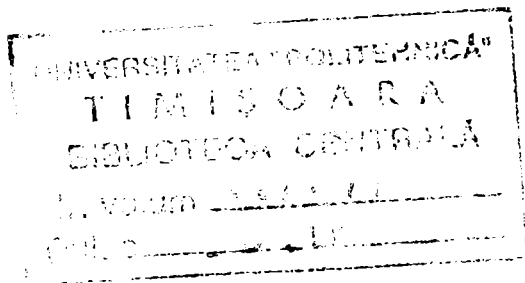


Ing. Radu-Ioan Matica

***Contribuții privind îmbunătățirea
performanțelor rețelelor de medie
tensiune având neutrul tratat prin
bobină de stingere***

TEZA DE DOCTORAT



*Conducător științific
Prof. Dr. Doc. Constantin Șora*

Timișoara 2002

CUPRINS

INTRODUCERE	BIBLIOTECA CENTRALA UNIVERSITATEA "POLITEHNICA" TIMISOARA	1
CAP.1.		
TRATAREA NEUTRULUI REDMT. ASPECTE GENERALE		7
1.1 Considerații generale		7
1.2 Modalități de tratare a neutrului REDMT		8
1.2.1. Rețele cu neutrul izolat		8
1.2.2. Rețele cu neutrul legat direct (rigid) la pământ		11
1.2.3. Rețele cu neutrul legat la pământ prin impedanță		12
1.2.3.1. Rețele cu neutrul legat la pământ prin bobină acordată (bobină Petersen)		12
1.2.3.2. Rețele cu neutrul legat la pământ prin rezistență		19
1.2.4. Compararea diverselor metode de tratare a neutrului		20
1.3. Criterii pentru alegerea modului de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune		22
1.4 Concluzii și contribuții originale		24
CAP.2.		
FOLOSIREA REGIMULUI NESIMETRIC ÎN CREȘTEREA OBSERVABILITĂȚII REDMT AVÎND NEUTRUL TRATAT CU BOBINĂ ACORDATĂ		25
2.1. Considerații generale		25
2.2 Regimul nesimetric. Aspecte generale		27
2.3 Cauzele și efectele regimului nesimetric		28
2.4. Mărimile caracteristice regimului nesimetric		30
2.4.1. Enumerarea mărimilor caracteristice		30
2.4.2. Metoda componentelor simetrice		31
2.4.3. Sensibilitatea indicatorilor regimului nesimetric		32
2.5. Problema puterilor la sistemele trifazate în regimuri nesimetrice		35
2.5.1. Puteri instantanee în regimuri nesimetrice. Putere fluctuantă.		35

2.5.2. Circulația de puteri în rețelele trifazate cu consumatori dezechilibrați.	37
2.5.3. Calculul circulației de curenți și puteri de secvență în regim nesimetric	38
2.6 Concluzii și contribuții originale	40
CAP.3.	
REGIMURI DE DEFECT ALE REDMT AVÂND NEUTRUL TRATAT PRIN BS	41
3.1. Considerații generale	41
3.2. Defectul monofazat (punerea simplă la pământ)	44
3.3 Defectul bifazat	48
3.3.1. Scurtcircuit bifazat	48
3.3.2. Scurtcircuit bifazat cu punere la pământ	50
3.4 Conductoare întrerupte	52
3.4.1. Întreruperea trifazată	52
3.4.2. Întreruperea bifazată	52
3.4.3. Întreruperea monofazată	54
3.4.4. Fenomene de rezonanță la întreruperi	55
3.4.4.1. Întrerupere monofazată în cazul unei linii electrice având neutrul tratat cu bobină de compensare	55
3.4.4.2. Întrerupere monofazată în cazul unei linii electrice având neutrul tratat cu bobină de stingere, care alimentează un transformator în gol	58
3.5. Concluzii și contribuții originale	60
CAP. 4	
SOLUȚII PRIVIND SESIZAREA DEFECTELOR CU PUNERE LA PĂMÂNT ÎN REDMT AVÂND NEUTRUL TRATAT CU BC	61
4.1. Fenomene de bază	61
4.2. O clasificare a sistemelor de protecție împotriva punerilor la pământ	64
4.3. Metode de detectare a defectelor în rețele de medie tensiune	65
4.3.1. Relee de semnalizare a punerilor la pământ	65
4.3.2. Relee de defecte autostingătoare	65

4.3.3. Relee de armonici	66
4.3.4. Măsurarea câmpului armonicilor superioare	66
4.3.5. Compararea fazelor curenților armonici	66
4.3.6. Relee wattmetrice	66
4.3.7. Localizatoare de defect cu capacități conectabile	66
4.3.8. Localizarea defectelor prin legarea la pământ a neutrului printr-o rezistență	67
4.4. Sistem de tratare combinată a neutrului rețelei de medie tensiune (SNCD)	68
4.5 Soluții moderne de detectare a defectelor cu punere la pământ prin rezistență mare de trecere	71
4.5.1. Sistemul WHAT	71
4.5.2. Sistemul DESIR (DEtection Sélective par les Intensités Résidualles)	72
4.5.3. Sistemul DDA (Differential Detection using phase – to – ground Admitances)	73
4.5.4. Reglarea valorii reactanței bobinei de stingere	74
4.5.4.1. Principiul de funcționare	74
4.5.4.2. Schema bloc a unui regulator automat	75
4.5.4.3. Sistemul GENEPI scurtă prezentare	76
4.6. Soluția propusă pentru depistarea selectivă a defectelor cu punere la pământ prin rezistență mare de trecere	77
4.7 Concluzii și contribuții originale	83

CAP.5

SIMULARE, MODELARE, PSPICE.

DETERMINĂRI EXPERIMENTALE

5.1. Simulare, modelare PSPICE	86
5.1.1. Modelul de rețea utilizat	86
5.1.2. Simulare defecte în rețea în regim BC → BC+SNCD	88
5.1.3. Simulare defecte în rețea în regim BC	
Analiza critică a sistemului DDA, respectiv a soluțiilor propuse ΔPh	93
5.2. Determinari experimentale	97
5.2.1 Implementarea SNCD în stația 110/20 kV SALONTA	97
5.2.1.1. Stația Salonta. Prezentare generală	97

5.2.1.2. Descrierea sistemului SNCD de tratare a neutrilor rețelei aeriene de 20 kV Salonta prin rezistor comutabil în structura BPN+ (BC//R _{nc})	99
5.2.1.3. Concluzii privind comportarea în exploatare a rețelei aeriene de 20 kV P _{Rn} Salonta cu neutrul tratat prin rezistor comutabil R _{nc1}	102
5.2.2 Diagnoza stării izolației REDMT	
Scurtă prezentare a concluziilor desprinse din analiza unor măsurători în instalații	107

CAP.6

CONCLUZII. CONTRIBUTII ORIGINALE	111
---	------------

ANEXE

Anexa 1 – Fișiere PSPICE

Anexa 2 – Scheme de principiu aferente circuitelor secundare în stația Salonta și Slatina în regim SNCD

Anexa 3 – Scheme de încadrare a perturbografului digital CDR – 10 HDD

Anexa 4 – Înregistrări în instalații în regim SNCD

Anexa 5 – Diagnoza stării izolației REDMT

- înregistrări în instalații
- prelucrare înregistrări
- raportul echipelor de control

NOTATII ȘI SIMBOLURI

1. BC BS - bobina de compensare;
2. R_n - rezistor conectat la BPN sau TSP în regim de durată;
3. R_{nc} - rezistor comutabil conectat la BPN sau TSP numai pe durată simplei puneri la pământ;
4. BPN - bobina de punct neutru;
5. s.p.l.p. - simpla punere la pământ;
6. $BPN+(BC || R_{nc})$ - BPN cu neutrul legat la pământ prin BC care funcționează în regim BC în paralel cu R_{nc} numai pe durată simplei puneri la pământ;
7. $(TSP+BC) || (BPN+R_{nc})$ - TSP cu neutrul legat la pământ prin BC care funcționează în regim $(TSP+BC)$ în paralel cu $(BPN+R_{nc})$ numai pe durată simplei puneri la pământ;
8. R_{nc1} - rezistor comutabil în varianta constructivă de utilizare $BPN+(BC || R_{nc})$;
9. R_{nc2} - rezistor comutabil în varianta constructivă de utilizare $(TSP+BC) || (BPN+R_{nc})$;
10. R_{Rnc1} - regim de funcționare al rețelei de MT cu neutrul tratat prin rezistor comutabil R_{nc1} în structura $BPN+(BC || R_{nc})$ din sistemul SNCD;
11. R_{Rnc2} - regim de funcționare al rețelei de MT cu neutrul tratat prin rezistor comutabil R_{nc2} în structura $(TSP+BC) || (BPN+R_{nc})$ din sistemul SNCD;
12. R_{Rn} - regim de funcționare al rețelei de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor;
13. R_{BC} - regim de funcționare al rețelei de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobina de compensare;
14. P_{Rn} - rețea (linie) în care instalațiile de legare la pământ sunt concepute pentru funcționarea cu neutrul rețelei de 20 kV tratat prin rezistor;
15. P_{BC} - rețea (linie) în care instalațiile de legare la pământ sunt concepute pentru funcționarea cu neutrul rețelei de 20 kV tratat prin BC;
16. U_{TOV} - supratensiune temporară;
17. BCAR - blocul pentru comutarea automată a rezistorului;
18. BHT - bloc pentru protecție homopolară de tensiune;
19. PHCL - protecție homopolară de curent pe linie;
20. PHCN - protecție homopolară de curent pe neutrul rețelei;
21. PMCT - protecție maximală de curent temporizată;
22. PMCR - protecție maximală de curent rapidă;
23. RART - dispozitiv trifazat de reanclansare automată rapidă;
24. PDL - protecție diferențială longitudinală;
25. PDLH - protecție diferențială longitudinală homopolară;
26. PMB - protecție de punere la masă a barelor de MT;
27. PPRL - protecție de pământ rezistiv pe linii aeriene și mixte;
28. PPRN - protecție de pământ rezistiv pe neutrul rețelei;
29. SNCD - sistem de tratarea neutrului rețelei de MT prin rezistor comutabil cu declanșare automată a liniilor la simpla punere la pământ persistentă;
30. REDMT - rețele electrice de distribuție de medie tensiune

INTRODUCERE

Problema regimului neutrului rețelelor electrice (sau tratării neutrului) constituie una din cele mai vechi preocupări ale celor care lucrează în domeniul sistemelor electrice de putere 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, trei faze și pământ). Ca urmare tratarea neutrului constituie unul din factorii care condiționează continuitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor și deci calitatea serviciului de alimentare cu energie electrică al acestora.

Tratarea neutrului a fost o problemă mult discutată în evoluția și dezvoltarea rețelelor electrice datorită numeroșilor factori ce trebuiesc luați în considerare la aplicarea uneia din soluții (neutru izolat, legat la pământ rigid sau printr-o impedanță și neutru tratat prin sistem rezonant), precum și a implicațiilor pe care le atrage după sine adaptarea acesteia. Dintre factorii ce trebuie luați în considerare din punct de vedere al rețelei se pot menționa : mărirea curentului de defect, mărirea 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. Din punct de vedere al consumatorilor alimentați de rețea se pot menționa : continuitatea în alimentare și compatibilitatea cu alimentarea proceselor industriale aferente altor consumatori. Firește, la cele de mai sus trebuie adăugată și experiența de exploatare dobândită în timp și tradiția existentă în acest domeniu.

Referindu-ne la rețelele de medie tensiune, determinant fiind arhitectura și rolul lor în sistemul electroenergetic în România s-a răspândit foarte mult soluția tratării cu bobină de stingere; acordul acesteia realizându-se și cu ajutorul regimului nesimetric de funcționare al rețelei. Iată cum acest regim nedorit și de cele mai multe ori detestat pentru consecințele sale, îndeosebi sub aspectul calității tensiunii de alimentare este aici exploatat și uneori în situații particulare amplificat, pentru a facilita acordul bobinei. Din acest motiv în prezenta lucrare s-a considerat util ca odată cu prezentarea problemelor legate de creșterea performanțelor rețelelor electrice tratate cu bobină de stingere să se acorde atenția cuvenită și regimului nesimetric și a modului în care acesta participă și servește la buna funcționare a acestor rețele.

Gradul de complexitate al problemei pe care o reprezintă tratarea neutrului poate fi evidențiată foarte sugestiv în figura de mai jos, figură care, prezintă intercon condiționările și implicațiile privind manifestarea rețelei în regim de defect în funcție de soluția aleasă în ceea ce privește tratarea neutrului. [G5].

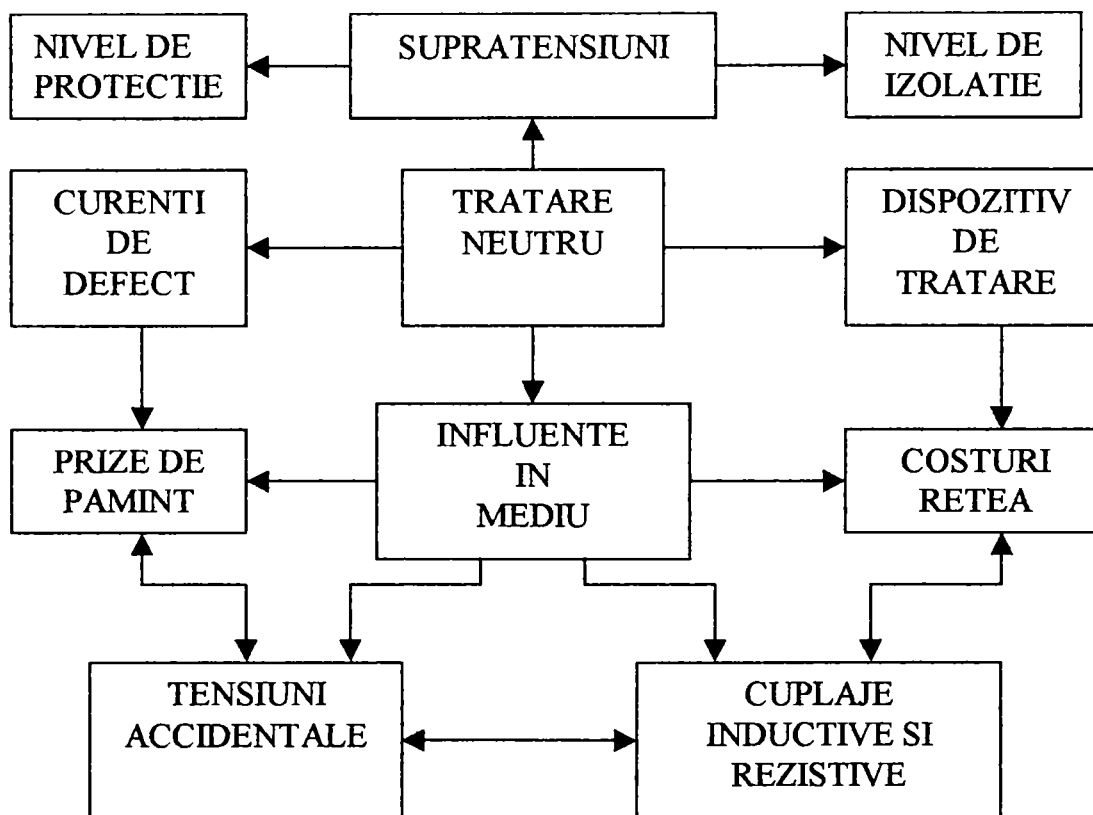


Fig.1 Intercondiționări și implicații reclamate de alegerea soluției de tratare a neutrului rețelelor de distribuție de medie tensiune

Alegerea uneia sau alteia dintre soluțiile de tratare a neutrului reprezintă din perspectiva furnizorului de electricitate o problemă de strategie în care trebuie ajuns la un compromis între avantajele, respectiv dezavantajele pe care le prezintă una sau alta dintre aceste soluții.

În acest context sigur, diverșii furnizori de electricitate și-au elaborat propria lor politică în ceea ce privește tratarea neutrului REDMT. Sugestiv în acest sens este tabelul 1 de mai jos [G7].

Tabelul 1. Situația tratării neutrilor REDMT în diferite țări

Modul de tratare al neutrilor	Tara	Controlul tensiunilor în timpul defect. monofazat	Fiabilitatea și sensibilitatea protecțiilor	Calitatea serviciului	Nivelul de izolație a rețelei
Legat la pământ. Neutru distribuit	USA Canada Australia	Bun	Satisf.	Satisf.	Tensiunea de fază
Legat la pământ	Marea Britanie	Satisf.	Bună	Medie	Tensiunea de fază
Izolată	Italia Japonia	Bun (în cazul rețelelor scurte)	Medie	Medie	Tensiunea de linie
Legat la pământ prin impedanță de limitare	Franța Spania	Mediu	Bună	Medie	Tensiunea de linie
Legat la pământ prin bobină de compensare	Germania Europa de Nord și de Est	Foarte bun	Medie	Bună	Tensiunea de linie

În procesul de elaborare a unei politici proprii în ceea ce privește tratarea neutrilor, furnizorul de electricitate trebuie să țină seama cel puțin de următoarele aspecte: [G7],[H2],[J3],[G8],[S2] :

- natura rețelei electrice (linii aeriene sau linii subterane)
- structura rețelei (lungimi, posibilitatea de buclare, etc.)
- valorile rezistențelor de dispersie ale parcului de prize de pământ
- reglementări și norme în ceea ce privește securitatea persoanelor
- performanțele așteptate în ceea ce privește numărul și durata întreruperilor în alimentarea cu energie electrică
- tehnologiile utilizate în ceea ce privește detectarea defectelor.

În condițiile specifice țării noastre strategia de alegere a uneia sau alteia dintre soluțiile de tratare a neutrilor REDMT sunt prezentate în figura 2 [G7]

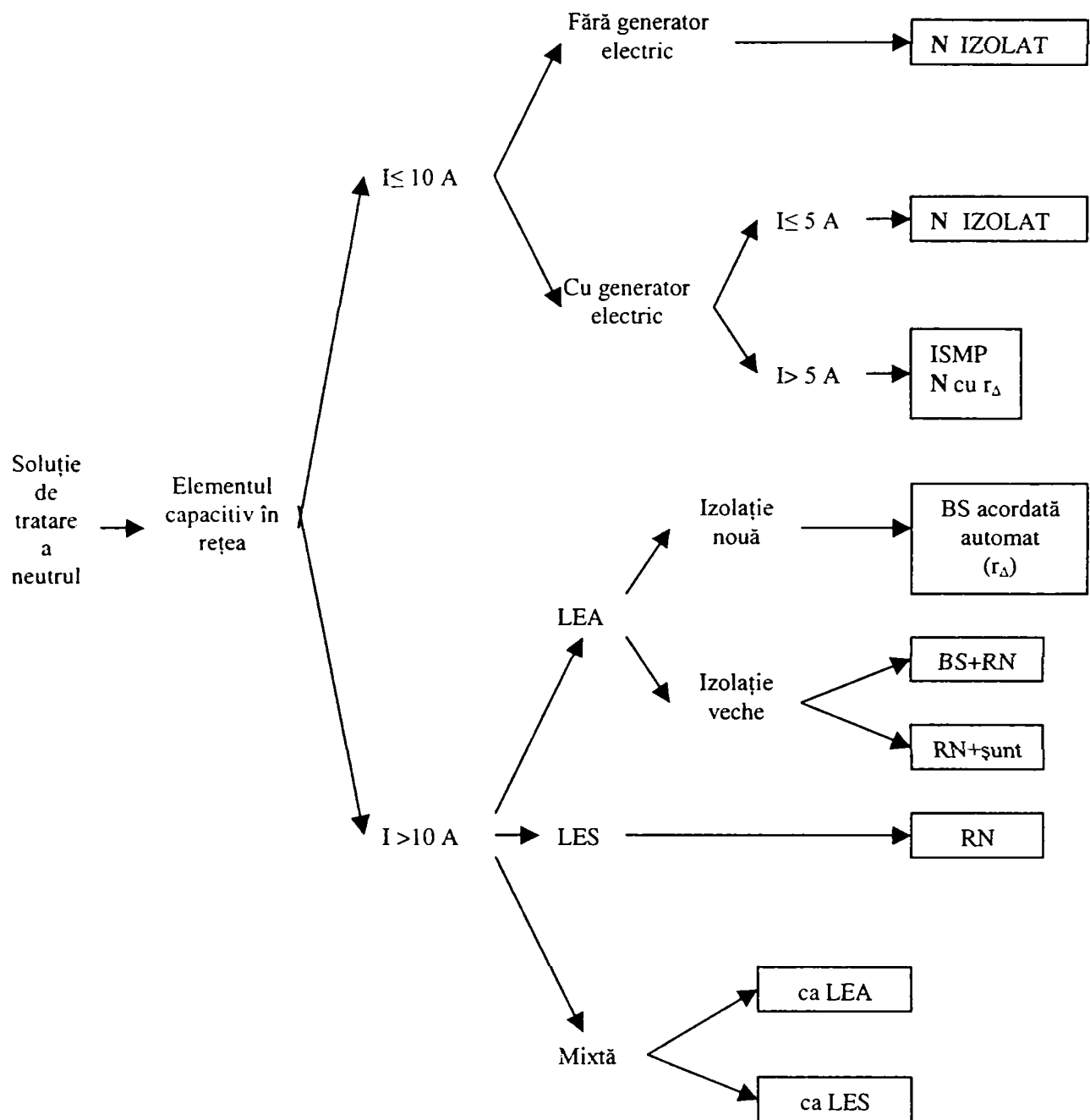


Fig.2

Strategia de alegere a soluției de tratare a neutrului REDMT In ROMANIA

În toate situațiile însă, considerentele care se bucură de cea mai mare importanță în analiza avantajelor respectiv a dezavantajelor pe care le prezintă o soluție sau alta de tratare a neutrului REDMT rămân cele legate de asigurarea unei alimentări sigure și economice și aceasta atât din punctul de vedere al furnizorului de energie electrică cât și din punctul de vedere al consumatorului de electricitate.

După cum se observă de altfel și în tabelul 1 prezentat, soluția care oferă cele mai bune performanțe sub aspectul calității energiei electrice livrate din perspectiva numărului întreruperilor în alimentarea cu energie electrică o reprezintă soluția de tratare a neutrului cu bobină de stingere.

