de defect cu valoarea de 250Ω influențează atât valoarea curentului de defect cât și a celorlalți curenți.

Pentru a putea fi analizate rezultatele experimentale obtinute s-au determinat experimental caracteristicile curent - tensiune $I(U)$, respectiv reactanta - tensiune $X(U)$, ale bobinei de stingere utilizata pentru compensarea curentului capacitiv al rețelei de medie tensiune din sectorul experimental, pentru diverse trepte de reglaj (20%, 40%, 60%, 80%, 100%) ale bobinei de stingere.

Rezultatele experimentale obtinute sunt prezentate in fig. 5.3. si anume a) pentru reglaj de 20%, b) pentru reglaj 40%, c) pentru reglaj 60%, d) pentru reglaj 80% si e) pentru reglaj 50%. Determinarea experimentală a acestor caracteristici s-a facut in 10 puncte. In aceleasi diagrame sunt prezentate si caracteristicile teoretice $X(U)$, trasate cu negru in fig. 4.3. Comparand caracteristicile teoretice cu cele determinate experimental se constata abateri in intervalul -2,9% - 17,8% pentru reglajul 20%, 0 - 31,8% pentru reglajul de 40%, 2,6% - 30,4% pentru reglaj 60%, 2,3% - 35,3% pentru reglaj 80%, 15,9% - 30,4% pentru reglaj 100%.

Caracteristica experimentală $X(U)$ a bobinei de stingere difera mult comparativ cu cea teoretică, ceea ce justifica diferența mare dintre reglajul bobinei de stingere și curentul obtinut prin aceasta din masuratori.

Atat determinarea experimentală a caracteristicilor bobinei de stingere cat și rezultatele obtinute in sectorul experimental pentru defecte de tip simpla punere la pamant arata ca utilizarea bobinelor de stingere de tip clasic, cu reglaj al reactantei acestora prin modificarea unui intrefier este neperformanta deoarece reglajul acestora este foarte putin precis, ceea ce poate conduce la regimuri de functionare a rețelei de medie tensiune total nepotrivite. Aceste elemente impun introducerea in rețelele de medie tensiune a bobinelor comandate magnetic. Acest tip de comanda permite realizarea reglajului in timp foarte scurt, deci bobina poate fi reglata in timpul defectului, astfel ca se poate realiza rezonanta in timpul defectului de tipul simpla punere la pamant, ceea ce conduce la stingerea naturala a arcului la locul de defect, deci nu se impune deconectarea liniei cu defect de la sursa, ceea ce este extrem de important pentru asigurarea continuitatii consumatorilor.



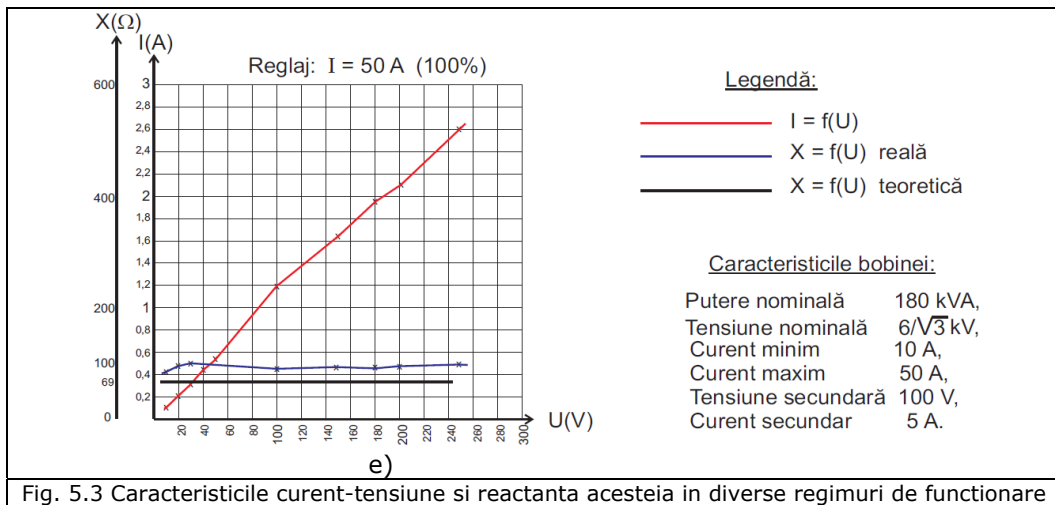


Fig. 5.3 Caracteristicile curent-tensiune si reactanta acesteia in diverse regimuri de functionare

5.4. Probe de tipul simpla punere la pamant in statia Călan Strei

Schema monofilara a statiei de transformare a statiei 110/20kV Calan este prezentata in fig. 5.4. Defectele s-au provocat pe linia 20kV Ipsos, la inceputul liniei. Schema statiei pe durata probelor a fost următoarea:

- LEA 20 kV Ipsos racordată pe bara 1 de 20 kV;

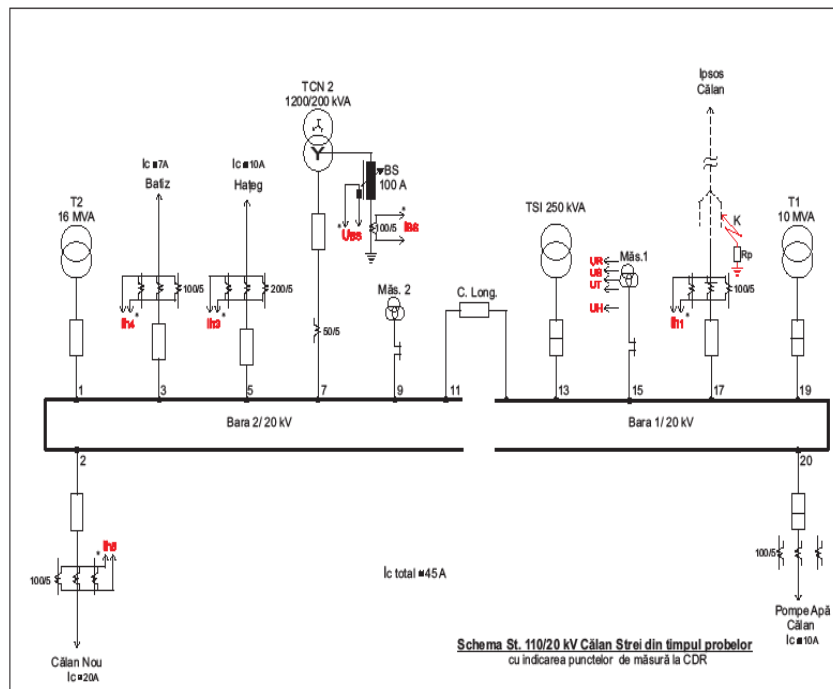


Fig.5.4 Schema stației Călan Strei pe perioada probelor

- transformatorul 2 de 110/20 kV, 10MVA racordat pe bara 2 de 20 kV;
- cupla longitudinală CL 20 kV conectată;
- întreruptorul de 20 kV LEA Ipsos conectat pe bara 1 de 20 kV;

- faza R a liniei 20 kV LEA Ipsos pregătită pentru a realiza defecte de tipul simpla punere la pământ în variantele: simplă punere la pământ cu $R_t = 8\Omega$, 100Ω , 268Ω , 575Ω , 1100Ω , regim de funcționare al rețelei rezonantă, subcompensat 15% și 35%, supracompensat 15%.

- consumatori racordați pe bara 2 a stației de transformare.

În fig. 5.5 se prezintă marimile care au fost înregistrate pe durata defectului de tipul simpla punere la pământ.

Oscilogramele obținute pentru tipul de defecte precizat sunt prezentate în anexa 2, iar diagramele fazoriale determinate pentru unele din probe sunt precizate în anexa nr.3.

Pentru regimul de funcționare al rețelei de medie tensiune subcompensat 35%, cu o rezistență de trecere la locul de defect de $R_{tr}=1100\Omega$ din figura A2.1 Anexa2., se observă că, curentul de defect (curentul homopolar al liniei cu defect) măsurat prin filtrul de curent aferent liniei 20 kV Ipsos are o valoare de 6,7 A adică aproximativ 26% din curentul homopolar total prin bobina de compensare BC de 25,3 A. Tensiunea bobinei de stingere este 10,5 kV. Sensul de circulație al curentului (în opoziție de fază cu cel al bobinei), și valoarea lui este cel care

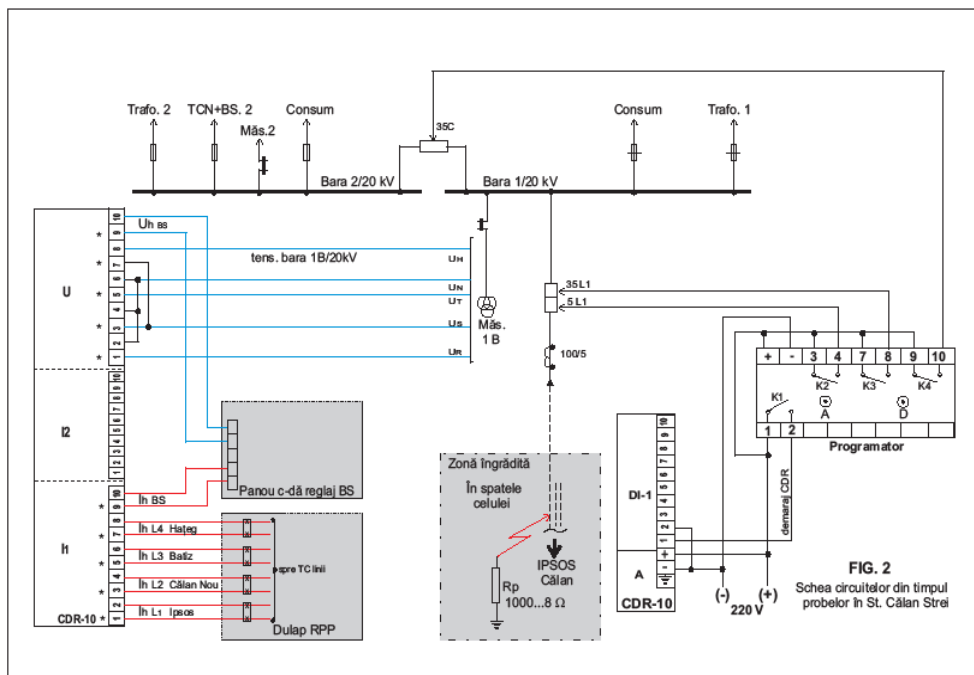


Fig.5.5 Schema de înregistrare pe perioada probelor

F

indică linia cu defect. Se observă că nu tot curentul de defect se „întoarce” pe linia cu defect, lucru care indică o stare proastă a izolației la toate liniile legate galvanic pe barele statiei Calan Strei. Tensiunea pe faza defecta scade la 6,4 kV iar pe fazele sanatoase crește la 15,8 respectiv 21,7 kV. Tensiunea homopolară este de 16,6 kV. In fig. 5.6 se prezintă un detaliu privind configuratia rețelei de medie tensiune din sectorul experimental. Se constată ca structura rețelei de medie tensiune se poate modifica funcție de necesitățile de alimentare ale consumatorilor și de starea echipamentelor.

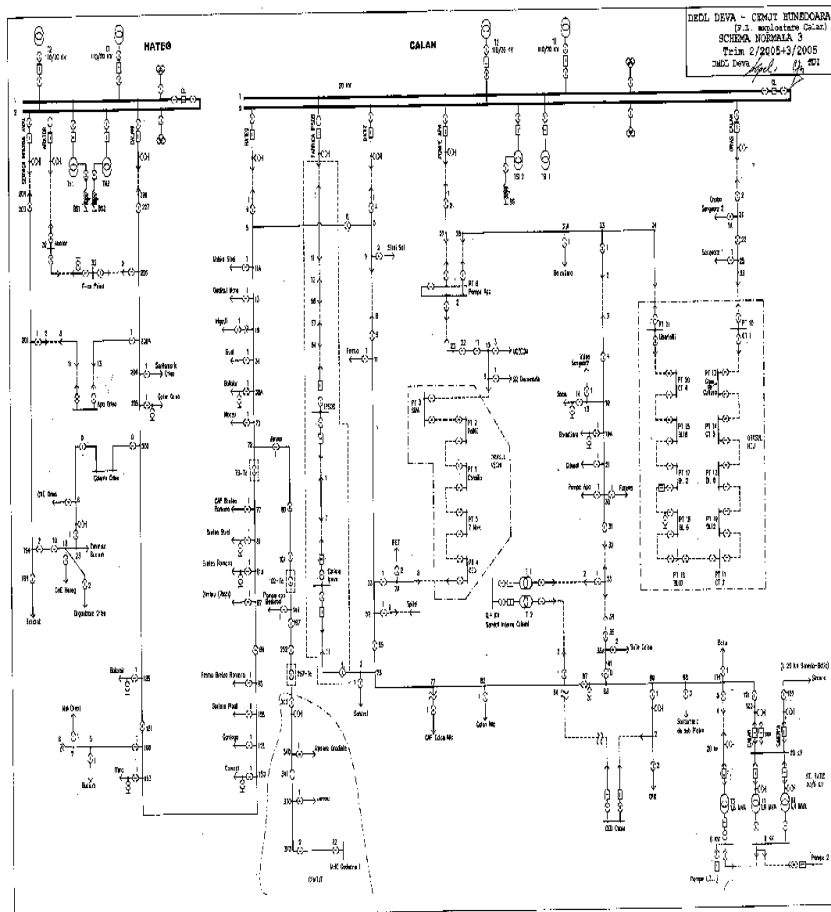


Fig.4.6 Schema rețelei de medie tensiune în sectorul experimental

Pentru bobina de compensare la rezonanță, cu o rezistență de trecere la locul de defect de $R_{tr}=1100 \Omega$ din figura A2.2 Anexa2., se observă că, curentul de defect homopolar măsurat prin filtrul de curent aferent liniei 20 kV Ipsos are o valoare de 5,9 A adică aproximativ 15,8% din curentul homopolar total prin bobina de compensare BC de 37.3 A. Tensiunea pe bobina are valoarea 11,1 kV. Sensul de circulație al curentului (în opoziție de fază cu cel al bobinei), și valoarea lui este cel care indică linia cu defect. Se observă că nu tot curentul de defect se „întoarce” pe linia cu defect, lucru care indică o stare proastă a izolației la toate liniile legate

galvanic pe barele stației Calan Strei. Tensiunea pe faza defectă scade la 4,6 kV iar pe fazele sanatoase crește la 17,5 respectiv 21,7 kV. Tensiunea homopolara este de 17,5 kV.

Pentru bobina de compensare în regim supracompensat 15%, cu o rezistență de trecere la locul de defect de $R_{tr}=1100 \Omega$ din figura A2.3 Anexa2., se observă că, curentul de defect homopolar măsurat prin filtrul de curent aferent liniei 20 kV Ipsos are o valoare de 9,1 A adică aproximativ 27,65% din curentul homopolar total prin bobina de compensare BC de 32,9 A. Tensiunea pe bobina are 8,4 kV. Sensul de circulație al curentului (în opoziție de fază cu cel al bobinei), și valoarea lui este cel care indică linia cu defect. Se observă că nu tot curentul de defect se „întoarce” pe linia cu defect, lucru care indică o stare proastă a izolației la toate liniile legate galvanic pe barele stației Calan Strei. Tensiunea pe faza defectă scade la 8,6 kV iar pe fazele sanatoase crește la 12,9 respectiv 20,2 kV. Tensiunea homopolara este de 13,2 kV.

Tabel 5.2. Rezultate experimentale și teoretice în cazul rețelei funcționând la rezonanță

$R_t [\Omega]$		8	100	268	575	1100
I_d	$I_d [A]$	7,8	6,7	5,9	6,5	5,9
	$\varepsilon \%$	37,2	29,9	25,4	38	42,4
$3 I_{C2}^0$	$3 I_{C2}^0 [A]$	20,5	20,3	19,1	18,4	16,3
	$\varepsilon \%$	-0,34	2,3	2,4	8,7	11,7
$3 I_{C3}^0$	$3 I_{C3}^0 [A]$	21,1	19,1	19,2	20,1	18,6
	$\varepsilon \%$	-1,37	-8	-0,94	13,2	19,9
$3 I_{C4}^0$	$3 I_{C4}^0 [A]$	7,0	6,7	6,8	6,5	5,1
	$\varepsilon \%$	1,14	0,3	7,5	13,1	5,3
I_n	$I_n [A]$	45,3	44,5	44,2	41,4	37,3
	$\varepsilon \%$	-7,3	-5,4	0,45	4,3	9,1
U_b^0	$U_b^0 [V]$	12,2	12,0	11,7	11,2	10,1
	$\varepsilon \%$	-0,69	1,44	5,15	10,6	15,3

În tabelul 5.2 se prezintă o comparație între rezultatele obținute analitic (presupunând variație sinusoidală în timp a tensiunilor și curenților pe durata defectului). Se constată că cele mai mari diferențe s-au obținut pentru curentul de defect, ceea ce se justifică prin faptul că s-a măsurat curentul de secvență zero al liniei cu defect nu curentul de la locul de defect. Filtrul de secvență zero este de tip CIRHI și este montat la începutul liniei pe care s-a produs defectul. Dacă curentul capacitiv al liniei cu defect este mare acesta modifică curentul de secvență zero al liniei cu defect, deci curentul de defect este diferit de cel de secvență zero al liniei cu defect.

Pentru bobina de compensare in regim subcompensat 35% , cu o rezistență de trecere la locul de defect de $R_{tr}=575 \Omega$ din figura A2.4 Anexa2., se observă că, curentul de defect homopolar măsurat prin filtrul de curent aferent liniei 20 kV Ipsos are o valoare de 7,4 A adică aproximativ 24,83% din curentul homopolar total prin bobina de compensare BC de 29.8 A. Tensiunea pe bobina are 12,2 kV. Sensul de circulație al curentului (în opoziție de fază cu cel al bobinei), și valoarea lui este cel care indică linia cu defect. Se observă că nu tot curentul de defect se „întoarce” pe linia cu defect, lucru care indică o stare proastă a izolației la toate liniile legate galvanic pe barele statiei Calan Strei. Tensiunea pe faza defecta scade la 3,8 kV iar pe fazele sanatoase crește la 18,6 respectiv 22,3 kV. Tensiunea homopolara este de 19,1 kV.

Tabel 5.3. Rezultate experimentale si teoretice pentru rețeaua functionand in regim de subcompensare 15%

$R_t [\Omega]$		8	100	268	575	1100
I_d	$I_d [A]$	8,6	8,3	7,8	7,4	6,7
	$\varepsilon \%$	-50,3	-50,6	-50,1	-62,2	-11,9
$3 I_{C2}^0$	$3 I_{C2}^0 [A]$	20,9	19,7	19,2	18,6	15,2
	$\varepsilon \%$	1,2	-1,52	2,60	13,8	19,7
$3 I_{C3}^0$	$3 I_{C3}^0 [A]$	21,7	21,2	20,0	18,3	16,8
	$\varepsilon \%$	0,93	1,89	3,0	8,74	25,0
$3 I_{C4}^0$	$3 I_{C4}^0 [A]$	7,1	6,9	6,2	5,9	5,4
	$\varepsilon \%$	2,31	1,47	-2,1	8,14	23,7
I_n	$I_n [A]$	35,9	32,8	31,9	29,8	25,3
	$\varepsilon \%$	-3,34	-8,54	-4,07	4,36	16,3
U_b^0	$U_b^0 [V]$	12,081	12,023	11,792	11,040	9,595
	$\varepsilon \%$	-1,98	0,53	5,27	13,3	32,2

Din tabelul 5.3 se constata ca diferentele cele mai mari intre rezultatele teoretice si cele experimentale rezulta tot pentru curentul de defect. Pentru celelalte marimi diferenta intre rezultatele teoretice si cele experimentale sunt acceptabile daca se are in vedere conditiile simplificatorii in care s-au efectuat determinarile teoretice.

Pentru bobina de compensare la rezonanta , cu o rezistență de trecere la locul de defect de $R_{tr}=575 \Omega$ din figura A2.5 Anexa2., se observă că, curentul de defect homopolar măsurat prin filtrul de curent aferent liniei 20 kV Ipsos are o valoare de 6,5 A adică aproximativ 15,85% din curentul homopolar total prin bobina de compensare BC de 41,4 A.

Tensiunea pe bobina are 12,3 kV. Sensul de circulație al curentului (în opoziție de fază cu cel al bobinei), și valoarea lui este cel care indică linia cu defect. Se observă că nu tot curentul de defect se „întoarce” pe linia cu defect, lucru care indică o stare proastă a izolației la toate liniile legate galvanic pe barele stației Calan Strei. Tensiunea pe faza defecta scade la 2,7 kV iar pe fazele sanatoase crește la 19,5 respectiv 21,9 kV. Tensiunea homopolara este de 19,4 kV.

Pentru bobina de compensare în regim supracompensat 15% , cu o rezistență de trecere la locul de defect de $R_{tr}=575 \Omega$ din figura A2.6 Anexa2., se observă că, curentul de defect homopolar măsurat prin filtrul de curent aferent liniei 20 kV Ipsos are o valoare de 11,2 A adică aproximativ 26,22% din curentul homopolar total prin bobina de compensare BC de 42,7 A. Tensiunea pe bobina are 10,9 kV. Sensul de circulație al curentului (în opoziție de fază cu cel al bobinei), și valoarea lui este cel care indică linia cu defect. Se observă că nu tot curentul de defect se „întoarce” pe linia cu defect, lucru care indică o stare proastă a izolației la toate liniile legate galvanic pe barele stației Calan Strei. Tensiunea pe faza defecta scade la 5,9 kV iar pe fazele sanatoase crește la 16,3 respectiv 21,8 kV. Tensiunea homopolara este de 17,1 kV.

Pentru bobina de compensare în regim subcompensat 35% , cu o rezistență de trecere la locul de defect de $R_{tr}=268 \Omega$ din figura A2.7 Anexa2., se observă că, curentul de defect homopolar măsurat prin filtrul de curent aferent liniei 20 kV Ipsos are o valoare de 7,4 A adică aproximativ 23,19% din curentul homopolar total prin bobina de compensare BC de 31,9 A.

Tensiunea pe bobina are 12,9 kV. Sensul de circulație al curentului (în opoziție de fază cu cel al bobinei), și valoarea lui este cel care indică linia cu defect. Se observă că nu tot curentul de defect se „întoarce” pe linia cu defect, lucru care indică o stare proastă a izolației la toate liniile legate galvanic pe barele stației Calan Strei. Tensiunea pe faza defecta scade la 1,9 kV iar pe fazele sanatoase crește la 20,4 respectiv 22,2 kV. Tensiunea homopolara este de 20,4 kV.

Din tabelul 5.4 se constata ca diferentele cele mai mari între rezultatele teoretice și cele experimentale rezulta tot pentru curentul de defect. Pentru celelalte marimi diferența între rezultatele teoretice și cele experimentale sunt acceptabile dacă se are în vedere condițiile simplificatorii în care s-au efectuat determinările teoretice.

Tabel 5.4 Rezultate experimentale și teoretice când rețeaua funcționează în regim de supracompensare 15%.

$R_t [\Omega]$		8	100	268	575	1100
I_d	$I_d [A]$	29,8	13,0	12,5	11,2	9,10
	$\varepsilon \%$	72,4	38,8	40,2	40,8	40,2
$3 I_{C2}^0$	$3 I_{C2}^0 [A]$	19,8	19,8	18,0	16,1	12,6
	$\varepsilon \%$	-3,84	-0,51	-3,89	-3,17	-8,1
$3 I_{C3}^0$	$3 I_{C3}^0 [A]$	19,8	19,4	20,0	17,9	17,2
	$\varepsilon \%$	-8,13	-6,86	2,65	3,35	17,6
$3 I_{C4}^0$	$3 I_{C4}^0 [A]$	6,4	6,6	6,1	5,4	3,9

	ε %	-8,13	-1,36	-3,11	-3,52	-17,4
I_n	I_n [A]	43,8	52,2	48,9	42,7	32,9
	ε %	-27,4	-3,64	-3,89	-5,62	-12,5
U_b^0	U_b^0 [V]	12,486	11,908	11,272	9,884	7,630
	ε %	1,65	0,24	0,91	-0,33	-6,57

Pentru bobina de compensare la rezonanta , cu o rezistență de trecere la locul de defect de $R_{tr}=268 \Omega$ din figura A2.8 Anexa2., se observă că, curentul de defect homopolar măsurat prin filtrul de curent aferent liniei 20 kV Ipsos are o valoare de 5,9 A adică aproximativ 13,34% din curentul homopolar total prin bobina de compensare BC de 44,2 A. Tensiunea pe bobina are 12,9 kV. Sensul de circulație al curentului (în opoziție de fază cu cel al bobinei), și valoarea lui este cel care indică linia cu defect. Se observă că nu tot curentul de defect se „întoarce” pe linia cu defect, lucru care indică o stare proastă a izolației la toate liniile legate galvanic pe barele statiei Calan Strei. Tensiunea pe faza defecta scade la 1,4 kV iar pe fazele sanatoase crește la 21,9 respectiv 21,9 kV. Tensiunea homopolara este de 20,3 kV.

Pentru bobina de compensare in regim supracompensat 15% , cu o rezistență de trecere la locul de defect de $R_{tr}=268 \Omega$ din figura A2.9 Anexa2., se observă că, curentul de defect homopolar măsurat prin filtrul de curent aferent liniei 20 kV Ipsos are o valoare de 12,5 A adică aproximativ 25,56% din curentul homopolar total prin bobina de compensare BC de 48,9 A. Tensiunea pe bobina are 12,5 kV. Sensul de circulație al curentului (în opoziție de fază cu cel al bobinei), și valoarea lui este cel care indică linia cu defect. Se observă că nu tot curentul de defect se „întoarce” pe linia cu defect, lucru care indică o stare proastă a izolației la toate liniile legate galvanic pe barele statiei Calan Strei. Tensiunea pe faza defecta scade la 3,2 kV iar pe fazele sanatoase crește la 19,2 respectiv 22,2 kV. Tensiunea homopolara este de 19,5 kV.

Pentru bobina de compensare in regim subcompensat 35% , cu o rezistență de trecere la locul de defect de $R_{tr}=100 \Omega$ din figura A2.10 Anexa2., se observă că, curentul de defect homopolar măsurat prin filtrul de curent aferent liniei 20 kV Ipsos are o valoare de 6,8 A adică aproximativ 20,73% din curentul homopolar total prin bobina de compensare BC de 32,8 A. Tensiunea pe bobina are 13,2 kV. Sensul de circulație al curentului (în opoziție de fază cu cel al bobinei), și valoarea lui este cel care indică linia cu defect. Se observă că nu tot curentul de defect se „întoarce” pe linia cu defect, lucru care indică o stare proastă a izolației la toate liniile legate galvanic pe barele statiei Calan Strei. Tensiunea pe faza defecta scade la 0,71 kV iar pe fazele sanatoase crește la 21,2 respectiv 21,9 kV. Tensiunea homopolara este de 20,8 kV.