Totuși, în literatura de specialitate, se afirmă pe bună dreptate că o soluție optimă, unică pentru tratarea neutrului nu există, ci concret, de la un caz punctual la altul, avîndu-se în vedere atît particularitățile rețelei, sursei de alimentare, cît și cele ale consumatorilor, poate fi adoptată

varianta cu bobină de stingere , rezistor sau mixtă [H2]. Există situații în care sistemul cu bobină de stingere nu funcționează corect , deși inițial adoptarea lui s-a efectuat conform celor prezentate anterior. Aceste situații se referă la [S2],[J4],[B6],[B12]:

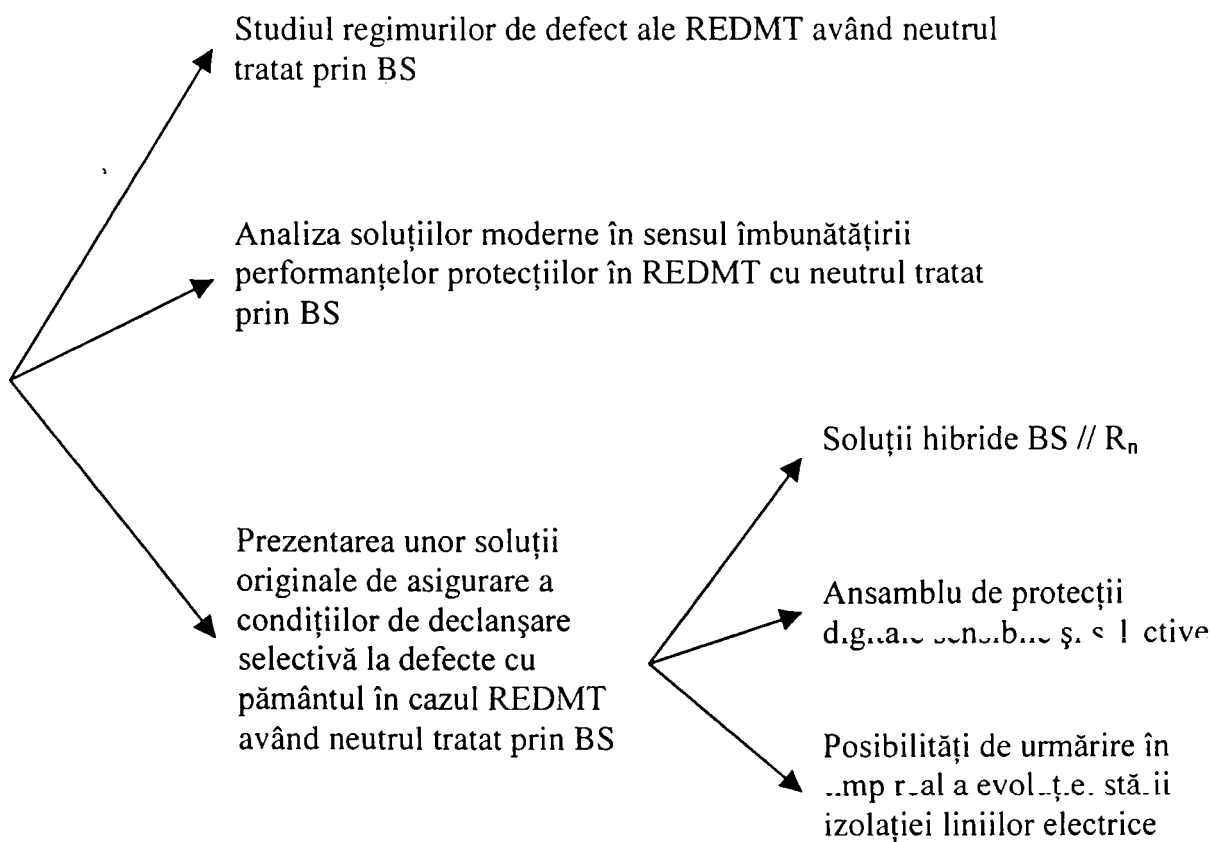
- dificultatea acordării bobinei la LEA cu sarcini puternic dezechilibrate;
- sensibilitatea redusă a sistemului de protecție în cazul unor puneri la pământ cu rezistență de defect mare și foarte mare (20-100kΩ);
- funcționarea eronată a sistemului de protecție la puneri la pământ în cazul prezenței unor consumatori dezechilibrați și/sau neliniari;
- funcționarea eronată a sistemului de protecție în cazul unor scurtcircuite produse pe linii de înaltă tensiune cuplate capacitiv intens cu linia de medie tensiune

Pornind de la aceste considerente , prezenta lucrare își propune pe de o parte, o analiză a modului de comportare a rețelelor de medie tensiune având neutrul tratat prin bobină de stingere, iar pe de altă parte, trecerea în revistă a soluțiilor cele mai moderne adoptate în sensul îmbunătățirii performanțelor protecțiilor prezentând în același timp soluții originale în acest sens. Dintre acestea din urmă unele sunt originale și ele asigură consistența științifică a lucrării.

Legat de elaborarea prezentei lucrări, autorul s-a implicat în soluționarea acestor probleme încă din anul 1995 în cadrul SDFEE ORADEA Activitatea desfășurată în acest sens este marcată de următoarele etape:

- implementarea soluției de tratare mixtă a neutrului REDMT în stația SALONTA [C11],[H8],[M5],[M6],[S7]
- optimizare sistem de tratare neutru în stația SLATINA NORD [M7]
- reabilitare stația FETESTI [M8]
- soluții moderne în ceea ce privește creșterea performanțelor rețelelor de medie tensiune cu neutrul tratat cu bobină de stingere [B20],[M9].

Structura lucrării este organizată pe următoarele aspecte principale (fig.3).



Sigur că în atingerea scopului propus în lucrare se parcurg mai multe etape, fiecare dintre ele fiind prezentate în detaliu în cadrul fiecăruia dintre capitolele lucrării. Aceste etape sunt prezentate în fig.4 de mai jos:

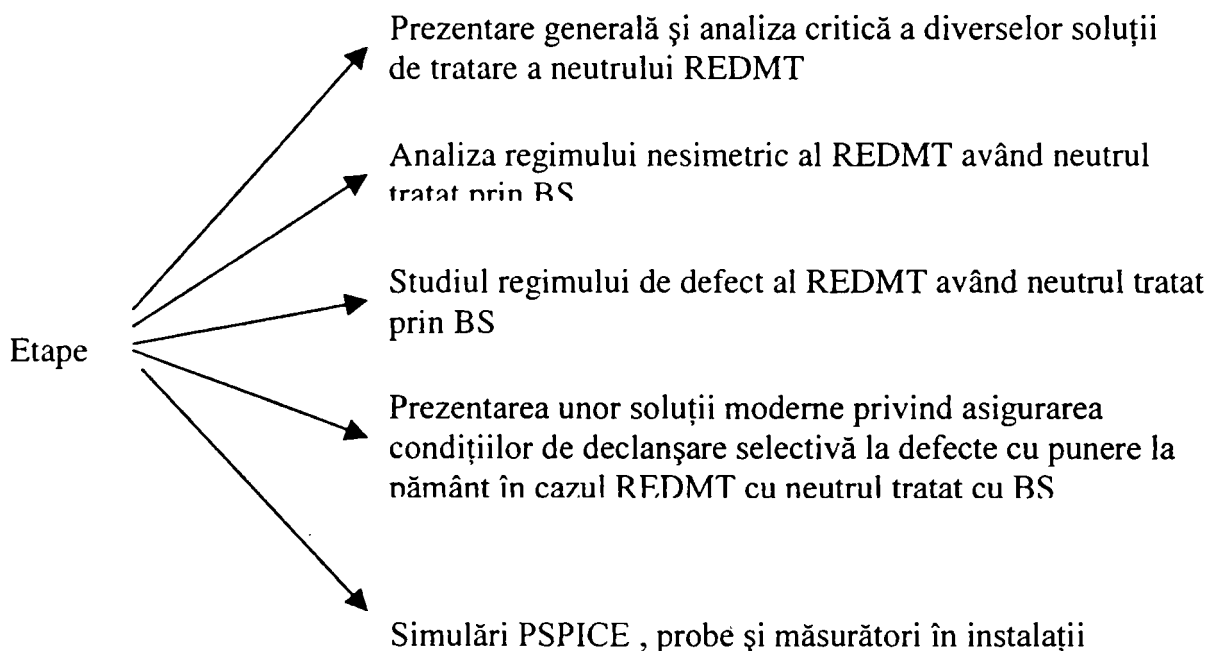


Fig.4 Etapele parcurse în elaborarea lucrării

Astfel capitolul întâi al lucrării face o trecere în revistă a soluțiilor „clasice” deja de tratare a neutrului rețelelor electrice evidențiind avantajele, respectiv dezavantajele pe care le prezintă o soluție sau alta. În final se propune o modalitate practică de alegere a soluției optime în ceea ce privește tratarea neutrului.

Capitolul al doilea prezintă o analiză a regimului nesimetric al rețelelor de medie tensiune, cu evidențierea particularităților pe care le prezintă acest regim în cazul rețelelor electrice în starea de defect, respectiv în regim normal de funcționare.

Capitolul al treilea face obiectul unei analize detaliate a regimului de defect al rețelelor electrice având neutrul tratat cu BS evidențiindu-se aspecte legate de curenți, circulația de curenți, tensiuni la locul de defect, supratensiuni atât în regim permanent cât și în regim tranzitoriu.

În capitolul al patrulea se face o prezentare a soluțiilor de ultimă oră adoptate în scopul creșterii selectivității protecțiilor. Se prezintă de asemenea soluții practice cu caracter de originalitate adoptate în țară și se fac propuneri privind realizarea de protecții selective și sensibile la defecte cu punere la pământ în rețele cu neutrul tratat prin BS.

Capitolul al cincilea este rezervat modelărilor pe calculator, simulărilor PSPICE, precum și probelor și măsurătorilor în instalații. Se evidențiază aici un instrument util și original de diagnosticare a stării izolației rețelelor electrice fără ca pentru acest lucru să fie necesară scoaterea de sub tensiune a liniei electrice.

În ultimul capitol sunt prezentate concluziile care se desprind din această lucrare precum și contribuțiile autorului lucrării.

1.1 Considerații generale

Așa cum s-a arătat în partea introductivă a lucrării, tratarea neutrului rețelelor de medie tensiune are o importanță deosebită din punctul de vedere al concepției și exploatării rețelelor electrice. CEI prevede următoarele soluții [H2]:

- neutrul izolat
- neutrul legat rigid la pământ sau legat la pământ prin intermediul unui rezistor
- neutrul legat la pământ prin bobină de stingere.

Decizia pentru o modalitate sau alta de tratare a neutrului trebuie să se facă pe termen lung. Criteriile pentru această decizie sunt diferite ele depinzând de punctele de vedere diferite ale furnizorilor de electricitate pe de o parte, și cele ale consumatorilor de energie electrică pe de altă parte [H2].

Din punctul de vedere al furnizorului de energie electrică sunt de evidențiat următoarele aspecte [H2]:

- cheltuieli de exploatare minime
- localizarea automată și selectivă a defectului
- eliminarea automată și rapidă a defectului

Din punctul de vedere al consumatorului de energie electrică sunt importante următoarele aspecte [H2],[G7]:

- eliminarea întreruperilor în alimentarea cu energie electrică
- compatibilitatea cu rețelele de distribuție internă de pe marile platforme industriale.

Tratarea neutrului nu influențează asupra tensiunilor și curenților de serviciu în cazul sistemelor de distribuție funcționând în regim simetric.

În caz de defecte asimetrice sau chiar de încărcări asimetrice comportarea rețelei este influențată în mod esențial de soluția adoptată în ceea ce privește tratarea neutrului. Curenții de defect, supratensiunile și tensiunile de serviciu solicită echipamentele și valorile lor trebuiesc luate în considerare.

Curenții de punere la pământ influențează, pe de o parte sistemele vecine, iar pe de altă parte conduc la o creștere de potențial care reprezintă un pericol pentru personalul de exploatare.. În caz de defect cu punere simplă la pământ, aceste efecte se manifestă mult mai acut, defectul fiind un caz limită de regim nesimetric. Aceste defecte sunt cel mai des întâlnite în rețelele de medie tensiune. Iată de ce, studiile efectuate în legătură cu tratarea neutrului se concentrează în direcția acestor categorii de defecte.

În urma studiului fenomenelor ce însoțesc punerea la pământ într-o rețea sau scurtcircuitul monofazat, se poate trage concluzia că exigențele tehnice în ceea ce privește problema tratării neutrului pot fi împărțite după unii autori în trei categorii [B17],[S2], iar după alții în două mari categorii și anume [H2]:

- exigențe dependente de tensiune
- exigențe dependente de curent.

In tabelul 1.1 sunt prezentate aceste exigențe:

Tab. 1.1 Exigențe tehnice pe care trebuie să le satisfacă o rețea de medie tensiune

Exigențe dependente de tensiune	<ul style="list-style-type: none"> – creșteri neînsemnate ale tensiunilor de frecvență industrială în conductoarele sănătoase – utilizarea descărcătoarelor cu tensiuni nominale mici – evitarea consecințelor unor defecte cu pământul (ex. dubla punere la pământ) printr-o izolație foarte bună – evitarea supratensiunilor datorate aprinderilor și stingerilor repetate ale arcului electric de punere la pământ sau ca urmare a deconectărilor – evitarea fenomenului de ferorezonanță ca urmare a arcului de punere la pământ sau ca urmare a deconectărilor
Exigențe dependente de curent	<ul style="list-style-type: none"> – curenți de defect de valori mici – influență neînsemnată a arcului electric, pe cât posibil cu efect autostingător – influență neînsemnată asupra altor rețele cum ar fi cele aferente căilor ferate electrificate respectiv de telecomunicații – tensiuni de atingere și de pas mici în vecinătatea locului de defect

Având în vedere complexitatea fenomenelor ce însoțesc defecte cu pământul în rețelele de medie tensiune, aceste exigențe nu pot fi satisfăcute în întregime.

Din punctul de vedere al tratării neutrului, rețelele electrice pot fi și ele încadrate în două mari categorii corespunzător celor două categorii de exigențe și anume:

- rețele cu neutrul izolat –corespunzător exigențelor dependente de curent
- rețele cu neutrul legat la pământ – corespunzător exigențelor dependente de tensiune.

În cele ce urmează se vor trece în revistă modalitățile de tratare a neutrului rețelelor electrice de distribuție de medie tensiune (REDMT) evidențiindu-se aspectele specifice.

1.2. Modalități de tratare a neutrului REDMT

1.2.1. Rețele cu neutrul izolat

O rețea cu neutrul izolat se caracterizează prin valoarea nulă a admitanței dintre neutrul și pământ:

Schema echivalentă tripolară simplificată a unei astfel de rețele se prezintă în fig. 1.1 :

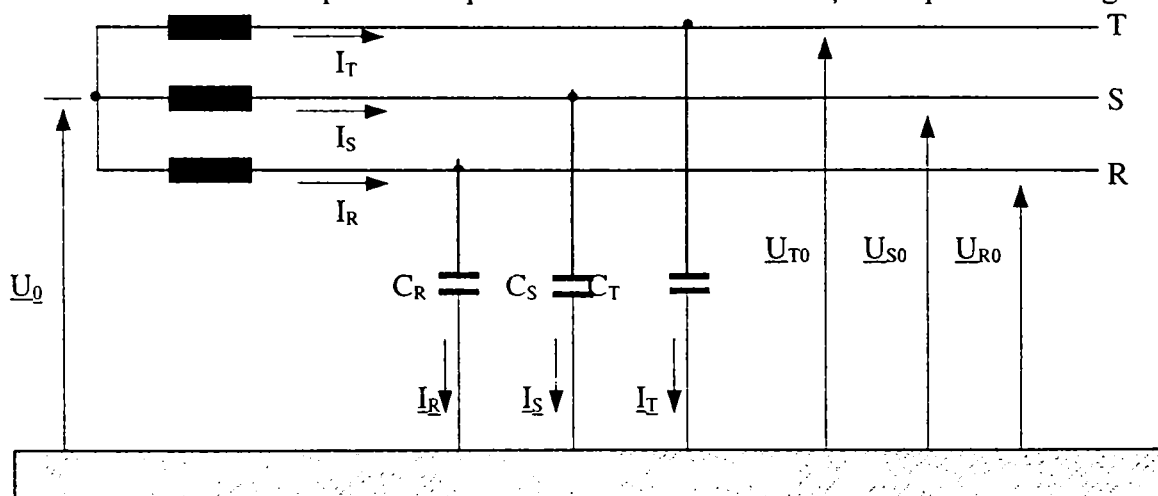


Fig.1.1. Rețea cu neutrul izolat - regim normal de funcționare

Capacitățile între faze și pământ C_R, C_S, C_T sunt egale, iar conductanțele g_R, g_S, g_T se consideră neglijabile.

În aceste condiții rezultă pentru tensiunile măsurate față de pământ :

$$U_R=U_S=U_T=U_f \quad (1.1)$$

$$U_0=0 \quad (1.2)$$

iar în ceea ce privește curenții:

$$I_R^C=I_S^C=I_T^C=I_f^C \quad (1.3)$$

$$I_R^C+I_S^C+I_T^C=I_0=0 \quad (1.4)$$

iar pentru parametrii rețelei:

$$C_R=C_S=C_T \quad (1.5)$$

$$Y_R=Y_S=Y_T=j\omega C_\Sigma \quad (1.6)$$

La scrierea relațiilor de mai sus s-a considerat că sarcina este echilibrată ($I_f=I_f^C+I_f^S$; I_f^S fiind curentul de sarcină.).

Se consideră că la un moment dat, într-o astfel de rețea apare un defect cu pământul în punctul k (vezi fig.1.2).

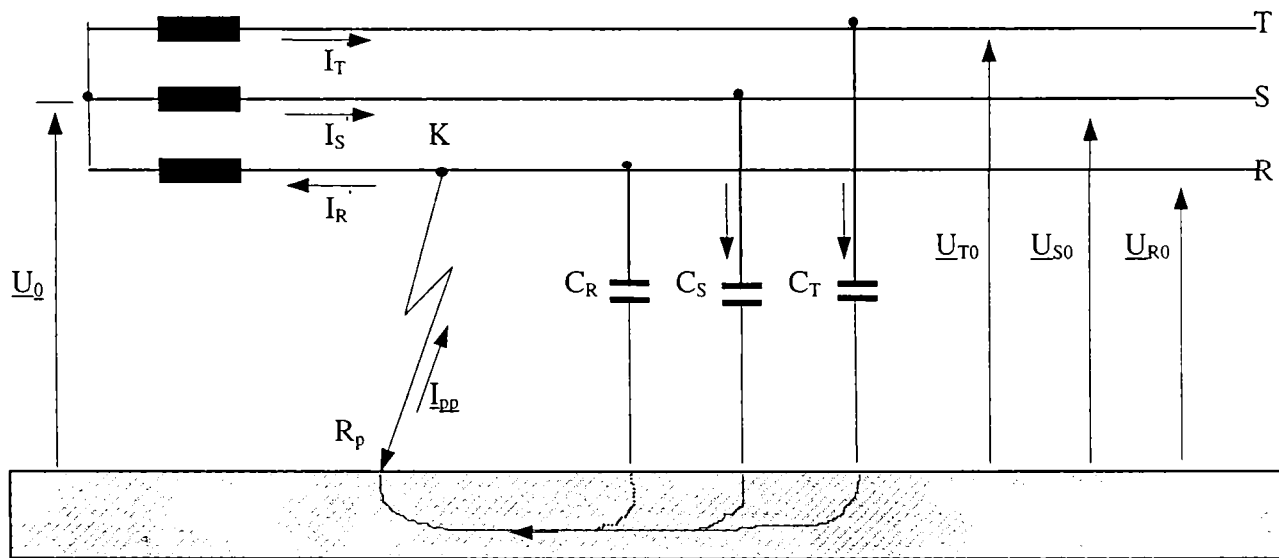


Fig.1.2. Rețea cu neutrul izolat - punere la pământ în punctul k.

Se consideră la locul de defect $R_p = 0$.

Condițiile inițiale pentru calculul curentului de defect sunt:

$$Y_R=\infty \quad (1.7)$$

$$U_{R0}=0 \quad (1.8)$$

$$I_{pp}=I'_R=-(I'_S+I'_T) \quad (1.9)$$

Ținând seama de relațiile (1.3...1.6) rezultă:

$$I_{pp}=3I'_0=j\omega 3C_\Sigma U_f \quad (1.10)$$

unde:

$$U_0=U_f \quad (1.11)$$

$$U_{S0}=U_{T0}=\sqrt{3}U_f \quad (1.12)$$

Se poate deci trage concluzia că, în cazul punerii simple la pământ, mărimea curentului la locul de defect depinde numai de capacitățile fazelor față de pământ, tensiunea și frecvența rețelei.

În condițiile în care se iau în considerare pierderile transversale și rezistența de punere la pământ, adică $R_p \neq 0$; $g_\Sigma \neq 0$ atunci se poate scrie [I₅] :

$$\underline{I}_{PP} = \frac{3(g_\Sigma + j\omega C_\Sigma)U_f}{1 + 3(g_\Sigma + j\omega C_\Sigma)R_p} \quad (1.13)$$

Mai mult chiar, dacă se iau în considerare și nesimetriile în rețea, ($C_R \neq C_S \neq C_T$; $U_R \neq U_S \neq U_T$) atunci I_{PP} ia valori diferite pentru fiecare din cele trei faze ale rețelei.

Datorită nesimetriei capacităților, punctul neutru al rețelei poate ajunge la o tensiune de nesimetrie $U_o \neq 0$ a cărei valoare este dată de relația: [I₆]

$$\underline{U}_o = U_f \frac{j\omega C_R + a^2 j\omega C_S + aj\omega C_T}{j\omega(C_R + C_S + C_T) + g_\Sigma} \quad (1.14)$$

Fie $\alpha = g_\Sigma/\omega C_\Sigma$ - coeficientul de amortizare al rețelei. În condițiile în care $\alpha = 0$, gradul de nesimetrie al rețelei se calculează cu relația [G4] :

$$\mu_o = \left| \frac{\underline{U}_o}{\underline{U}_f} \right| \cdot 100 = \left| \frac{C_R + a^2 C_S + a C_T}{C_R + C_S + C_T} \right| \cdot 100 \quad (1.15)$$

Pentru rețelele aeriene gradul de nesimetrie μ_o este cuprins între 0,5 - 5 %.

Tensiunea de deplasare a punctului neutru, în cazul punerii la pământ a unei faze, este egală cu tensiunea pe fază, $U_o = U_f$ fapt care se poate pune în evidență în diagrama fazorială din fig.1.3:

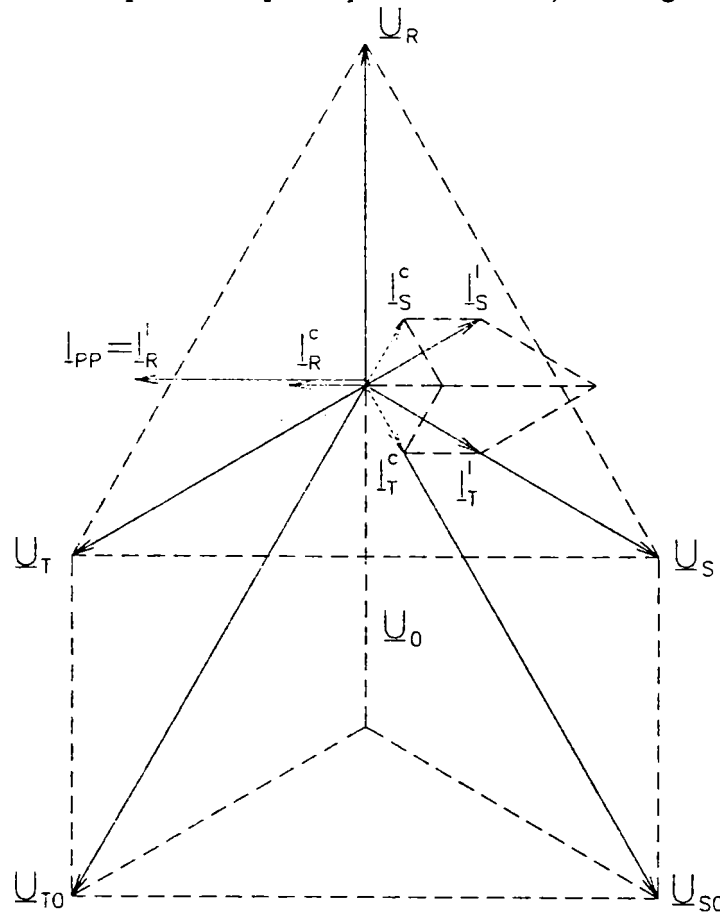


Fig.1.3. Diagrama fazorială corespunzătoare rețelei cu neutrul izolat - punerea la pământ a fazei R

În general, curenții de defect au valori scăzute comparativ cu curenții de sarcină. Din aceste considerente rețelele de distribuție cu neutrul izolat asigură mai departe, pe un timp limitat, continuitatea în alimentare a consumatorilor ceea ce reprezintă de altfel marele avantaj al acestei

soluții. În plus dacă punerea la pământ este trecătoare, la prima trecere prin zero a curentului din arc, acesta se stinge și rețeaua își reia funcționarea normală.

1.2.2. Rețele cu neutrul legat direct (rigid) la pământ

Schema echivalentă tripolară simplificată a rețelei cu neutrul legat rigid la pământ se prezintă în fig. 1.4.

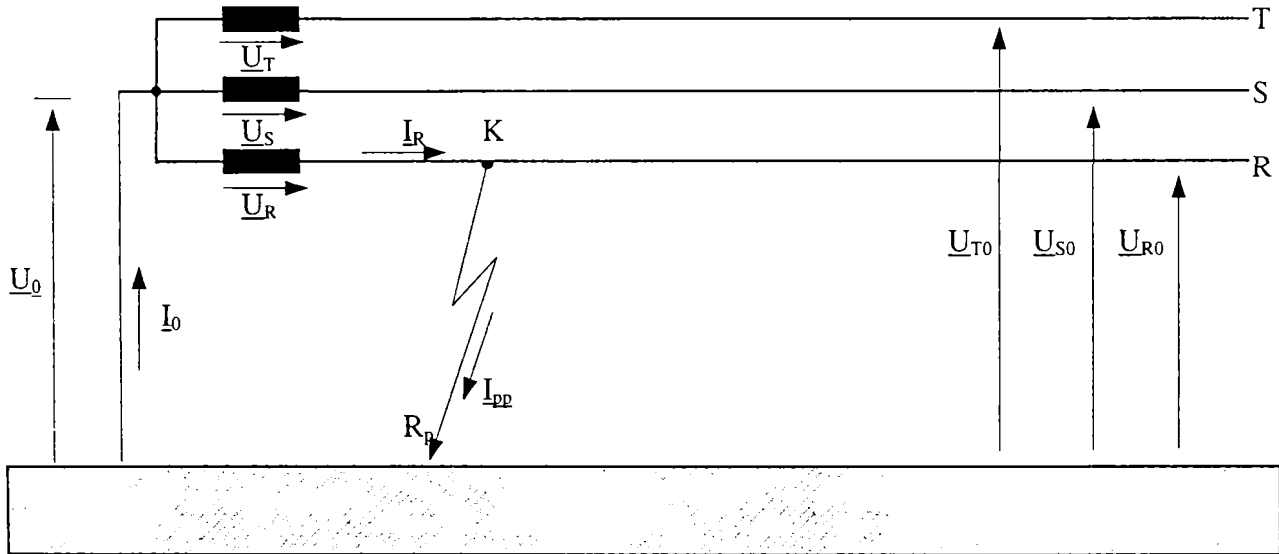


Fig.1.4. Schema de calcul a rețelei cu neutrul legat direct la pământ

În figură, neutrul fiind legat direct la pământ $Z_n = 0$, se presupune o punere la pământ netă pe faza R, adică $R_p = 0$. În aceste condiții curentul de defect are expresia:

$$\underline{I}_{PP} = \underline{I}_{scc}^{(1)} = \frac{3U_f}{2\underline{Z}_+ + \underline{Z}_0} \quad (1.16)$$

unde \underline{Z}_+ , \underline{Z}_0 sunt impedanțele de secvență pozitivă respectiv de secvență 0.

Deoarece aceste impedanțe au valori reduse, curentul de defect are valoare foarte ridicată fiind de fapt un curent de scurtcircuit. Curentul de scurtcircuit monofazat depinde numai de impedanța sursei de alimentare putând depăși în anumite situații valoarea curentului de scurtcircuit trifazic. $[H_2]$, $[I_5]$.

Pentru tensiunile și curenții de fază, la locul de scurtcircuit se pot scrie expresiile :

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_R &= 0 \\ \underline{U}_S &= U_f \left[a^2 - \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_+}{2\underline{Z}_+ + \underline{Z}_0} \right] \\ \underline{U}_T &= U_f \left[a - \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_+}{2\underline{Z}_+ + \underline{Z}_0} \right] \\ \underline{U}_0 &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (1.17)$$

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_R &= \underline{U}_R \underline{Y}_o \\ I_S &= I_T \end{aligned} \right\} \quad (1.18)$$

În regim normal rețeaua se comportă identic ca și o rețea cu neutrul izolat, curenții capacitivi pe cele trei faze se compensează între ei, iar prin bobină nu circulă nici un curent. În regim de defect în punctul k, rezultă un curent capacitiv I_C dat de rețea și un curent inductiv I_I datorat prezenței bobinei.

La o acordare perfectă a bobinei, condiția ca la locul de defect curentul rezidual să fie nul se poate scrie:

$$\underline{I}_{Rp} = \underline{I}_L - \underline{I}_C = U_f \left(\frac{1}{j\omega L_B} - 3j\omega C \right) = 0 \quad (1.20)$$

relație din care rezultă valoarea inductanței L_B necesară pentru bobină.

În caz contrar valoarea curentului rezidual reactiv poate fi capacitiv în rețelele subcompensate și inductiv în cele supracompensate.

În realitate, valorile conductanțelor g_R , g_S , g_T și g_B sunt diferite de zero, ceea ce are drept efect circulația prin bobină a unui curent rezidual rezistiv, chiar în regim normal. Influența componentei active a curentului se exercită și asupra tensiunii de restabilire, pentru diferite valori ale gradului de dezacord.

În condițiile în care se ține seama de pierderile active din bobină și din priza de pământ aferentă, impedanța Z_n devine:

$$\underline{Z}_n = R_n + jX_B \quad (1.21)$$

unde R_n înglobează atât rezistența bobinei R_B cât și cea a prizei de pământ.

Pierderile active pot fi echivalate în schema echivalentă de calcul printr-o rezistență în paralel cu circuitul acordat, format din bobina de reactanță și capacitatea liniei. Se obține schema din fig. 1.6.

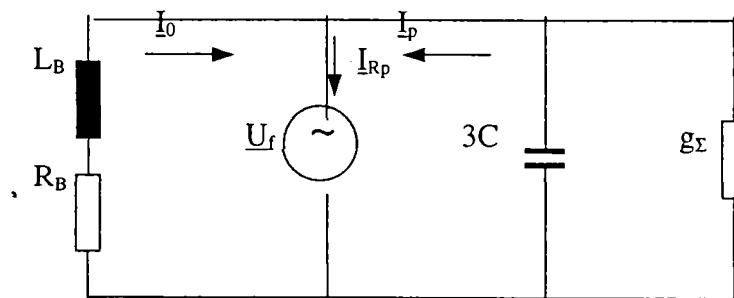


Fig.1.6. Schema echivalentă monofazată pentru o rețea cu neutrul legat la pământ prin bobină
Ținând seama de faptul că:

$$\underline{I}_{PP} = 3\underline{I}_0 = \frac{3U_f (1 + j\omega C_\Sigma (3\underline{Z}_n + \underline{Z}_0^T))}{3\underline{Z}_n + \underline{Z}_0^T + (2(\underline{Z}_+^T + \underline{Z}_+^R) + \underline{Z}_0^R + 3R_p) (1 + j\omega C_\Sigma (\underline{Z}_0^T + 3\underline{Z}_n))} \quad (1.22)$$

și având în vedere relația (1.21) rezultă:

$$\underline{I}_{Rp} = \underline{I}_{scc}^{(1)} = \frac{3U_f}{2\underline{Z}_+^T + 3R_n (\omega C_\Sigma)^2 - \frac{j}{\omega C_\Sigma}} \quad (1.23)$$

Dacă $R_n \rightarrow \infty$ atunci:

$$\underline{I}_{Rp} = \underline{I}_{scc}^{(1)} = 0 \quad (1.24)$$

Curentul care trece prin arcul de punere la pământ se mai poate scrie:

$$\underline{I}_{Rp} = \underline{I}_p + \underline{I}_0 \quad (1.25)$$

unde \underline{I}_p - reprezintă curentul de punere la pământ

$$\underline{I}_p = g_\Sigma U_f + j3\omega C U_f \quad (1.26)$$

iar I_0 curentul datorat componentei homopolare a tensiunii:

$$\underline{I}_0 = \frac{U_f}{r_0 + j\omega L_0} \cong U_f \left[\frac{r_0}{(\omega L_0)^2} - j \frac{1}{\omega L_0} \right] \quad (1.27)$$

În relația de mai sus:

C - este capacitatea față de pământ a rețelei

g_Σ - conductanța rețelei

r_0, L_0 - rezistența respectiv inductanța de secvență zero

În aceste condiții:

$$\underline{I}_{Rp} = \underline{I}_{Ra} + j(I_C - I_L) \quad (1.28)$$

unde componenta activă a curentului rezidual de punere la pământ I_{Ra} are expresia :

$$\underline{I}_{Ra} = U_f \left(g_\Sigma + \frac{r_0}{\omega^2 L_0^2} \right) \quad (1.29)$$

iar componenta inductivă respectiv capacitivă

$$I_L = \frac{U_f}{\omega L_0}; \quad I_C = 3U_f \omega C \quad (1.30)$$

Relația (1.28) mai poate fi scrisă:

$$\underline{I}_{Rp} = jI_C \left(1 - \frac{I_L}{I_C} - j \frac{I_{Ra}}{I_C} \right) = jI_C (\varepsilon - j\delta) \quad (1.31)$$

unde:

$$\varepsilon = 1 - \frac{I_L}{I_C}; \quad \delta = \frac{I_{Ra}}{I_C} \quad (1.32)$$

De asemenea:

$$\frac{\omega_l}{\omega} = \sqrt{1 - \varepsilon} \quad (1.33)$$

unde $\omega_l = \frac{1}{\sqrt{3L_0C}}$ - reprezintă pulsația de oscilație proprie a rețelei.

În figura 1.7. s-a reprezentat variația raportului I_{Rp} / I_C în funcție de ε

. Pentru $\varepsilon = 0$ curba are valoare minimă și reprezintă situația de acord teoretic. În această situație, din (1.33) rezultă că $\omega_l = \omega$ și ca urmare are loc fenomenul de rezonanță paralel pentru curenții de frecvență fundamentală.

Dacă este satisfăcută relația (1.20) și se neglijează rezistențele din circuit precum și armonicile de curent de ordin superior, curentul rezidual devine zero. Are loc astfel un proces de suflare a arcului electric la locul de defect, deci și stingerea lui, de unde și denumirea de bobină de stingere.

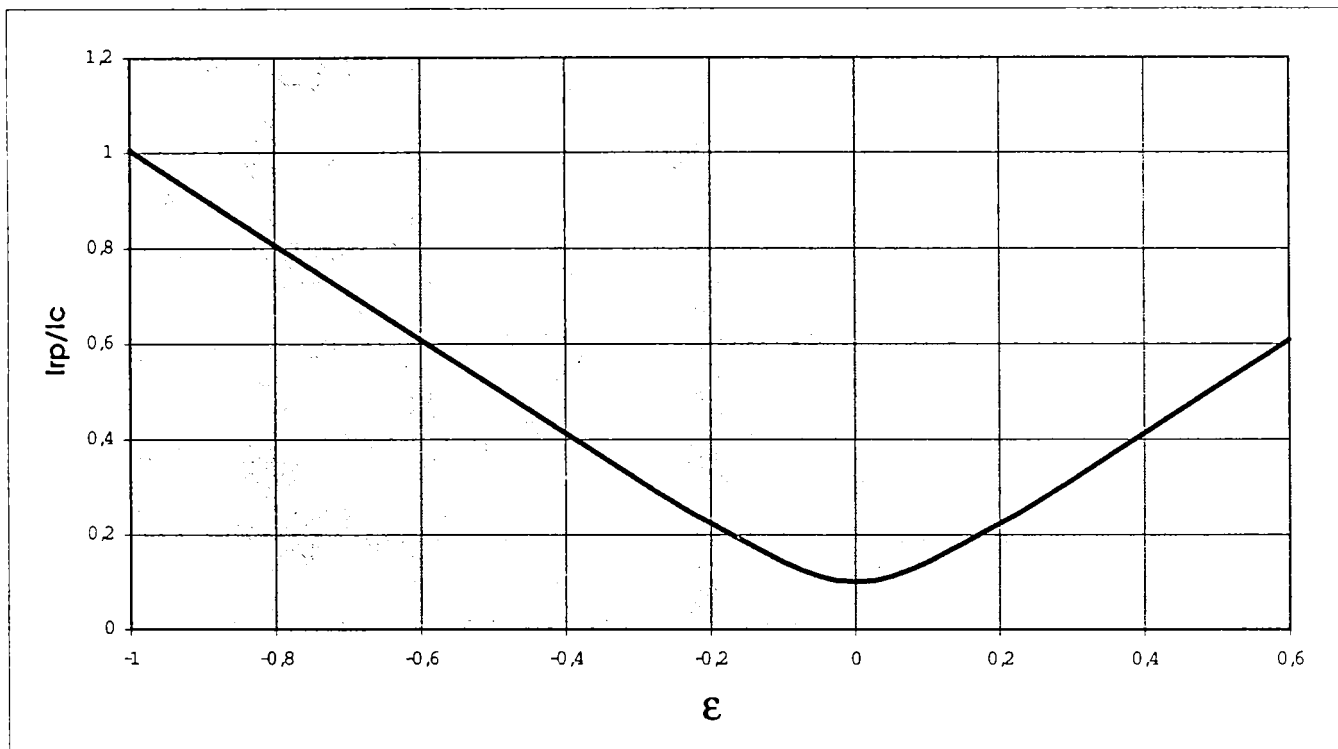


Fig.1.7. Curba de variație a raportului I_{Rp}/I_C funcție de ϵ .

În situația în care $Z_0^T \ll Z_n$ iar bobina se consideră fără pierderi, se poate scrie :

$$\left. \begin{aligned} Z_n &= jX_B \\ X_B &= \frac{1}{3\omega C} \\ L_B &= \frac{1}{3\omega^2 C} \end{aligned} \right\} \quad (1.34)$$

În aceste condiții, curentul rezidual care mai trece prin punctul de punere la pământ este egal cu componenta rezistivă, adică cea corespunzătoare pierderilor prin izolații.

Relațiile (1.20) - (1.34) sunt valabile pentru armonica de bază a curentului. În realitate, curentul de defect are o serie de armonici superioare (3, 5, 7 etc.) care fac să nu se poată realiza stingerea arcului chiar în cazul acordului ideal la rezonanță. În acest caz:

$$I_{Rp}^2 = I_{Ra}^2 + I_{Rr}^2 + I_3^2 + I_5^2 + \dots + I_n^2 \quad (1.35)$$

unde:

- I_{Ra} - componenta activă a curentului rezidual de punere la pământ de frecvența fundamentală
- I_{Rr} - componenta reactivă a curentului rezidual de punere la pământ de frecvența fundamentală
- I_3, I_5, \dots, I_n - armonicile de ordin 3, 5...n.

De menționat faptul că valori importante ale curentului rezidual s-au datorat nu atât componente active a curentului de defect, cât armonicilor superioare.

În realitate, rețelele electrice aeriene prezintă o disimetrie capacitivă de până la 10 %.

Din aceste considerente, în regim normal de funcționare tensiunea neutrului rețelei diferă de zero:

$$\underline{U}_0 = \frac{\underline{U}_R \underline{Y}_R + \underline{U}_S \underline{Y}_S + \underline{U}_T \underline{Y}_T}{\underline{Y}_R + \underline{Y}_S + \underline{Y}_T} \quad (1.36)$$

unde: $\underline{Y}_R = j\omega C_R$; $\underline{Y}_S = j\omega C_S$; $\underline{Y}_T = j\omega C_T$

Prezența bobinei de stingere determină apariția unei tensiuni de deplasare a punctului neutru al rețelei, a cărei valoare este condiționată de tensiunea inițială de nesimetrie U_0 .

Astfel :

$$\underline{U}_0^B = \frac{\underline{U}_R \underline{Y}_R + \underline{U}_S \underline{Y}_S + \underline{U}_T \underline{Y}_T}{\underline{Y}_R + \underline{Y}_S + \underline{Y}_T + \underline{Y}_0} \quad (1.37)$$

unde admitanța de secvență homopolară Y_0 are expresia:

$$\left. \begin{aligned} \underline{Y}_0 &= \frac{r_0}{(\omega L_0)^2} - j \frac{1}{\omega L_0} \\ \frac{1}{r_0} &= 3g_\Sigma + \frac{1}{r_B} \\ g_\Sigma &= \frac{3}{r} \end{aligned} \right\} \quad (1.38)$$

r_B - rezistența echivalentă pierderilor din bobină, în ipoteza unei scheme echivalente paralele a bobinei,

r - rezistența de izolație a fazelor.

Cu acestea relația (1.37) devine:

$$\underline{U}_0^B = U_0 \frac{\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3}{\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3 + \underline{Y}_0} \quad (1.39)$$

și, mai mult chiar,

$$\underline{U}_0^B = \underline{U}_0 \frac{1}{1 - \frac{1}{\omega^2 L_0 (C_R + C_S + C_T)} - j \frac{g_\Sigma + \frac{r_0}{(\omega L_0)^2}}{\omega (C_R + C_S + C_T)}} \quad (1.40)$$

relație la scrierea căreia s-a luat în considerare și influența conductanțelor.

Ținând seama de relațiile (1.32), (1.33) se poate scrie că :

$$1 - \varepsilon = \left(\frac{\omega_l}{\omega} \right)^2; \quad \delta = \frac{g_\Sigma + \frac{r_0}{(\omega L_0)^2}}{\omega (C_R + C_S + C_T)} \quad (1.41)$$

de unde rezultă:

$$\underline{U}_0^B = \underline{U}_0 \frac{1}{\varepsilon - j\delta} \quad (1.42)$$

Dacă $\varepsilon = 0$ (compensare ideală) atunci

$$\underline{U}_0^B = \frac{\underline{U}_0}{\delta} \quad (1.43) \quad \text{În}$$

acest caz tensiunea la bornele reactanței acordate \underline{U}_0^B poate atinge valori foarte mari, mai ales pe durata regimului tranzitoriu, singurul element de limitare a acesteia fiind rezistența echivalentă a întregului circuit.

În condiții normale tensiunea de disimetrie capacitivă U_0 este cuprinsă în intervalul (0,5 - 1,5 %) U_f . În exploatare se pot ivi însă situații în care tensiunea de disimetrie poate crește foarte mult până la valori de aproximativ $U_f/2$; aceste situații având loc la :

- ruperi de conductoare;
- nesimultaneități în ceea ce privește conectarea, deconectarea întreruptoarelor etc.

În aceste condiții tensiunea la bornele bobinei de stingere poate atinge valori foarte mari (7-8) U_f .

În continuare se analizează o rețea la care s-a presupus faza S pusă la pământ astfel încât capacitatea ei față de pământ devine kC_S unde $k < 1$.

Tensiunea neutrului în acest regim va fi :

$$\underline{U}_0^B = U_0 \frac{C_R + a^2 k C_S + a C_T}{C_R + k C_S + C_T} \quad (1.44)$$

De unde tensiunea de deplasare a neutrului

$$\underline{U}_0^B = \underline{U}_0 \frac{1}{1 - \frac{1}{\omega^2 L_0 (C_R + k C_S + C_T)} - j \frac{g_S + \frac{r_0}{(\omega L_0)^2}}{\omega (C_R + k C_S + C_T)}} \quad (1.45)$$

Dacă $C_R = C_S = C_T = C$ se obține:

$$\underline{U}_0^B = U_f \frac{1-k}{(2+k) \sqrt{\left(1 - \frac{3}{2+k} (1-\varepsilon)\right)^2 + \delta^2}} \quad (1.46)$$

De menționat faptul că cea mai redusă tensiune de deplasare a neutrului are loc în cazul subcompensării, în timp ce în regim de supracompensare tensiunea de deplasare a neutrului ia valori mult mai mari.

Acest lucru s-a evidențiat în figura următoare:

- 1 - $\alpha_1 = 0.026$, $n = 0.08$;
- 2 - $\alpha_1 = 0.013$, $n = 0.04$;
- 3 - $\alpha_1 = 0.026$, $n = 0.08$;
- 4 - $\alpha_1 = 0.013$, $n = 0.02$.