Pentru bobina de compensare la rezonanta , cu o rezistență de trecere la locul de defect de $R_{tr}=100 \Omega$ din figura A2.11 Anexa2., se observă că, curentul de defect homopolar măsurat prin filtrul de curent aferent liniei 20 kV Ipsos are o valoare de 6.7 A adică aproximativ 15,08% din curentul homopolar total prin bobina de compensare BC de 44,5 A. Tensiunea pe bobina are 13,3 kV. Sensul de circulație al curentului (în opoziție de fază cu cel al bobinei), și valoarea lui este cel care indică linia cu defect. Se observă că nu tot curentul de defect se „întoarce” pe linia cu defect, lucru care indică o stare proastă a izolației la toate liniile legate galvanic pe

barele statiei Calan Strei. Tensiunea pe faza defecta scade la 0,54 kV iar pe fazele sanatoase creste la 21,8 respectiv 21,3 kV. Tensiunea homopolara este de 20,8 kV. Pentru bobina de compensare in regim supracompensat 15% , cu o rezistență de trecere la locul de defect de $R_{tr}=100 \Omega$ din figura A2.12 Anexa2., se observă că, curentul de defect homopolar măsurat prin filtrul de curent aferent liniei 20 kV Ipsos are o valoare de 13 A adică aproximativ 24,09% din curentul homopolar total prin bobina de compensare BC de 52,2 A. Tensiunea pe bobina are 13,2 kV. Sensul de circulație al curentului (în opoziție de fază cu cel al bobinei), și valoarea lui este cel care indică linia cu defect. Se observă că nu tot curentul de defect se „întoarce” pe linia cu defect, lucru care indică o stare proastă a izolației la toate liniile legate galvanic pe barele statiei Calan Strei. Tensiunea pe faza defecta scade la 1,3 kV iar pe fazele sanatoase creste la 20,82 respectiv 22,0 kV. Tensiunea homopolara este de 20,6 kV.

Pentru bobina de compensare in regim subcompensat 35% , cu o rezistență de trecere la locul de defect de $R_{tr}=8 \Omega$ din figura A2.13 Anexa2., se observă că, curentul de defect homopolar măsurat prin filtrul de curent aferent liniei 20 kV Ipsos are o valoare de 7,8 A adică aproximativ 27,65% din curentul homopolar total prin bobina de compensare BC de 28,2 A. Tensiunea pe bobina are 13,3 kV. Sensul de circulație al curentului (în opoziție de fază cu cel al bobinei), și valoarea lui este cel care indică linia cu defect. Se observă că nu tot curentul de defect se „întoarce” pe linia cu defect, lucru care indică o stare proastă a izolației la toate liniile legate galvanic pe barele statiei Calan Strei. Tensiunea pe faza defecta scade la 0,71 kV iar pe fazele sanatoase creste la 21,6 respectiv 21,7 kV. Tensiunea homopolara este de 20,9 kV.

Pentru bobina de compensare la rezonanta , cu o rezistență de trecere la locul de defect de $R_{tr}=8 \Omega$ din figura A2.14 Anexa2., se observă că, curentul de defect homopolar măsurat prin filtrul de curent aferent liniei 20 kV Ipsos are o valoare de 7,8 A adică aproximativ 17,12% din curentul homopolar total prin bobina de compensare BC de 45,3 A. Tensiunea pe bobina are 13,4 kV. Sensul de circulație al curentului (în opoziție de fază cu cel al bobinei), și valoarea lui este cel care indică linia cu defect. Se observă că nu tot curentul de defect se „întoarce” pe linia cu defect, lucru care indică o stare proastă a izolației la toate liniile legate galvanic pe barele statiei Calan Strei. Tensiunea pe faza defecta scade la 0,107 kV iar pe fazele sanatoase creste la 21,7 respectiv 21,7 kV. Tensiunea homopolara este de 21,1 kV.

Pentru bobina de compensare in regim supracompensat 15% , cu o rezistență de trecere la locul de defect de $R_{tr}=8 \Omega$ din figura A2.15 Anexa2., se observă că, curentul de defect homopolar măsurat prin filtrul de curent aferent liniei 20 kV Ipsos are o valoare de 29,8 A adică aproximativ 68,03% din curentul homopolar total prin bobina de compensare BC de 43,8 A. Tensiunea pe bobina are 13,4 kV. Sensul de circulație al curentului (în opoziție de fază cu cel al bobinei), și valoarea lui este cel care indică linia cu defect. Se observă că nu tot curentul de defect se „întoarce” pe linia cu defect, lucru care indică o stare proastă a izolației la toate liniile legate galvanic pe barele statiei Calan Strei. Tensiunea pe faza defecta scade la 0,28 kV iar pe fazele sanatoase creste la 20,7 respectiv 21,6 kV. Tensiunea homopolara este de 21,6 kV.

Din analiza și măsurările experimentale, efectuate în rețeaua de 20 kV cu neutrul tratat cu bobină de stingere, se pot desprinde următoarele concluzii

- rețeaua aeriană sau mixtă de 20 kV cu neutrul tratat cu bobină de stingere nu poate sa funcționeze cu simplă punere la pământ de durată, prezentând riscul de transformare în dublă punere la pământ ;

- protecțiile prin relele împotriva simplei puneri la pământ trebuie temporizate pentru a preveni declanșarea liniilor de 20kV în cazul defectelor autostingătoare ;

Prezența bobinei de compensare în circuitul primar al rețelei de medie tensiune provoacă o scurtare accentuată a regimului tranzitoriu de defect, creând probleme deosebite în ce privește sensibilitatea protecției. Intervenția curentului de compensare al bobinei stabilizează un regim de defect permanent cu un curent de secvență homopolara de valoare foarte mică comparabilă cu valoarea curentului de secvență homopolara măsurat în regim normal.

Pentru regimul subcompensat 35% și rezistența de punere la pământ 8Ω pe LEA 20 kV Ipsos curentul homopolar pe linia cu defect se afla decalt cu 84° fata de tensiunea homopolara, iar curentul bobinei se afla decalt cu 114° fata de tensiunea homopolara conform Figura A3.1 Anexa 3.

Din diagrama curentilor pentru regimul subcompensat 35% și rezistența de punere la pământ 268Ω pe LEA 20 kV Ipsos rezulta ca plaja de abatere a decalajului unghiului curentului bobinei fata de tensiunea homopolara de 22° , conform Figurii A3.2 din Anexa 3.

Pentru regimul de rezonanta și rezistența de punere la pământ 8Ω pe LEA 20 kV Ipsos curentul homopolar pe linia cu defect se afla decalt cu 282° fata de tensiunea homopolara, iar curentul bobinei se afla decalt cu 90° fata de tensiunea homopolara conform Figura A3.3 Anexa 3.

Regimul de rezonanta pastreaza decalajele și la alte rezistente de defect cum ar fi 268Ω , curentul homopolar pe linia cu defect se afla decalt cu 287° fata de tensiunea homopolara, iar curentul bobinei se afla decalt cu 89° fata de tensiunea homopolara conform Figura A3.4 Anexa 3.

Pentru regimul supracompensat 15% și rezistența de punere la pământ 8Ω pe LEA 20 kV Ipsos curentul homopolar pe linia cu defect se afla decalt cu 280° fata de tensiunea homopolara, iar curentul bobinei se afla decalt cu 90° fata de tensiunea homopolara conform Figura A3.5 Anexa 3.

Am figurat pe diagrama curentilor pentru regimul supracompensat 15% și rezistența de punere la pământ 268Ω pe LEA 20 kV Ipsos plaja de abatere a decalajului unghiului curentului bobinei fata de tensiunea homopolara de 22° conform Figura A3.6 Anexa 3.

5.5. Bibliografie Capitolul 5

- [1] D.Toader, St.Haragus, C.Blaj, *The analysis of nonsymmetries MVN,(in Romanian)* "Politehnica" Publishing, Timișoara, 2008.
- [2] M. Eremia, A. Buta, ș.a. *Electric Power Systems, Electric Networks*. Ed. Academiei, București, 2006.
- [3] D.Toader, St.Haragus, C.Blaj, *Numeric Simulation of Faults in Electrical Network*, Proceedings of the 10th WSEAS International Conference on FUZZY SYSTEM, Prague, March 2009, pp.128-135.
- [4] D.Toader, St.Haragus, C.Blaj, *Analysis of broken conductor with ground contact faults in medium voltage power network*. Revue Roumaine des Sciences Techniques. Serie Electrotechnique et Energetique, Tome 51, nr.4, 2006, p.451 – 460.
- [5] D. Toader, At. Hărăguș, C. Blaj, *Fault Transient Simulation in Distribution Networks with Improved Neutral-point Grounding*. Proceedings of the IASTED International Conference, Power and Energy Systems, September 19-22, 2000, Marbella Spain, p.125-8.

- [6] Toader D., Hategan I., Diaconu I., Ruset P., *The Power Quality Improvement in the Distribution Systems with the Resonant Earthed Neutral System by Means of the Protection Optimization*, Scientific bulletin of the "Politehnica" University of Timisoara. Tom 50(64), Fascicula 1- 2, 2005, p.591-605
- [7] V. G. Rășcanu, H. Albert, N. Golovanov, D. S. Păun, C. M. Păun, *Information Model For The Computation Of The Power Supply Continuity Indices For A Power Distribution Subsidiary*. Revue Roumaine des Sciences Techniques. Serie Electrotechnique et Energetique, Tome 55, nr.3, 2010, p.225 – 234.
- [8] M. Mihalache, *Equivalent Circuit Parameters And Operating Performances Of The Three-Phase Asynchronous Motor*. Revue Roumaine des Sciences Techniques. Serie Electrotechnique et Energetique, Tome 55, nr.1, 2010, p.32 – 41.
- [9] M. Istrate, M. Gușa, *Assessment of Two Single-End Fault Location Algorithms in an ATP Approach* Revue Roumaine des Sciences Techniques. Serie Electrotechnique et Energetique, Tome 54, nr.4, 2009, p.345 –354.
- [10] Toader D., Blaj C., Rușeț P., Căta I., Arvinti B., *Experimental Verification of the Mathematical Model for Calculating the Simple Phase Grounding Fault*, SNET'10, 3-4 Decembrie 2010, Bucuresti
- [11] Toader D., Rușeț P., Hategan I., Diaconu I., Pinte N., *Selective detection of simple and duple grounding with in the medium electrical voltage networks with compensated null*, Proceeding of the Power Tech, 1-3 Juli 2009 Bucuresti
- [12] Toader D., Rușeț P., Hategan I., Diaconu I., Pinte N., Căta I., *Selective detection of simple grounding faults in the medium voltage power networks with resonant earthed neutral*, Proceeding of the 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, 20-21 May 2010
- [13] Toader D., Rușeț P., Pinte N., Pandia T., *Protecție digitală pentru posturile de transformare*, Simpozionul Național Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic SINAIA, 28 – 30 Septembrie 2005
- [14] Toader D., Hategan I., Diaconu I., Ruset P., *Contribuții la creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor prin rețele de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobină*, Simpozionul Național Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic SINAIA, 28 – 30 Septembrie 2005
- [15] Rușeț P., Diaconu I., Florea M., Hațegan I.D., - *Recent maintenance experience on HV bushings*. Proceedings of the Simpozion PSC, 6-7 November, Timișoara, 2007
- [16] Rușeț P., Diaconu I., Hațegan I.D.,. - *Utilizarea tehnologiilor noi de mentenanță în rețelele de transport*, Simpozion CIGRE Romania Comitetul B3 17-18 mai, 2007 Timișoara
- [17] Rușeț P., Diaconu I., Hațegan I.D., Stanciu E., Popa R., - *Metode moderne de mentenanță predictivă*. Simpozionul Național SNRE, 21-22 Noiembrie 2007, Sinaia România

6.SISTEM DE REGLAJ AUTOMAT AL BOBINEI DE STINGERE DIN REȚELELE DE MEDIE TENSIUNE

6.1. Regimuri de funcționare ale bobinei de stingere

Practica utilizării bobinei de stingere în tratarea neutrului este aceea de-a regla bobina la o asemenea valoare a inductivității (L) acesteia, așa încât în regim normal de funcționare a rețelei de MT, să-i confere acesteia un regim de funcționare supracompensat 5% -10% [1],[2],[3],[4],[5],[6],[7],[8],[9],[10].

Dacă am lăsa bobina de stingere, necontrolat, în zona de regim subcompensat, la o punere la pământ a unei linii, situație în care se diminuează curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune (capacitatea de secven.ă zero), rețeaua ar trece din zona de regim subcompensat în cea de regim supracompensat, trecând prin regimul de rezonanță, putându-se ajunge – funcție de situația concretă – să se stabilizeze rețeaua în regimul de rezonanță. Într-o astfel de situație – la rezonanță – dacă punerea la pământ nu este eliminată de către bobină (prin compensarea curentului capacitiv de la locul defect și stingerea astfel a arcului electric de la locul de defect) și se rămâne timp îndelungat la rezonanță, există pericolul transformării simplei puneri în dublă punere la pământ, deoarece pe durata defectului de tipul simplă punere la pământ tensiunea fazelor fără defect poate crește cu până la $\sqrt{3}$ ori a tensiunii de fază din regim normal de funcționare (rețea fără defect), de asemenea, în tipul defectului și rețeaua de medie tensiune funcționând în regim de rezonanță se pot produce și supratensiuni datorate regimului tranzitoriu provocat de o simplă punere la pământ [11],[12],[13],[14],[15],[16].

Pentru a evita astfel de situații se impune controlul automat al valorii inductivității bobinei de stingere, motiv pentru care în continuare se prezintă o modalitate de control digital al regimului în care funcționează rețeaua de medie tensiune, avându-se în vedere posibilitatea schimbării la intervale scurte de timp a configurației unei rețele de medie tensiune. De menționat faptul că un control automat al stării în care se găsește bobina de stingere este conferit și de protecțiile numerice introduse în rețelele electrice de medie tensiune pentru a sesiza selectiv defecte de tipul simple, respectiv duble puneri la pământ [6],[8],[12],[14],[15],[16],[17],[19],[20],[21],[22]. Modificarea configurației unei rețele de medie tensiune poate fi impusă din motive tehnice, din motive impuse de defectiuni de echipamente, dar și din motive de exploatare mai eficientă a acestor rețele.

6.2.Reglajul automat al bobinei de stingere. Principii. Abordarea clasică.

În fig.1 sunt marcate pe curba $U_b = f(x_L)$, zonele în care rețeaua funcționează în regim subcompensat, rezonanță și respectiv supracompensat, obținute prin reglajul parametrului $L(x_L)$ al bobinei de stingere [1],[2],[3],[6],[18].

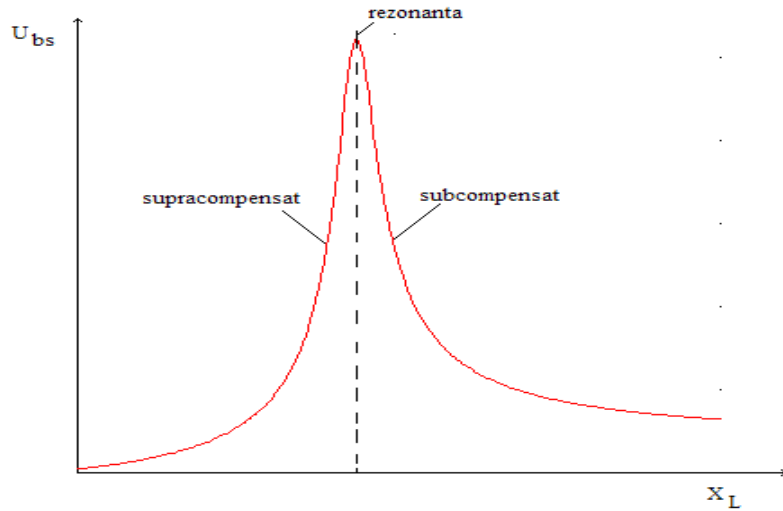


Fig.6.1 Variația tensiunii bobinei de stingere funcție de reactanța

Dacă ne propunem să reglăm bobina de stingere în așa fel încât să asigurăm pentru rețeaua de medie tensiune un regim supracompensat 10% pot intervenii mai multe situații distincte și anume: rețeaua funcționează în regim supracompensat mai mare de 10%; rețeaua funcționează în regim subcompensat; rețeaua funcționează la rezonanță.

În cele ce urmează se prezintă (vezi Fig.6.2a și b) pașii reglajului funcție de două situații (Situația 1 și Situația 2) în care ne putem găsi – ipotetic – înaintea demarării reglajului bobinei de stingere.

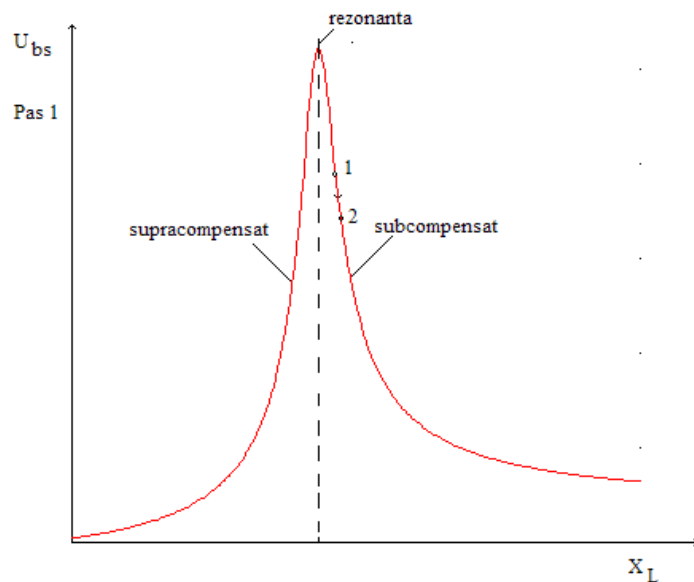


Fig. 6.2a Situația 1. Starea/regimul initial: subcompensat, Pas 1

În situația 1 presupunem că bobina de stingere este reglată astfel încât regimul de funcționare al rețelei de medie tensiune este subcompensat (punctul 1 din figurile 6.2a,) și dorim să o reglăm astfel ca să asigurăm regim de funcționare al rețelei supracompensat 10% (punctul 4 în fig. 6.2a, pasul 3). În pasul 1 se mărește reactanța bobinei de stingere și se compară valoarea curentului obținut cu cel din punctul 1, dacă prin mărirea reactanței X_L curentul scade atunci suntem în zona de subcompensare deci se impune reducerea valorii reactanței X_L . După această verificare se va micșora reactanța bobinei de stingere până când curentul prin bobina de stingere ajunge la valoarea maximă și începe să scadă (punctul 3 din fig. 6.2a, pasul 2). După ce s-a ajuns în punctul 3 se va continua micșorarea reactanței X_L pînă când valoarea curentului prin bobina de stingere reprezintă 90% din valoarea maximă a curentului prin bobina de stingere (punctul 4 din fig. 6.2a, pasul 3). Din cele prezentate rezultă că valoarea maximă a curentului prin bobina de stingere trebuie memorată în procesul de reglare al bobinei, deci sistemul de reglare trebuie să fie prevăzut cu posibilități de memorare.

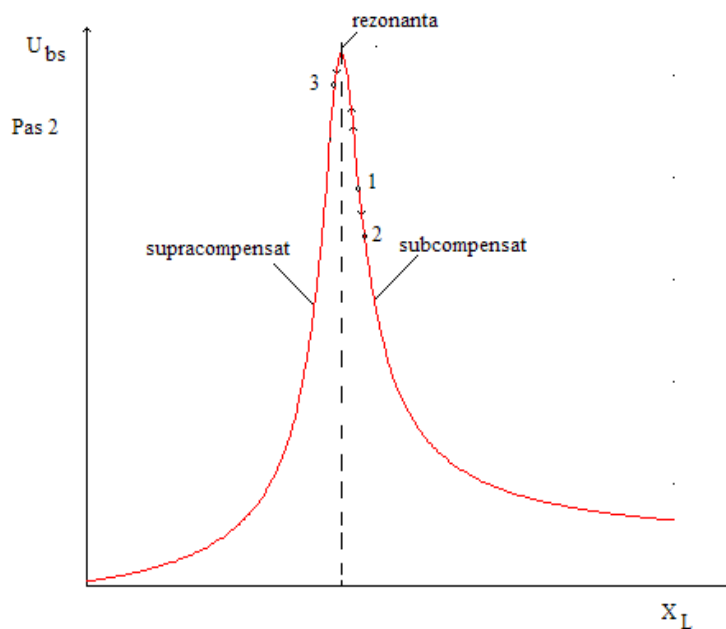


Fig. 6.2a Situația 1. Starea/regimul initial: subcompensat, Pas 2

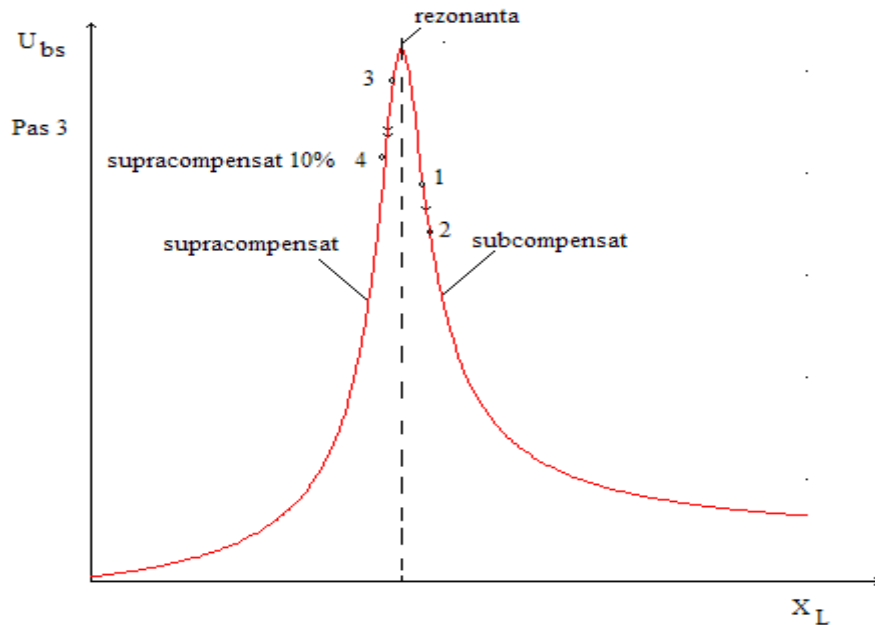


Fig. 6.2a Situația 1. Starea/regimul initial: subcompensat, Pas 3

Situația 2. Starea/regimul initial: supracompensat

În situația 2 se consideră că bobina de stingere este astfel reglată încât se asigură un regim de funcționare al rețelei de medie tensiune supracompensat 20% și dorim să o reglăm astfel încât să asigure un regim de funcționare supracompensat 10%. Pașii parcurși în acest caz sunt prezentați în fig. 5.2b. pentru a ajunge în regimul de supracompensare dorit, rețeaua funcționând într-un astfel de regim, se vor parcurge următorii pașii: pasul 1 se mărește valoarea reactanței X_L până când curentul din bobina de stingere înceapă să scadă, punctul 2 din caracteristica $U_b(X_L)$ – fig.5.2b, și se va memora valoarea maximă a curentului prin bobină; pasul 2 se micșorează valoarea reactanței X_L din punctul 2 până când curentul prin bobina de stingere devine 90% din valoarea maximă a acestuia ajungându-se în punctul 3 al cracteristicii $U_b(X_L)$ – fig.5.2b.

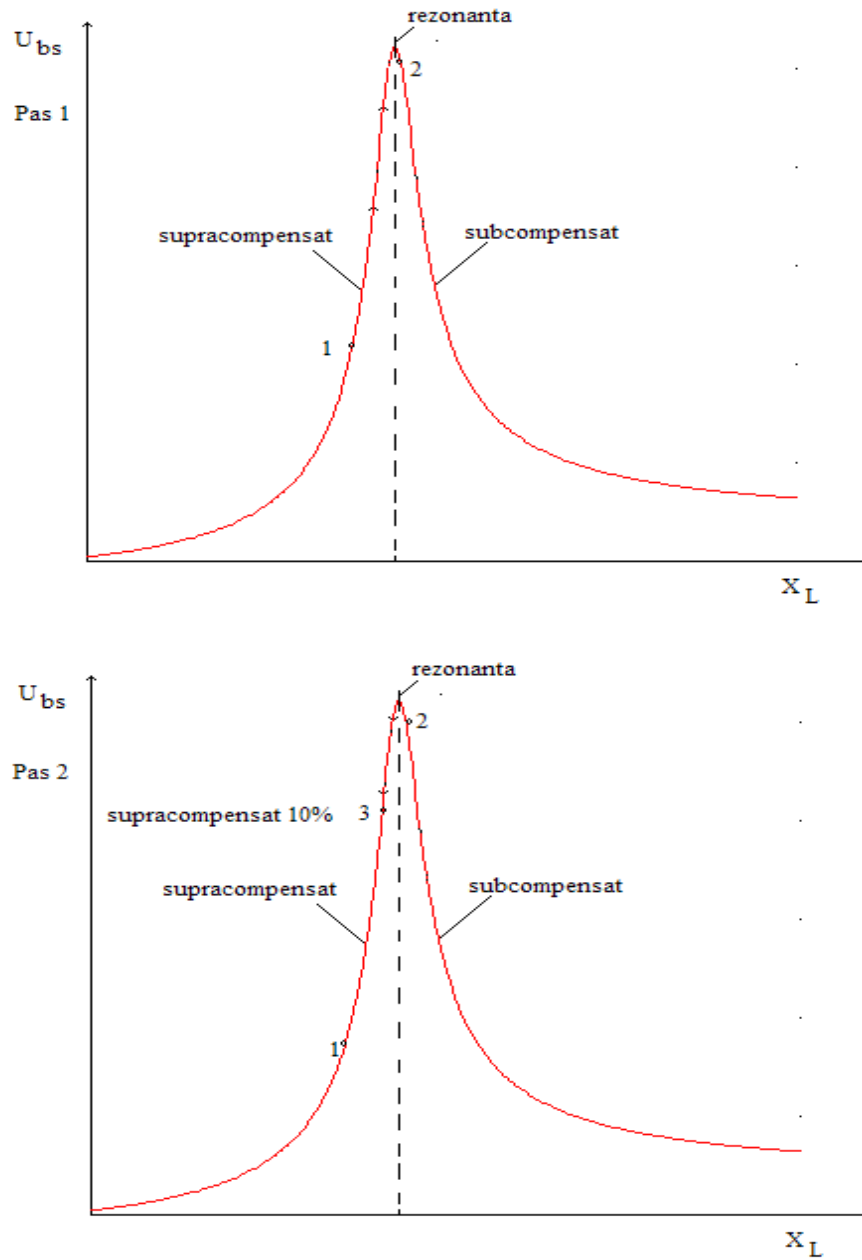


Fig. 6.2b rețeaua se găsește în regim e supracompensare și se modifică gradul de supracompensare

În fig. 6.3 este prezentată schema bloc a echipamentului digital de reglaj automat al bobinei de stingere, care conține următoarele blocuri: blocul de intrare

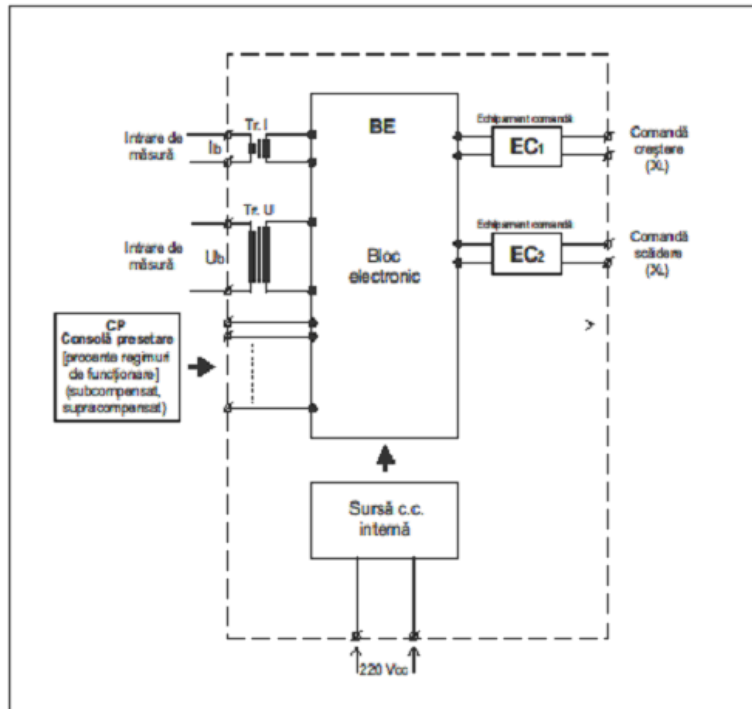


Fig.6.3 Schema blocului digital de reglaj automat al bobinei

curent bobină de stingere; bloc intrare tensiune bobină de stingere; consolă presetare regim de funcționare al rețelei de medie tensiune; bloc electronic; sursă de cc; echipament de comandă creștere X_L , respectiv micșorare X_L .