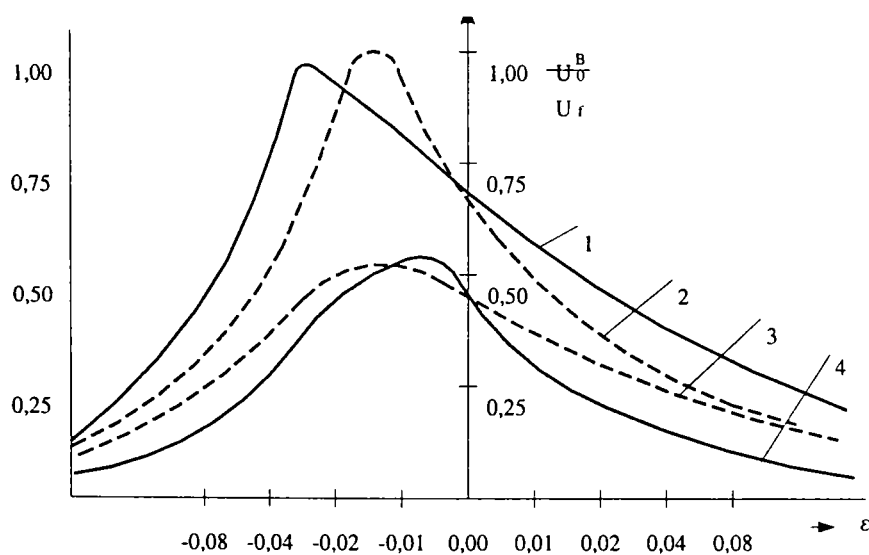


Fig.1.8. Variația tensiunii de deplasare U_0^B funcție de parametrii (α_1 , n , ε).

În figura de mai sus s-au notat:

0201 151
307 E

$$\alpha_l = \frac{g_\Sigma + g_L}{\omega C_\Sigma} \quad - \text{coeficientul de amortizare al rețelei cu bobină de stingere}$$

$$n = \frac{\Delta C}{C_0} = \frac{k}{C_0} \quad - \text{coeficientul ce evidențiază gradul de nesimetrie al rețelei.}$$

Tensiunea de restabilire pe faza defectă după stingerea arcului are valoarea [I6] :

$$U_{\text{rest}} = U_f (\cos \omega t - e^{-\alpha t} \cos \sqrt{q} \omega t) \quad (1.47)$$

unde:

$$\alpha = \frac{g_\Sigma}{\omega C_\Sigma} \quad - \text{coeficientul de amortizare al rețelei}$$

$$q = \frac{I_B}{I_{Rp}} \quad - \text{gradul de acord al bobinei de stingere (q = 1 pentru acord la rezonanță).}$$

Pornind de la relația (1.47) se poate determina dependența dintre durata de restabilire a tensiunii pe faza defectă și gradul de acord al bobinei pentru diferiți factori de amortizare.

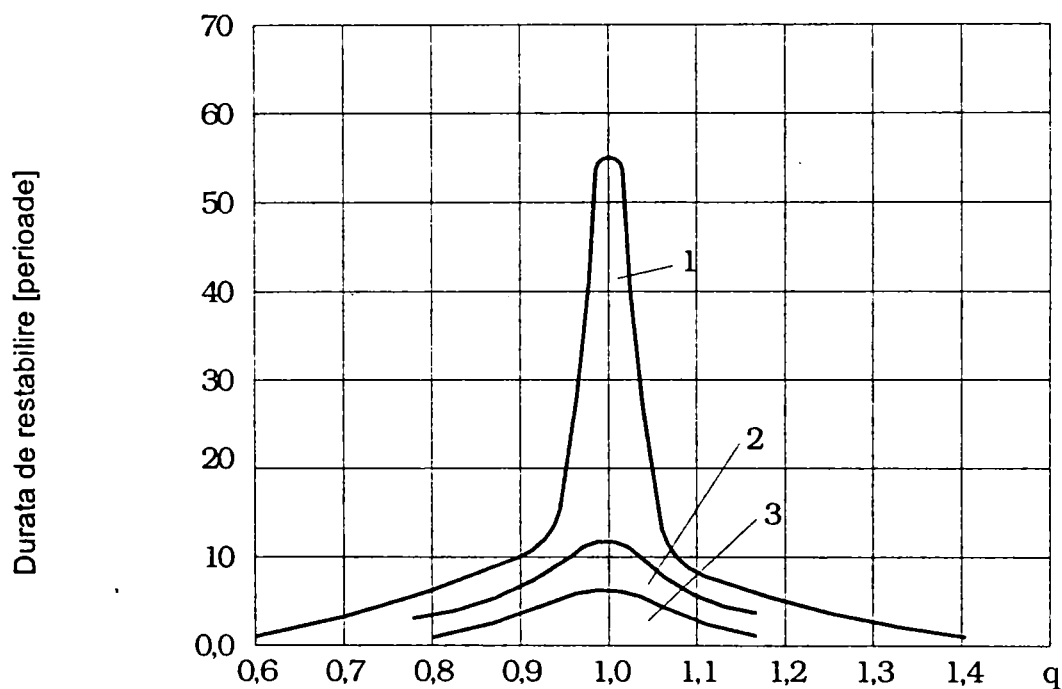


Fig.1.9. Variația duratei de restabilire a tensiunii pe faza defectă până la valorile U_f - curba 1; $0,9 U_f$ - curba 2; $0,8 U_f$ - curba 3.

Din analiza curbelor trasate în figura 1.9 se constată o importantă micșorare a duratei de restabilire a tensiunii pe faza defectă la abateri suficient de mici de la acordul la rezonanță al bobinei.

Avantajele folosirii bobinelor de stingere în rețelele de cabluri devin discutabile în cazul unor valori mari ale curentului rezidual la locul defectului [B6], [J5]. Valori mari ale curentului rezidual pot apare datorită următoarelor cauze:

- dezacord important al bobinei de stingere,
- pondere mare a componentei active a curentului de punere la pământ,
- prezența în curentul de punere la pământ a unor armonice superioare necompensabile.

Prin urmare avantajele bobinei de stingere nu pot fi evidențiate în orice regim de funcționare. Există situații în care folosirea acesteia trebuie efectuată cu mare atenție.

1.2.3.2. Rețele cu neutrul legat la pământ prin rezistență

Schema echivalentă trifazată simplificată a unei astfel de rețele se prezintă în figura 1.10.

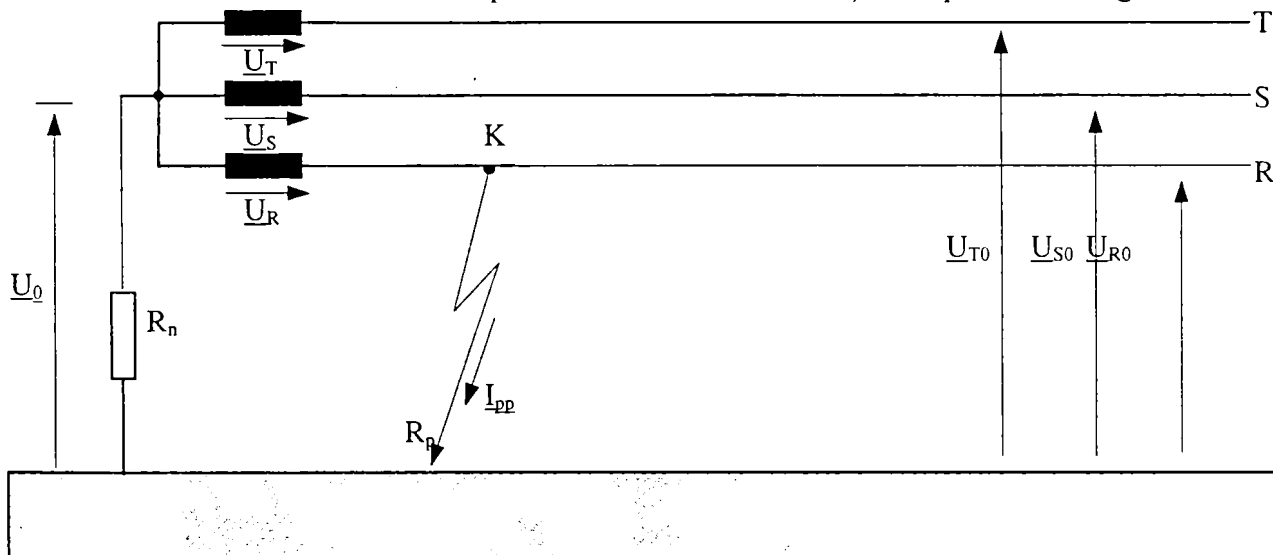


Fig.1.10. Schema echivalentă a rețelei cu neutrul legat la pământ prin rezistență

Rezistența R_n introdusă între nulul rețelei și pământ are rolul de a limita valoarea curentului de scurtcircuit monofazat $I_{sc}^{(1)}$ la o fracțiune din valoarea curentului de scurtcircuit trifazat $I_{sc}^{(3)}$.

Gradul de limitare al curentului de scurtcircuit monofazat depinde de mai mulți factori [G4],[I6]:

- stabilitatea termică a rezistenței de limitare
- căderea de tensiune pe rezistență în caz de defect
- funcționarea selectivă a protecțiilor.

Alegerea unui raport $I_{sc}^{(1)} / I_{sc}^{(3)}$ cât mai redus conduce la diminuarea pierderilor de energie în rezistență, fapt care simplifică problemele de dimensionare a acesteia, dar conduce la o deplasare importantă a punctului neutru și la tensiuni mari pe fazele sănătoase. Un grad mai mic de limitare de exemplu 1 conduce la supratensiuni de numai $1,3 U_f$ pe fazele sănătoase, dar pune probleme deosebite în ceea ce privește dimensionarea rezistenței.

În cazul rețelei tratată prin rezistență, curenții capacitivi devin neglijabili în raport cu curentul determinat de rezistența de tratare R_n , situație în care, în calcule, influența lor se poate neglija.

Dacă se consideră punerea la pământ netă $R_p = 0$, curentul de defect devine:

$$I_{pp} = I_{sc}^{(1)} = \frac{3U_f}{3R_n + Z_0 + 2Z_+} \quad (1.48)$$

cum însă $R_n \gg Z_+$, curentul de defect este determinat în mod preponderent de valoarea lui R_n .

Dacă $Z_+ = Z_- = Z_0$ atunci:

$$I_{pp} = I_{sc}^{(1)} = \frac{3U_f}{3R_n + 3Z_+} = \frac{U_f}{R_n + Z_+} \quad (1.49)$$

Cu ajutorul relației de mai sus, adică (1.49) se poate determina valoarea lui R_n astfel încât curentul de scc. monofazat să fie limitat la valori prestabilite pentru o rețea dată.

Valoarea rezistenței R_n se mai poate determina cu ajutorul relației:

$$R_n = U_f \left(\frac{1}{I_{pp}^{(d)}} - \frac{1}{I_{sc}^{(1)}} \right) \quad (1.50)$$

unde: $I_{pp}^{(d)}$ este curentul de scurtcircuit dorit,

$I_{sc}^{(1)}$ este curentul de defect monofazat în rețeaua cu neutrul legat direct la pământ.

Tensiunile fazelor sănătoase (S, T) și tensiunile de deplasare a neutrului, calculate folosind metoda componentelor de secvență și aceea a generatorului echivalent, se pot obține cu relațiile []:

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_R &= 0 \\ \underline{U}_S &= a^2 U_f - U_f \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_+}{2\underline{Z}_+ + \underline{Z}_0} \\ \underline{U}_T &= U_f \left(a - \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_+}{2\underline{Z}_+ + \underline{Z}_0} \right) \\ \underline{U}_0 &= I_0 \frac{R_n \underline{Z}_0}{3R_n + \underline{Z}_0} \end{aligned} \right\} \quad (1.51)$$

Dacă se neglijează capacitățile homopolare ale rețelei atunci se poate scrie :

$$\underline{Z}_0 = \frac{3R_n + \underline{Z}_0^T}{1 + Y_0(3R_n + \underline{Z}_0^T)} = 3R_n + \underline{Z}_0^T \quad (1.52)$$

situație în care:

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_S &= U_f \left(a^2 - \frac{R_n}{R_n + \underline{Z}_0^T} \right) \\ \underline{U}_0 &= I_0 \frac{R_n(3R_n + \underline{Z}_0^T)}{3R_n + \underline{Z}_0^T} = I_0 R_n \end{aligned} \right\} \quad (1.53)$$

unde s-a considerat $\underline{Z}_+ = \underline{Z}_- = \underline{Z}_C^T = \underline{Z}_+^T = \underline{Z}_-^T$.

Din relația (1.53) se poate constata faptul că tensiunea de deplasare a neutrului este mai mică decât tensiunea de fază, iar tensiunea fazelor sănătoase este mai mică decât tensiunea de linie a rețelei, deoarece $\frac{R_n}{R_n + \underline{Z}_0^T} < 1$.

Fără îndoială că unul dintre cele mai importante aspecte la tratarea neutrului prin rezistență este alegerea valorii optime a rezistenței.

Valorile mici, apropiind rețeaua de cea cu neutrul legat la pământ duc la cheltuieli sporite în prizele de pământ și în instalațiile de telecomunicații.

Creșterea valorilor rezistenței are efecte negative în privința supratensiunilor interne și înrăutățește într-o oarecare măsură condițiile de funcționare a protecției, aceasta devenind mai puțin selectivă.

Tratarea neutrului rețelelor de medie tensiune prin rezistență prezintă un mare avantaj și anume faptul că produce o amortizare rapidă a oscilațiilor libere ce pot apare în timpul proceselor tranzitorii ce însoțesc punerile la pământ prin arc electric.

1.2.4. Compararea diverselor metode de tratare a neutrului

Având în vedere complexitatea fenomenelor ce apar la defecte cu pământul în rețelele de distribuție de medie tensiune, fenomene care au fost parțial prezentate în paragrafele anterioare, în

literatură [B5],[B6],[H2],[H6],[H7] s-au imaginat o serie de criterii care să stea la baza unui studiu comparativ al diverselor moduri de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune; parte sunt prezentate în tabelul 1.2.

Tab.1.2. Tabel comparativ privind diferitele soluții de tratare a neutrului

Criterii	Modul de tratare al neutrului			
	Izolată	Legat la pământ prin bobină	Legat direct la pământ	Legat la pământ prin rezistență
Arcul provocat de punerea la pământ	Autostingător	Autostingător	Se elimină prin protecții + RAR	Se elimină prin protecții + RAR
Arc intermitent	Posibil	-	-	-
Punere la pământ de durată	Reț. poate fi exploatată cu punerea la pământ.	Reț. poate fi exploatată cu punerea la pământ.	Linia defectă se deconectează automat	Linia defectă se deconectează automat
Detectarea punerilor la pământ	Implică un sistem special de detectare	Implică un sistem special de detectare	Poate fi realizată cu sisteme uzuale de protecție	Poate fi realizată cu sisteme uzuale de protecție
Supratensiuni tranzit. la punerea la pământ	Până la $2,5 U_f$	Până la $2,5 U_f$	Până la $1,8 U_f$	$1,8 - 2,5 U_f$
Supratensiuni de durată	Până la $\sqrt{3} U_f$ în întreaga rețea	Până la $\sqrt{3} U_f$ în întreaga rețea	$0,8 U_f$ la locul de defect	$(0,8-1,1) U_f$ la locul de defect
Deconectarea punerilor la pământ	Posibile oscilații rezonante	Revenirea lentă a tensiunii	Nu sunt fenomene deosebite	Nu sunt fenomene deosebite
Influența asupra liniilor de telecomunic.	Neînsemnată	Neînsemnată	Foarte mare	Redusă
Extindere rețea	Foarte limitată	Limitată	Nelimitată	Nelimitată
Investiții colaterale	Nimic	Bobine de stingere	Măsuri de prot.in liniile de telecomunic. Îmbunătățirea prizelor de pământ.	Rezistor. Îmbunătățirea prizelor de pământ

Dintr-o analiză sumară a rezultatelor înscrise în tabelul 2.1 se desprind câteva concluzii importante și anume:

Rețelele cu neutrul izolat sau legat la pământ prin bobină de stingere prezintă următoarele particularități:

- arcul provocat de punerea la pământ este cel mai adesea autostingător;
- rețeaua poate funcționa în continuare cu punerea la pământ ceea ce conduce la asigurarea continuității în alimentare a consumatorilor;
- supratensiunile tranzitorii și de durată au valori destul de însemnate, existând pericolul, în cazul unor rețele cu izolație deficitară ca defectele de genul unor simple puneri la pământ să

degenereze în duble puneri la pământ pe linii și faze diferite de unde și dezavantajul unor declanșări multiple fapt care complică mult procesul de căutare a defectului;

- depistarea automată a plecării cu defect este dificil de realizat;
- nu implică lucrări de investiții suplimentare în rețea.

Rețelele cu neutrul legat direct la pământ sau legat la pământ prin rezistență au următoarele caracteristici:

- punerea simplă la pământ se manifestă ca un scurtcircuit monofazat fiind eliminată rapid, ușor, selectiv prin ansamblul instal. de protecții
 - linia defectă se deconectează automat ceea ce în anumite situații poate constitui un dezavantaj pentru client datorită numărului mare de întreruperi
 - supratensiunile tranzitorii și de durată au valori mai mici ceea ce conduce la solicitări mai mici ale izolației rețelelor electrice
 - implică lucrări de investiții suplimentare în rețea datorită necesității îmbunătățirii prizelor de pământ în scopul reducerii tensiunilor de atingere și de pas în caz de defect.

1.3. Criterii pentru alegerea modului de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune

Clasificarea rețelelor în funcție de modul de tratare al neutrului are la bază un criteriu foarte important și anume raportul între impedanța de secvență directă și cea de secvență homopolară. Impedanța directă în fiecare punct al rețelei este determinată de cabluri, de sarcini, precum și de impedanța sistemului în punctul de racord.

În rețelele puțin extinse impedanța homopolară este influențată de transformatoare precum și de echipamentele de legare la pământ a neutrului (inductanțe; rezistențe). În rețelele de medie tensiune încărcările nu influențează impedanțele homopolare.

Supratensiunile ce apar în timpul unei puneri la pământ pot fi caracterizate prin "coeficientul de legare la pământ" definit astfel:

$$k_p = \frac{1}{2} \left| \frac{3 \frac{Z_0}{Z_+} \pm j\sqrt{3}}{2 + \frac{Z_0}{Z_+}} \right| \quad (2.54)$$

Deoarece $\frac{R_+}{X_1} < \frac{R_0}{X_0}$, R_+ poate fi neglijat și, drept urmare, coeficientul de legare la

pământ k_p poate fi exprimat funcție de raportul $\frac{X_0}{X_+}$.

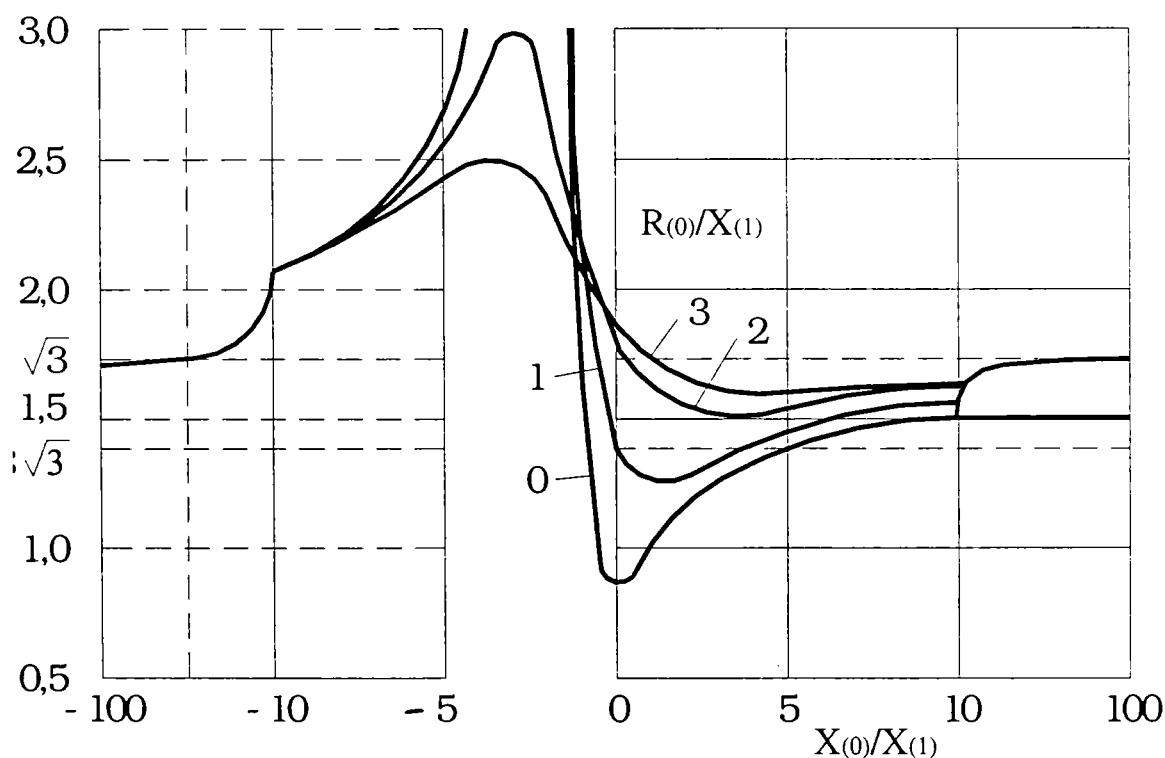


Fig. 1.11. Coeficientul de legare la pământ în funcție de raportul $\frac{X_0}{X_+}$.

Curbele din figura 1.11. caracterizează modul de variație al tensiunilor în funcție de modul de tratare a neutrului. Aceste curbe constituie totodată elementele de bază de la care se pornește în dimensionarea izolației rețelei precum și alegerea și dimensionarea dispozitivelor de protecție împotriva supratensiunilor.

După cum se vede în figură, este de preferat a se evita zona în care $\frac{X_0}{X_+} \in (-5; -2)$ datorită valorilor foarte mari ale coeficientului de legare la pământ, deci ale tensiunilor fazelor sănătoase, în caz de defect. Această zonă este caracteristică rețelelor cu neutrul izolat.

O rețea este considerată cu neutrul legat direct la pământ dacă coeficientul de legare la pământ nu depășește valoarea 1,4. Acesta este cazul zonei în care $\frac{X_0}{X_+} \in (-0; -4)$ pentru rapoarte $\frac{R_0}{X_+} < 1$. Zona caracteristică de valori $\frac{X_0}{X_+} > 4$ este specifică rețelelor cu neutrul legat la pământ prin reactanță acordată.

Pentru asigurarea continuității în alimentare a consumatorilor, funcționarea cu neutrul izolat sau tratat cu reactanță acordată pare a fi soluția ideală. În schimb, în zonele cu volum mare de rețele în cablu este mai avantajoasă soluția de legare la pământ a neutrului prin rezistență.

Dintre motivele care pot determina schimbarea regimului neutrului (reactanță acordată \Leftrightarrow rezistență) pot fi enumerate:

- creșterea rapidă a ponderii rețelelor în cablu, deci și creșterea valorii curentului de punere la pământ în caz de defect,
- creșterea componentei active a curentului de punere la pământ, ceea ce are ca efect înrăutățirea condițiilor de stingere a arcului electric.

O schimbare a regimului neutrului în sens opus (rezistență \Leftrightarrow reactanță acordată) poate intra în discuție având în vedere următoarele considerente:

- continuitatea în alimentare a consumatorilor,
- influența asupra liniilor de telecomunicații.
-

1.4 Concluzii și contribuții originale

Prezentul capitol și-a propus prezentarea unor probleme generale privind tratarea neutrului în rețelele de medie tensiune. În acest sens au fost evidențiate exigențele tehnice pe care trebuie să le satisfacă o rețea de medie tensiune, modalitățile efective de tratare a neutrului, particularitățile prezentate de fiecare mod de tratare în parte, cu avantaje și dezavantaje, compararea diverselor moduri de tratare și în final criteriile pentru alegerea modului de tratare. S-a insistat mai mult pe folosirea bobinei de stingere dat fiind revenirea în forță a acesteia și pe comparația cu rețeaua tratată cu rezistor. Sursele de informare principale au constat din Simpozionul Internațional de la Mulhouse [B6],[B7],[B12],[B13],[G8],[H4],[J3],[J4],[J5] și lucrările specialiștilor noștri.

Din cele analizate rezultă că în rețelele de medie tensiune efectele unei puneri simple la pământ sunt influențate de regimul neutrului rețelei. Compararea metodelor clasice de tratare a neutrului (prin reactanță acordată, respectiv prin rezistență de limitare) pune în evidență două puncte de vedere contradictorii:

- continuitatea în alimentare a consumatorilor chiar și în prezența unor defecte în rețea;
- ansamblu de circuite secundare de protecții simplu pentru depistarea liniei cu defect combinat cu îmbunătățirea mijloacelor de localizare a defectelor.

O soluție unică și optimă în ceea ce privește tratarea neutrului nu este posibilă, deoarece o mulțime de factori cum ar fi:

- structura rețelei,
- dimensiunile rețelei,
- instalațiile de legare la pământ,
- ansamblul de circuite secundare de protecții,
- continuitatea în alimentare etc.,

joacă un rol preponderent în analiza avantajelor și dezavantajelor diferitelor soluții de tratare a neutrului.

Dezavantajele uneia sau alteia dintre modalitățile de tratare a neutrului pot fi minimizează cu ajutorul unei serii de măsuri cum ar fi:

- punerea la pământ temporară a rețelei funcționând cu neutrul legat la pământ prin reactanță acordată;
- funcționarea pe durată limitată a rețelei cu ansamblu : bobină – rezistor;
- îmbunătățirea instalațiilor de legare la pământ;
- monitorizarea regimului de funcționare a instalației de tratare a neutrului și altele.

Contribuțiile originale ale acestui capitol se referă la :

- sistematizarea unui volum semnificativ de informații referitoare la exploatarea și conducerea rețelelor de distribuție de medie tensiune;
- prezentarea etapizată a informațiilor mai sus amintite, într-o ordine firească, terminând cu enumerarea criteriilor care condiționează adoptarea uneia sau alteia dintre soluții;
- enumerarea măsurilor care trebuiesc luate pentru a stabili dacă o rețea ce dispune de un anumit mod de tratare trebuie să rămână cu acesta pe mai departe sau trebuie schimbat.

CAP.2. Folosirea regimului nesimetric în creșterea observabilității REDMT avînd neutrul tratat cu bobină acordată

2.1. Considerații generale

În teoria generală a sistemelor, observabilitatea, ca de altfel și controlabilitatea este o proprietate importantă a sistemelor, reprezentând o condiție de existență a acestuia.

Observabilitatea este proprietatea conform căreia, prin observații complete asupra mărimilor de ieșire din sistem (mărimi – efect), se poate determina în orice moment starea sistemului și se poate prevedea evoluția mărimilor de intrare (mărimi – cauză). Cu alte cuvinte observabilitatea definește proprietatea sistemului prin care pe intervalul de timp $[t_0, t_1]$, fiind date : mărimea de comandă (u), răspunsul (mărimea de ieșire – y) și ecuațiile de dinamică corespunzătoare modelului intrare – stare – ieșire se poate determina starea sistemului.[I2], [S8]

Conceptele de observabilitate și controlabilitate au fost introduse de Kalman și ele au un rol important în teoria modernă a comenzii, ele determinând existența unei soluții a problemei comenzii optimale.

În cazul unui sistem electric, din punct de vedere al exploatării, observabilitatea presupune existența unui complex de metode și mijloace de măsurare și identificare a parametrilor de interes, precum și de analiză și interpretare a lor. Toate aceste elemente trebuie abordate avîndu-se în vedere particularitățile sistemelor electrice de putere (electroenergetice), faptul că aceste sisteme sunt sisteme industriale deschise de tip om-mașină, în care în majoritatea cazurilor luarea unor decizii are în vedere posibilitățile euristice ale celor care îl exploatează și conduc, întemeiate deci în primul rînd pe intuiția inginerescă.

Pe de altă parte observabilitatea sistemelor electrice are drept scop asigurarea calității desfășurării proceselor specifice utilizatorilor (scopul realizării sistemului), motiv pentru care observabilitatea nu poate fi separată de problema calității serviciului de alimentare cu energie electrică a consumatorilor. În aceste condiții observabilitatea devine o etapă esențială în funcționarea optimă a unui sistem, în particular a celui electric de putere, asigurând premisele desfășurării optime a proceselor specifice ce îl caracterizează. Dintre acestea trebuie menționate fără îndoială și cele de transport și distribuție a energiei electrice.

Așa cum s-a menționat, observabilitatea este estimată cu ajutorul unor indicatori, mărimi măsurate, calculate sau/și estimate, numiți indici de observabilitate, care pot fi reuniți în indicatori sintetici, a căror valoare este în concordanță cu gradul de observabilitate (cunoaștere) a stării sistemului. Cu cât gradul de cunoaștere este mai bun, cu atât și valoarea *indicelui de observabilitate este mai mare*.

Referindu-ne la rețelele electrice folosite la transportul și distribuția energiei electrice, trebuie menționat că proprietatea de observabilitate prezintă niște particularități și anume legat de [1], [2] :

- complexitatea fenomenelor ce au loc (regimuri normale, staționare, tranzitorii, simetrice, nesimetrice, complete, incomplete, regimuri perturbante, de avarie, defazaje, puteri, frecvență, succesiunea fazelor);
- numărul mare de echipamente componente, fiecare avînd rolul și locul lui bine precizat (transformatoare, linii, cabluri, bobină de stingere, rezistor, separatoare, întreprinderi, etc.);

- corelarea funcției de observabilitate cu aceea de controlabilitate ; multe echipamente, sistemul nu numai că măsoară și/sau înregistrează mărimea și uneori semnalizează depășirea unor praguri impuse, dar și acționează, ele făcând parte din sistemele de protecție;
- integrarea funcției de observabilitate a rețelei în funcția complexă de urmărire a calității energiei electrice (SCADA);
- repartiția pe o suprafață geografică întinsă a unui număr mare de echipamente componente, care reclamă supraveghere continuă.

Desigur proprietatea de observabilitate a sistemului este asigurată prin monitorizarea unor mărimi (parametri) de stare, care așa cum le arată numele definesc starea sistemului (în cazul de față a rețelei). Aceste mărimi pot fi specifice regimului de funcționare normal sau perturbat (la limită de avarie). Trecerea de la un regim la altul se realizează prin depășirea unor valori admisibile ale parametrilor. Procesul prin care se apreciază (sau se prevede) trecerea la un regim de avarie se numește diagnoză. Deci o altă proprietate foarte importantă a observabilității rețelelor electrice este faptul că ea se realizează prin monitorizare și condiționează rezultatele diagnozei.

Întrucât observabilitatea presupune urmărirea parametrilor regimului rețelei, se consideră util a prezenta și analiza clasificarea regimurilor de funcționare a rețelelor electrice, utilă în evidențierea rolului regimurilor perturbate (reale) de funcționare a rețelelor electrice. În acest sens în figura 2.1. se prezintă o clasificare a regimurilor rețelelor electrice. Se constată că regimurile normale pot fi ideale (simetrice, sinusoidale) sau reale (nesimetrice, nesinusoidale).

Monitorizând indicatorii (indicii) specifici regimului nesimetric și/sau nesinusoidal corespunzător regimului normal –real de funcționare al unei rețele electrice se poate aprecia starea rețelei și „distanța” regimului real față de unul de avarie.

În aceste condiții regimul nesimetric și/sau nesinusoidal devine un factor de creștere a indicelui de observabilitate a rețelei și implicit de optimizare a funcționării rețelei electrice.

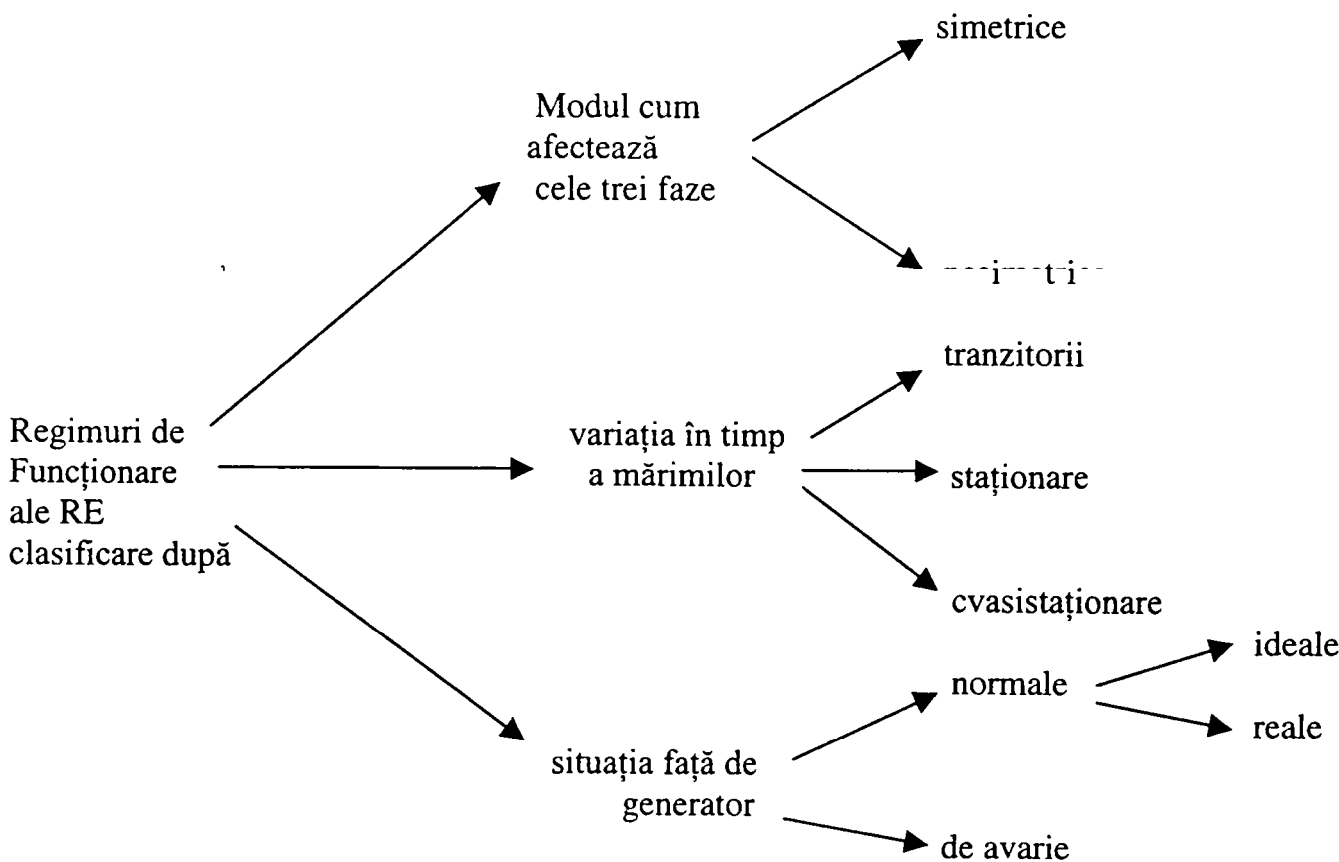


Fig.2.1. Clasificarea regimurilor de funcționare a unei rețele electrice

În cele ce urmează se vor prezenta câteva probleme generale privind regimul nesimetric : cauze, efecte, mărimi caracteristice, analiza regimului nesimetric, scopul fiind acela de a evidenția faptul că acesta poate contribui la creșterea observabilității rețelelor electrice de distribuție de medie tensiune tratate prin bobină de stingere.

2.2 Regimul nesimetric. Aspecte generale

Desfășurarea optimă a fenomenelor din natură presupune simetrie. Aceasta asigură o solicitare uniformă a structurilor și elimină consumuri energetice suplimentare.

În regimuri simetrice, echilibrate, elementele componente ale rețelelor electrice trifazate: transformatoare, linii, baterii de condensatoare, bobine de reactanță etc. prezintă parametrii de circuit pe fiecare fază identici, iar sistemul de tensiuni și curenți în orice secțiune sunt simetrice.

În situația în care unul din elementele rețelei sau ale consumatorilor pe care îi alimentează rețeaua cu energie electrică se dezechilibrează, regimul devine nesimetric, sistemele de tensiuni și curenți din diferite noduri pierzându-și simetria.

Aspectele generale legate de analiza regimului nesimetric sunt prezentate schematic în fig. 2.2 [A3], [B20], [B21], [I7],[P1],[M1]:

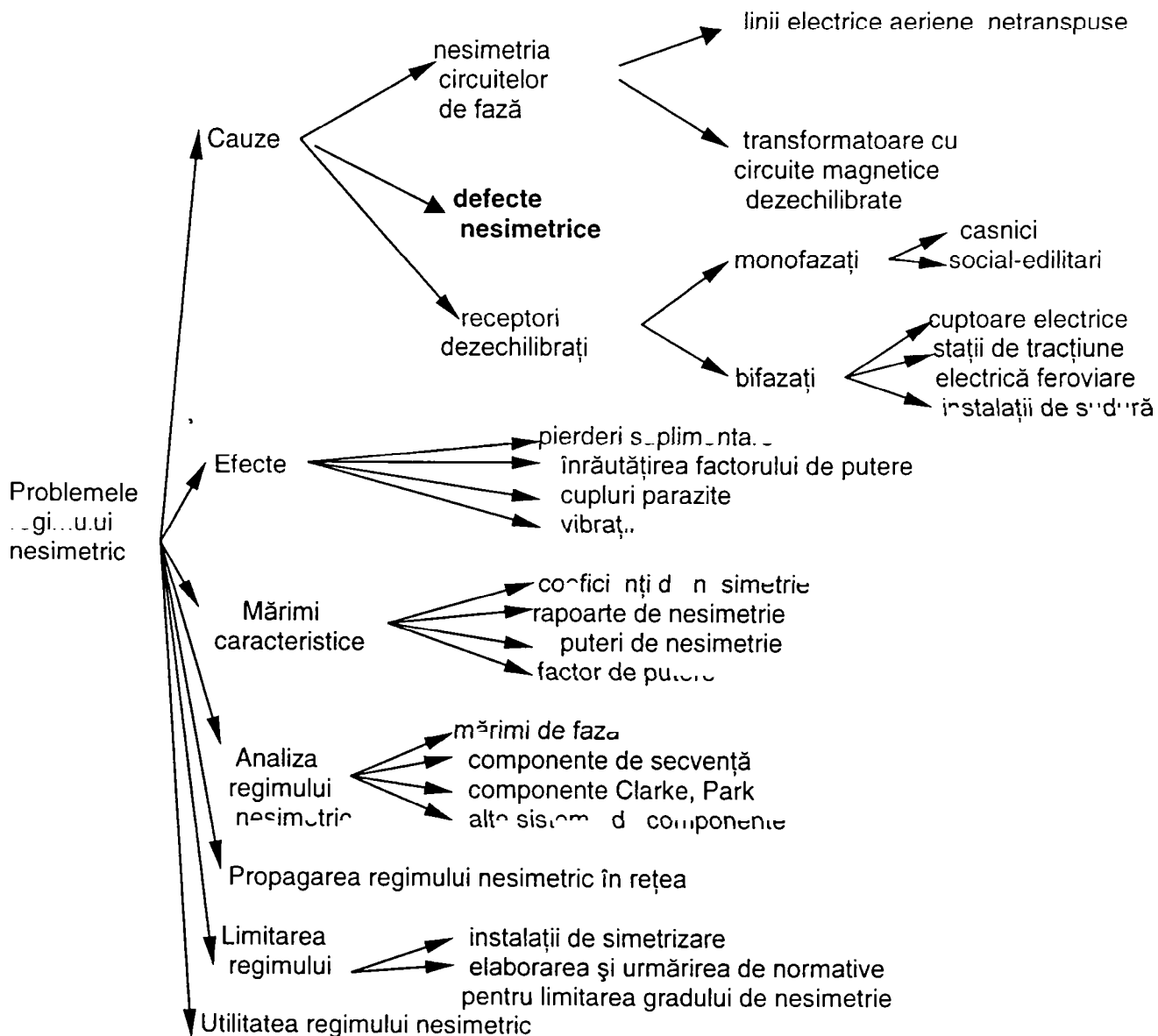


Fig. 2.2. Problemele regimului nesimetric

2.3 Cauzele și efectele regimului nesimetric

Cauzele care pot genera regimuri nesimetrice ale rețelelor electrice pot fi grupate în două mari categorii :de construcție (nesimetria circuitelor de fază) și de regim (prezența unor consumatori dezechilibrați sau producerea unor defecte nesimetrice). Desigur cele mai neplăcute sunt defectele și acestea pot să apară longitudinal sau transversal, pot avea un caracter permanent sau trecător.

Din punct de vedere constructiv, sursele de regim nesimetric sunt reprezentate spre exemplu de : geometria rețelei, circuitele magnetice ale transformatoarelor și ale bobinelor de compensare etc. Aceasta conduce , evident, la valori diferite ale impedanțelor de fază.

Pe de altă parte, multe dintre sarcinile dezechilibrate provin de la consumatorii casnici și social-edilitari care sunt racordați la rețeaua de joasă tensiune și sunt de puteri mici (de la câțiva zeci de watt până la 5 – 10 kW). Cele mai importante dezechilibre le produc consumatorii industriali monofazați de puteri mari, racordați la rețele electrice de medie sau înaltă tensiune, cum ar fi spre exemplu instalațiile de sudură (de puteri cuprinse între 100 kVA și 3 MVA), cuptoarele electrice monofazate, stațiile de transformare pentru alimentarea tracțiunii electrice feroviare etc. Nesimetriile provocate de aceste sarcini sunt însoțite de cele mai multe ori și de alte forme de perturbații: armonici, șocuri de tensiune, goluri de tensiune etc. [A7], [A8].

Desigur, ponderea pe care o dețin cele trei mari categorii de cauze enumerate mai sus este diferită și ea poate fi evidențiată în figura 2.3 [B18],[I8],[M1].

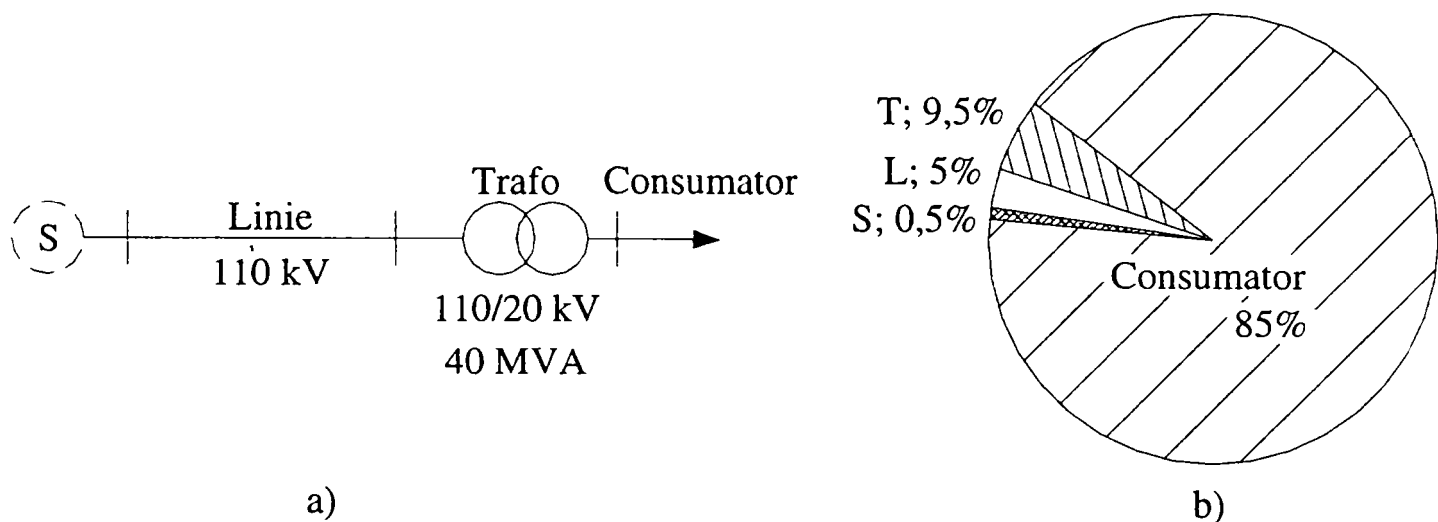


Fig. 2.3 Ponderele impedanțelor în sistemele de distribuție:

a) schema principală monofilară a sistemului de distribuție; b) ponderea impedanțelor.

Din cele prezentate în fig. 2.3 rezultă ponderea relativ mică (cca. 10%) pe care o dețin elementele de rețea în impedanța sistemului de distribuție. Rolul important îl dețin consumatorii. Deci cauza principală a nesimetriilor în regim normal de funcționare o constituie alimentarea consumatorilor, mare parte din ei dezechilibrați, monofazați – racordați între două faze ale rețelei sau între o fază și neutru.

Fără îndoială, ponderea cea mai mică o deține categoria defectelor nesimetrice cu punere la pământ și, mai mult chiar, regimul nesimetric provocat are o durată limitată în timp. Totuși acestea au implicații deosebite asupra calității serviciilor de alimentare.

Dintre efectele energetice, cele mai semnificative sunt fără îndoială creșterea pierderilor de putere și înrăutățirea factorului de putere. Dacă avem în vedere și regimul de defect, la acestea se mai pot adăuga și neasigurarea serviciului de alimentare cu energie electrică.