Pentru a putea regla valoarea reactanței bobinei de stingere într-un timp cât mai scurt aceasta trebuie să se facă prin schimbarea punctului de funcționare al bobinei pe caracteristica de magnetizarea $B(H)$ a miezului magnetic aferent bobinei, deci nu pot fi utilizate bobinele de stingere prevăzute cu un întrefier și la care inductanța se reglează prin modificarea lungimii întrefierului.

6.3. Bobină de stingere cu magnetizare complementară în curent continuu

Funcționând în regim normal supracompensat, în caz de avarie, la punerea la pământ a unei linii electrice, rețeaua de medie tensiune trece într-un regim de supracompensare mai mare, curentul la locul de defect crescând și el, deci se îndepărtează de valoarea cea mai mică, la rezonanță, teoretic zero, care să favorizeze – la prima trecere prin zero a tensiunii alternative – stingerea arcului la locul de defect. Adăugând la aceasta și valoarea curentului activ datorat izolației – în general înrăutățită – a rețelei și șansele de stingere a arcului, prin anularea (compensarea) curentului la locul de punere la pământ scad.

Prin urmare este de dorit să se acționeze astfel încât valoarea curentului la locul de defect la o simplă punere la pământ să fie de valoare minimă, adică bobina de stingere să fie reglată astfel încât rețeaua să funcționeze într-un regim cât mai apropiat de cel de rezonanță chiar în timpul defectului. O astfel de reglare a bobinei de stingere, într-un timp cât mai scurt nu se poate realiza decât printr-un control electronic.

Bobinele cu ploturi, ori cele cu reglajul întrefierului, nu permit un reglaj rapid, așa încât vom recurge la o bobină cu magnetizare complementară în curent continuu pentru modificarea reactanței X_L a bobinei de stingere. În fig. 6.4 este prezentată schema de principiu a unei bobine de stingere comandată magnetic cu ajutorul unei bobine secundare parcursă de curent continuu. O astfel de bobină conține înfășurarea principală și înfășurarea de comandă. Bobina de stingere fiind realizată pe un circuit magnetic închis valoarea reactanței X_L se poate modifica prin schimbarea numărului de spire, adică înfășurarea principală să fie prevăzută cu prize pentru a putea modifica numărul de spire sau prin modificarea permeabilității circuitului magnetic, deci schimbarea punctului de funcționare a acestuia. Prin modificarea numărului de spire al înfășurării principale reactanța X_L a bobinei de stingere poate fi modificată doar în trepte, ceea ce nu este convenabil din punct de vedere al controlului continuu al regimului în care funcționează rețeaua de medie tensiune. Din acest motiv varianta a doua este mai potrivită deoarece permite modificarea continuă a reactanței X_L .

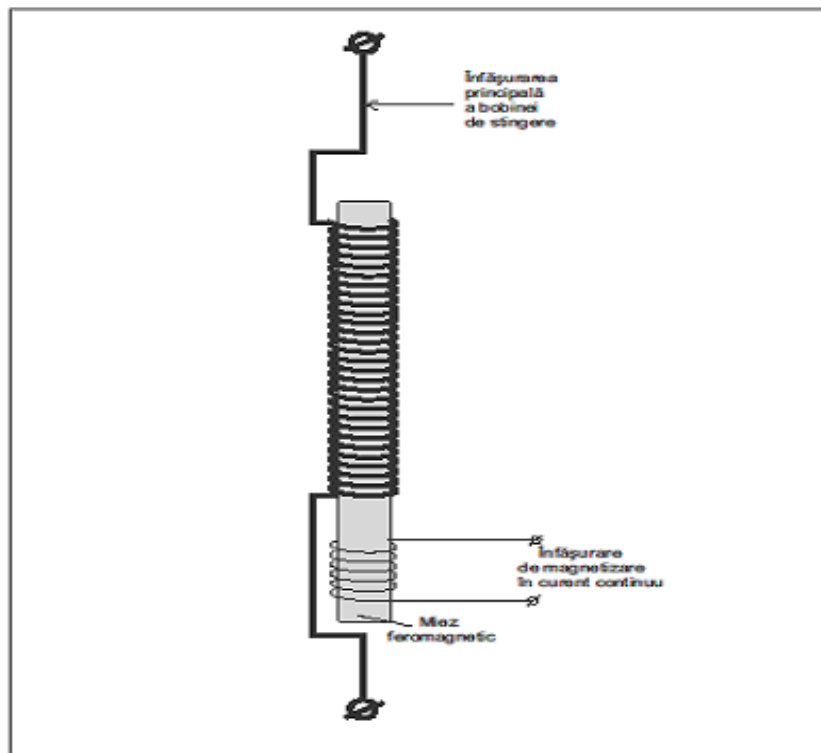


Fig.6.4 Schema de principiu a bobinei echipată cu înfășurare suplimentară de magnetizare în curent continuu

Pentru a se putea regla valoarea reactanței X_L în limite largi, cu ajutorul înfășurării suplimentare este necesar ca circuitul magnetic al bobinei de stingere să fie închis și materialul din care este realizat circuitul magnetic să fie de calitate, adică permeabilitatea magnetică relativă să se modifice funcție de poziția punctului de funcționare, în limite foarte largi. Calitatea materialului din care este realizat circuitul magnetic al bobinei de stingere determină și greutatea circuitului magnetic deci implicit a bobinei de stingere. Desigur este de dorit să se realizeze bobine de stingere cu greutate cât mai mică.

În fig. 6.5 este reprezentată schema de ansamblu al sistemului de reglare automată a reactanței bobinei de stingere împreună cu bobina de stingere.

Principalele elemente ce intervin în schema din fig. 6.5 sunt: transformatorul de curent (TCB) – prin care se controlează valoarea curentului prin bobina de stingere; transformatorul de tensiune (TTB) – prin care se controlează tensiunea la bornele bobinei de stingere; consola de presetare (CP) – cu ajutorul căreia se va seta regimul în care funcționează rețeaua de medie tensiune; blocul electronic (BE) – care permite calculul reactanței bobinei de stingere; circuit analiză alternanță sinusoidă (CAAS) – permite selectarea alternanței pozitive, respectiv negative a unei sinusoide; echipament comandă (EC_1) – comandă creșterea brută a reactanței X_L ; echipament comandă (EC_2) – comandă scăderea brută a reactanței X_L ; comutatoare statice – asigură redresarea tensiunii alternative; sursă de curent continuu reglabilă; reglajul de frecvență; înfășurarea principală a bobinei de stingere; înfășurarea de comandă a bobinei de stingere.

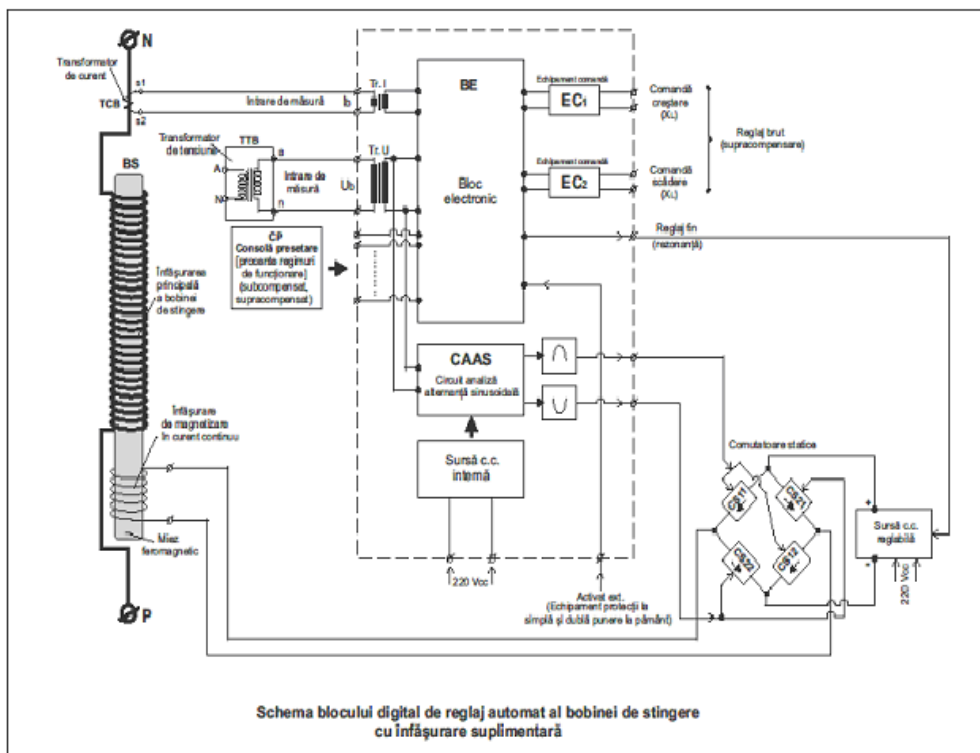


Fig.6.5. Schema blocului digital de reglaj automat al bobinei pentru bobina cu înfășurare suplimentară

Prin controlul curentului prin bobină și a tensiunii la bornele acesteia se poate determina reactanța bobinei de stingere dacă se neglijează rezistența acesteia, simplificare acceptată în literatura de specialitate. Echipamentul de comandă permite mărirea respectiv micșorarea reactanței X_L adică permite realizarea pașilor prezentați în diagramele din fig. 6.2a și b. Rursa de cc comandată permite reglarea valorii curentului prin înfășurarea de comandă a bobinei de stingere, deci schimbarea punctului de funcționare e miezului feromagnetic ceea ce va conduce la modificarea inductanței bobinei de stingere, deci a reactanței X_L , într-un timp foarte scurt.

Din analiza efectuată în capitolul 3 privind influența regimului de funcționare al rețelei asupra solicitării izolației fazelor fără defect, precum și a posibilităților de sesizare selectivă, prin protecții, a defectelor de tipul simplă punere la pământ rezultă că un control eficient al bobinei de stingere se poate face numai dacă valoarea curentului capacitiv total al rețelei de medie tensiune este sub 100A. Aceasta ne permite să afirmăm că atunci când curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune depășește valoarea de 100A tratarea neutrului cu bobină de stingere devine ineficientă, deci implicit reglarea automată a acesteia.

6.4. Bibliografie Capitolul 6

- [1] L.M. Goia, T. Ișfanu, G. Bălan, A. Tănăsescu, *Tratarea neutrului rețelelor de medie tensiune*. Editura Tehnică, București, 1985;
- [2] Traian G. Ionescu, Anibal Baciuc, *Rețele electrice de distribuție*, Editura Tehnică 1981.
- [3] M. Bonanno, G. Picciolo, G. Tina, *Neutral grounding in MV industrial power distribution systems: Italian standards comparison*, IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna, Italy, 2003;
- [4] Dan Basarab Guzun, Alexandru DINA, Gheorghe Comănescu, *Operational reliability of the 6-20 kv grids using smart systems for monitoring and fault clearance operations in the grids with the neutral non-earthed*, 2008 INTERNATIONAL WORLD ENERGY SYSTEM CONFERENCE, Iași 2008;
- [4] Lian Hongbo, Tan Weipu, Li Wenfeng, Yang Yihan, *Research on new compensation mode in MV Power Network*, IEEE 2004.
- [5] *** EDCSys, *Earthfault Detection and Control System. Operating Manual*. 2007-02-23_01 A-Eberle;
- [6] *** REGSys, Petersen – Coil Controller. *REG-DP with optional Current Injection. Operating Manual*. 2007-02-23_03 A-Eberle;
- [7] Jeff Roberts, dr. Hector J. Altuve, dr. Daqing Hou, *Review of ground fault protection methods for grounded, ungrounded and compensated distribution systems*, SEL, USA 2001.
- [8] A.V. Wishtibeev, *Conceptual technique medium voltage networks protection against ground fault strategy and practice*, International Journal on „Technical and Physical Problems of Engineering”, ISSN 2077-3528, 2011.
- [9] Stuart van Zyl, *High resistance neutral earthing of MV networks with embedded generation*, Energize, 2009.
- [10] Goia Miron Laurențiu, Zimand Rudolf, Dâmboveanu Vasile, *Procedeu și echipament de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune*. Brevet de invenție, București, 1996.

- [11] Andrew Cochran, *Grounding of industrial power systems*, Electrical Business, Canada, 2002.
- [12] O. Chilard, G. Donnart, D. Renon, *EDF patented protection „PDTR” against resistive phase-to-ground faults in compensated MV distribution*, 18th International Conference on Electricity Distribution, CIRED - Turin, Italy, 2005.
- [13] Petr Toman, Jaroslava Orsagova, Jaromir Dvorak, David Topolaneck, *The influence of the additional earthing of the affected phase during earth fault on safety of distribution networks*, 21th International Conference on Electricity Distribution, CIRED - Frankfurt, Germany, 2011.
- [14] Jan Berggren, Lars Hammarson, *Novel method for selective detection of earth faults in high impedance grounded distribution networks*, 18th International Conference on Electricity Distribution, CIRED - Turin, Italy, 2005.
- [15] Manfred Wurm, *Earth fault distance localization in inductive earthed network by means of distance protection relays*, 21th International Conference on Electricity Distribution, CIRED - Frankfurt, Germany, 2011.
- [16] Janne Altonen, Ari Wahlroos, Matti Pirskanen, *Advancements in earth – fault location in compensated MV - networks*, 21th International Conference on Electricity Distribution, CIRED - Frankfurt, Germany, 2011.
- [17] Miguel Louro, Mario Lemos, Luis Marcelino Ferreira, Pedro Carvalho, Fernando Carvalho, *Fault location in Portuguese MV networks*, 21th International Conference on Electricity Distribution, CIRED - Frankfurt, Germany, 2011.
- [18] Toader, D., Blaj, C., Haragus, S., *Electrocution danger evaluation for broken and grounded conductor*, The International Conference on computer as a tool, vols 1-6, Pages: 1161-1166, EUROCON 2007.
- [19] Marusic A, Franckovic D, *Earthing of previously unearthed medium voltage networks* Proc. of the 5th WSEAS/IASME Int. Conf. on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines, Tenerife, (pp273-279), Spain, December 2005.
- [20] Jabar H. M., Megahed A. I., *A Wavelet-FIRANN, Technique for High-Impedance Arcing Faults Detection in Distribution Systems*, Proceedings The International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Paper No. IPST05 – 035, Canada, June 2005.
- [21] Toader D., Ruset P., Hategan I., Deaconu I., Pinte N., *Selective detection of simple and double grounding with in the medium electrical voltage networks with compensated*, Proceeding of the Power Tech, Bucuresti 2009.
- [22] Rușeț P., Pinte N., Postolache P., Nitu C., Gal S., Oltean M.- *Theory Of Informational Species And Its Implications In The Power Sistem Protection, Measurement And Control Systems*, IEEE - Power Tech, București, 2009

7.CONCLUZII GENERALE ȘI CONTRIBUȚII PERSONALE

7.1. Concluzii generale

Obiectivul principal al acestei lucrari a fost analiza modului în care caracteristicile rețelelor de medie tensiune (curentul capacitiv total, starea izolației, metoda de tratare a neutrului, ș.a.) influențează fiabilitatea rețelei precum și continuitatea în alimentare a consumatorilor. Pentru rețeaua de medie tensiune având neutrul tratat prin bobină de stingere s-a analizat modul în care regimul de funcționare al rețelei de medie tensiune influențează comportamentul acesteia în timpul unui defect de tipul simplă punere la pământ, respectiv dublă punere la pământ. Această analiză s-a făcut și în vederea elaborării unei soluții optime de funcționare a bobinei de stingere, respectiv conceperea unui echipament numeric destinat reglajului acesteia în cazul rețelelor de medie tensiune, având neutrul tratat prin bobină de compensare.

Din studiul efectuat rezultă următoarele concluzii mai importante:

- Curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune are un rol determinat în comportarea rețelei de medie tensiune pe durata unui defect de tipul simplă punere la pământ;
- Regimul în care funcționează rețeaua de medie tensiune (deci reglajul bobinei de stingere) are un rol foarte important asupra solicitării izolației fazelor fără defect pe timpul cât în rețeaua de medie tensiune există o simplă punere la pământ;
- Timpul necesar detectării unui defect de tipul simplă punere la pământ este esențial din punct de vedere al transformării acestuia într-un defect multiplu;
- Lungimea liniei până la locul de defect în cazul unei simple puneri la pământ practic nu influențează valoarea tensiunii de secvență zero a barelor de medie tensiune din stația de transformare, valoarea curentului de la locul de defect și valorile curenților de secvență zero ai liniilor fără defect;
- Lungimea liniei până la locul de defect în cazul unei duble puneri la pământ influențează valoarea tensiunii de secvență zero a barelor de medie tensiune din stația de transformare, valoarea curentului de la cele două locuri de defect precum și valorile curenților de secvență zero ai celor două linii cu defect;
- Dacă defectul de tipul dublă punere la pământ se produce pe aceeași linie curentul de secvență zero al acesteia va avea o valoare foarte scăzută, deci nu poate fi folosit ca mărime care să permită sesizarea acestui defect;
- Influența valorii rezistenței de trecere la locul simplei puneri la pământ asupra valorii tensiunii de secvență zero a barelor de medie tensiune din stația de transformare, valorii curentului de la locul de defect și valori curenților de secvență zero ai liniilor fără defect este puternic influențată de regimul în care funcționează rețeaua de

- medie tensiune, de starea izolației rețelei și de valoarea curentului capacitiv total al acesteia;
- La valori mici ale curentului capacitiv total al rețelei de medie tensiune impedanței de secvență zero văzută de la locul de defect este puternic influențată de regimul în care funcționează rețeaua. Astfel pentru curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune de 23A dacă rețeaua funcționează în regim de supracompensare sau subcompensare de până la 15%, valoarea impedanței de secvență zero se modifică față de valoarea din regim de rezonanță cu 76%.
 - Valoarea maxima a impedantei de secventa zero (regim de rezonanta) nu are o dependenta liniara functie de valoarea curentului capacitiv total al retelei de medie tensiune. Astfel la dublarea valorii curentului capacitiv al retelei de medie tensiune, de la 23A la 46A, valoarea maxima a impedantei de secventa zero scade de 2,62 ori nu de doua ori.
 - La rețeaua care are curentul capacitiv total 60A se constata că valoarea maximă a impedanței de secvență zero comparativ cu cea din cazul când curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune este 23A este mai mică de 3,94 ori, respectiv de 1,5 ori față de cazul când curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune este 46A, atunci cand argumentul impedantei capacitive este 89° . Dacă argumentul impedanței capacitive este 85° valoarea maximă a impedanței de secventa zero este de 10,5 ori mai mică față de cea a rețelei al cărui curent capacitiv este 23A, respectiv de 1,17 ori mai mică față de cea a rețelei al cărui curent capacitiv este 46A. De asemenea, dacă argumentul impedanței capacitive este 80° valoarea maxima a impedantei de secventa zero este de 21 ori mai mică față de cea a rețelei al cărui curent capacitiv este 23A, respectiv de 1,33 ori mai mică față de cea a rețelei al cărui curent capacitiv este 46A.
 - Atunci când curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune este 100A se constată o dependență imortantă a argumentului impedanței de secvență zero funcție de valoarea reactanței bobinei de stingere si starea izolației rețelei de medie tensiune. În intervalul 75Ω - 150Ω al reactanței X_{BS} argumentul impedanței de secvența zero variază între 75° și -80° dacă argumentul impedanței capacitive este 89° , între 70° și -70° dacă argumentul impedanței capacitive este 85° , respectiv între 60° si -52° dacă argumentul impedanței capacitive este 80° . Intervalul de variație al argumentului impedanței de secventa zero este mare chiar si in cazul in care izolatia rețelei de medie tensiune este îmbatranită, deci această mărime poate fi utilizată pentru a controla regimul de funcționare al rețelei de medie tensiune. De asemenea, se constată că valoarea maximă a impedanței de secvență zero este $5,2k\Omega$ dacă argumentul impedanței capacitive este 89° , $3,9k\Omega$ dacă argumentul impedanței capacitive este 85° , respectiv $1,75k\Omega$ dacă argumentul impedantei capacitive este 80° . Aceaste valori sunt mult mai scăzute față de valorile obținute pentru rețele de medie tensiune la care curentul capacitiv total este 23A, 46A, 60A. Deci, în acest caz cu ajutorul bobinei de stingere nu se mai pot obține valori mari pentru impedanța de secvență zero a rețelei de medie tensiune, ceea ce conduce la scaderea eficacității bobinei de stingere. Din acest motiv

- se impune limitarea valorii curentului capacitiv total pentru rețeaua de medie tensiune legată galvanic, adică pe aceeași bară din stația de transformare la maxim 100A.
- Atunci când curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune este 120A se constată că valoarea maximă a impedanței Z^0 este $3,9k\Omega$ dacă argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 89° , adică este mai mică față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 23A de 16,15 ori; de 6,15 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 46A; de 4,1 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 60A și de 1,34 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 100A. Dacă izolația rețelei este mai puțin performantă, adică argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 85° valoarea impedanței Z^0 este $2,3k\Omega$ adică este mai mică față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 23A de 27,39 ori; de 3,04 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 46A; de 2,39 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 60A și de 1,26 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 100A. Dacă izolația rețelei este mai puțin performantă, adică argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 80° valoarea impedanței Z^0 este $1,4k\Omega$ adică este mai mică față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 23A de 45 ori; de 2,86 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 46A; de 2,3 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 60A și de 1,7 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 100A.
 - Atunci când curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune este 150A se constată că în acest caz valoarea maximă a impedanței Z^0 este $2,3k\Omega$ dacă argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 89° , adică este mai mică față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 23A de 27,39 ori; de 10,43 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 46A; de 6,96 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 60A; de 1,34 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 100A și de 1,7 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 120A. Dacă izolația rețelei este mai puțin performantă, adică argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 85° valoarea impedanței Z^0 este $1,7k\Omega$ adică este mai mică față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 23A de 37,05 ori; de 4,12 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 46A; de 3,12 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul

capacitiv total 60A; de 1,7 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 100A și de 1,35 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 120A. Dacă izolația rețelei este mai puțin performantă, adică argumentul impedanței capacitive a rețelei de medie tensiune este 80° valoarea impedanței Z^0 este $1,1k\Omega$ adică este mai mică față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 23A de 57,27 ori; de 3,64 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 46A; de 2,27 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 60A; de 1,55 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 100A și de 1,27 ori față de cea obținută în cazul când rețeaua de medie tensiune are curentul capacitiv total 120A.

- Din cele prezentate rezultă că valoarea maximă a impedanței de secvență zero este puternic influențată de starea izolației indiferent cât este valoarea curentului capacitiv total al rețelei de medie tensiune.
- În cazul defectelor de tipul dubla punere la pamant regimul în care funcționează rețeaua de medie tensiune nu are importanță mare, valoarea curentului de defect la cele două puneri la pamant este influențată în principal de valorile rezistențelor de trecere la cele două locuri de defect.
- Dacă dubla punere la pamant este pe aceeași linie atunci sesizarea acesteia prin protecția maximă de curent de secvența homopolară devine practic puțin probabilă, motiv pentru care este necesară conceperea unor protecții speciale.
- Determinările experimentale efectuate în rețeaua de medie tensiune reală au arătat că reglarea bobinei clasice (cu întrefier) este greoaie și cu precizie foarte scăzută, ceea ce nu permite cunoașterea cu precizie a regimului în care funcționează rețeaua de medie tensiune.
- Modelul matematic utilizat pentru analiza defectelor de tipul simpla punere la pamant este satisfăcător în ceea ce privește calculul curentilor capacivi ai liniilor fără defect și a tensiunii de secvența zero.
- Acceptarea ca valoarea curentului de defect este triplul curentului de secvența zero al liniei cu defect nu triplul curentului de secvența zero de la locul de defect poate conduce la erori foarte mari.
- Controlul riguros al regimului în care funcționează rețeaua de medie tensiune impune utilizarea unor bobine cu reglaj magnetic al inductanței acestora. Astfel de bobine permit reglarea acestora într-un timp foarte scurt, deci reglajul se poate face în timpul unui defect de tipul simpla punere la pamant. Reglarea bobinei astfel încât să se asigure pentru rețeaua de medie tensiune un regim apropiat de rezonanță conduce la creșterea șansei de eliminare a defectului fără a fi necesară deconectarea liniei.
- Funcționarea în regim normal, fără defect cu bobina astfel reglată încât rețeaua să fie departe de rezonanță face ca tensiunile de fază să alcatuiască un sistem trifazat mai puțin nesimetric chiar în condițiile în care rețeaua de medie tensiune este dezechilibrată

Autorul și-a propus conceperea și realizarea unui echipament care să asigure reglajul automat al bobinei de compensare cu ajutorul căruia să se poată regla bobina de compensare la defecte de tipul simplă sau dublă punere la pământ într-un timp scurt, chiar dacă acestea se produc prin rezistență de trecere la locul de defect de valoare ridicată. Prin aceasta se reduce solicitarea izolației rețelelor de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobină de stingere ceea ce contribuie la creșterea siguranței de funcționare a acestor instalații.

Comparând diversele metode de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune și protecțiile aferente acestora se constată că fiecare din acestea prezintă avantaje și dezavantaje. Pornind de la importanța automatizărilor în sesizarea selectivă, rapidă și sigură a defectelor din rețeaua de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobină de stingere, autorul propune noi soluții privind reglajul specific acestui tip de rețea. Această soluție are avantaje certe în cazul rețelelor de medie tensiune aeriene sau mixte, deoarece în aceste rețele există multe defecte trecătoare.

Dacă se are în vedere faptul că în România rețelele de medie tensiune au în mare măsură o vechime de peste 35 ani, izolația acestora fiind îmbătrânită, rezultă că simplele puneri la pământ nedeconectate într-un timp scurt pot degenera în defecte multiple.

Pentru cazul unei simple puneri la pământ s-a analizat influența acordării bobinei asupra tensiunii de secvență zero pe barele stației și a curentului de defect, rezultând concluzii utile privind soluția optimă de acordare a bobinei.