În ceea ce privește pierderile longitudinale de putere, în regim simetric acestea pot fi scrise sub forma:

$$\Delta P_{sim} = 3I^2 \cdot r = 3I_+^2 \cdot r \quad (2.1)$$

Iar în regim nesimetric

$$\Delta P_{nes} = r(I_R^2 + I_S^2 + I_T^2) + r_N \cdot I_N^2 \quad (2.2)$$

unde: I este valoarea efectivă a curentului pe faza rețelei ce alimentează un consumator simetric, egal cu componenta de secvență pozitivă a curenților de fază;

I_R, I_S, I_T – curenții pe fazele rețelei ce alimentează consumatorul nesimetric;

I_N – curentul pe conductorul neutru; este egal cu $3I_0$;

r, r_N – rezistența conductorului de fază, respectiv a conductorului neutru;

$$\text{Dar } I_R^2 + I_S^2 + I_T^2 = 3(I_+^2 + I_-^2 + I_0^2) \quad (2.3)$$

de unde rezultă că

$$\Delta P_{nes} = 3r \left[I_+^2 + I_-^2 + I_0^2 \left(1 + \frac{3r_N}{r} \right) \right] \quad (2.4)$$

Ca urmare

$$\frac{\Delta P_{nes}}{\Delta P_{sim}} = 1 + \left(\frac{I_-}{I_+} \right)^2 + \left(\frac{I_0}{I_+} \right)^2 \left(1 + \frac{3r_N}{r} \right) > 1 \quad (2.5)$$

deci pierderile de putere longitudinale în regim nesimetric cresc.

În același mod se poate pune problema și pentru pierderile de putere transversale δP , dacă se au în vedere relațiile [B18]:

$$\delta P_{sim} = 3U_f^2 G = 3U_+^2 G \quad (2.6)$$

$$\delta P_{nes} = 3(U_+^2 + U_-^2 + U_0^2) \cdot G \quad (2.7)$$

$$\frac{\delta P_{nes}}{\delta P_{sim}} = 1 + \left(\frac{U_-}{U_+} \right)^2 + \left(\frac{U_0}{U_+} \right)^2 > 1 \quad (2.8)$$

Mărimile care intervin în relațiile (2.6) – (2.8) au semnificația consacrată.

În ceea ce privește factorul de putere dacă se consideră definiția clasică [T5], [T6] ce are în vedere gradul de utilizare al puterii maxime se pot scrie relațiile:

$$k_{nes} = \frac{P}{P_{max}} = \frac{P^+ + P^- + P^0}{S} = \frac{P^+ + P_{nes}}{S} \quad (2.9)$$

și

$$k_{sim} = \frac{P}{P_{max}} = \frac{P^+}{S} \quad (2.10)$$

de unde

$$\frac{k_{nes}}{k_{sim}} = 1 + \frac{P_{nes}}{P^+} \quad (2.11)$$

Dar, deoarece rețeaua alimentează un consumator dezechilibrat, puterile P^- și P^0 sunt debitate de către acesta adică $P_{nes} < 0$ [T6], deci $k_{nes} / k_{sim} < 1$, adică factorul de putere în regim

nesimetric se înrăutățește. La relațiile (2.9) și (2.10) s-a considerat că puterea maximă absorbită de consumatorul echilibrat și respectiv dezechilibrat este aceeași.

2.4. Mărimile caracteristice regimului nesimetric

Legat de mărimile caracteristice ale sistemului nesimetric trebuie analizate care sunt aceste mărimi, utilizarea și semnificația fizică a componentelor simetrice și nu în ultimul rând sensibilitatea acestor indicatori cu mărimea dezechilibrului dintre faze.

2.4.1. Enumerarea mărimilor caracteristice

În scopul caracterizării regimului nesimetric într-un nod al sistemului electroenergetic se pot folosi următoarele mărimi [I6], [I7], [M1]:

a) Coeficientul de nesimetrie inversă (disimetrie):

$$K_{nsh} = K_{ns}^- = \frac{A_i}{A_d} = \frac{A^-}{A^+} \quad (2.12)$$

unde

A_i (A^-) este componenta de secvență inversă (negativă) a tensiunii sau a curentului.

A_d (A^+) – componenta de secvență directă (pozitivă) a tensiunii sau a curentului.

b) Coeficientul de nesimetrie homopolară (antisimetrie)

$$K_{nsh} = K_{ns}^0 = \frac{A_h}{A_d} = \frac{A^0}{A^+} \quad (2.13)$$

unde: A_h (A^0) este componenta de secvență homopolară (zero) a tensiunii sau a curentului.

c) coeficientul total de nesimetrie:

$$K_{ns} = K_{nsi} + K_{nsh} = K_{ns}^- + K_{ns}^0 \quad (2.14)$$

d) raportul de nesimetrie:

$$r_{ns} = A_{\min} / A_{\max} \quad (2.15)$$

unde: $A_{\min} = \min(A_R, A_S, A_T)$ iar $A_{\max} = \max(A_R, A_S, A_T)$

e) raportul diferențial de nesimetrie:

$$r_{dns} = \frac{A_{\max} - A_{\min}}{(A_{\max} + A_{\min})/2} = 2 \frac{1 - r_{ns}}{1 + r_{ns}} \quad (2.16)$$

Desigur, nu toate mărimile mai sus prezentate sunt normate. Astfel conform CEI 1000-2-2/90 valorile coeficientului de disimetrie al tensiunii este normat la valoarea de 2% pentru nivelul de joasă tensiune și 1% pentru înaltă tensiune [I7], [I8]. În nodul unui sistem în care se racordează și substația de cale ferată, coeficientul de disimetrie a tensiunii nu are voie să depășească valoarea de 2%. Dacă se are în vedere că pentru tensiunile de alimentare dezechilibrul nu este mare, uneori chiar neglijabil sub aspectul defazajelor media aritmetică a tensiunilor de fază reprezintă tocmai tensiunea de secvență directă. Ca urmare abaterea sau raportul dintre valorile maximă și minimă a tensiunilor și valoarea medie este un indicator util al gradului de nesimetrie. Se pot deci defini următoarele rapoarte de nesimetrie[M1] :

$$\begin{aligned} f) r_{\min} &= \frac{\min(U_R, U_S, U_T)}{U_{med}} \\ g) r_{\max} &= \frac{\max(U_R, U_S, U_T)}{U_{med}} \end{aligned} \quad (2.17)$$

r_{\min} – raportul minim de nesimetrie

r_{\max} – raportul maxim de nesimetrie

În România, normativul PE 143/90 stabilește valorile limită admise pentru coeficientul de simetrie inversă la 2% pentru rețele de joasă și medie tensiune și 1,5% pentru rețelele de înaltă tensiune, cu precizarea că în nodul de sistem în care se racordează o substație de alimentare a tracțiunii feroviare, coeficientul de disimetrie poate fi de maxim 2%.

2.4.2. Metoda componentelor simetrice

Propusă la începutul secolului de Fortescue dezvoltată ulterior în scopul analizei defectelor nesimetrice în sisteme electrice trifazate, metoda componentelor simetrice s-a dovedit a fi esențială pentru analiza și înțelegerea funcționării sistemelor electrice de putere în regim nesimetric.

Spre deosebire de metodele directe de analiză, metoda componentelor simetrice pune în evidență abaterile comportamentului elementelor de sistem față de regimul simetric și prezintă avantajul unei complexități reduse de calcul acesta efectuându-se pe o fază, deci cu rețele monofazate și de regulă necuplate inductiv și/sau capacitiv, ci eventual legate galvanic.

Dacă la început a fost utilizată în regim stabilizat, ulterior metoda componentelor de secvență și a dovedit aplicabilitatea și în studiile de regim tranzitoiu.

Expresiile componentelor de secvență au la bază teorema lui Stokvis – Fortescue, conform căreia un sistem trifazat de mărimi sinusoidale se poate descompune în trei sisteme de componente simetrice : pozitive, negative și zero, adică :

$$S(\underline{Z}) = S_+(\underline{Z}_+) + S_-(\underline{Z}_-) + S_0(\underline{Z}_0)$$

unde :

$S(\underline{Z})$ este sistemul de fazori considerat;

\underline{Z}_+ fazorul de referință al sistemului pozitiv S_+

\underline{Z}_- fazorul de referință al sistemului negativ S_-

\underline{Z}_0 fazorul de referință al sistemului zero S_0

Sistemul de fazori S_+ , S_- , S_0 se numesc coordonate simetrice ale sistemului dat, iar fazorii \underline{Z}_+ , \underline{Z}_- , \underline{Z}_0 se numesc componente simetrice ale fazorilor dați. Ca urmare orice mărime de fază (tensiune sau curenți) poate fi determinată cu ajutorul componentelor simetrice, conform relației :

$$[\underline{Z}_f] = [A][\underline{Z}_s]$$

unde :

$[\underline{Z}_f] = [\underline{Z}_R, \underline{Z}_S, \underline{Z}_T]_t$ - vectorul coloană al mărimilor (de fază) sistemului trifazat nesimetric;

$[\underline{Z}_s] = [\underline{Z}_0, \underline{Z}_+, \underline{Z}_-]_t$ - vectorul coloană al componentelor simetrice;

$$[A] \quad \text{- matricea de transformare, având forma : } [A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

unde : a este operatorul complex, $a = e^{j2\pi/3}$

Componentele simetrice ale unui set de mărimi de fază pot fi scrise la rândul lor sub forma :

$$[\underline{Z}_s] = [A]^{-1}[\underline{Z}_f]$$

unde :

$$[A]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

În ceea ce privește semnificația fizică a componentelor simetrice, trebuie menționat că descompunerea unui sistem trifazat oarecare (de tensiuni, curenți) nu reprezintă numai un algoritm matematic, ci are un corespondent fizic. De altfel, componentele simetrice ale unui sistem nesimetric de curenți sau tensiuni pot fi măsurate direct și independent unele de altele și prezintă un comportament diferit în raport cu structura rețelei și cu natura aparatelor.

În timp ce componenta pozitivă produce câmpuri învârtitoare de sens pozitiv la mașinile electrice, componenta negativă produce câmpuri care determină cupluri de frânare. Componenta de secvență zero intervine în toate cazurile de interferență între liniile de telecomunicații și liniile electrice de transport și distribuție. De fapt curenții de secvență negativă și zero sunt componentele cele mai des utilizate de sistemele de protecție și fără îndoială aceasta nu întâmplător. Conectarea transformatoarelor de măsură în paralel permite măsurarea componentei zero de curent ($3I_0$), în timp ce conexiunea triunghi deschis a transformatoarelor de tensiune permite determinarea componentei zero de tensiune ($3U_0$), ambele utilizate în protecțiile de secvență zero sau de cuvă ale generatoarelor, respectiv transformatoarelor de putere. Componentelor simetrice de curent și de tensiune le corespund componente de putere de același fel, direct măsurabile și având efecte diferite. Componenta pozitivă de putere este furnizată de generator, pe când componentele negativă și zero sunt produse în punctul de dezechilibru și circulă spre elementele echilibrate ale sistemului.

2.4.3. Sensibilitatea indicatorilor regimului nesimetric

Desigur, în scopul folosirii cât mai eficiente a regimului nesimetric pentru creșterea observabilității rețelelor electrice este de interes *analiza sensibilității indicatorilor regimului* cu mărimi de fază tensiuni, curenți.

Astfel, dacă ne referim la coeficientul de disimetrie, acesta poate fi explicat sub forma :

$$K_{ns}^- = \frac{A_i}{A_d} = \frac{|\underline{A}_R + a^2 \underline{A}_S + a \underline{A}_T|}{|\underline{A}_R + a \underline{A}_S + a^2 \underline{A}_T|} = \frac{\left| 1 + a^2 \frac{A_S}{A_R} + a \frac{A_T}{A_R} \right|}{\left| 1 + a \frac{A_S}{A_R} + a^2 \frac{A_T}{A_R} \right|} = \frac{|1 + au + a^2v|}{|1 + u + v|} \quad (2.18)$$

de unde :

$$\frac{\partial K_{ns}^-}{\partial u} = \frac{|(a-1)(1-av)|}{|(1+u+v)^2|}, \quad \text{iar} \quad \frac{\partial K_{ns}^-}{\partial v} = \frac{|a^2 - 1 + u(a^2 - a)|}{|(1+u+v)^2|} \quad (2.19)$$

La scrierea acestor expresii s-a avut în vedere că nesimetria afectează numai mărimea și nu faza, adică $A_R=A$, $A_S=a^2A$ și $A_T=aA$.

În ceea ce privește coeficientul de asimetrie, se poate scrie:

$$K_n^0 = \frac{A_0}{A_d} = \frac{|\underline{A}_R + \underline{A}_S + \underline{A}_T|}{|\underline{A}_R + a \underline{A}_S + a^2 \underline{A}_T|} = \frac{|1 + u + v|}{|1 + au + a^2v|} \quad (2.20)$$

de unde :

$$\frac{\partial K_n^0}{\partial u} = \frac{|(1-a)(1-av)|}{|(1+au+a^2v)^2|}, \quad \text{iar} \quad \frac{\partial K_n^0}{\partial v} = \frac{|1 - a^2 + u(a - a^2)|}{|(1+au+a^2v)^2|} \quad (2.21)$$

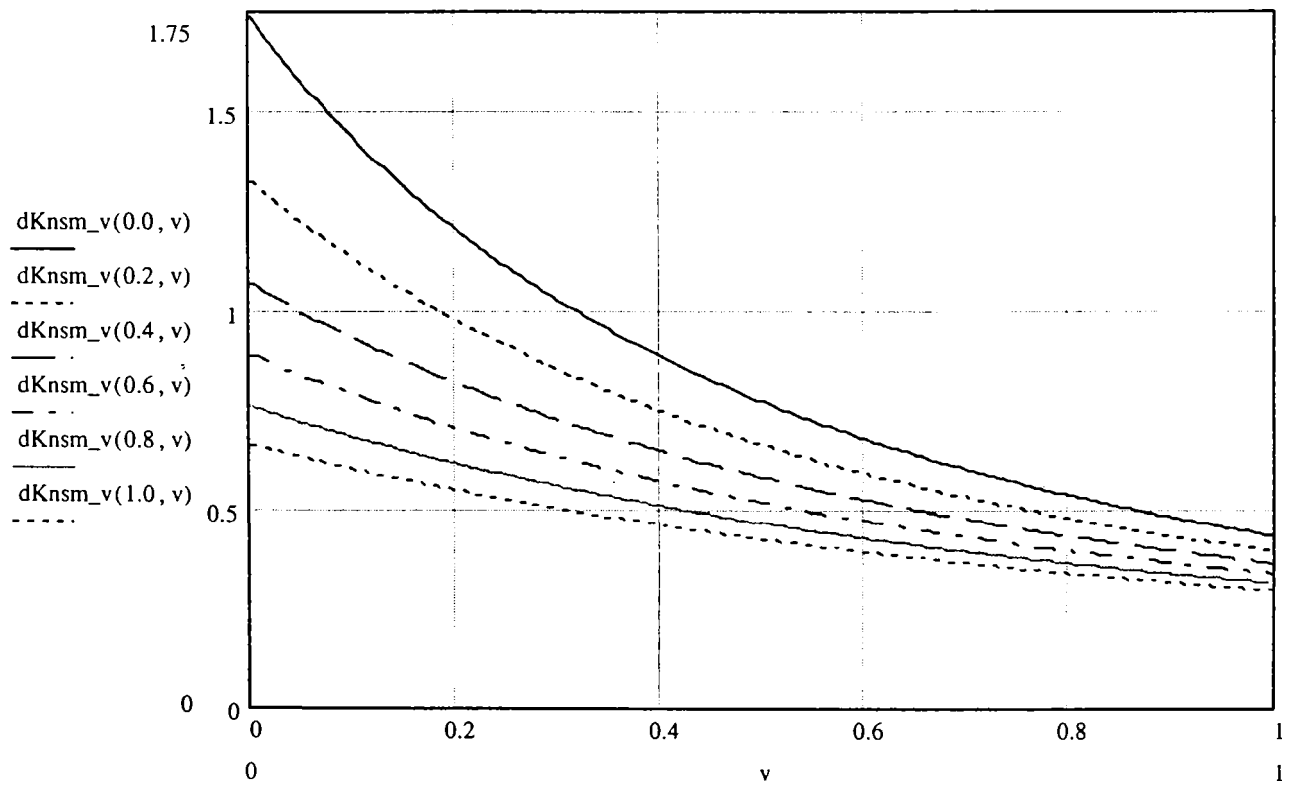
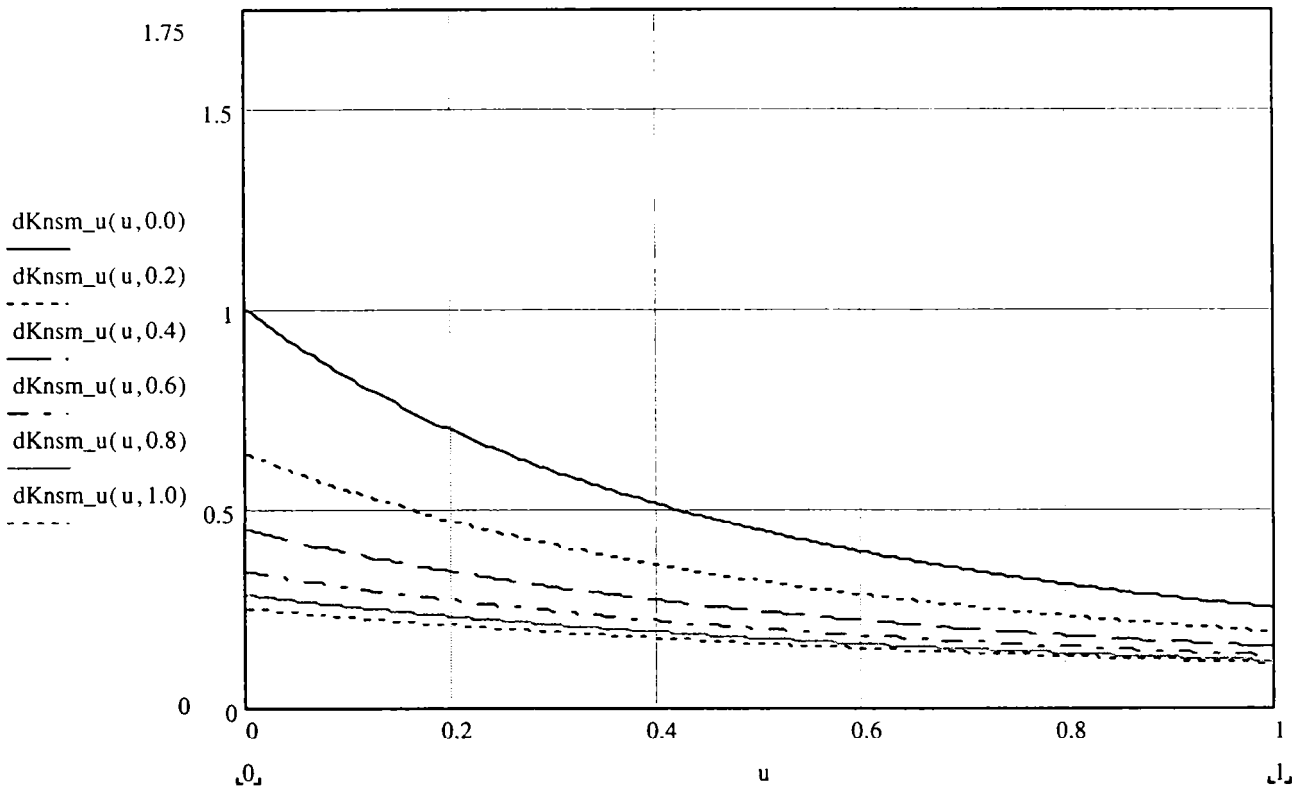


Fig.2.4 Variația sensibilităților coeficientului de disimetrie în funcție de Valorile lui u și v

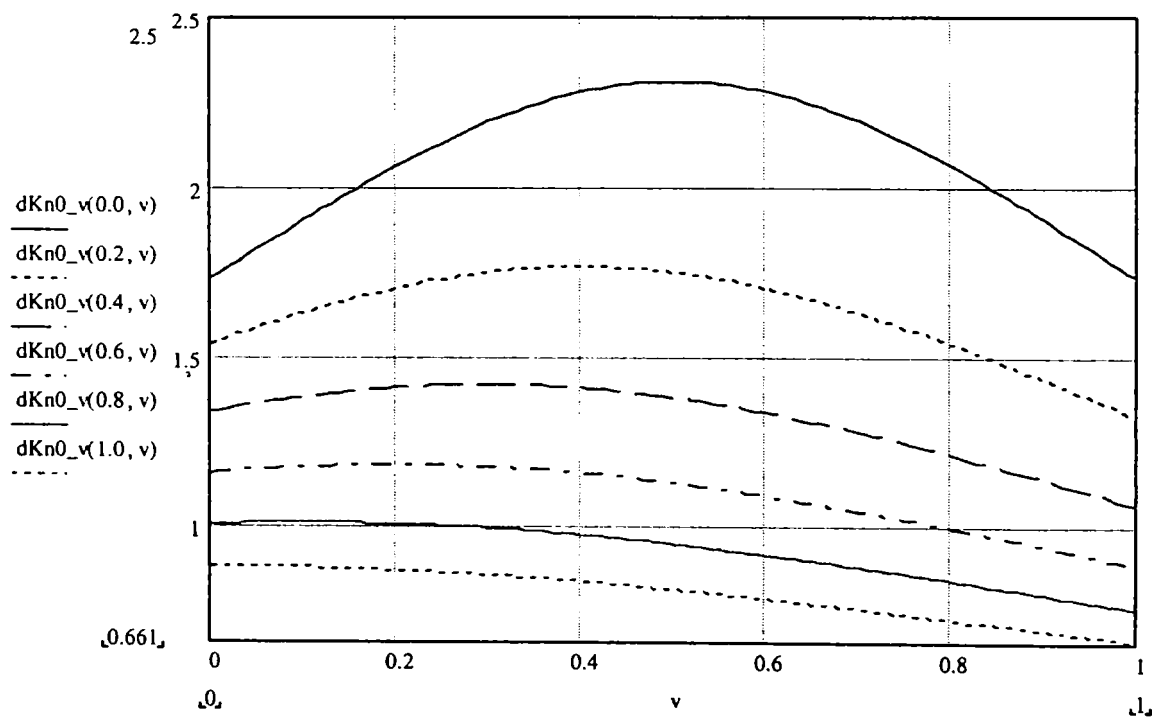
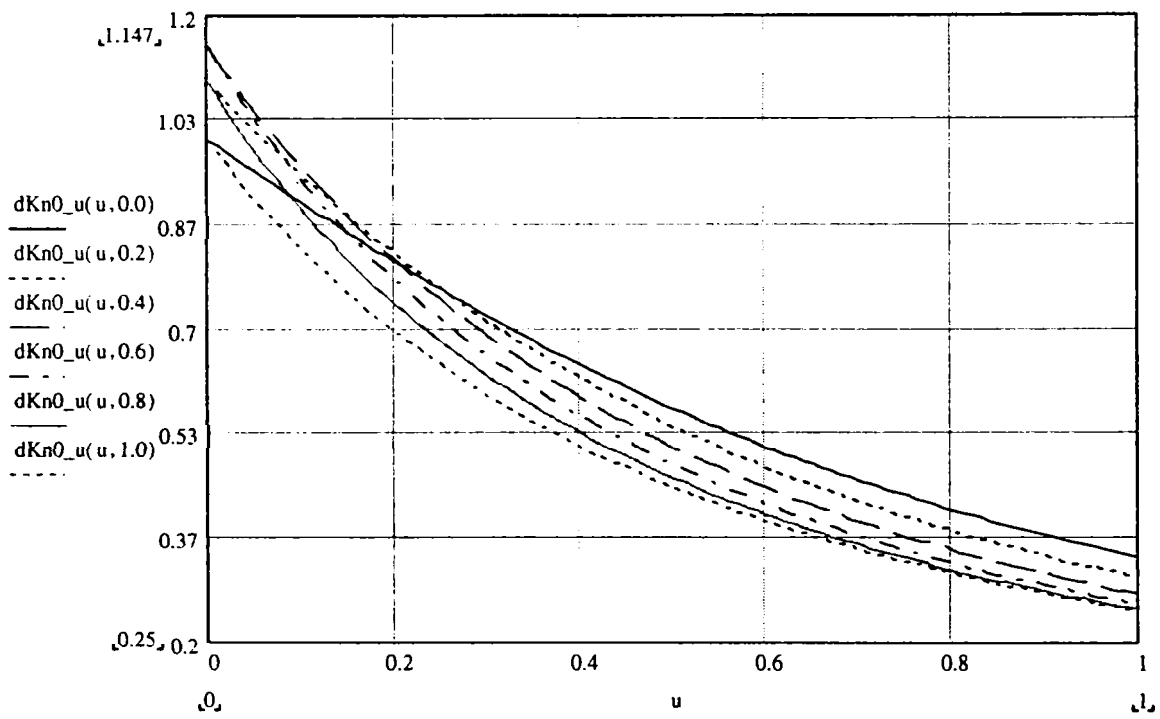


Fig.2.5 Variația sensibilităților coeficientului de asimetrie în funcție de valorile lui u și v

În mod similar se pot defini sensibilități și pentru rapoartele de nesimetrie, dar în raport cu $A_{min}/A_{max}=t=r_{ns}$.