7.2. Contribuții personale

a) Realizarea unei sinteze a metodelor utilizate pentru tratarea neutrului rețelelor electrice de medie tensiune, evidențiind avantajele și dezavantajele fiecăreia dintre metode. De asemenea, în lucrare este prezentat sintetic modul în care bobina de stingere este racordată la neutrul rețelei de medie tensiune.

b) Introducerea coeficienților de reducere a tensiunii de secvență zero, a curenților capacitivi ai liniilor fără defect, a curentului prin bobina de stingere funcție de valoarea rezistenței de trecere la locul de defect și de caracteristicile rețelei de medie tensiune. Utilizarea acestor coeficienți permite calculul mult mai simplu a marimilor precizate. În lucrare se demonstrează că în cazul unui defect de tipul simplă punere la pământ apropiat de barele de medie tensiune ale stației de transformare cei patru coeficienți sunt identici. Un alt avantaj al acestor coeficienți constă în faptul că valoarea acestora nu depinde de valoarea tensiunii nominale a rețelei de medie tensiune ci doar de condițiile de la locul de defect și caracteristicile rețelei.

c) Analiza modului în care curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune, starea izolației, valoarea rezistenței de trecere la locul de defect și regimul în care funcționează rețeaua influențează coeficienții de reducere a tensiunii de secvență zero, a curenților capacitivi ai liniilor fără defect, a curentului de defect și a curentului prin bobina de stingere.

d) Analiza modului în care curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune și starea izolației influențează dependența impedanței de secvență zero văzută de la locul de defect funcție de valoarea reactanței bobinei de stingere. Este evidențiat faptul că pentru rețele de medie tensiune cu izolație de slabă calitate valoarea impedanței de secvență zero văzută de la locul de defect în regim de rezonanță scade foarte mult și totodată dependența valorii acesteia funcție de reactanța X_L a bobinei de stingere se modifică pronunțat. Din acest motiv reglarea

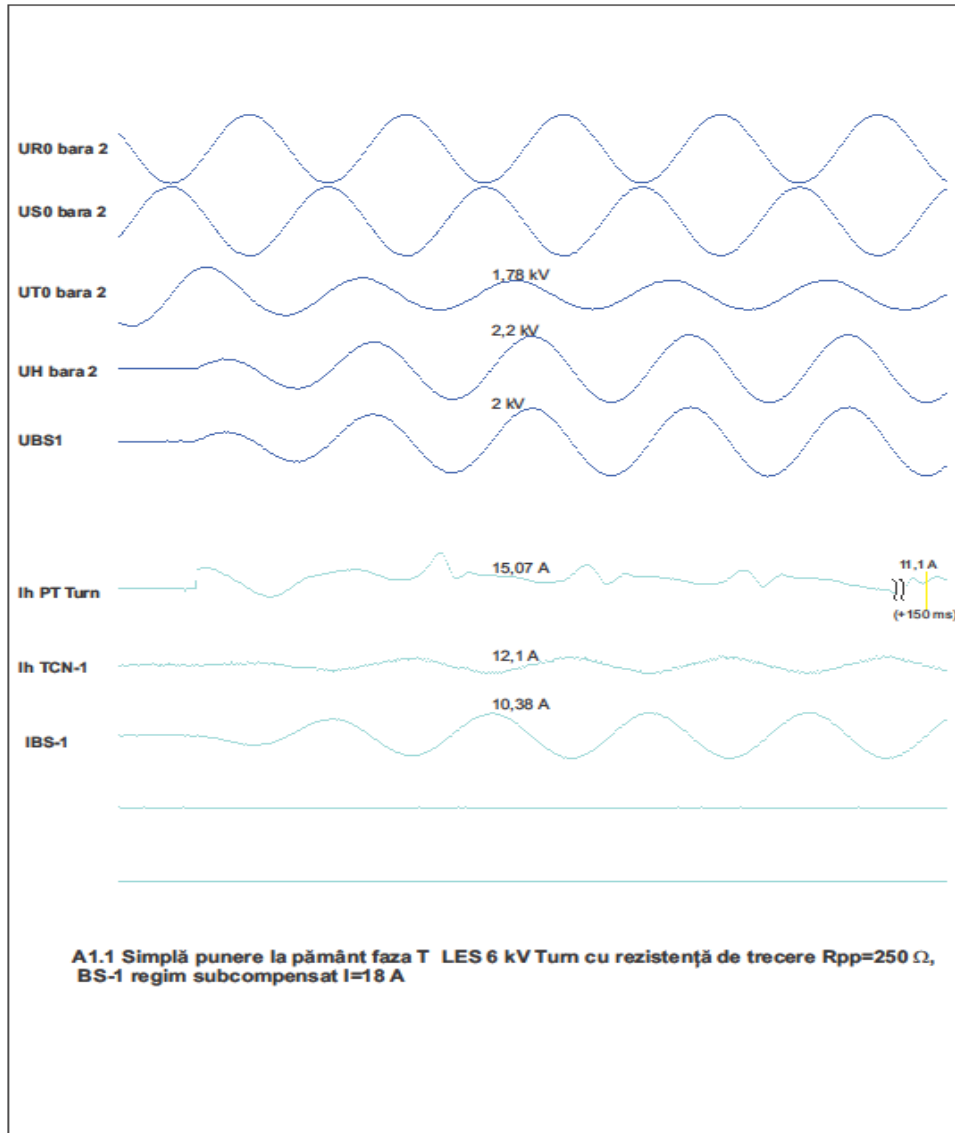
bobinei astfel încât să se asigure pentru funcționarea rețelei de medie tensiune regimul de rezonanță devine foarte dificil.

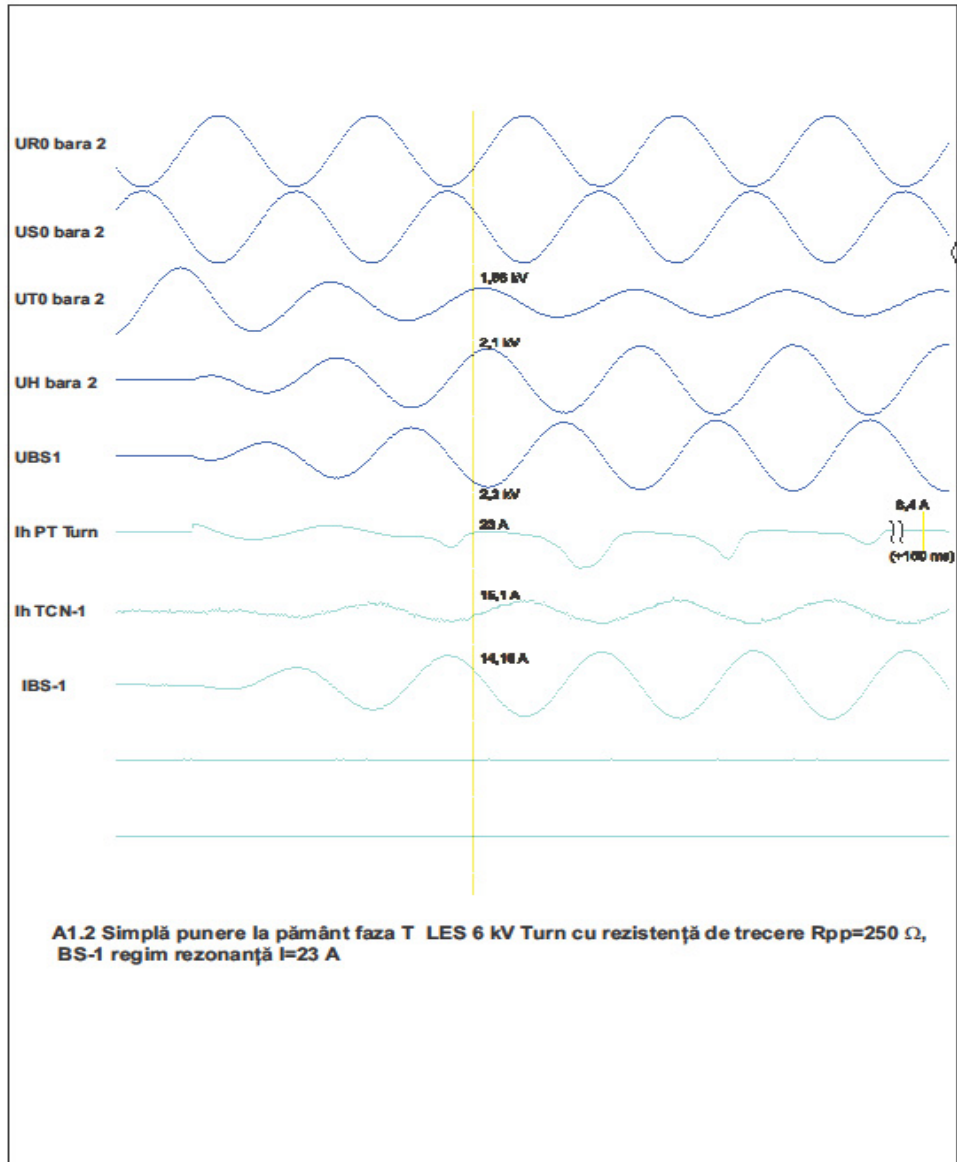
e) Evidențierea faptului că reglarea bobinei de stingere pentru a sigura regimul de funcționare la rezonanță a rețelei de medie tensiune este posibilă dacă se folosește ca mărime de control argumentul impedanței de secvență zero văzută de la locul de defect, mărime mult mai sensibilă la modificarea reactanței X_L decât valoarea acestei impedanțe.

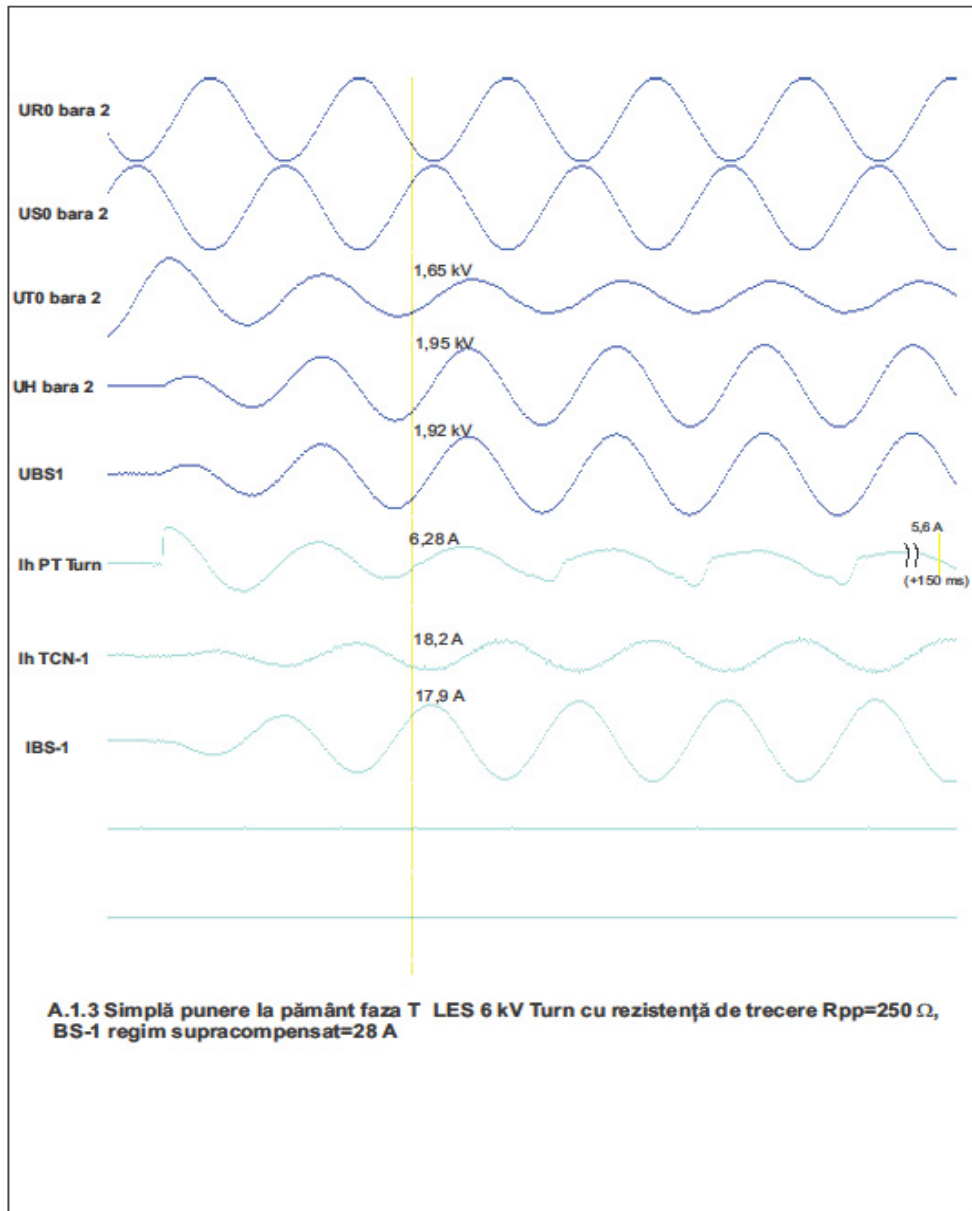
f) Conceperea și realizarea programatorului necesar pentru efectuarea determinărilor experimentale în rețeaua reală de medie tensiune. Programatorul permite comanda momentului de producere a defectului și a echipamentului de înregistrare a tensiunilor și curenților înaintea provocării defectului.

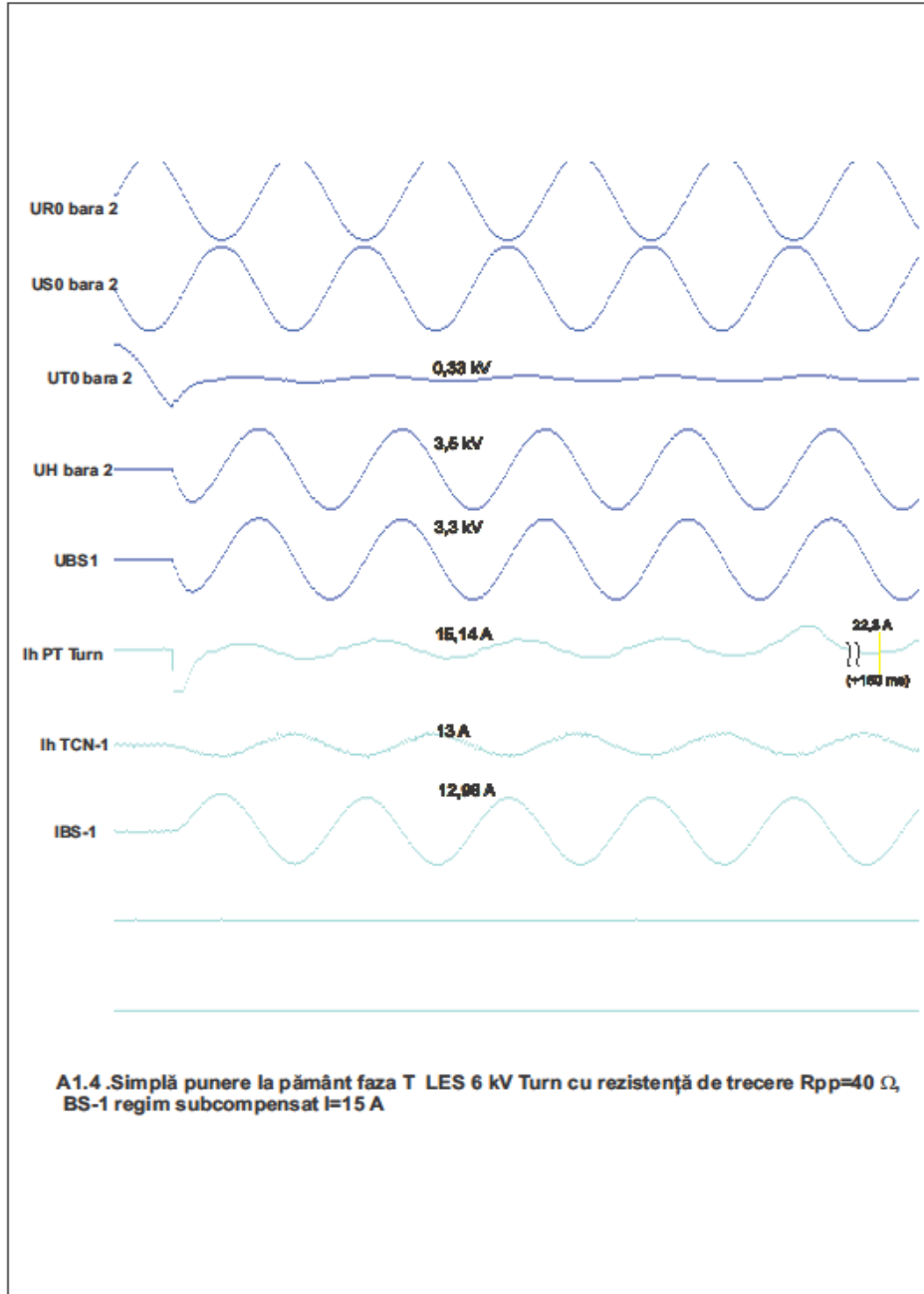
g) Conceperea, realizarea sectorului experimental în rețeaua de medie tensiune reală cu tensiunea nominală 6kV, respectiv 20kV, și efectuarea determinărilor experimentale în cele două sectoare experimentale.

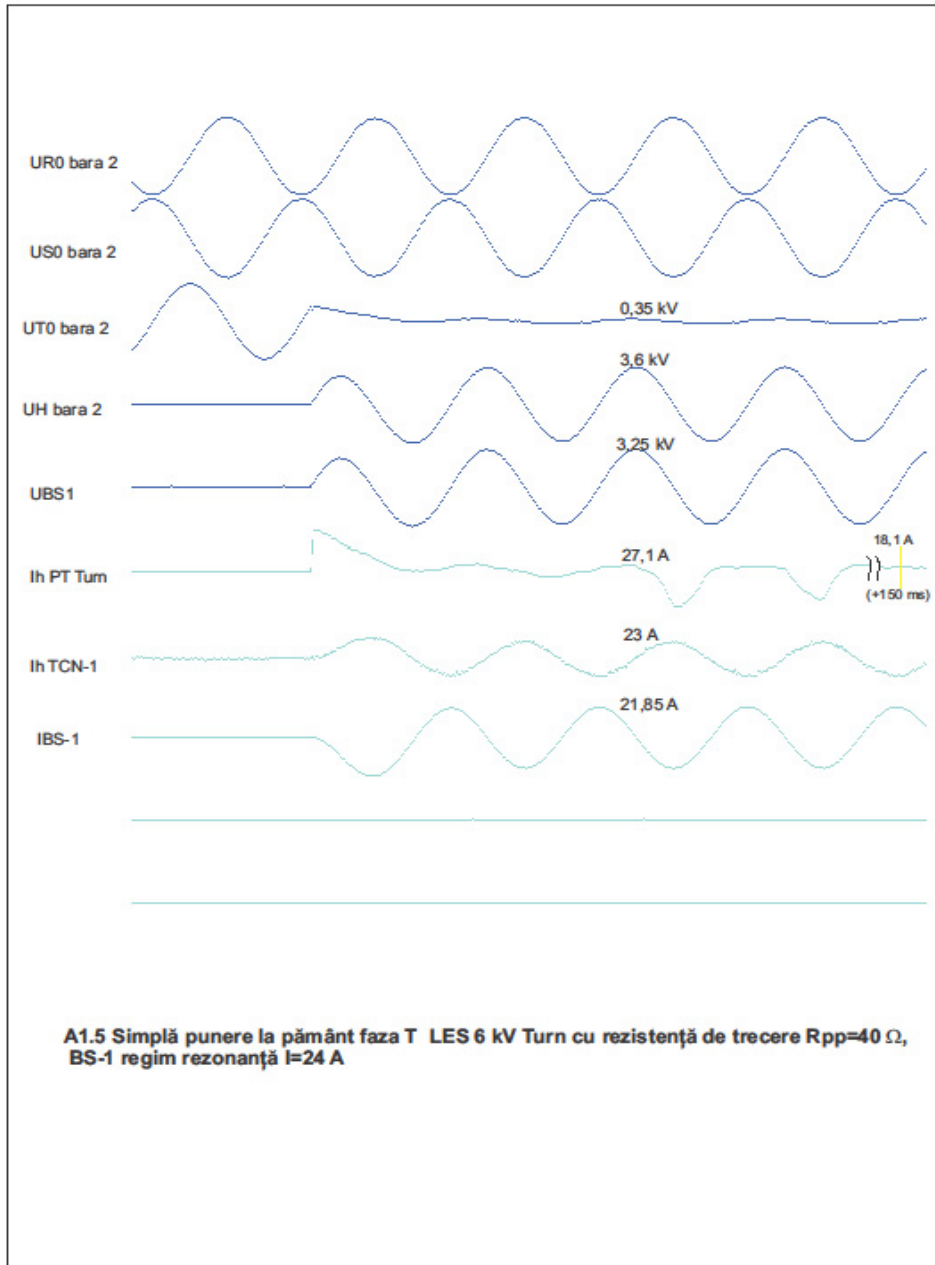
h) Conceperea unei scheme de control digital al valorii inductanței bobinei de stingere astfel încât să se asigure automat regimul de funcționare al rețelei de medie tensiune, regim prestabilit.

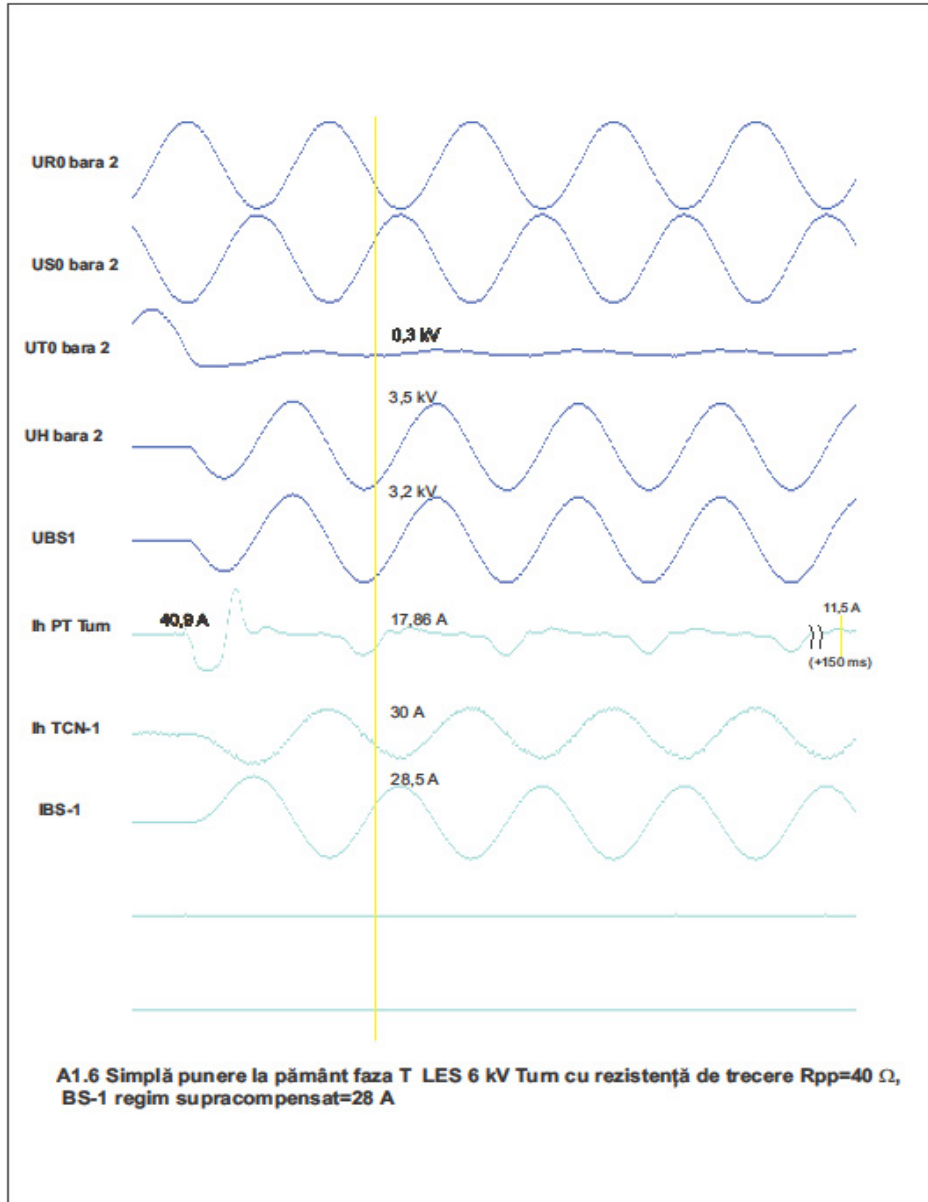


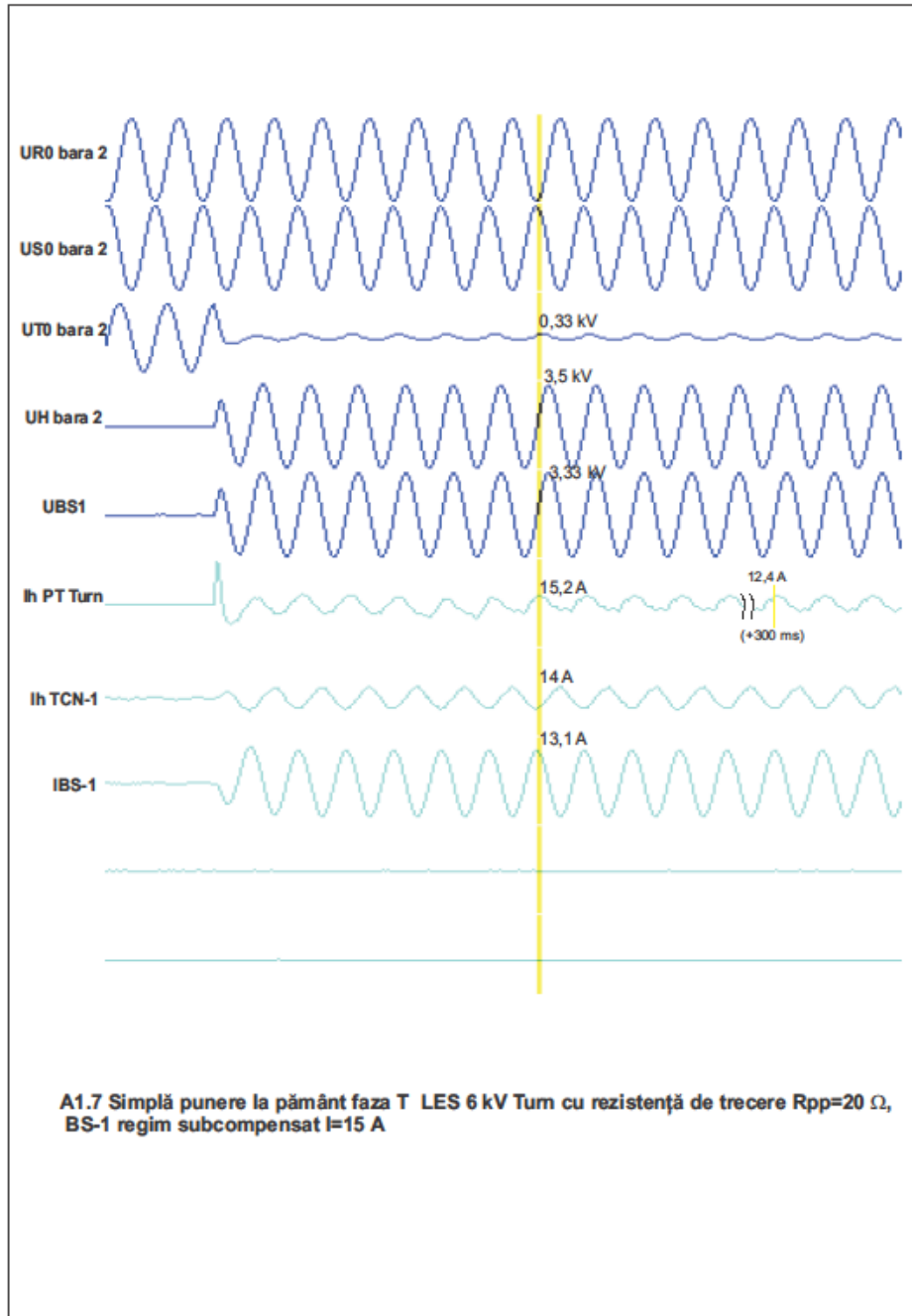


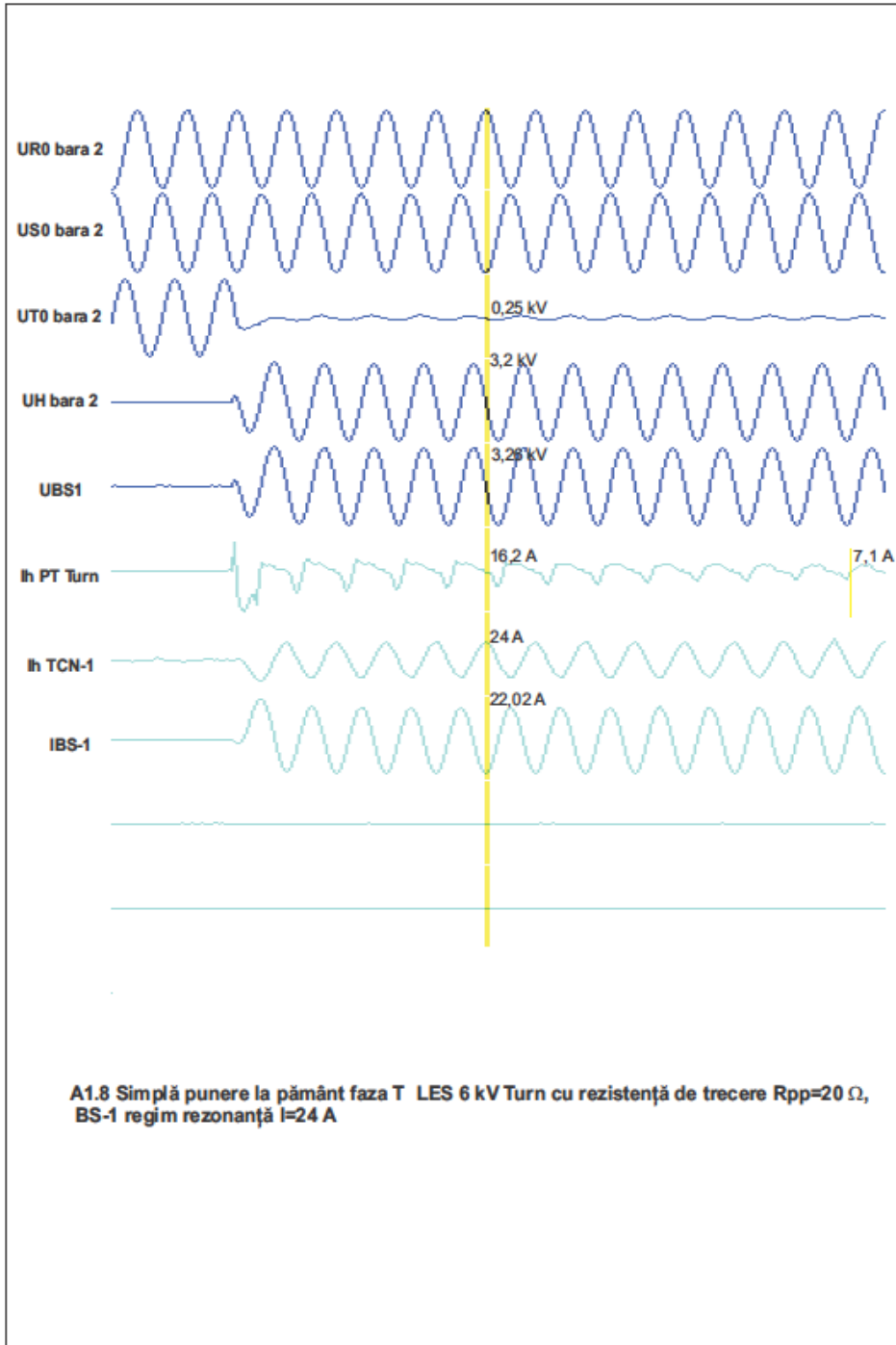


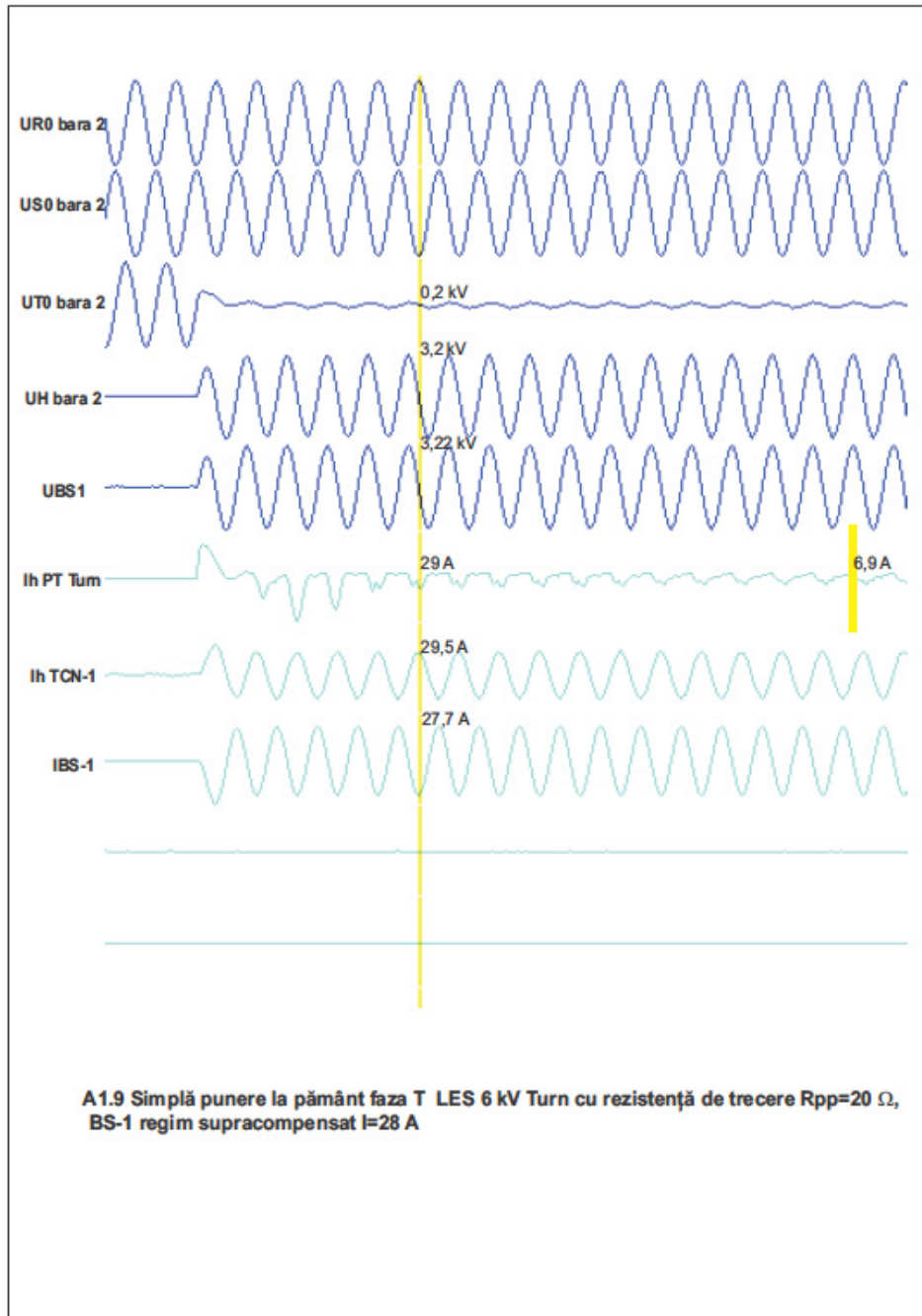


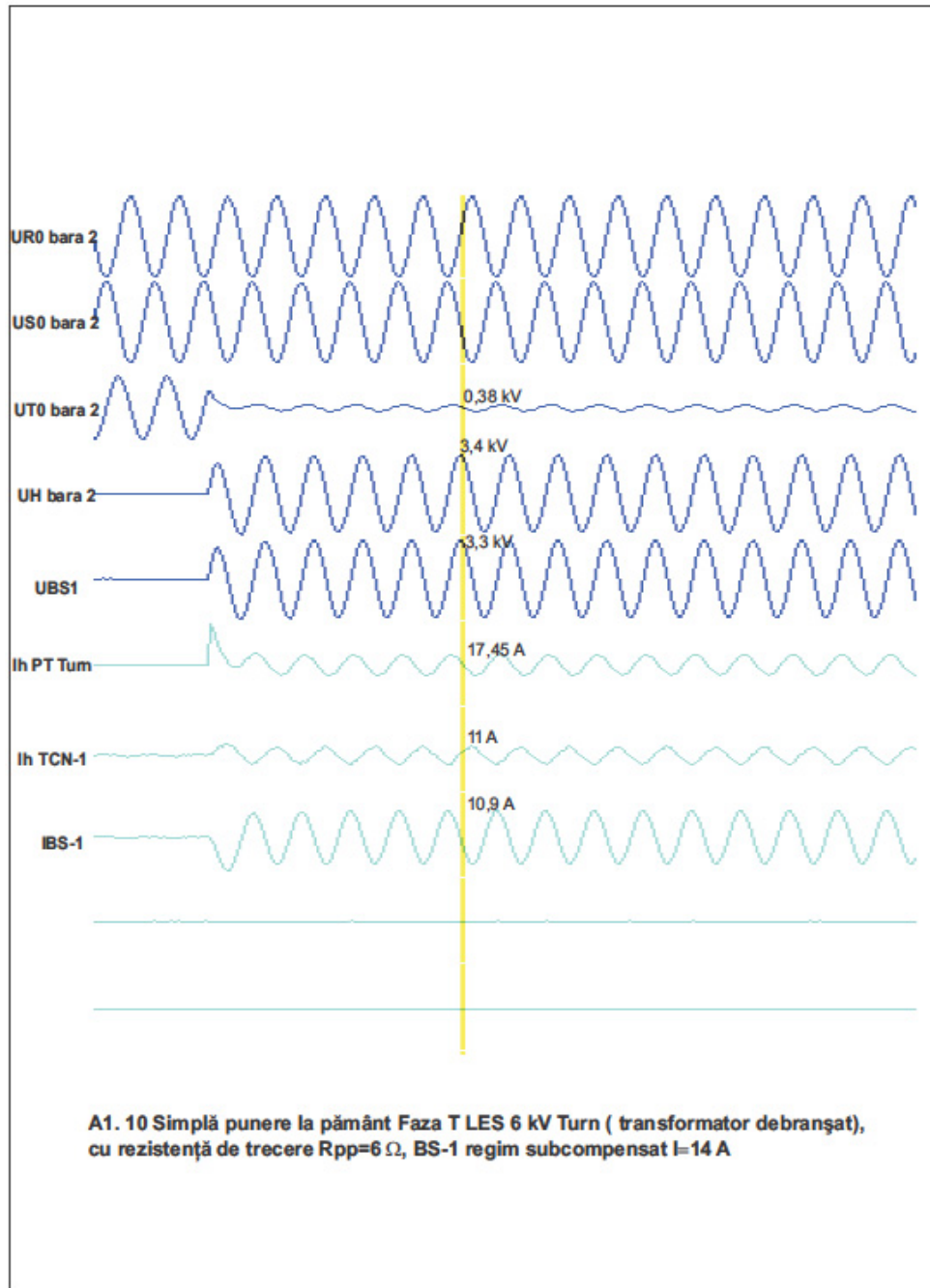


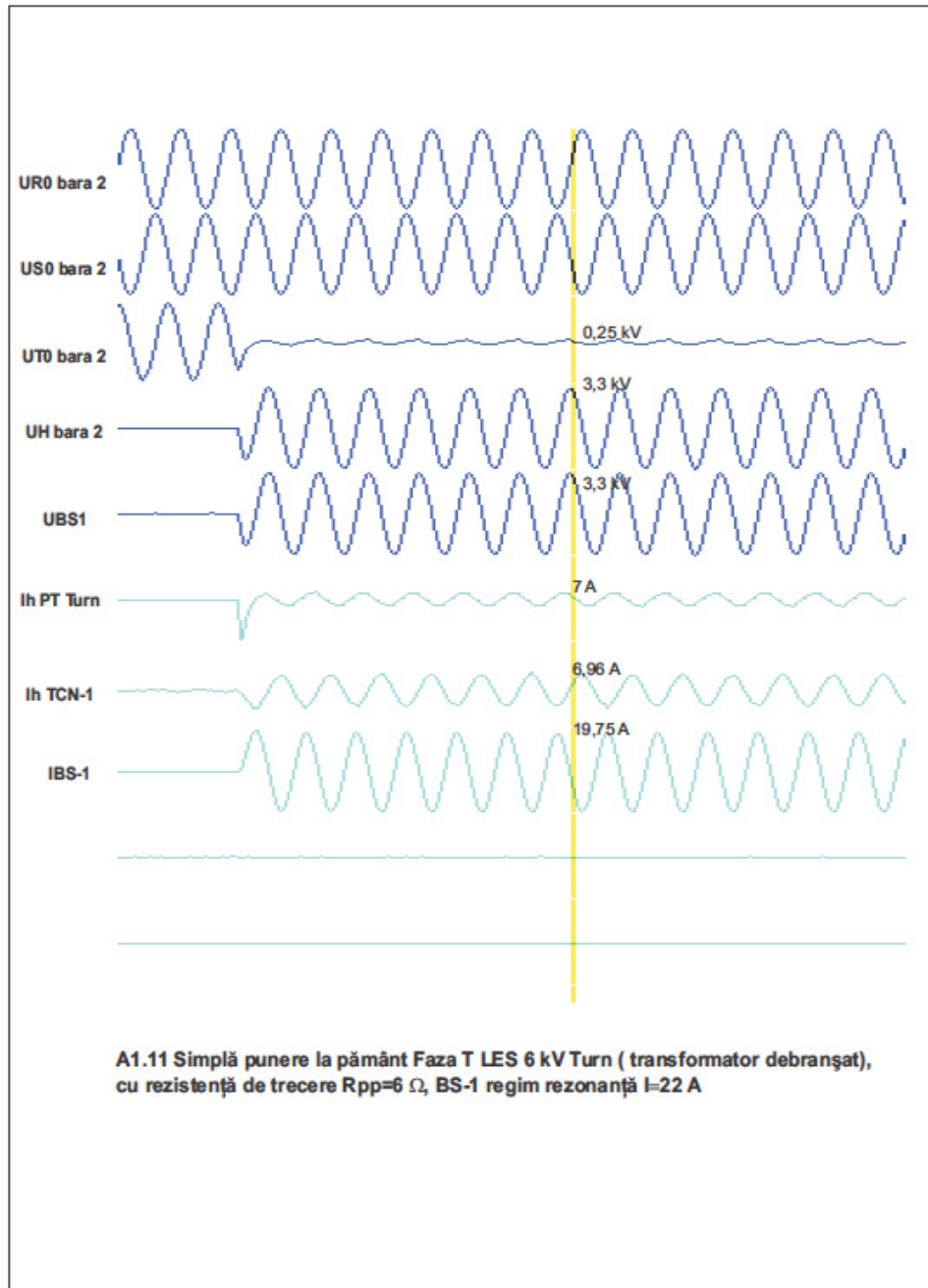


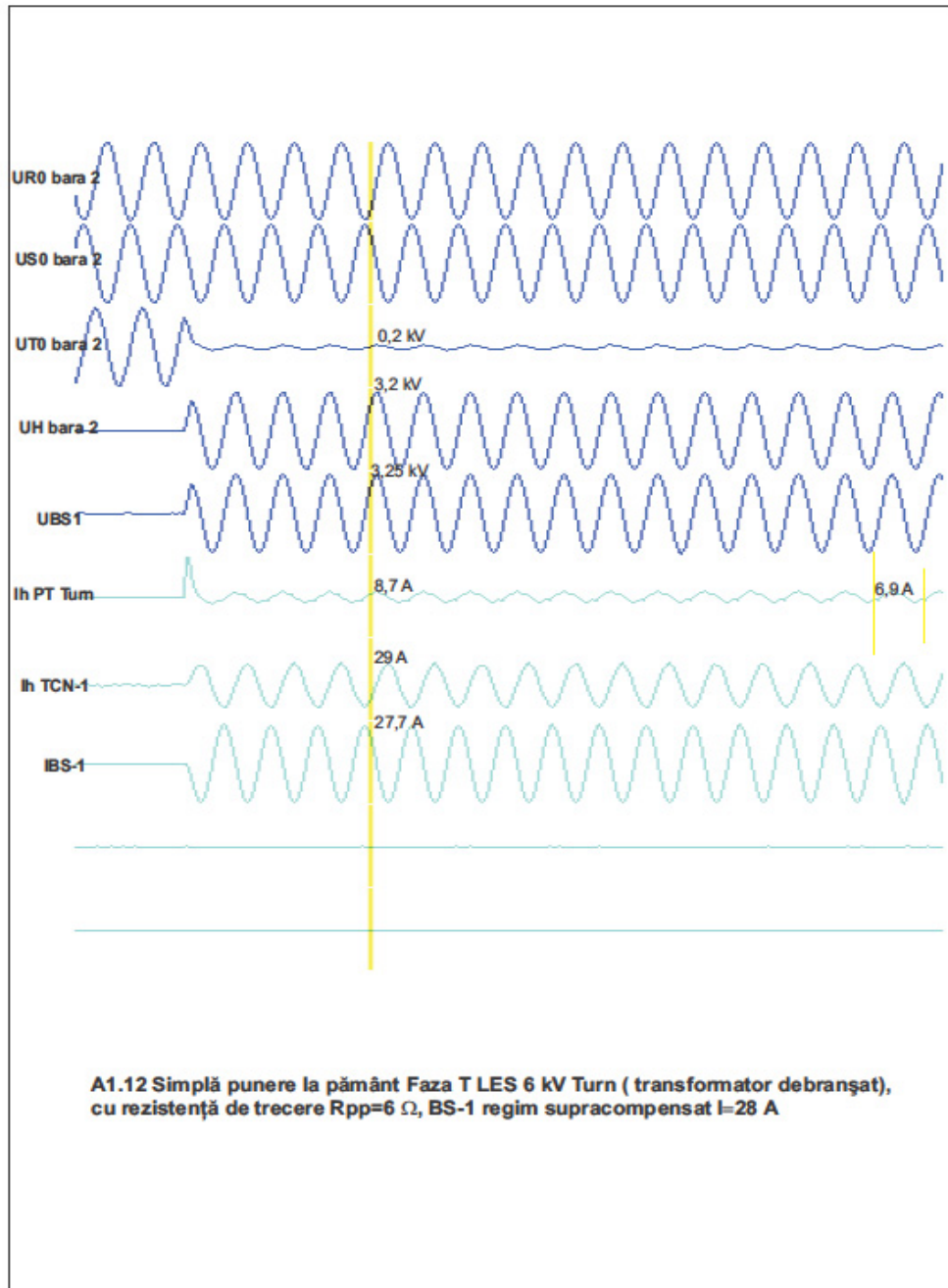


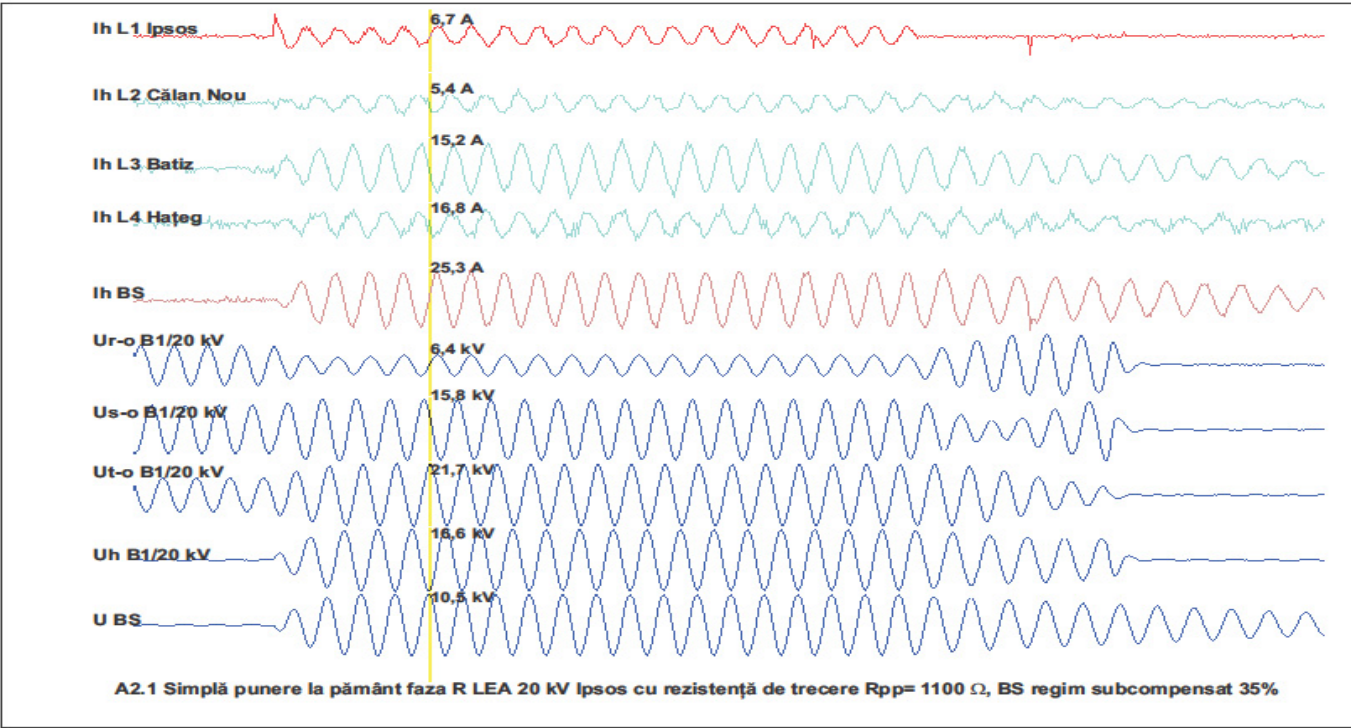


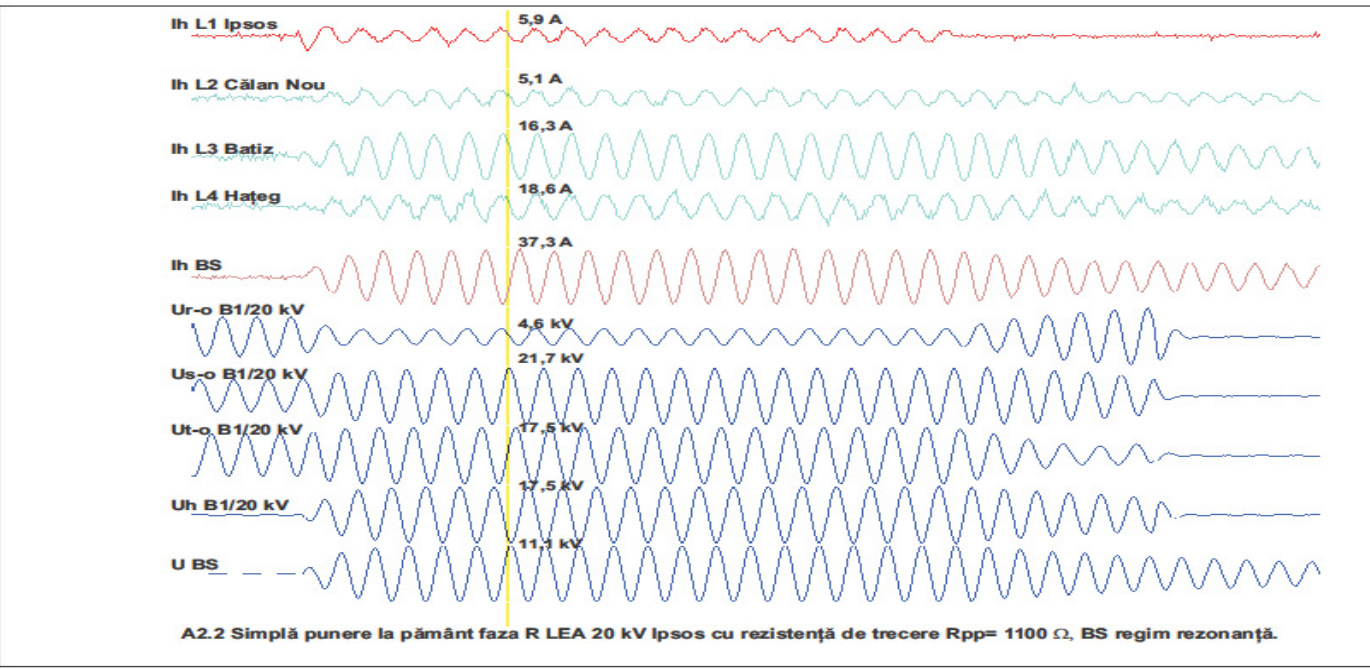


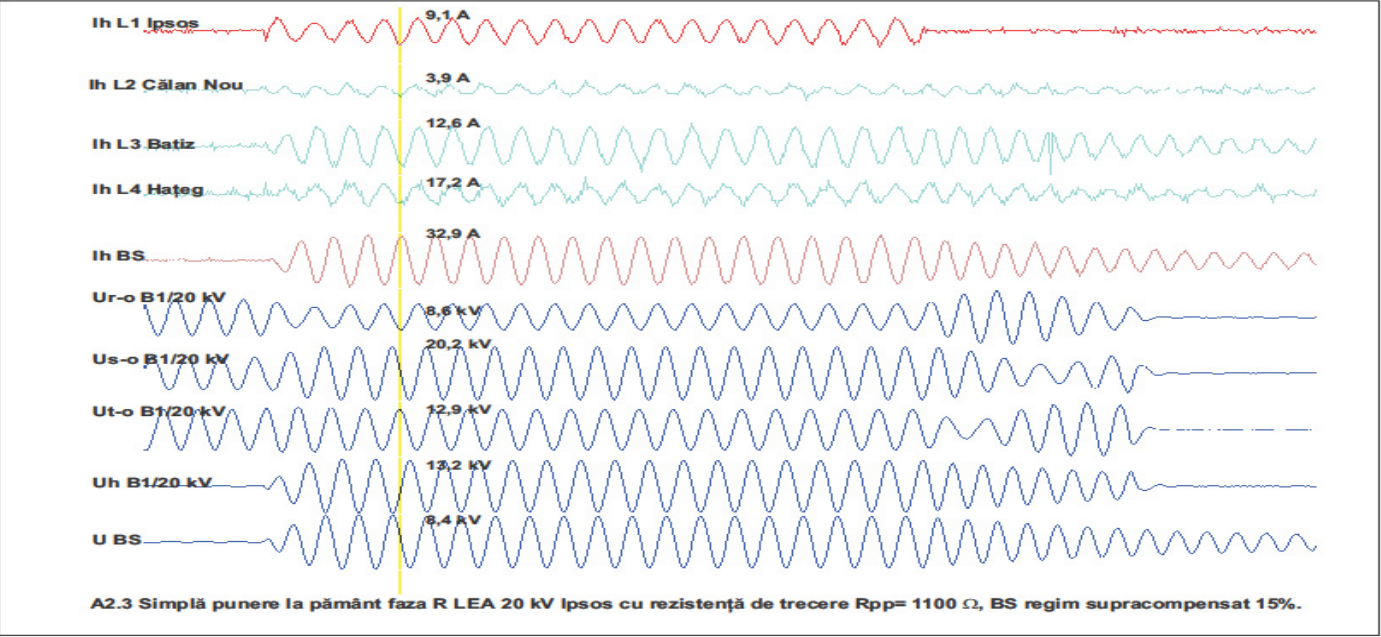


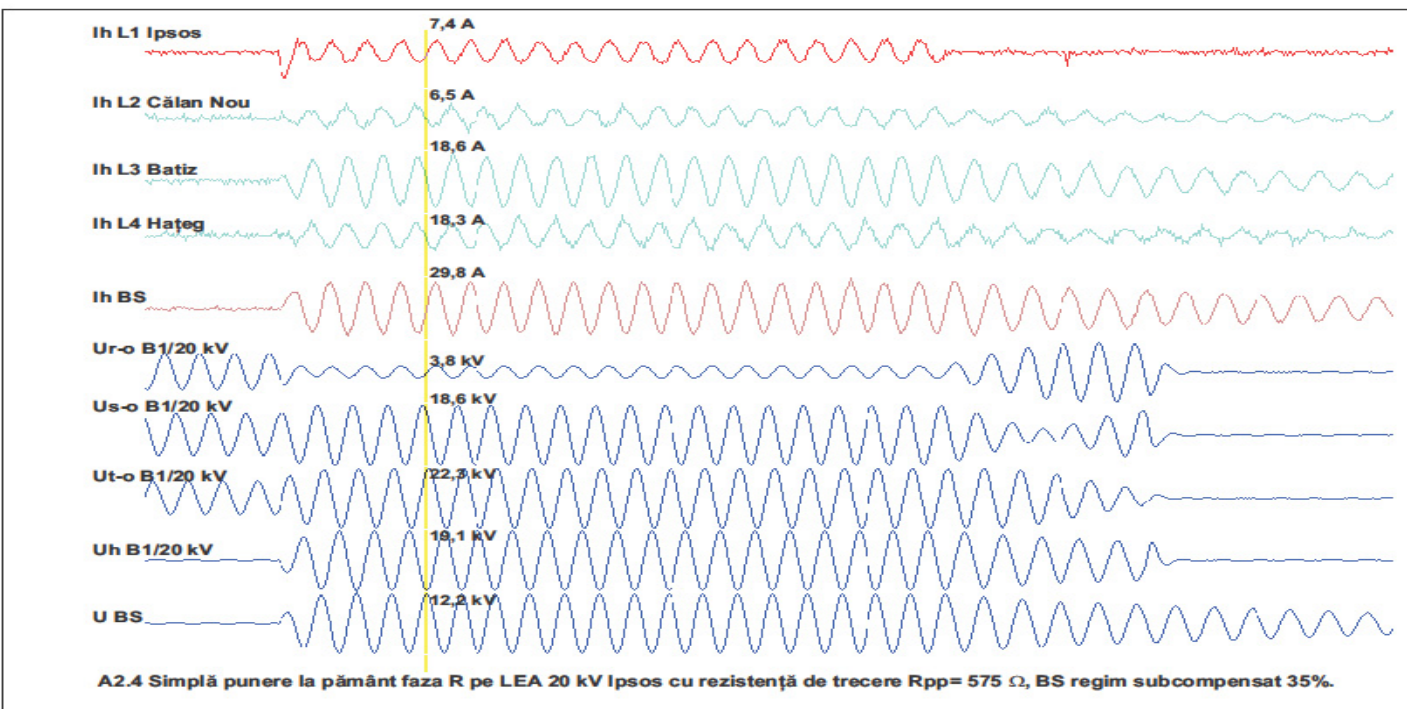


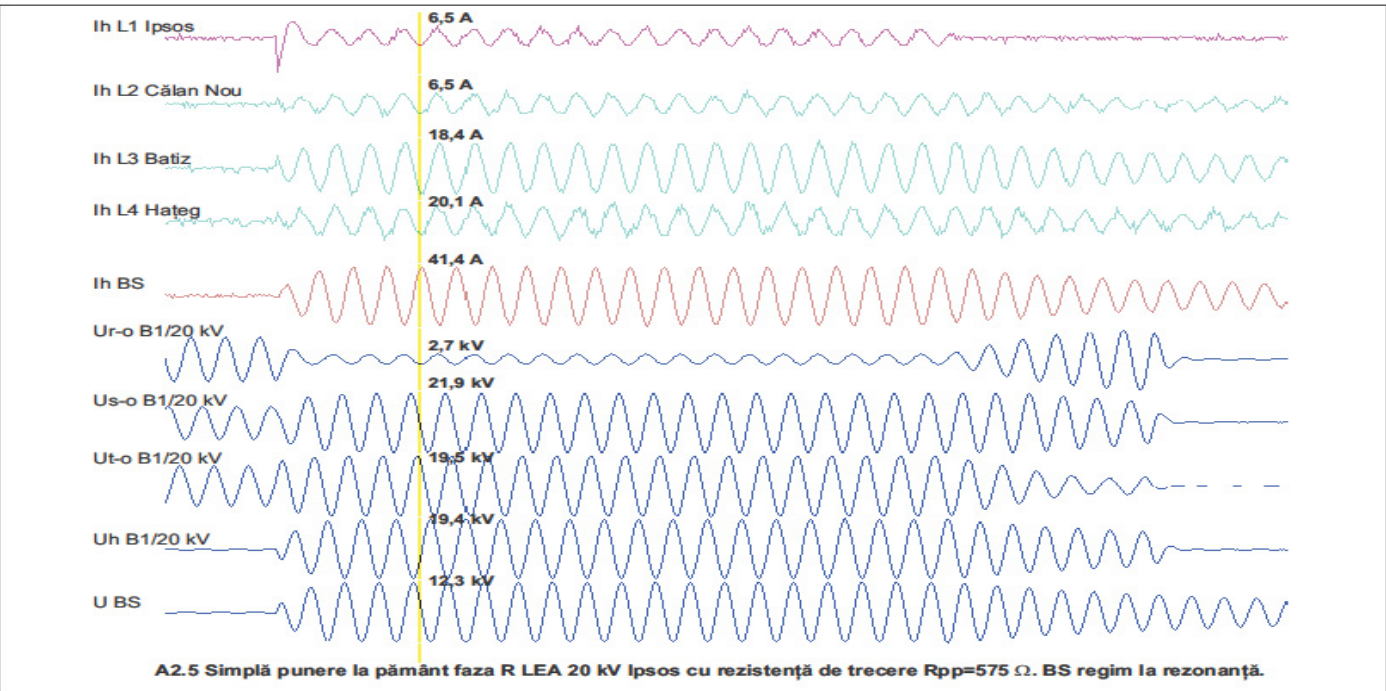


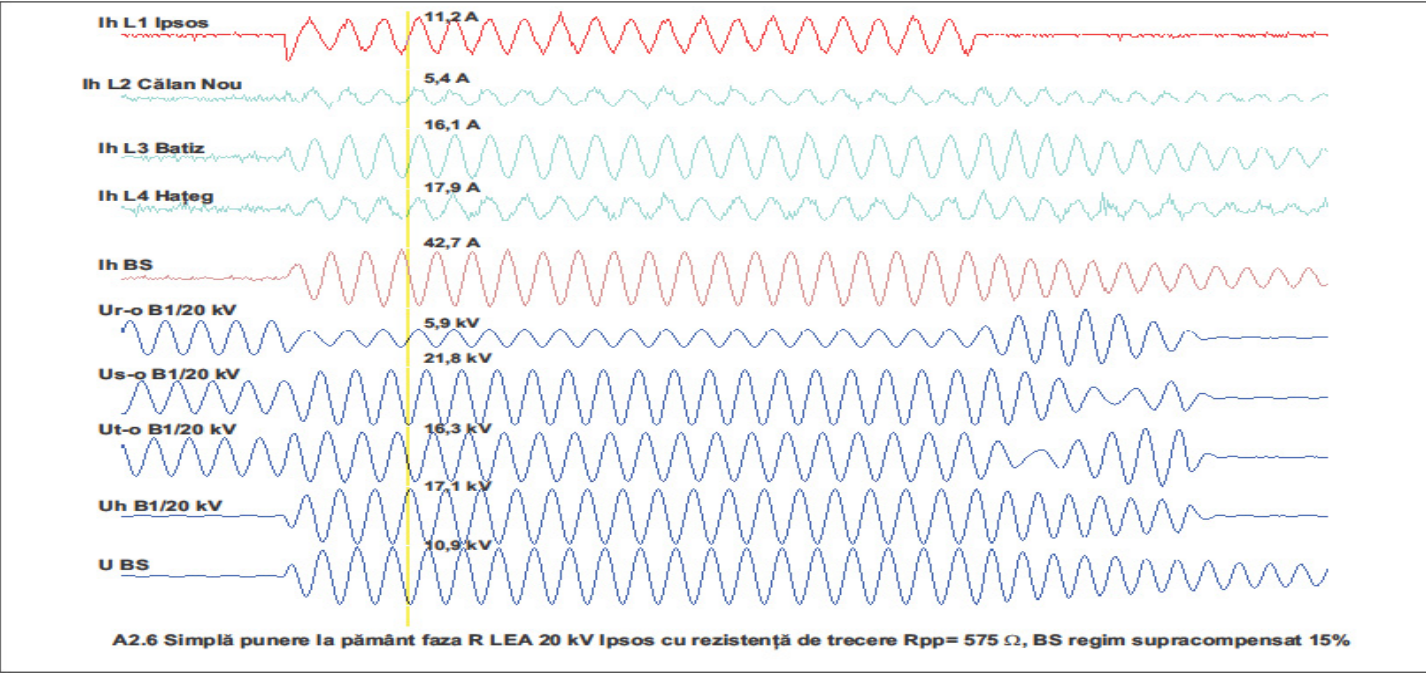


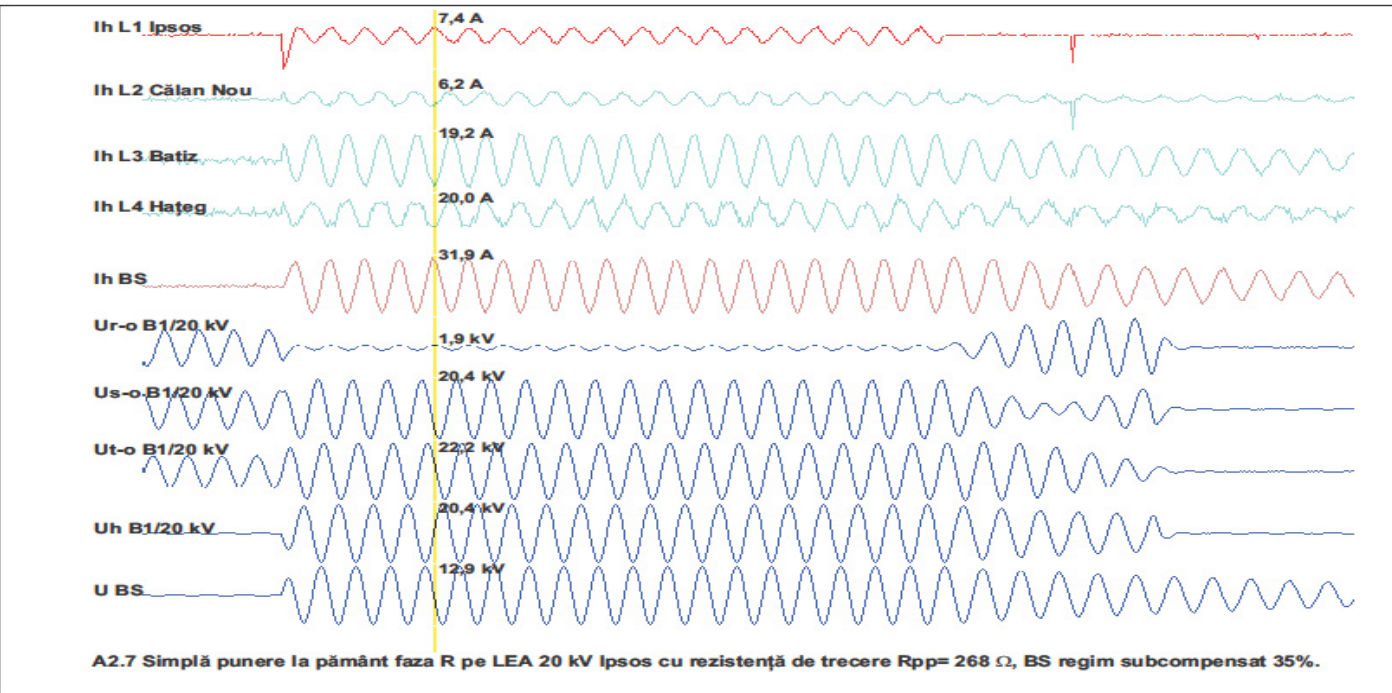


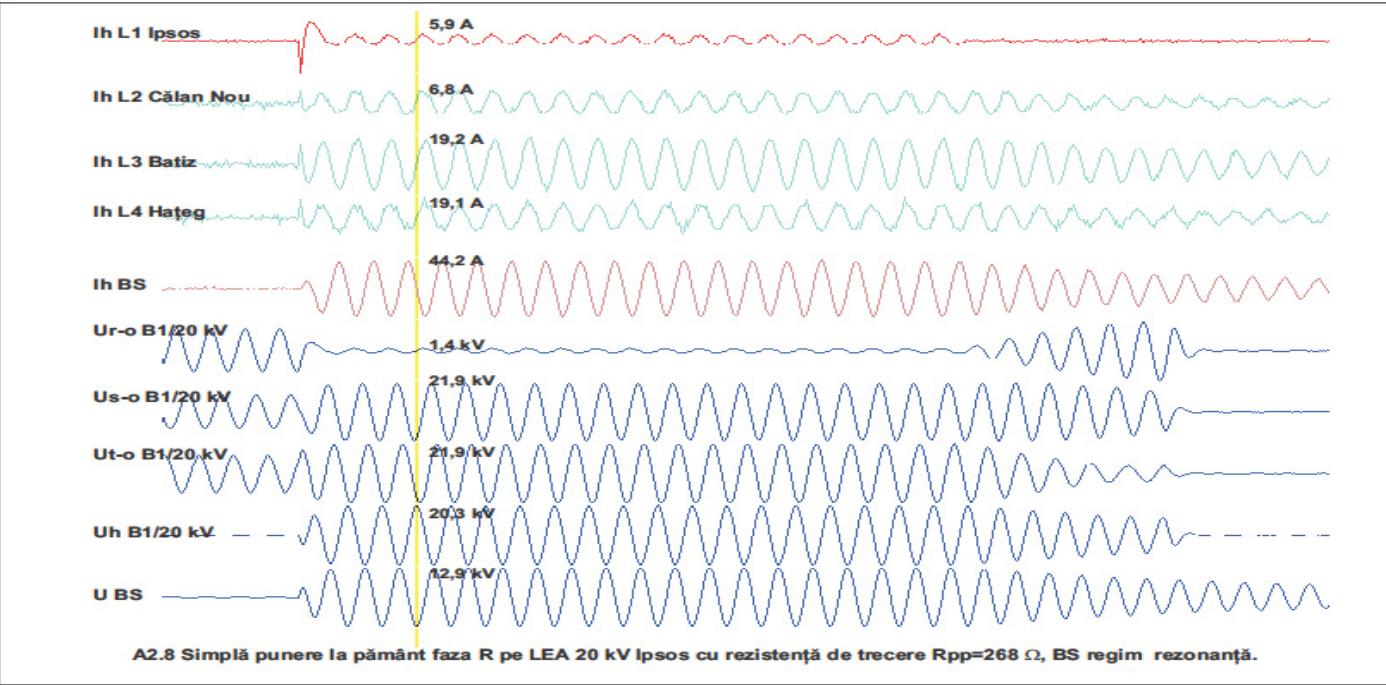


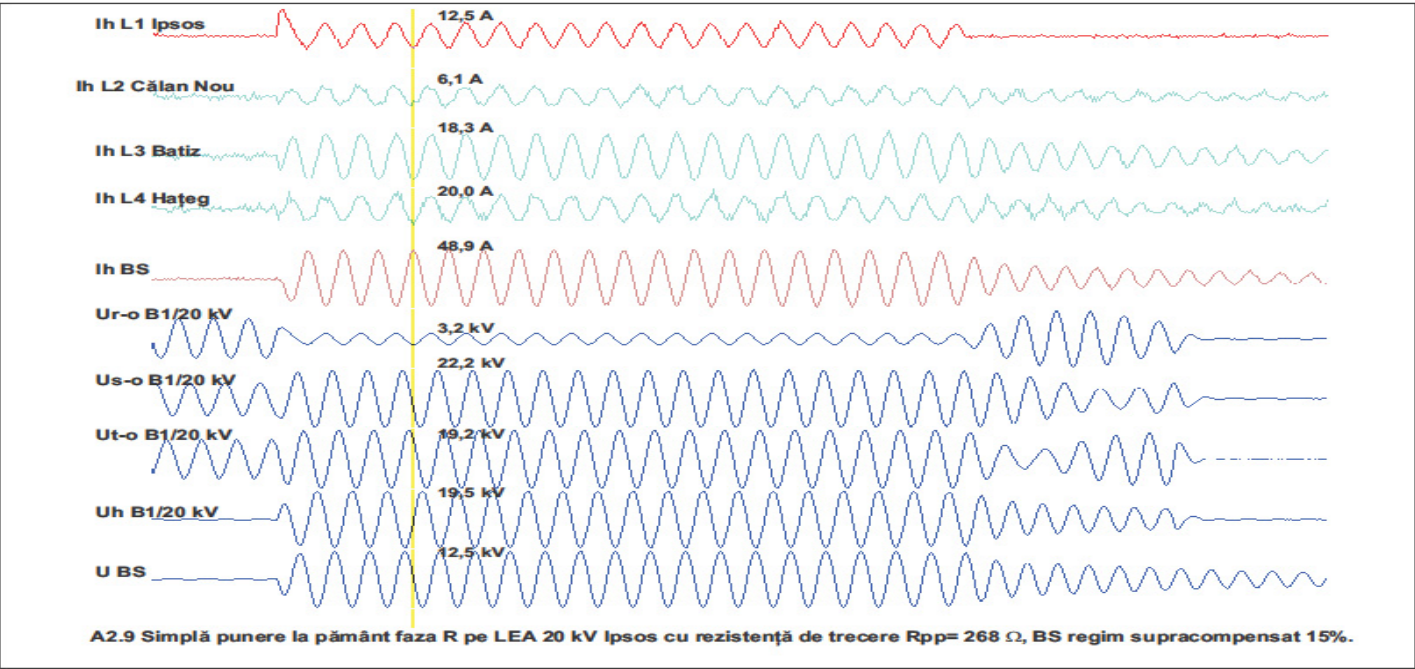


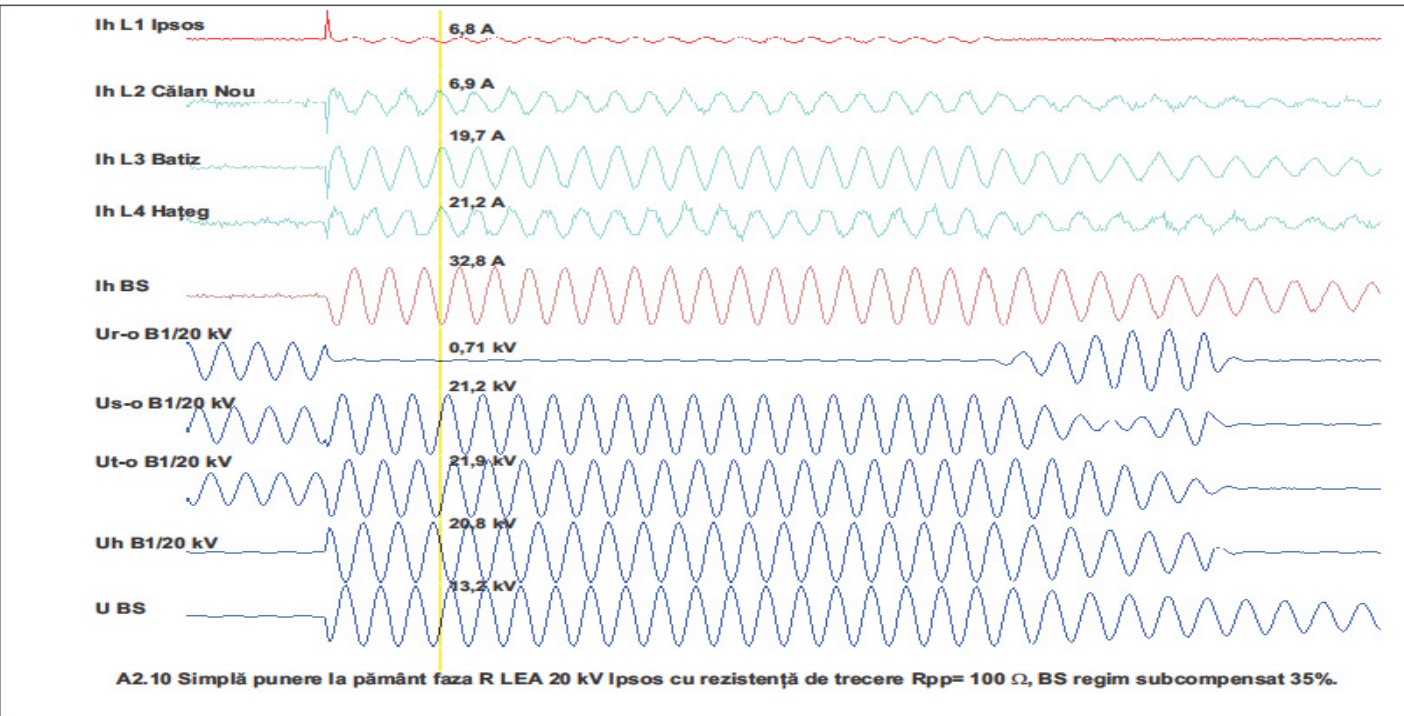