Astfel :

$$\frac{\partial r_{ns}}{\partial t} = 1, \quad \text{iar} \quad \frac{\partial r_{dns}}{\partial t} = \frac{-4}{(1+t)^2} \quad (2.22)$$

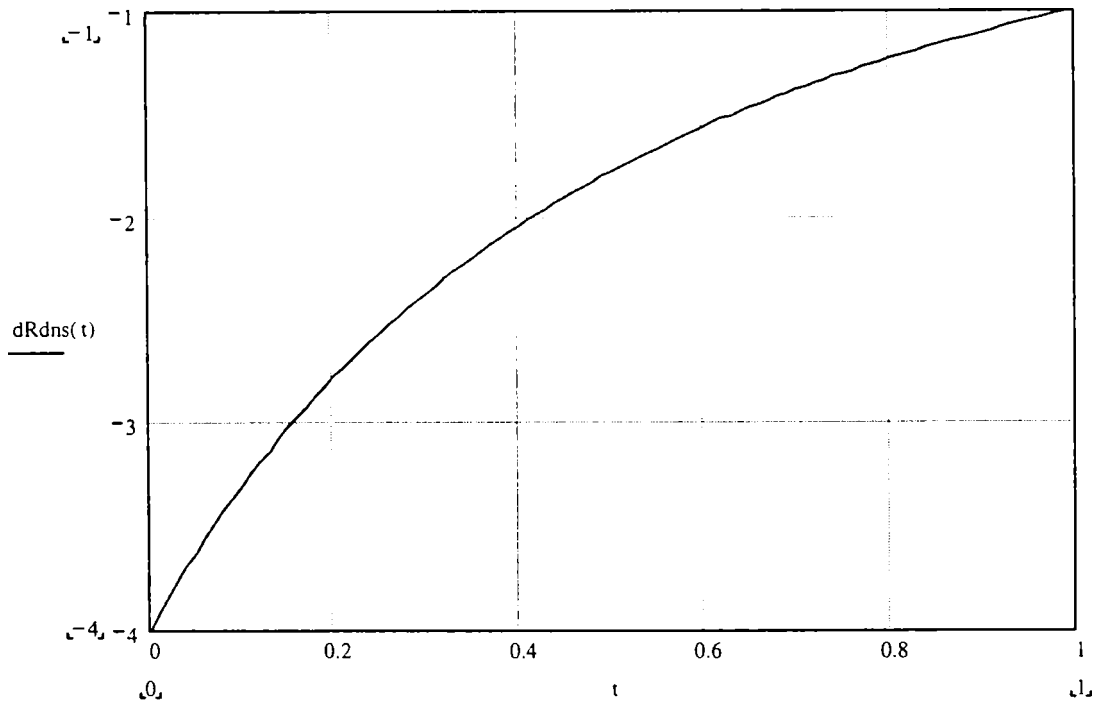


Fig. 2.6 Variația sensibilității raportului diferențial de nesimetrie

Din analiza graficelor prezentate în figurile 2.4-2.6 se observă ușor cum variația coeficientului de asimetrie este mult mai pronunțată în comparație cu cea a coeficientului de disimetrie. În mod similar se petrec lucrurile și în ceea ce privește raportul diferențial de nesimetrie.

Acest lucru sugerează o dată în plus faptul că prezența componentelor de secvență zero caracterizează mult mai fidel gradul de nesimetrie al unui sistem de mărimi electrice.

2.5. Problema puterilor la sistemele trifazate în regimuri nesimetrice

2.5.1. Puteri instantanee în regimuri nesimetrice. Putere fluctuantă.

Cunoașterea puterilor instantanee, în rețele trifazate, permite obținerea de informații utile privind gradul de nesimetrie al acestora. Pentru început, se face referire însă la componentele puterii instantanee în cazul circuitelor monofazate. Este cunoscut faptul că, dacă unui circuit monofazat i se aplică tensiunea la borne $u=U\sqrt{2}\sin\omega t$ și se stabilește curentul $i=I\sqrt{2}\sin(\omega t-\varphi)$, atunci expresia puterii instantanee $p(t)=u(t)i(t)$, este :

$$p(t) = 2 \cdot UI \sin \omega t \cdot \sin(\omega t - \varphi) = UI \cos \varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi) \quad (2.23)$$

evident, fiind posibile și alte descompunerii ale puterii instantanee [A3],[S3]

În expresia (2.18) componenta puterii exprimată prin relația $UI \cos(2\omega t - \varphi)$, reprezintă o variație armonică de amplitudine egală cu puterea aparentă $S = UI$ și se numește putere fluctuantă [A3], valoarea sa medie pe o perioadă sau pe un multiplu de perioadă fiind nula.

În complex, dacă unui circuit electric i se aplică la borne o tensiune $\underline{U} = Ue^{j\omega t}$ și circuitul este străbătut de curentul $\underline{I} = Ie^{j(\omega t - \varphi)}$, puterea aparentă complexă \underline{S} are expresia cunoscută $\underline{S} = \underline{U} \cdot \underline{I}^* = U \cdot I e^{j\varphi} = U \cdot I \cos \varphi + j \cdot U \cdot I \sin \varphi$, iar puterea fluctuantă exprimată în complex este :

$\underline{P}_f = \underline{U} \cdot \underline{I}$. Termenul $UI \cos(2\omega t - \varphi)$ care apare în relația (2.18) și care a fost denumit putere fluctuantă este $\text{Re} \{ \underline{U} \cdot \underline{I} \}$.

În cazul unui sistem trifazat simetric, puterea fluctuantă totală, pe cele trei faze, este nulă. Întrădevăr, dacă tensiunile și curenții sistemului trifazat simetric sunt :

$$\begin{aligned} u_R &= U \cdot \sqrt{2} \sin \omega t & i_R &= I \cdot \sqrt{2} \sin(\omega t - \varphi) \\ u_S &= U \cdot \sqrt{2} \cdot \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & i_S &= I \cdot \sqrt{2} \cdot \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} - \varphi\right) \\ u_T &= U \cdot \sqrt{2} \cdot \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) & i_T &= I \cdot \sqrt{2} \cdot \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3} - \varphi\right) \end{aligned}$$

puterea instantanee a sistemului trifazat este $p(t) = u_R \cdot i_R + u_S \cdot i_S + u_T \cdot i_T$

unde :

$$\begin{aligned} u_R \cdot i_R &= U \cdot I \cdot \cos \varphi + U \cdot I \cos(2\omega t - \varphi) \\ u_S \cdot i_S &= U \cdot I \cdot \cos \varphi + U \cdot I \cdot \cos\left(2\omega t - \frac{2\pi}{3} - \varphi\right) \\ u_T \cdot i_T &= U \cdot I \cdot \cos \varphi + U \cdot I \cdot \cos\left(2\omega t - \frac{4\pi}{3} - \varphi\right) \end{aligned} \quad (2.24)$$

Este ușor de văzut ca suma acestor expresii este constantă, adică tocmai suma puterilor active ale celor trei faze.

Dacă sistemul trifazat este însă nesimetric, expresia puterii fluctuante rezultante a sistemului este [A3],[M1] :

$$\underline{P}_f = \underline{U}_R \cdot \underline{I}_R + \underline{U}_S \cdot \underline{I}_S + \underline{U}_T \cdot \underline{I}_T \quad (2.25)$$

Prin utilizarea metodei componentelor simetrice, se pot scrie expresiile termenilor din rel.(2.20):

pentru faza R :

$$\begin{aligned} \underline{U}_R \underline{I}_R &= (\underline{U}^0 + \underline{U}^+ + \underline{U}^-) (\underline{I}^0 + \underline{I}^+ + \underline{I}^-) = \underline{U}^0 \cdot \underline{I}^0 + \\ &+ \underline{U}^+ \cdot \underline{I}^+ + \underline{U}^- \cdot \underline{I}^- + \underline{U}^0 (\underline{I}^+ + \underline{I}^-) + \underline{U}^+ (\underline{I}^0 + \underline{I}^-) + \underline{U}^- (\underline{I}^0 + \underline{I}^+) \end{aligned}$$

pentru faza S :

$$\begin{aligned} \underline{U}_S \underline{I}_S &= (\underline{U}^0 + a^2 \cdot \underline{U}^+ + a \cdot \underline{U}^-) \cdot (\underline{I}^0 + a^2 \cdot \underline{I}^+ + a \cdot \underline{I}^-) = \\ &= \underline{U}^0 \cdot \underline{I}^0 + a \cdot \underline{U}^+ \cdot \underline{I}^+ + a^2 \cdot \underline{U}^- \cdot \underline{I}^- + \underline{U}^0 \cdot (a^2 \cdot \underline{I}^+ + a \cdot \underline{I}^-) + \\ &+ a^2 \cdot \underline{U}^+ \cdot (\underline{I}^0 + a \underline{I}^-) + a \cdot \underline{U}^- \cdot (\underline{I}^0 + a^2 \cdot \underline{I}^+) \end{aligned} \quad (2.26)$$

pentru faza T :

$$\begin{aligned} \underline{U}_T \underline{I}_T &= (\underline{U}^0 + a \cdot \underline{U}^+ + a^2 \cdot \underline{U}^-) \cdot (\underline{I}^0 + a \cdot \underline{I}^+ + a^2 \cdot \underline{I}^-) = \\ &= \underline{U}^0 \cdot \underline{I}^0 + a^2 \cdot \underline{U}^+ \cdot \underline{I}^+ + a \cdot \underline{U}^- \cdot \underline{I}^- + \underline{U}^0 \cdot (a \cdot \underline{I}^+ + a^2 \cdot \underline{I}^-) + \\ &+ a \cdot \underline{U}^+ \cdot (\underline{I}^0 + a^2 \cdot \underline{I}^-) + a^2 \cdot \underline{U}^- \cdot (\underline{I}^0 + a \cdot \underline{I}^+) \end{aligned} \quad (2.27)$$

adunînd expresiile rel.(2.21) se obține în complex, expresia puterii fluctuante totale, la un sistem trifazat nesimetric:

$$\underline{P}_f = 3 \cdot \underline{U}^0 \cdot \underline{I}^0 + 3 \cdot \underline{U}^+ \cdot \underline{I}^- + 3 \cdot \underline{U}^- \cdot \underline{I}^+ \quad (2.28)$$

Prin urmare, puterea fluctuantă totală a unui sistem trifazat nesimetric nu mai este nulă. Faptul că la un sistem trifazat simetric această putere este zero, sugerează ideea de a utiliza cunoașterea valorii puterii fluctuante de la un sistem trifazat nesimetric pentru a caracteriza nesimetria sistemului, din punct de vedere energetic.

2.5.2. Circulația de puteri în rețelele trifazate cu consumatori dezechilibrați.

După cum s-a prezentat anterior, regimul nesimetric determină creșterea pierderilor de putere. Majorarea pierderilor în regim nesimetric poate fi pusă și pe seama circulației suplimentare de putere de secvență negativă și zero în rețeaua de alimentare. Teorema conservării puterilor complexe, active și reactive, permite evidențierea acestor circulații suplimentare [T5], [T7]. Astfel dacă se consideră un subsistem electric format dintr-un generator ideal (G) ce debitează printr-o rețea simetrică și liniară (R) asupra a doi consumatori, unul echilibrat (E) și celălalt dezechilibrat (D) (fig. 2.4), puterea debitată de generator și respectiv primită de rețea și absorbită de cei doi consumatori exprimate în componente simetrice, se poate scrie sub forma generală astfel:

$$\underline{S}_k = \underline{S}_k^+ + \underline{S}_k^- + \underline{S}_k^0 \quad \text{unde } k = G, R, E, D \quad (2.29)$$

Teoremele conservării puterilor aparente complexe conduc la următoarele relații de conservare:

$$\underline{S}_G = \underline{S}_R + \underline{S}_E + \underline{S}_D \quad \text{sau} \quad \underline{S}_{G\alpha} = \underline{S}_{R\alpha} + \underline{S}_{E\alpha} + \underline{S}_{D\alpha} \quad (2.30)$$

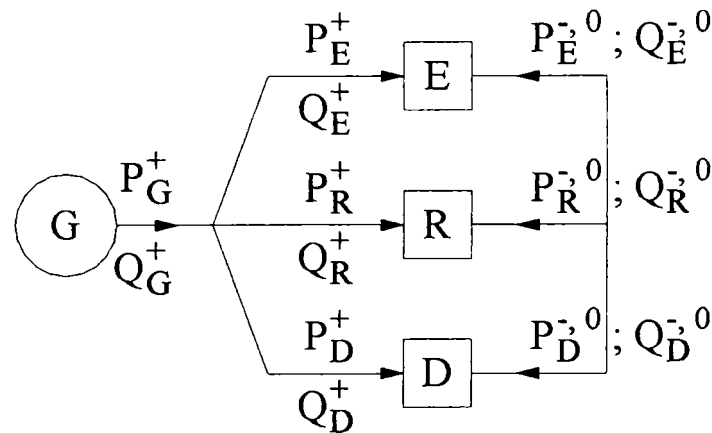
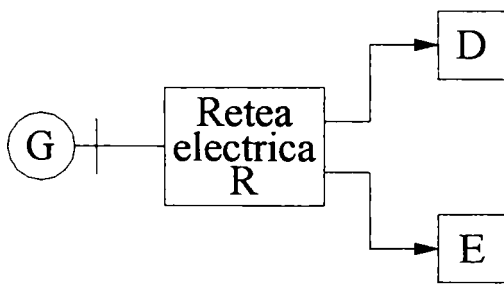


Fig. 2.7 Sistem electric reprezentare schematică

Fig. 2.8 Circulația puterilor de secvență în sistemul din fig. 2.7

Deoarece tensiunile electromotoare ale generatorului alcătuiesc un sistem trifazat simetric, de succesiune pozitivă, rezultă că acesta nu poate debita puteri decât pe secvență pozitivă, adică:

$$\begin{aligned} P_G &= P_G^+; & P_G^- &= 0; & P_G^0 &= 0 \\ Q_G &= Q_G^+; & Q_G^- &= 0; & Q_G^0 &= 0 \end{aligned} \quad (2.31)$$

Ecuatiile de bilanț pentru puterile active și reactive devin:

$$\begin{aligned} P_R^- + P_E^- + P_D^- &= 0; & P_R^0 + P_E^0 + P_D^0 &= 0 \\ Q_R^- + Q_D^- + Q_{Dh}^- &= 0; & Q_R^0 + Q_E^0 + Q_D^0 &= 0 \end{aligned} \quad (2.32)$$

Relațiile (2.32) evidențiază faptul că elementul care introduce nesimetria este consumatorul dezechilibrat. Prin urmare generatorul electric debitează puteri celor doi consumatori numai pe secvența pozitivă iar consumatorul dezechilibrat este acela care primește pe secvența pozitivă o putere mai mare decât îi este necesară, din care o parte se convertește în puteri de secvență negativă și zero, pe care le reinjectează în rețea și la consumatorul echilibrat, suplimentând astfel pierderile de putere (fig. 2.8)

În condițiile prezentate mai sus rețelele de secvență inversă și homopolară corespunzătoare unor rețele trifazate ce alimentează consumatori dezechilibrați nu mai sunt pasive, ci prezintă surse de curenți de secvență negativă și zero, acestea fiind tocmai consumatorii dezechilibrați. Dacă sursele ce alimentează rețeaua sunt ideale, cu tensiuni la borne simetrice, tensiunile de secvență negativă și zero la bornele consumatorilor dezechilibrați corespund tocmai căderilor de tensiune pe impedanțele de secvență respectiv a elementelor de rețea (linie, transformatoare, bobine, baterii de condensatoare).

Deci se pot scrie relațiile:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} U^- \\ U^0 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \Delta U^- \\ \Delta U^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z^- \\ Z^0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I^- \\ I^0 \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.33)$$

unde $\begin{bmatrix} U^- \\ U^0 \end{bmatrix}$ sunt matricile coloană ale tensiunilor de secvență negativă și zero la bornele consumatorilor dezechilibrați;

$\begin{bmatrix} Z^- \\ Z^0 \end{bmatrix}$ – matricile impedanțelor de secvență inversă, respectiv homopolară ale rețelelor de secvență inversă, respectiv homopolară văzute la bornele consumatorilor dezechilibrați;

$\begin{bmatrix} I^- \\ I^0 \end{bmatrix}$ – matricile coloană ale curenților de secvență negativă, respectiv zero debitați de consumatorii dezechilibrați în rețea.

2.5.3. Calculul circulației de curenți și puteri de secvență în regim nesimetric

Modul de propagare a regimului nesimetric poate fi evidențiat fie analitic, prin calcule, fie experimental pe modele sau în rețeaua reală. În cazul când se apelează la calculul analitic se poate folosi schema trifazată, adică parametrii de fază sau schemele monofazate, de secvență. Aceasta asigură multă comoditate atât sub aspectul cunoașterii parametrilor de rețea, cât și a tehnicii de calcul. Prezența unei surse de dezechilibre se manifestă prin aceea că schemele (rețelele) de secvență negativă și zero nu sunt pasive, ci active, dispunând de surse de curent invers respectiv homopolar care debitează peste elementele de rețea, surse de curent alternativ și consumatori liniari.

Cu alte cuvinte cunoscând tensiunile și curenții de fază la bornele consumatorilor dezechilibrați se pot estima componentele de secvență, tensiuni și curenți, iar curentul de secvență pozitivă (din rețeaua de secvență pozitivă) va fi absorbit de consumatorul dezechilibrat, iar cel de secvență negativă și zero debitați. Cu aceste cunoștințe se poate efectua calculul circulației de curenți și puteri de secvență în cele trei rețele determinându-se astfel tensiunile, curenții și puterile în toate nodurile rețelelor de secvență. Schematic cele descrise pot fi prezentate în fig. 2.9.