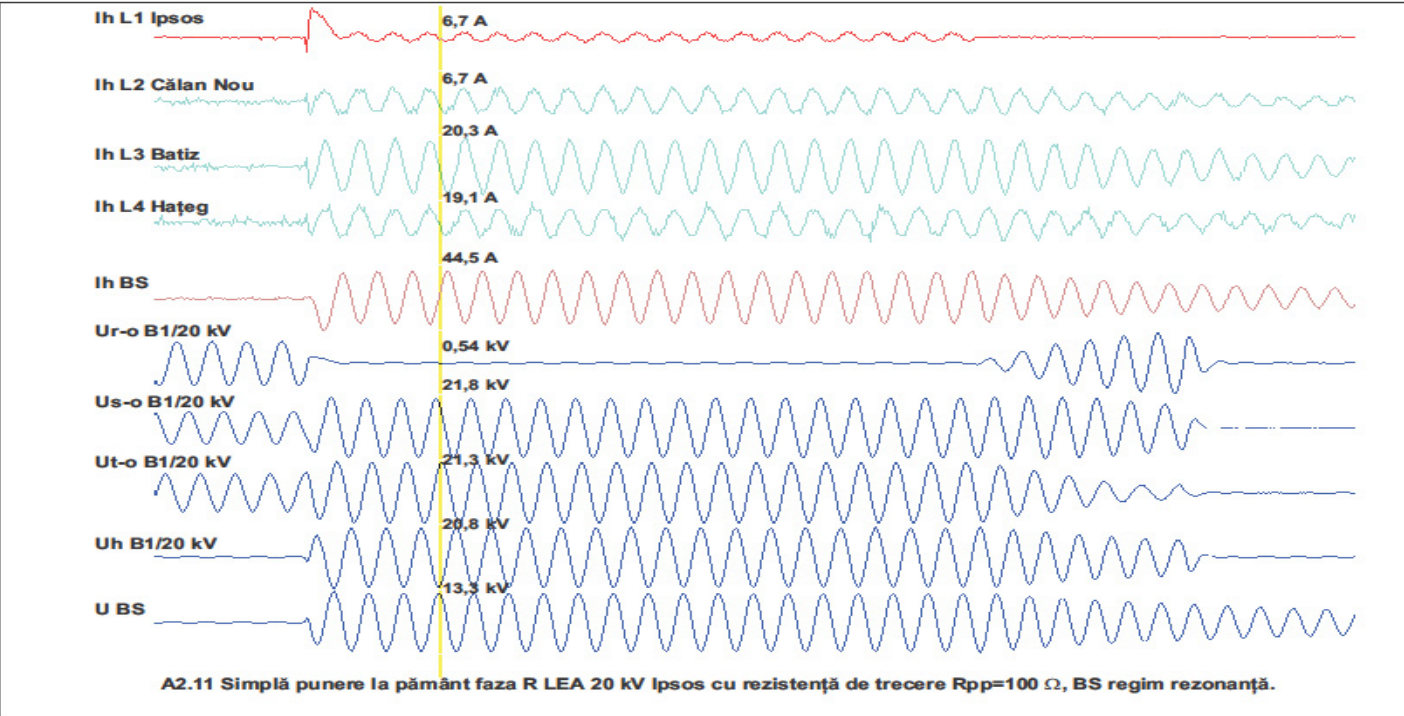


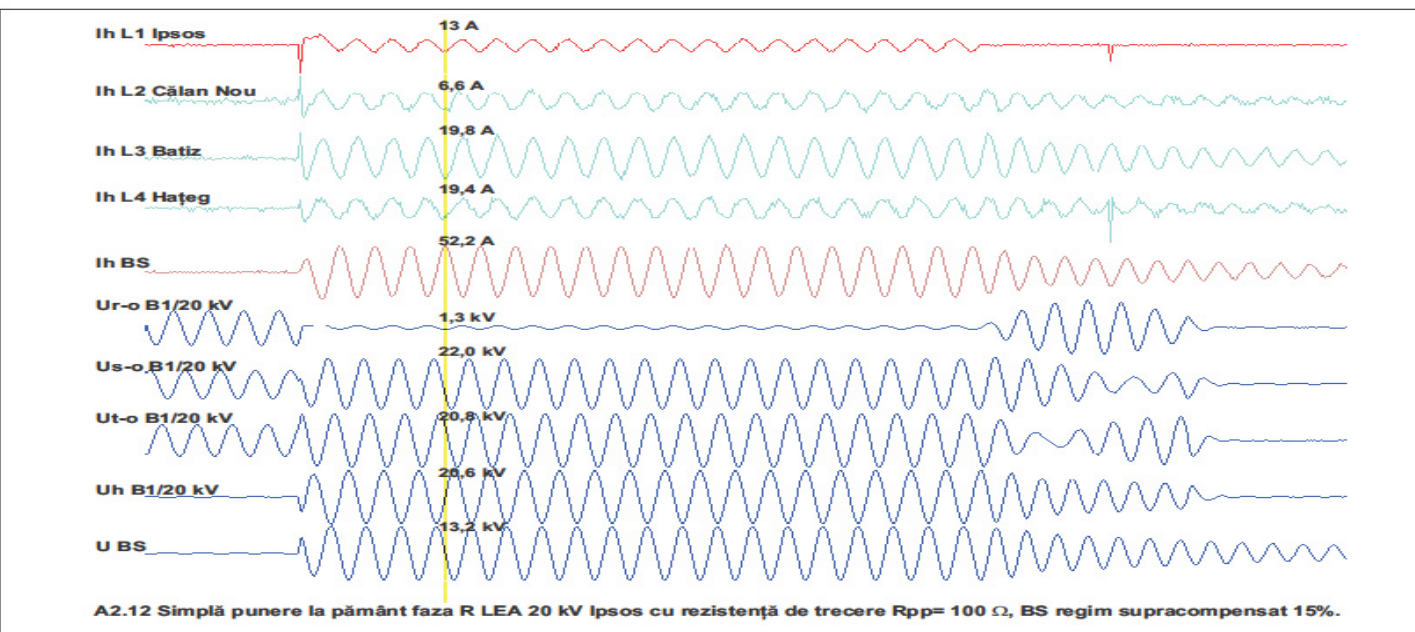


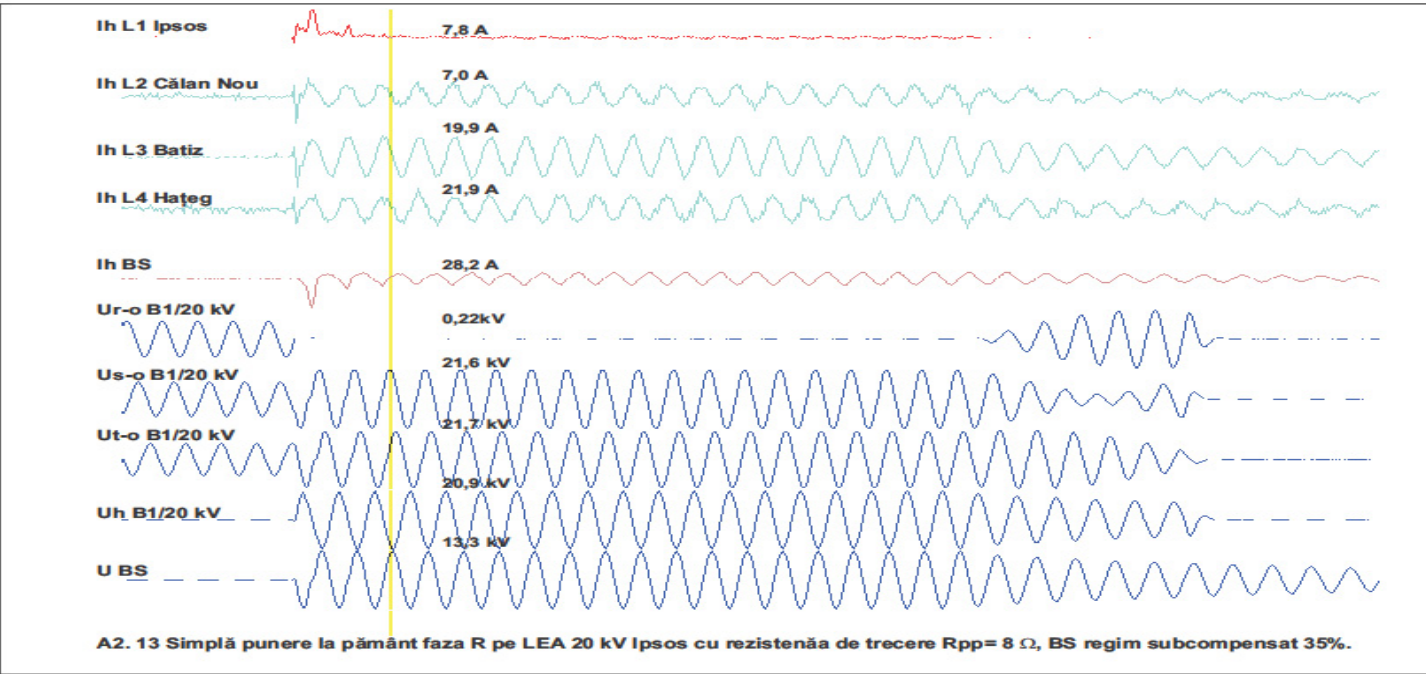


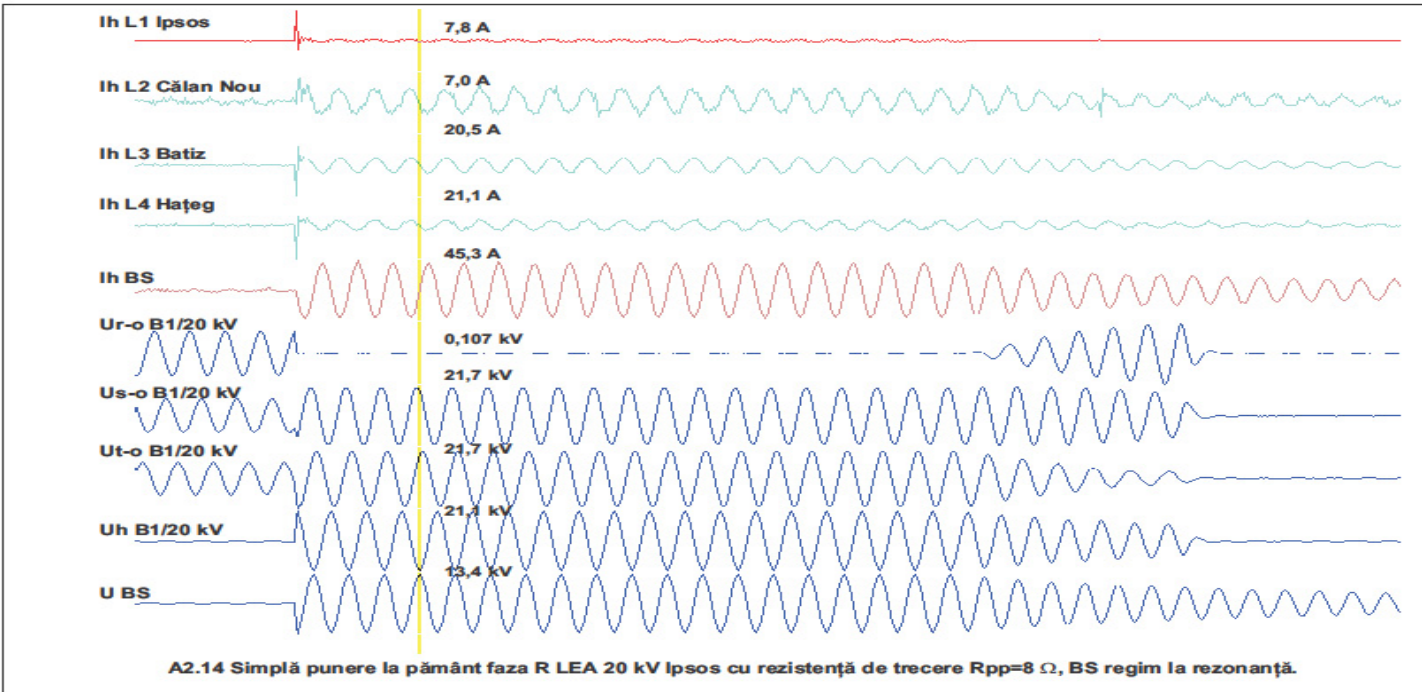


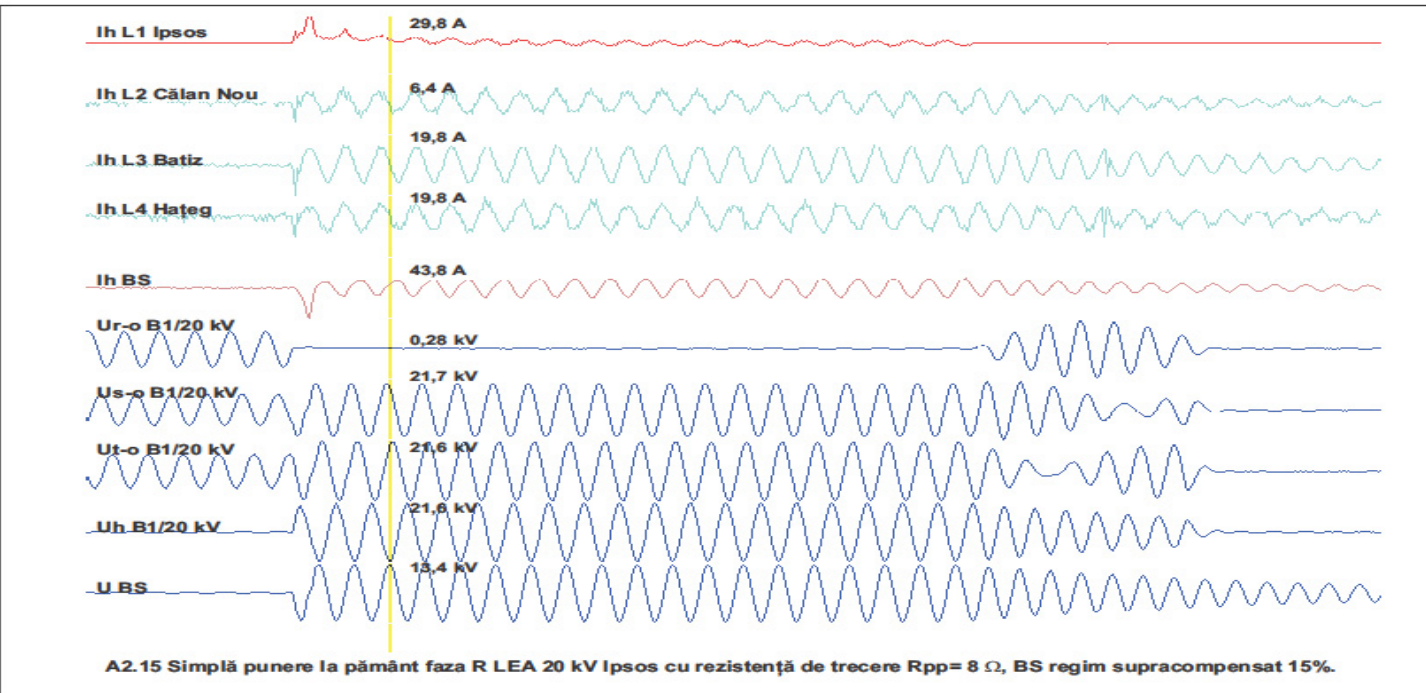


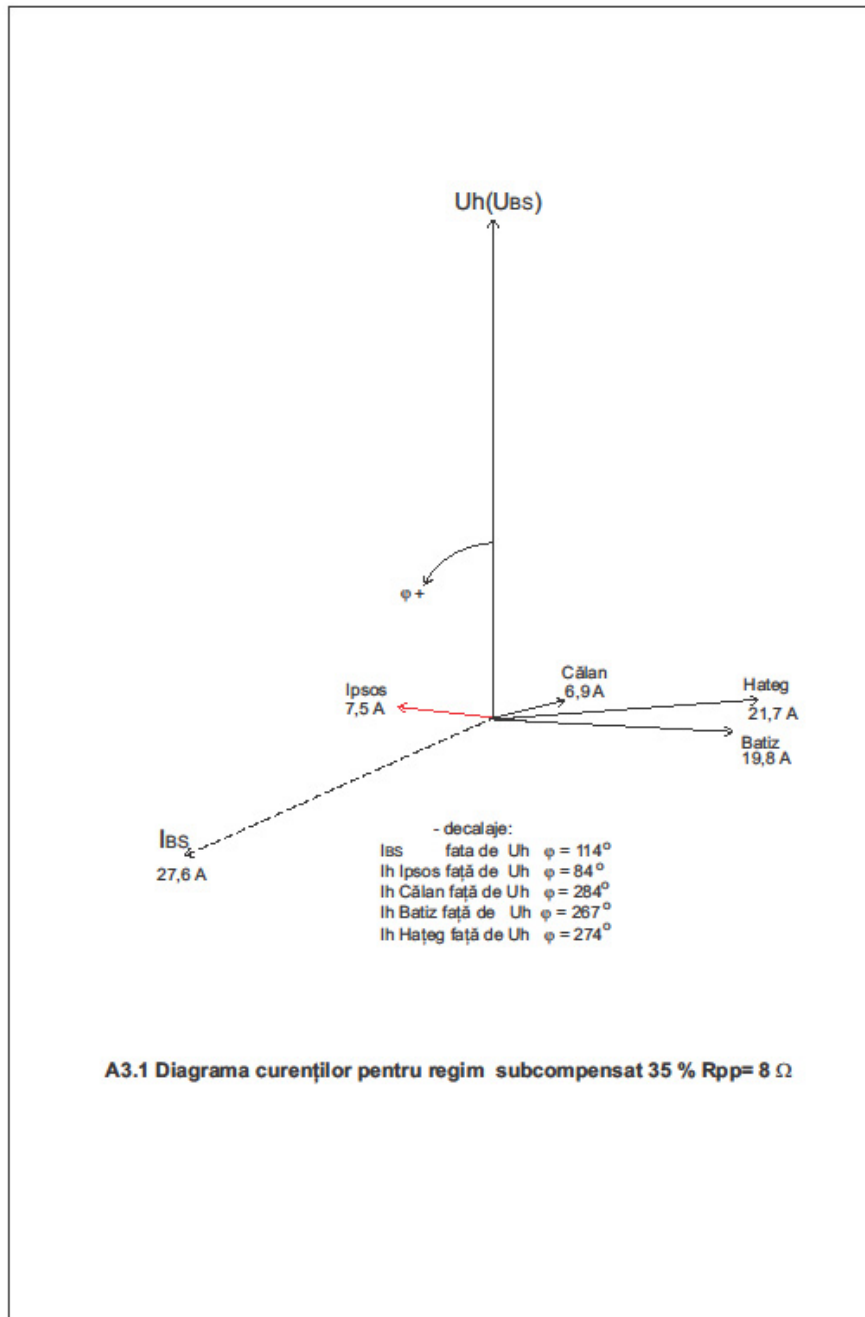


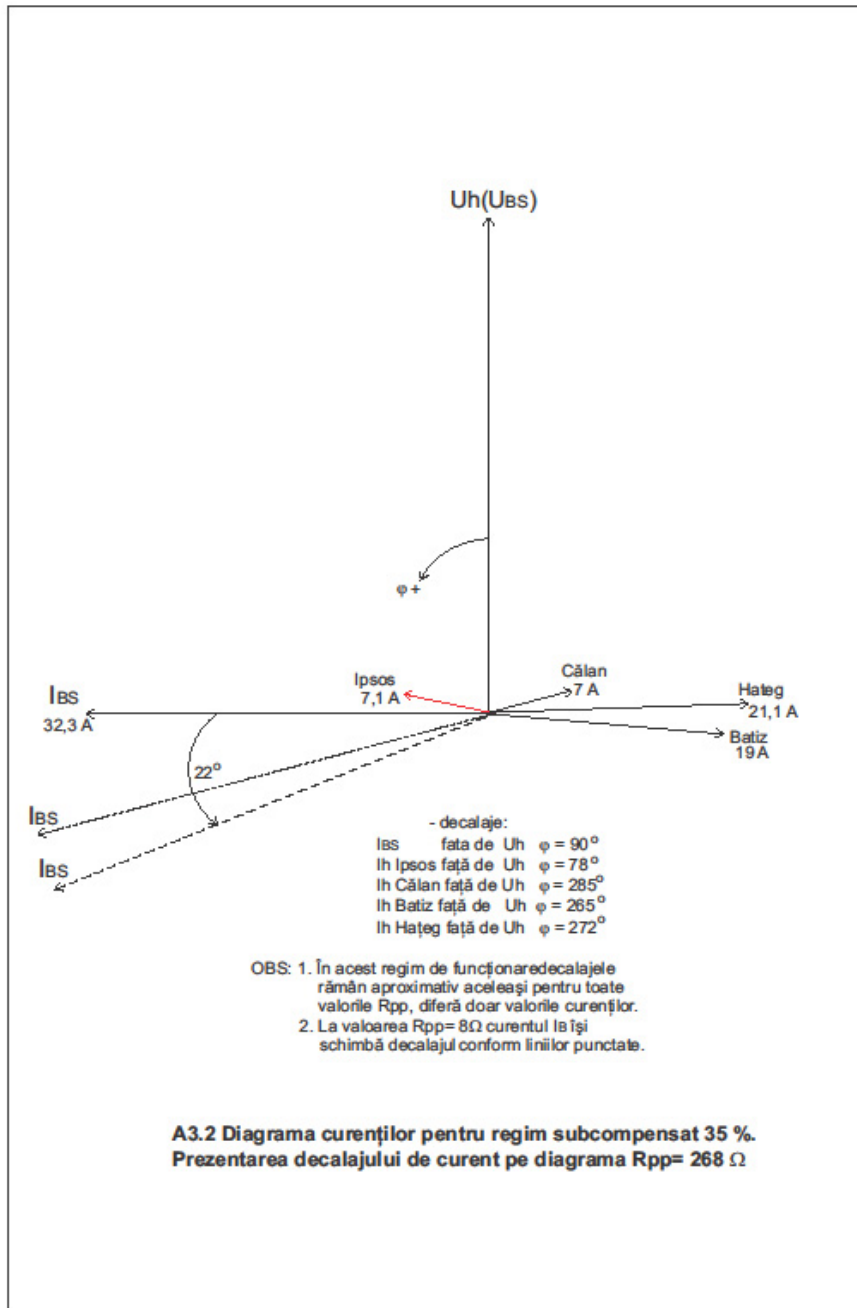


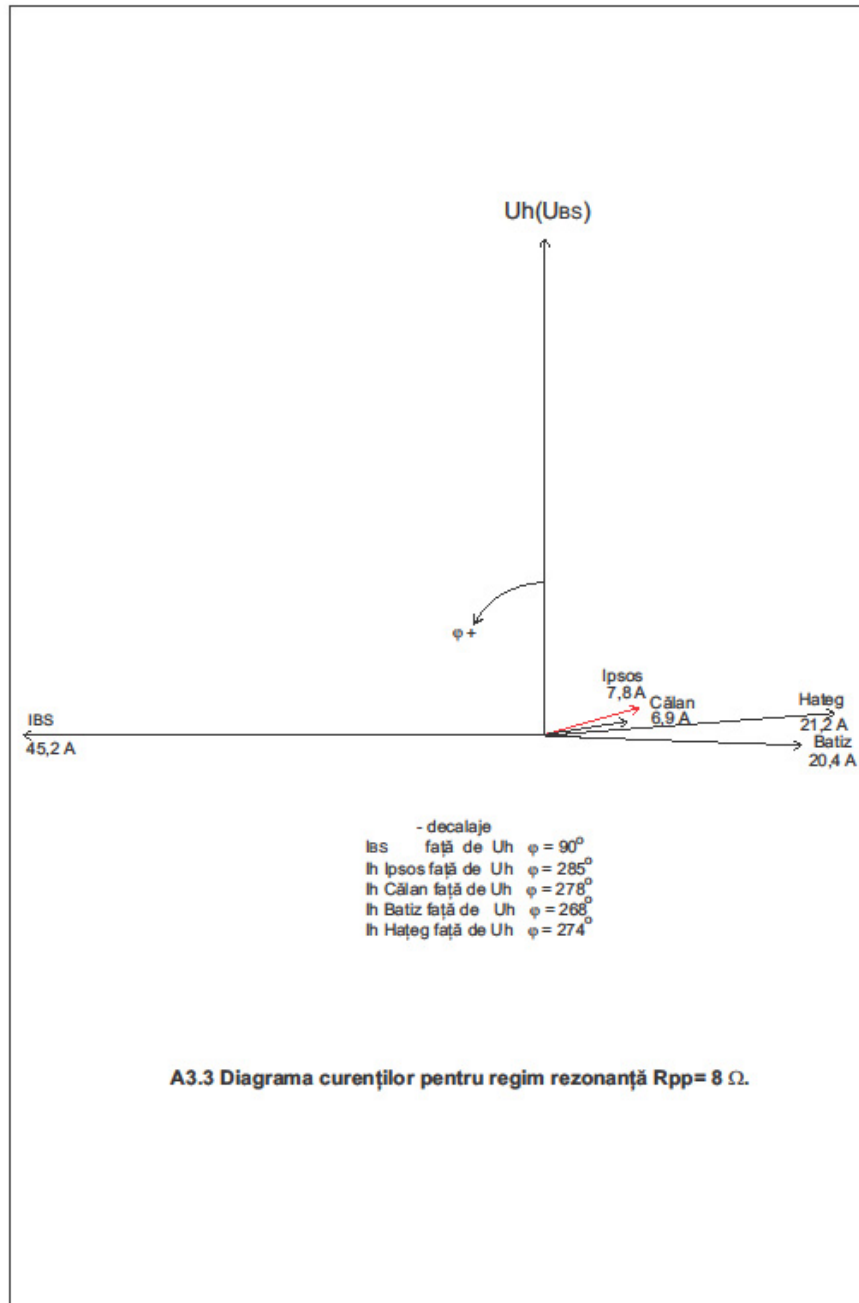


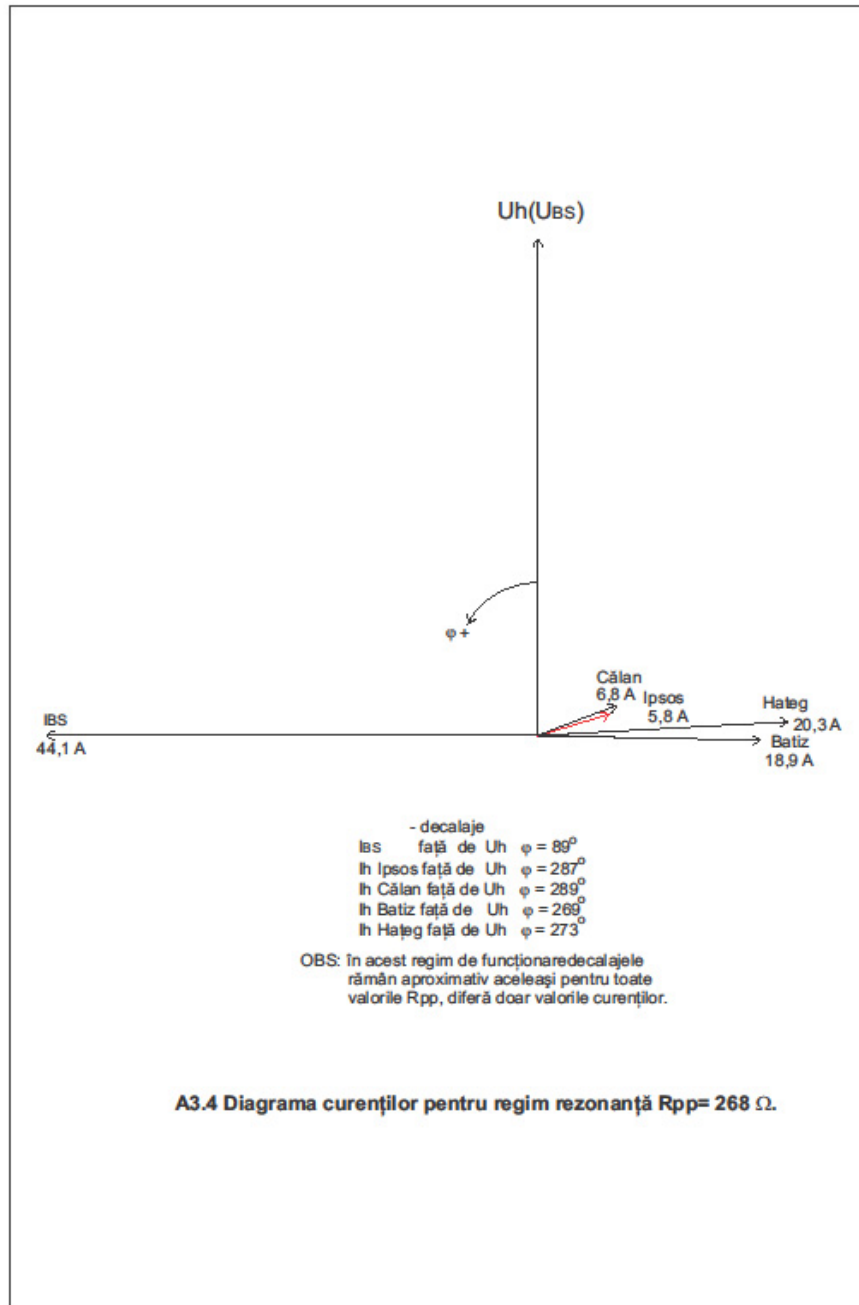


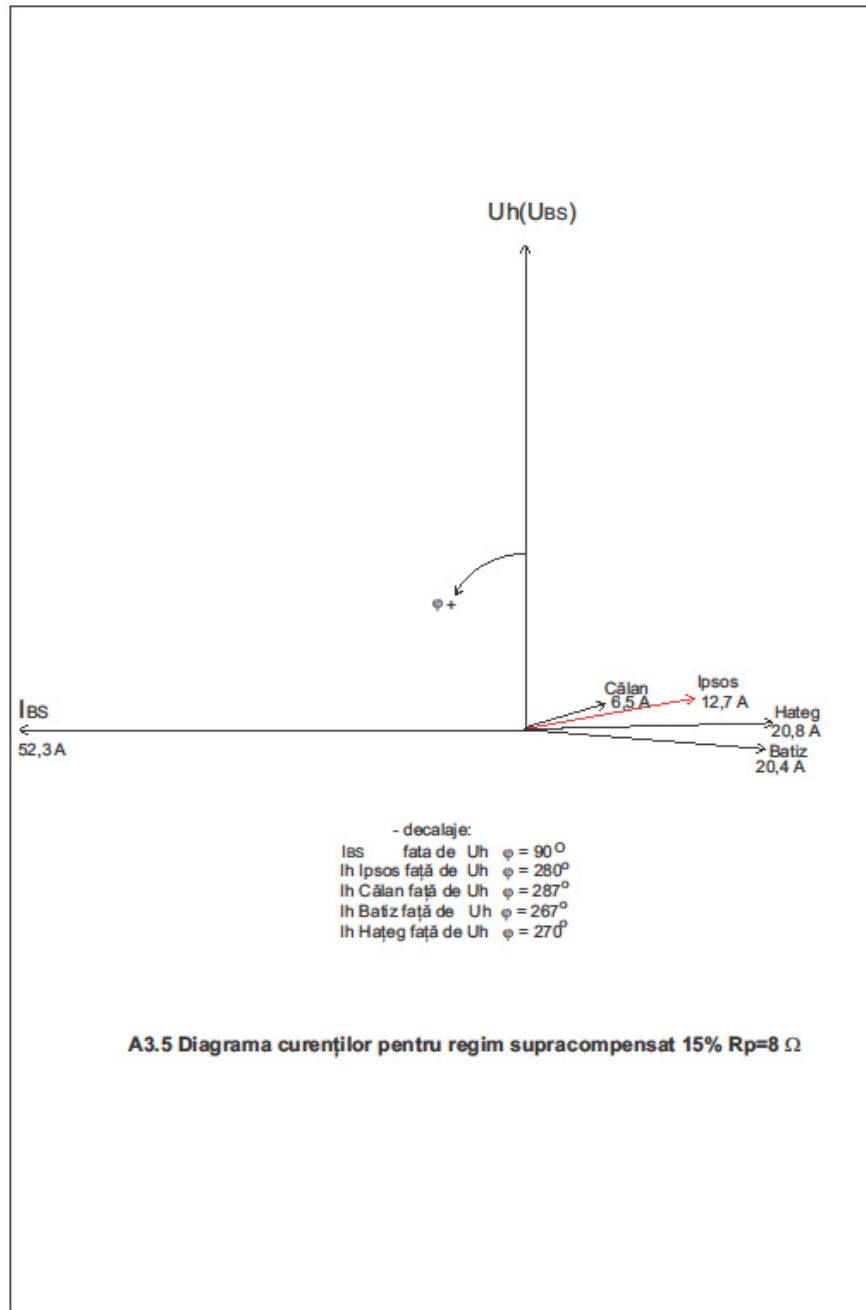


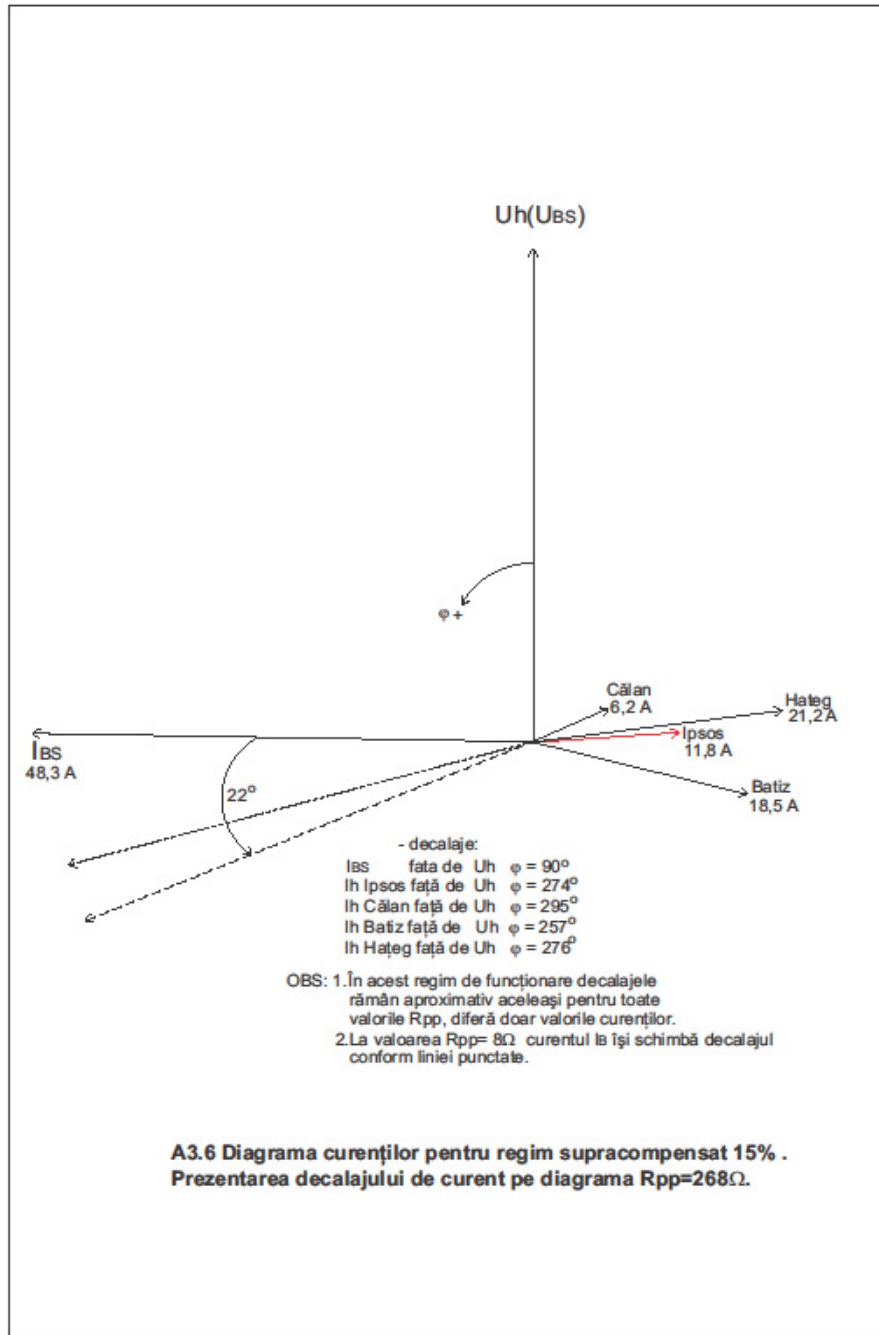












ANEXA 4

C D R 1
(Compact Disturbance Recorder)
PERTURBOGRAF DIGITAL

1. DOMENIU DE APLICARE

- ◆ **CDR 1 este un echipament deosebit de important in sistemul de supraveghere a retelelor si centralelor electrice care isi aduce un aport esential in analiza modului de comportare a retelei electrice trifazate, a automatizarilor si protectiilor pe perioada derularii unei avarii. CDR isi aduce o contributie importanta in urmatoarele domenii:**
 - ◆ Analiza post-avarie a incidentelor;
 - ◆ Validarea modelelor de simulare;
 - ▲ Inregistrarea si readucerea protectiilor

Echipamentul **CDR** este realizat intr-o **arhitectura scalabila**, permitand configurarea a $N=1..10$ echipamente conectate **distribuit** intr-o statie electrica astfel incit sa actioneze ca un singur perturbograf cu intrari digitale si analogice multiplicata de N ori (pentru $10 \times$ CDR se pot inregistra pina la 320 marimi binare si 160 marimi analogice - curenti si tensiuni alternative).

2. PRINCIPII DE FUNCTIONARE

Perturbograful digital CDR este destinat sa supravegheze, sa detecteze si sa inregistreze perturbatiile care pot apare in centralele electrice, retelele de transport si distributie a energiei electrice, sau in instatatiile electrice ale marilor consumatori. CDR asigura supravegherea continua a tuturor intrarilor numerice si analogice si inregistrarea lor in memoria de predeclansare. Utilizatorul are posibilitatea sa configureze demararea inregistrarii pe oricare canal logic, sau analogic. Datele care contin preavaria, avaria si postavaria sunt inregistrate in memoria principala de unde prin intermediul interfetei seriale sau a retelei field bus sunt transmise la punctul de dispecer pentru a fi stocate si analizate.

3. CARACTERISTICI TEHNICE***** DATE GENERALE *****

CDR este supus urmatoarelor probe principale la solicitari electrice si perturbatii electromagnetice:

⇒ RIGIDITATE DIELECTRICA:

- mod comun 2,5 kV / 50Hz, durata de incercare 1 min conform STAS 10327/2-87 si CEI 255-5.
- ⇒ REZISTENTA DE IZOLATIE LA 500Vcc:
 - mod comun :in stare umeda > 2 Mohm; in stare uscata > 100 Mohm, conform STAS 10328/2-87 si CEI 255-5
- ⇒ UNDA OSCILATORIE AMORTIZATA 1 MHz, clasa III de severitate, conform CEI 255-6 si CEI 255-22-1.
- ⇒ CAMP ELECTROMAGNETIC al unei surse de radiatie (emitor-receptor) in banda 27 MHz la 500 MHz, clasa III de severitate, conform CEI 255-22-3 si CEI 801-3.
- ⇒ DESCARCARI ELECTROSTATICE, clasa IV de severitate, conform CEI 255-22-2 si CEI 801-2:
- ⇒ PERTURBATII TRANZITORII RAPIDE, 2 kV ± 10 %, clasa III de severitate, conform CEI 255-22-4 si CEI 801-4;
- ⇒ TENSIUNE DE SOC, 1,2 / 50 μs cu 5 kV impuls unipolar, sursa de energie 0,5 J, conform CEI 255-5 anexa D.

*** INTRARI ANALOGICE ***

- ⇒ Numar canale: max 16 I/U configurat la cererea beneficiarului (8, 12, **16**)
- ⇒ Rezolutie : 12 biti (4096 nivele)
- ⇒ Precizie globala de achizitie : 2% la capat de scala (25 grd.C)
- ⇒ Frecventa esantionare: **1000** Hz, 2000 Hz, .. programabila
- ⇒ Intrari de tensiune:
 - tensiune nominala Un =100 V
 - impedanta de intrare Zin > 20 Kohmi
 - tensiune maxima de durata Umax. d = 1,2 Un
 - tensiune maxima de scurta durata Umax sd = 2 Un (10 sec.)
- ⇒ Intrari de curent: configurate la cererea beneficiarului
 - impedanta de intrare Zin < 10 miliohmi
 - curent nominal In 1 A 5 A
 - curent admisibil de durata Icont = 4xIn 4 A 20 A
 - curent max. admisibil (10 sec.) I(10 sec.)=30xIn 30 A
150 A
 - cuernt max. admisibil (3 sec.) I(3 sec.)=40xIn 40 A
200A
 - curent max. admisibil (1 sec.) I(1 sec.)=100xIn 100A 500A

** INTRARI NUMERICE **

- ⇒ Numar canale : 32
- ⇒ Rezolutie eveniment: 500 μs, 1 ... 256 ms
- ⇒ Acuratete inregistrare: impuls de minim 500 μs (f=2000Hz), 1ms (f=1000Hz)
- ⇒ Tensiuni de intrare: 24, 48 sau 220 V cc

** INTRARI SPECIALE ***

- ⇒ Trigger: intrare numerica de declansare manuala pentrun inregistrare eveniment

** INTRARI / IESIRI SINCRONIZARE ***

- ⇒ Sincronizare externa: intrare numerica de sincronizare externa a ceasului de timp real
- ⇒ Sincronizare externa: iesire sincronizare de timp de la CDR-MASTER, in configuratie multi CDR in aceeasi statie electrica.

*** DECLANSARE INREGISTRARE ***

- ⇒ **Intrari numerice:** programabil, pentru orice canal, 0 -> 1, 1 -> 0 sau 0 <=> 1
- ⇒ **Intrari analogice:** programabil, pentru orice canal, la nivel minim sau maxim, in trepte de 3,125% din valoarea la virf (2,6% din valoarea efectiva maxima)
- ⇒ **Extern manual:** la cererea operatorului, prin actionarea unui buton aflat pe panoul frontal
- ⇒ **Declansare de la distanta** (teletrigger): prin intermediul PC-AT si software de comunicatie **CDR_LINK**

*** VARIANTE DE ECHIPARE MEMORIE RAM ***

- ⇒ Standard: 1 MB SRAM (cu back-up pe baterie interna)
- ⇒ Varianta V1: 2 MB SRAM (" ")

*** TIMPI INREGISTRARE ***

- ⇒ Timpi pre-avarie: 50...400 ms.inregistrari (50 ms ... 100 s), programabil in pasi de 50 ms. (pt. f=1000 Hz); (25 ms ... 50 s) programabil in pasi de 50ms (pentru f=2000 Hz)
- ⇒ Timpi postavarie: minim: 150 ms. maxim: functie de capacitatea de memorie, numarul de canale analogice
- ⇒ Timpi totali inregistrare: in functie de numarul de canale analogice si de memoria RAM utilizata, timpii sunt:

Varianta echipare	f=1000 Hz	f=2000 Hz
• 8 ANA / 1MB RAM	75 sec.	37 sec.
• 16 ANA / 1MB RAM	37 sec.	18,75 sec.
- ⇒ Numar avarii consecutive inregistrate (fara suprainscriere buffer): minim 1, maxim 64

*** IESIRI DE AVERTIZARE ***

- ⇒ LED-uri de avertizare plasate pe panoul frontal al echipamentului:
 - unitate centrala in functiune (READY - RDY);
 - CDR in inregistrare (RECORDING - REC);
 - inregistrare disponibila (AVAILABAL - AVL);
 - suprainscriere (OVER - OVR);
 - memorie partial plina (75% - 75%);
 - eroare unitate centrala (ERROR - ERR)
- ⇒ Iesiri - contacte de releu normal deschisa (2 A / 250 Vcc)
 - unitate centrala in functiune (READY - RDY);
 - CDR in inregistrare (RECORDING - REC);
 - inregistrare disponibila (AVAILABAL - AVL);
 - suprainscriere (OVER - OVR);
 - memorie partial plina (75% - 75%);
 - eroare unitate centrala (ERROR - ERR)

***** INTERFATA UTILIZATOR *****

- ⇒ tastatura cu 12 taste
- ⇒ afisor local LCD 2 x 16 caractere
- ⇒ interfata seriala RS 232C (CCITT V24) cu software **TELECOMM** de comunicatie cu PC-AT (CDR_LINK): 1200 - 9600 baud
- ⇒ Retea field bus: - bucla de curent multipunct soft ware TELECOMM (adaptor field-bus incorporat in echipament)
 - optional: - interfata RS 485
 - retea fibra optica cu procesor de comunicatie inglobat in CDR
- ⇒ Interfata pentru sincronizare externa a ceasului.

***** MODURI DE LUCRU *****

Prin intermediul tastaturii locale (si al afisorului) se pot configura urmatoarele elemente:

- ⇒ Frecventa de esantionare : 500 μ s, 1,...256 ms
- ⇒ Durata preavariei : 50...400 esantioane
- ⇒ Durata inregistrarii :
 - a) Inregistrare cu lungime fixa :lungimea totala a inregistrarii (avarie + postavarie) poate fi (in functie de memoria disponibila) de : 1000, 1500, 2000, 3000, 5000, 8000, 12000, 18000, 25000, 40000, 60000 esantioane.
 - b) Inregistrare cu lungime variabila: lungimea perioadei in care sa nu se inregistreze un semnal de pornire inregistrare poate fi selectata din: 100, 200, 400, 500, 800, 1500, 2000, 2500, 3000, 5000, 6000 esantioane.
- ⇒ Modul de pornire inregistrare :
 - a) la semnalul extern de trigger;
 - b) la detectia schimbarii starii oricarei intrari numerice, pe baza unei conditii prestabilite, programata local.
 - c) la detectia de minim sau maxim pe intrari analogice.
- ⇒ Modul de sincronizare externa : se poate programa rata de sincronizare externa la 1, 15, 60 minute, 6 sau 24 ore.

***** ALIMENTARE ECHIPAMENT *****

- ⇒ standard: 220 Vcc / ca, optional: 48 Vcc, 24 Vcc
- ⇒ putere consumata : 50 VA

***** CONDITII CLIMATICE *****

- ⇒ Temperatura de stocare : -25...+70 °C.
- ⇒ Temperatura de functionare : -5...+55 °C.
- ⇒ Umiditate : maxim 90% fara condens la 40 °C.

4. UTILITARE SOFTWARE

TELECOMM livreaza impreuna cu echipamentul un pachet de programe si fisiere destinate comunicarii, transferului, vizualizarii, analizei, interpretarii, tiparirii la imprimanta si prelucrarii datelor furnizate de unul sau mai multe CDR - uri pe un calculator PC - AT.

Programele livrate sunt:

CDR_LINK.EXE - program comunicatie intre CDR si un calculator PC-AT (prin intermediul unei linii seriale, eventual prin modem); Programul permite configurarea si citirea parametrilor de lucru ai CDR precum si citirea inregistrarilor aflate in memoria CMOS a perturbografului.

FOCUS.EXE - program de analiza a inregistrarilor, cu multiple posibilitati de prelucrare si listare a inregistrarilor la imprimanta alb-negru si color; programul permite si generarea de imagini format "GIF" pentru inglobarea acestora in documente de tip "Word", "Ventura", "Corel-Draw" etc.

Programul permite:

- ⇒ incarcarea si vizualizarea simultana a doua inregistrari CDR diferite
- ⇒ vizualizarea evolutiei undelor de curent si tensiune la diferite scari pe axa amplitudinii si a timpului
- ⇒ citirea cu cursorul, in mod ecran, a valorilor instantanee a curentilor si tensiunilor la orice moment t : $i(t)$, $u(t)$
- ⇒ calcularea la orice moment t a marimilor: U_{ef} , I_{ef} , U_{virf} , I_{virf} , $U_{virf-varf}$, $I_{varf-varf}$ pe o perioada, P , Q , $\cos(\varphi)$, z
- ⇒ simularea pe canale analogice aditionale a evolutiilor urmatoarelor marimi: fundamentala (f_1) si armonicile 2, 3, 5 pentru orice curent sau tensiune, u_x-u_y , $u_x+u_y+u_z$ (calcularea componentei homopolare), Z (impedanta) etc.
- ⇒ generarea jurnalului de evenimente corespunzator inregistrarii
- ⇒ listari grafice la imprimanta a inregistrarilor si evenimentelor

CDRCONF.EXE - program de configurare de catre utilizator a diversilor parametri: nume asociat fiecarui canal analogic si numeric, constanta reductorului de tensiune sau curent, canalul pereche (pentru calcule extinse cu perechi $u(t)$ si $i(t)$) etc.

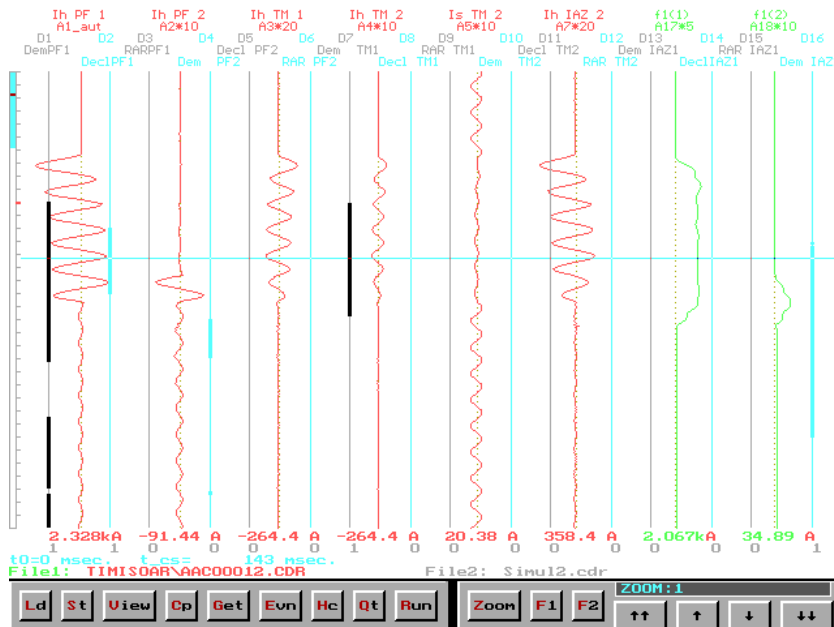


Figura 2 - FOCUS: Analiza evolutiei curentilor in timpul unui scurtcircuit pe LEA 220 kV Resita - Portile de Fier

5. CUPLARE LA PROCES SI INTEGRARE IN SISTEME EMS-SCADA

Modul de cuplare a echipamentului la proces este prezentat in figura 3. Pentru programarea, extragerea, prelucrarea si listarea inregistrarilor CDR este necesara cuplarea CDR la un PC-AT prin intermediul interfetei seriale. Configuratia minima de lucru pentru analiza si printarea inregistrarilor este un PC-AT (cu imprimanta pentru rapoarte) si cu legatura la CDR, in scopul programarii si extragerii informatiilor (fig.4).

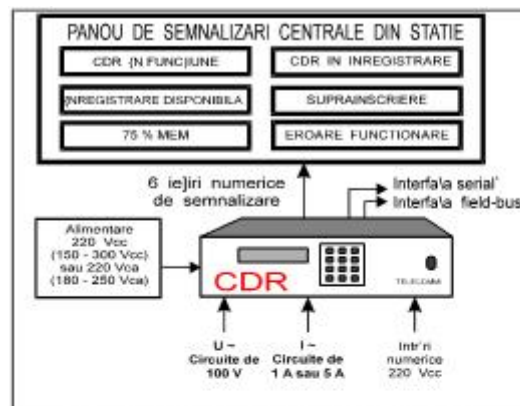


Fig.3 - CUPLARE LA PROCES

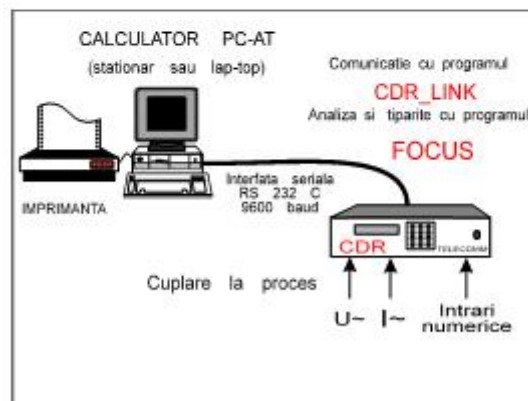


Fig.4 - CUPLARE LOCALA CDR - PC-AT

Datorita necesitatii compatibilizarii **CDR** cu alte elemente ale conducerii, **TELECOMM** livreaza hardware si software pentru integrarea completa a echipamentelor **CDR** in sisteme de conducere distribuita **EMS SCADA**.

Urmatoarele produse hardware / software sunt disponibile in acest scop:

- **AFB** sau **AFBM** (Adapter Field Bus - Adapter Field Bus Modem);
- **HELIOS S, HELIOS D** software **TELECOMM** pentru integrare in sisteme **EMS SCADA**.

Modalitatea de integrare a perturbografului digital CDR in arhitectura SCADA distribuita a unei statii electrice, intr-o solutie cu Front-End-Procesor local (**FEP-L**) este exemplificata in fig. 5.. In aceasta arhitectura, calculatorul PC-AT comunica prin

field-bus (in una din variantele **TELECOMM**: bucla de curent, RS 485, fibra optica) atat cu echipamentele CDR cat si cu alte echipamente - ACE 28S (Remote Terminal Unit destinat teleconducerii), DIPA (Protectie digitala de linie) etc. Pentru **FEP-L**, **TELECOMM** s.r.l. poate livra software-ul la cheie **HELIOS-S** (Substation Control System) care realizeaza atat functiile de conducere locala cat si cele de comunicare cu toate echipamentele aflate pe field-bus.

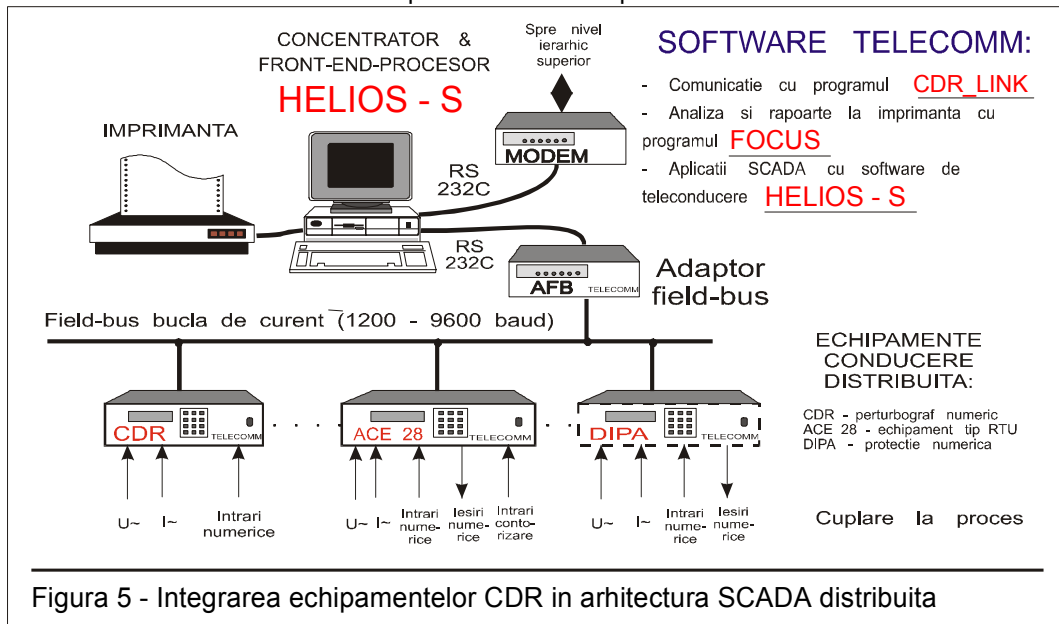


Figura 5 - Integrarea echipamentelor CDR in arhitectura SCADA distribuita

Echipamentele **CDR** pot fi integrate in sisteme **EMS SCADA** locale, zonale, teritoriale si nationale. Numarul maxim de echipamente integrate poate fi 65.000.

6. MOD DE COMANDA A ECHIPAMENTULUI

Codul produsului comandat are urmatoarea structura:

CDR V - M.T - XX.x - YY.y - ZZ - TT - UCAF

unde: - **V** - numar versiune echipament;

- **M** - capacitate de memorie: **1 (1 MB SRAM)**; 2 (2 MB SRAM);

- **T** - varianta intrari analogice: A (8 ANA); B (12 ANA); **C (16 ANA)**;

- **XX** - numar de intrari analogice cu $I_n = 1$ A; 0 (lipsa intrari de 1 A);

x - capat de scala pentru circuitele de 1 A: a ($7 \times I_n$); b ($12 \times I_n$); c ($18 \times I_n$); d ($25 \times I_n$); e ($36 \times I_n$);

- **YY** - numar de intrari analogice cu $I_n = 5$ A; 0 (lipsa intrari de 5 A);

- **y** - capat de scala pentru circuitele de 5 A: a ($7 \times I_n$); b ($10 \times I_n$); c ($20 \times I_n$); d ($40 \times I_n$);

- **ZZ** - numarul de intrari analogice de tensiune; 0 (lipsa intrari analogice tensiune);

- **TT** - numar total intrari analogice - $XX + YY + ZZ$;

- **U** - tensiunea de alimentare: **A (220 V cc / ca)**; B (48 V cc); C (24 V cc);

- **C** - tip carcasa; **R (rack 19")**; C (la comanda beneficiarului);

- **A** - tip afisaj: R (LCD reflexiv fara iluminare); L (LCD reflexiv cu

iluminare);

- **F** - varianta frecventa de esantionare : 1 = 1 kHz; 2 = 2 kHz (optional).

6.1 EXEMPLU DE COMANDA: C D R - 1 - 1.C - 10.c - 0 - 6 - 16 - AR R 1

unde: V=1 - versiune 1

M=1	- memorie 1 MB
T=C	- varianta intrari analogice - 16 ANA
XX=10	- numar intrari analogice de curent 1 A-10
x=c	- valoarea capat de scala de curent - 18xIn
YY=0	- numar intrari analogice de curent 5 A - 0
ZZ=6	- numar intrari analogice de tensiune - 6
TT=10+0+6	- intrari analogice - 16
U=A	- tensiune alimentare - 220 Vcc/ca
C=R	- carcasa tip RACK 19"
A=R	- afisaj reflexiv fara iluminare
F=1	- varianta frecventa esantionare - 1kHz

Lucrări publicate

1. Toader D., Hategan I., Diaconu I., Ruset P., *The Power Quality Improvement in the Distribution Systems with the Resonant Earthed Neutral System by Means of the Protection Optimization*, Scientific bulletin of the "Politehnica" University of Timisoara. Tom 50(64), Fascicula 1- 2, 2005, p.591-605
2. Toader D., Rușeț P., Diaconu I., Pandia T., *Aspecte noi privind tratarea neutrului rețelelor de medie tensiune*, Simpozionul Național Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic SINAIA, 28 – 30 Septembrie 2005
3. Toader D., Rușeț P., Pinte N., Pandia T., *Protecție digitală pentru posturile de transformare*, Simpozionul Național Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic SINAIA, 28 – 30 Septembrie 2005
4. Toader D., Hategan I., Diaconu I., Ruset P., *Contribuții la creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor prin rețele de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobină*, Simpozionul Național Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic SINAIA, 28 – 30 Septembrie 2005
5. Toader D., Hategan I., Diaconu I., Ruset P., *The power quality improvement in the distribution and transportation systems with use of new technologies for maintenance and with use of digital protection equipment*, Proceedings International Conference FOREN 2006 WEC Regional Energy Forum, 11-15 June 2006, Neptun
6. Toader D., Hărăguș Șt., Hategan I., Diaconu I., Ruset P., *Power quality improvement in distribution systems by means of new protective blocks*, Proceedings The Sixth World Energy System Conference (WESC2006), Torino, Italy, July 10-12, 2006, (CD))
7. Toader D., Hărăguș Șt., Hategan I., Diaconu I., Ruset P., *Digital protective blocks for medium-voltage networks with isolated neutral-point*, Acta Electrotehnica, Vol. 47, Number 4, 2006. Special ISSUE, pag. 359-363 (CD)
8. Rușeț P., Diaconu I., Florea M., Hațegan I.D., - *Recent maintenance experience on HV bushings*. Simpozion PSC, Timișoara, 2007
9. Rușeț P., Diaconu I., Hațegan I.D., - *Utilizarea tehnologiilor noi de mentenanță în rețelele de transport*. CIGRE B3 Timișoara, 2007
10. Rușeț P., Diaconu I., Hațegan I.D., Stanciu E., Popa R., - *Metode moderne de mentenanță predictivă*. SNRE, Sinaia, 2007
11. Ruset P., Toader D., Haragus St., Diaconu I. Hategan I.D., Pinte N. - *Digital Protective Blocks for Medium-Voltage Networks with Isolated Neutral- Point* Acta Electrotehnica Proceedings of the 2nd international conference on Modern Power Systems MPS Cluj-Napoca, 2008

12. Toader D., Rușeț P., Hategan I., Deaconu I., Pinte N., *Selective detection of simple and double grounding with in the medium electrical voltage networks with compensated null*, Proceeding of the Power Tech, 1-3 Juli 2009 Bucuresti (cotată ISI)
13. Rușeț P., Pinte N., Postolache P., Nitu C., Gal S., Oltean M.- *Theory Of Informational Species And Its Implications In The Power Sistem Protection, Measurement And Control Systems*, IEEE - Power Tech, București, 2009
14. Rușeț P., Florea M., Hategan I., Florea C., Barbulescu C. *Operational Behavior of Shunt Reactors From The Electricity Transmission Grid* Simpozion PSC Timișoara, 2009
15. Toader D., Rușeț P., Hategan I., Deaconu I., Pinte N., Căta I., *Selective detection of simple grounding faults in the medium voltage power networks with resonant earthed neutral*, Proceeding of the 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, 20-21 May 2010 (ISI)
16. Toader D., Hărăguș Șt., Blaj C., Hategan I., Rușeț P., Căta I., *Pspice Simulation of Single Phase Faults in Medium Voltage Electrical Networks*, Acta Electrotehnica nr.5, vol. 51, 2010, pp.366-372
17. Toader D., Blaj C., Rușeț P., Căta I., Arvinti B., *Experimental Verification of the Mathematical Model for Calculating the Simple Phase Grounding Fault*, SNET'10, 3-4 Decembrie 2010, Bucuresti