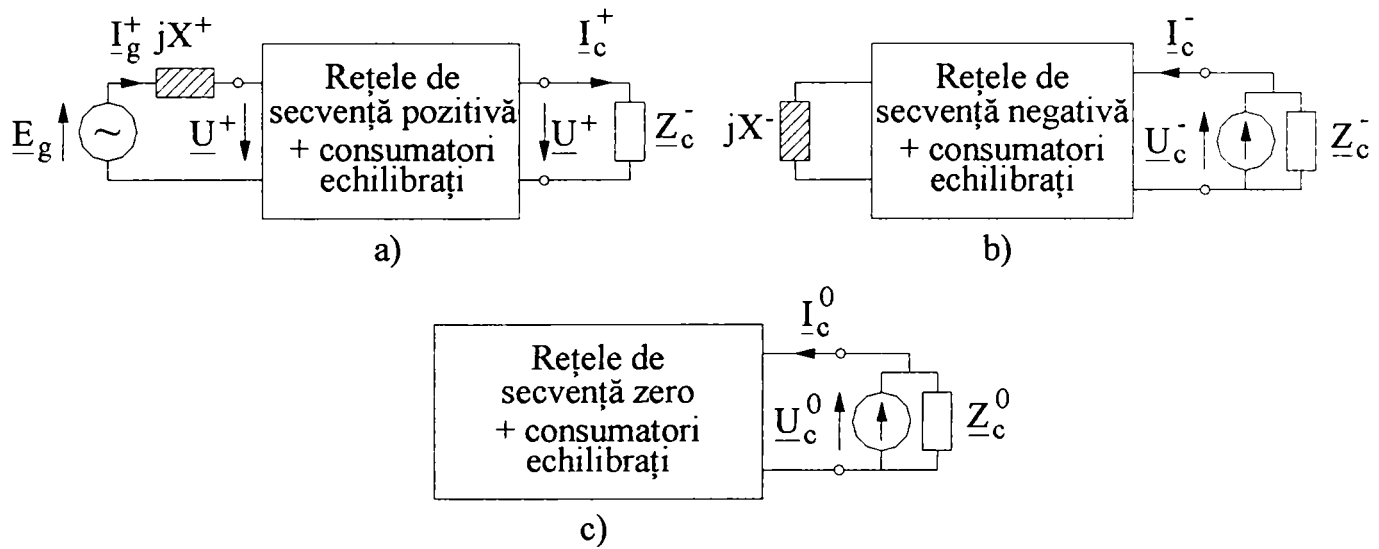


Fig. 2.9 Circulația curenților în rețelele de secvență

Desigur pe lângă metoda (generală) prezentată există și alte tehnici care asimilează consumatorii dezechilibrați particulari (alimentați între două faze, sau între o fază și nul) ca și consumatorii simetrici ce prezintă o fază sau două faze întrerupte [A3], [A8]. Astfel unui consumator alimentat între fazele S și T ale unei rețele (fig. 2.10a) i se atribuie transversal două rețele înseriate [A8] una simetrică și alta nesimetrică, cu o fază întreruptă (fig. 2.10b)

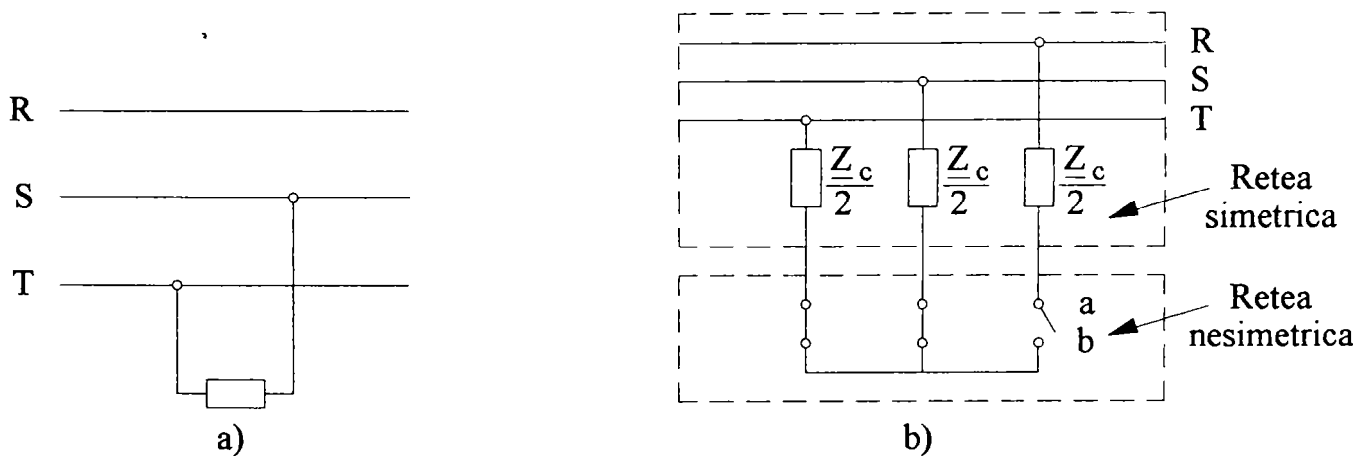


Fig. 2.10 Înlocuirea schemei echivalente a unui consumator dezechilibrat, alimentat între două faze cu două rețele una simetrică și alta nesimetrică:

a) schema electrică inițială, b) schema electrică rezultantă.

Pentru rețeaua nesimetrică se scriu relațiile dintre mărimile de fază:

$$\underline{I}_R = \underline{I}^+ + \underline{I}^- + \underline{I}^0 = 0$$

$$\underline{I}_S = -\underline{I}_T \text{ rezultă } \underline{I}^0 + a\underline{I}^+ + a^2\underline{I}^- = -(\underline{I}^0 + a^2\underline{I}^+ + a\underline{I}^-) \quad (2.34)$$

de unde $\underline{I}^+ = -\underline{I}^-$ iar $\underline{I}^0 = 0$. Deci rețelele de secvență pozitivă și negativă sunt înseriate (fig. 2.11), \underline{Z}^0 și \underline{Z}^- sunt impedanțele rețelelor de secvență directă și respectiv inversă văzute la bornele nesimetriei (a - b).

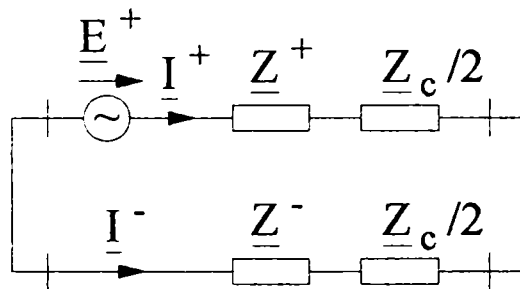


Fig. 2.11 Schema electrică echivalentă de calcul a curentului de secvență pozitivă

Ca urmare expresia curentului \underline{I}^+ este:

$$\underline{I}^+ = \frac{\underline{E}^+}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}_c} \quad (2.35)$$

În mod similar se poate aborda și problema unui consumator alimentat între o fază și neutru în rețelele cu patru conductoare.

2.6 Concluzii și contribuții originale

Acest capitol al doilea al lucrării și-a propus o trecere în revistă a problemelor pe care le reclamă studiul regimurilor nesimetrice pe de o parte și legăturii, sau mai bine zis a corelației între regimul nesimetric caracterizat prin anumiți indicatori specifici și conceptul de observabilitate aplicat la rețelele electrice de medie tensiune.

În acest sens, în prima parte a capitolului sunt tratate câteva aspecte legate de observabilitate, precum și rolul pe care îl are monitorizarea unor mărimi electrice în cadrul procesului de diagnoză.

În cea de a doua parte a capitolului sunt trecute în revistă câteva dintre problemele pe care la implică studiul regimurilor nesimetrice cum ar fi : cauze și efecte ale R_N , mărimi caracteristice, metode de analiză a R_N (metoda componentelor simetrice), puterile în regimuri nesimetrice, subliniindu-se rolul pe care îl joacă puterea fluctuantă ca posibil indicator al gradului de nesimetrie. În ceea ce privește circulația de puteri în regim nesimetric în lucrare este prezentată teoria profesorului Țugulea, teorie care dă satisfacție în condițiile sistemelor electrice de putere.

Contribuțiile originale ale autorului prezentate în acest capitol sunt :

- evidențierea importanței studiului regimului nesimetric și influența acestuia asupra proprietății de observabilitate a sistemelor electrice;
- sistematizarea problematicei legate de studiul regimurilor nesimetrice;
- analiza sensibilității unor indicatori ai regimului nesimetric și evidențierea rolului major pe care îl joacă indicatorii care fac referire la mărimi de secvență zero.

3.1. Considerații generale

În această lucrare, prin regim de defect se înțelege acel regim în care anumite mărimi electrice depășesc limitele corespunzătoare regimului normal.

În regim de defect, curenții au valori diferite față de cele de regim normal, astfel încât tensiunea într-un nod de rețea depinde de o serie de factori cum ar fi : tipul defectului, locul în care are loc defectul în raport cu punctul în care se controlează tensiunea.

Analiza regimului de defect are la bază ipoteza în care sursa este de putere infinită, prin urmare, tensiunile la borne rămân neschimbate chiar și în prezența regimului de defect. [A3], [C12], [I2].

Prin urmare, modificarea valorii curentului din circuit este determinată de modificarea impedanței pe care se aplică tensiunea sursei de alimentare.

Regimurile de defect fiind, de regulă, regimuri nesimetrice, evident, pentru analiza regimului stabilizat de defect se pretează foarte bine metoda componentelor simetrice.

La modul general, defectele nesimetrice care fac obiectul acestui capitol au la origine fie elemente nesimetrice conectate în laturile rețelei (nesimetrii longitudinale) , fie elemente nesimetrice conectate în nodurile rețelei trifazate (nesimetrii transversale). Nesimetriile se pot manifesta fie într-o singură secțiune a rețelei , fie simultan în mai multe secțiuni. In prezenta lucrare se tratează situația în care nesimetriile apar doar într-o singură secțiune de rețea.

a). Nesimetrii transversale

Fie cazul general al unei rețele simetrice : fig. 3.1.

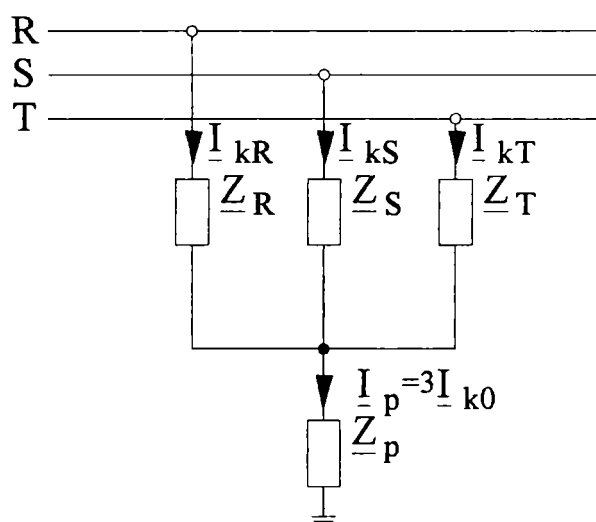


Fig. 3.1. Rețea electrică trifazată

Regimul de defect (nesimetria), apărut într-un punct oarecare k din rețea poate fi modelat prin prezența unor impedanțe transversale inegale pe fiecare fază.

În aceste condiții, tensiunile de fază față de pământ, la locul de defect pot fi exprimate cu relațiile :

$$\begin{aligned} \underline{U}_{kR} &= \underline{Z}_R \cdot \underline{I}_{kR} + 3\underline{Z}_p \cdot \underline{I}_k^0 \\ \underline{U}_{kS} &= \underline{Z}_S \cdot \underline{I}_{kS} + 3\underline{Z}_p \cdot \underline{I}_k^0 \\ \underline{U}_{kT} &= \underline{Z}_T \cdot \underline{I}_{kT} + 3\underline{Z}_p \cdot \underline{I}_k^0 \end{aligned} \quad (3.1.)$$

Expresiile de mai sus, prin trecerea la componentele de secvență, devin :

$$\begin{aligned} \underline{U}_{kR}^+ &= \frac{1}{3} \left[\underline{Z}_R (\underline{I}_{kR}^+ + \underline{I}_{kR}^- + \underline{I}_k^0) + a \underline{Z}_S (a^2 \underline{I}_{kR}^+ + a \underline{I}_{kR}^- + \underline{I}_k^0) + a^2 \underline{Z}_T (a \underline{I}_{kR}^+ + a^2 \underline{I}_{kR}^- + \underline{I}_k^0) \right] \\ \underline{U}_{kR}^- &= \frac{1}{3} \left[\underline{Z}_R (\underline{I}_{kR}^+ + \underline{I}_{kR}^- + \underline{I}_k^0) + a^2 \underline{Z}_S (a^2 \underline{I}_{kR}^+ + a \underline{I}_{kR}^- + \underline{I}_k^0) + a \underline{Z}_T (a \underline{I}_{kR}^+ + a^2 \underline{I}_{kR}^- + \underline{I}_k^0) \right] \\ \underline{U}_{kR}^0 &= \frac{1}{3} \left[\underline{Z}_R (\underline{I}_{kR}^+ + \underline{I}_{kR}^- + \underline{I}_k^0) + \underline{Z}_S (a^2 \underline{I}_{kR}^+ + a \underline{I}_{kR}^- + \underline{I}_k^0) + \underline{Z}_T (a \underline{I}_{kR}^+ + a^2 \underline{I}_{kR}^- + \underline{I}_k^0) \right] \end{aligned} \quad (3.2)$$

b) Nesimetrii longitudinale

Regimul de defect poate fi modelat în acest caz prin introducerea într-o secțiune oarecare k a unei rețele (fig. 3.2), a unui grup de impedanțe nesimetrice [C13].

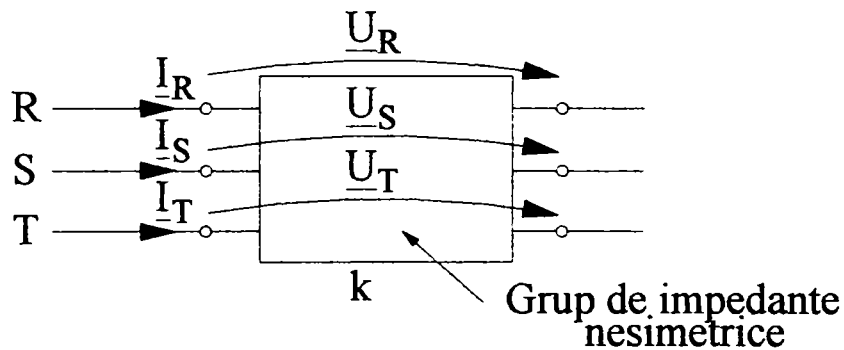


Fig. 3.2. Rețea electrică trifazată.
Nesimetrii longitudinale

Între tensiunile și curenții de fază va exista relația :

$$[\underline{U}_f] = [\underline{Z}_f] [\underline{I}_f] \quad (3.3)$$

unde $[\underline{Z}_f]$ va fi determinată de compoziția impedanței nesimetrice și, în general va fi de forma :

$$[\underline{Z}_f] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{RR} & \underline{Z}_{RS} & \underline{Z}_{RT} \\ \underline{Z}_{SR} & \underline{Z}_{SS} & \underline{Z}_{ST} \\ \underline{Z}_{TR} & \underline{Z}_{TS} & \underline{Z}_{TT} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Neglijând influențele mutuale dintre faze, în (3.4) impedanțele de genul \underline{Z}_{ij} sunt nule. Mai mult chiar, orice fel de întrerupere prezintă o anumită simetrie în raport cu faza R [C13], motiv pentru care :

$$\underline{Z}_{SS} = \underline{Z}_{TT} = \underline{Z}_S \quad (3.5)$$

În aceste condiții matricea (3.4) devine :

$$[\underline{Z}_f] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_R & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_S & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_S \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Drept urmare, grupul de impedanțe nesimetrice, în componente simetrice devine :

$$[\underline{Z}_S] = \frac{1}{3}(\underline{Z}_R + \underline{Z}_S) \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} + \underline{Z}_S \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Bineînțeles, se vor introduce orice fel de nesimetrii longitudinale prin atribuirea anumitor valori impedanțelor din matricea (3.4).

Ecuțiile de mai sus permit determinarea componentelor simetrice ale tensiunilor și curenților la locul de defect, după care se pot determina valorile lor de fază. Deoarece rezolvarea sub formă generală conduce la expresii complicate, prin impunerea unor condiții limită, specifice fiecărui tip de defect, expresiile obținute pot fi simplificate substanțial [A3], [I2].

În aceste condiții, prezentul capitol își propune o trecere în revistă a unor defecte nesimetrice după cum se prezintă în fig.3.3.

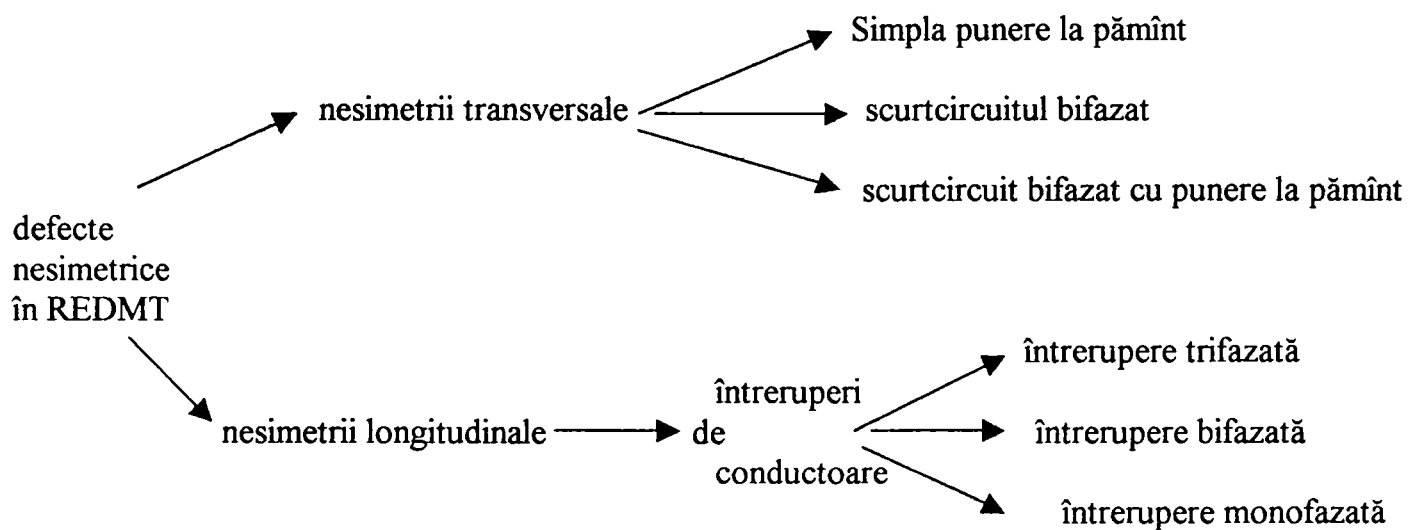


Fig. 3.3 Defecte nesimetrice în REDMT

3.2. Defectul monofazat (punerea simplă la pământ) [B18]

Defectul monofazat, sau punerea simplă la pământ prezintă frecvența cea mai ridicată de apariție și se manifestă printr-o legătură accidentală cu rezistență nulă sau finită între una dintre fazele rețelei și pământ.

Situația unei rețele cu un defect cu punere la pământ se prezintă sugestiv în figura de mai jos.

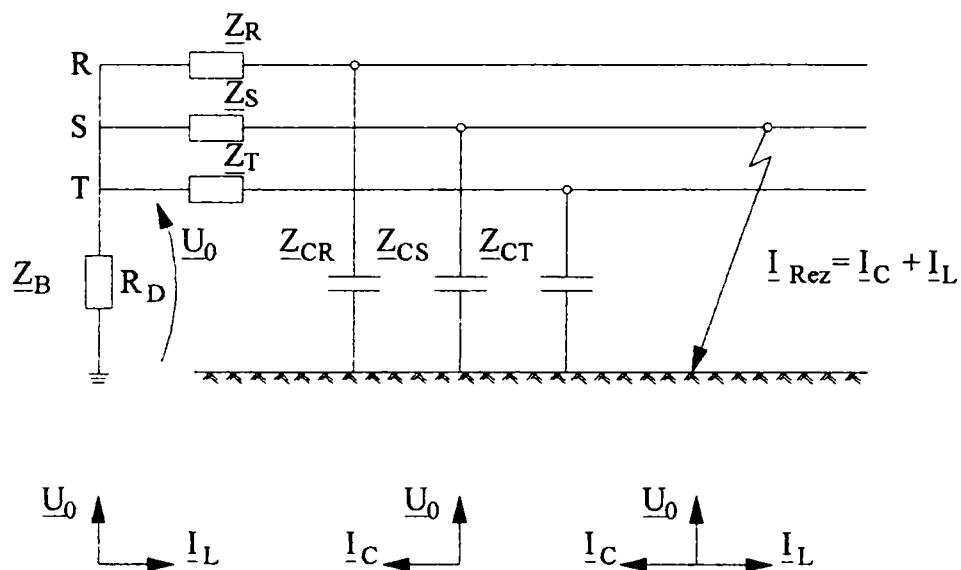


Fig. 3.4. Rețea cu neutru tratat prin BC în regim de defect monofazat

În realitate capacitățile fazelor față de pământ nu sunt concentrate putând fi însă considerate uniform distribuite de-a lungul liniei.

În regim normal de funcționare distribuția curenților capacitivi într-o astfel de rețea se prezintă în figura 3.5. [B18].

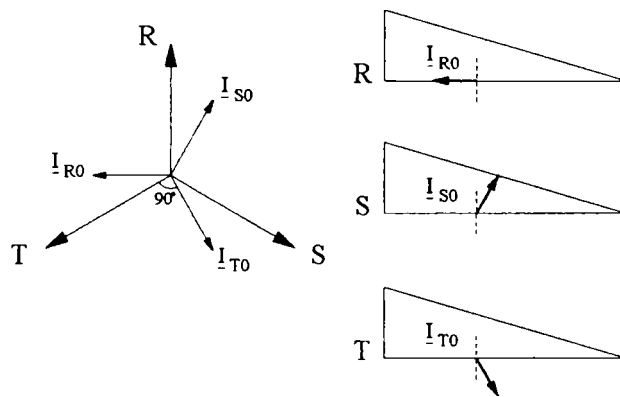


Fig. 3.5. Distribuția curenților capacitivi într-o rețea de medie tensiune în regim normal de funcționare

În realitate, izolația fazelor față de pământ nu este perfectă astfel încât curenții care circulă între faze și pământ prezintă și o componentă activă care uneori nu este de neglijat.

În regim de defect (punere netă la pământ pe fază), (Fig. 3.4.) distribuția curenților capacitivi și prin pământ se prezintă în Fig. 3.6. [B18], [G4].

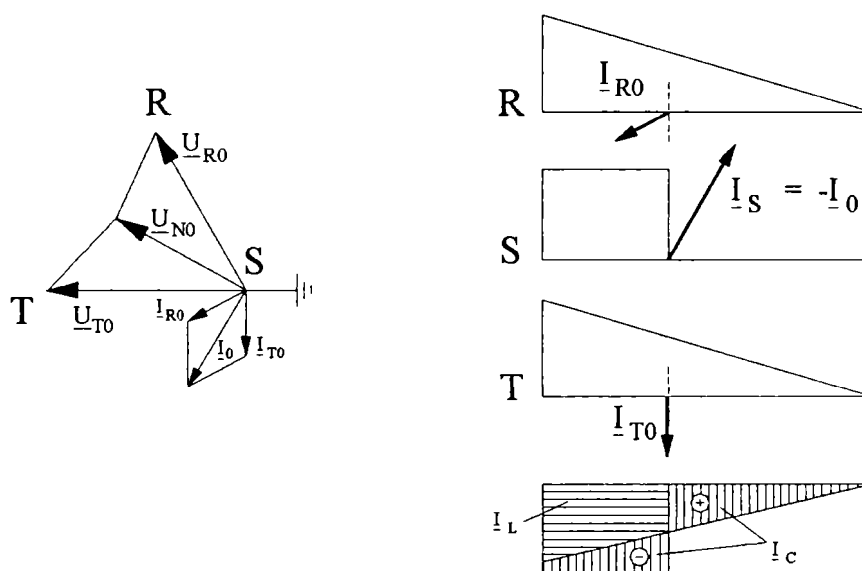


Fig.3.6. Distribuția curenților capacitivi și prin pământ

În cazul unei stații electrice cu mai multe plecări, circulația curenților pe plecări în caz de defect net pe una dintre plecări se prezintă în Fig. 3.7. [G4].

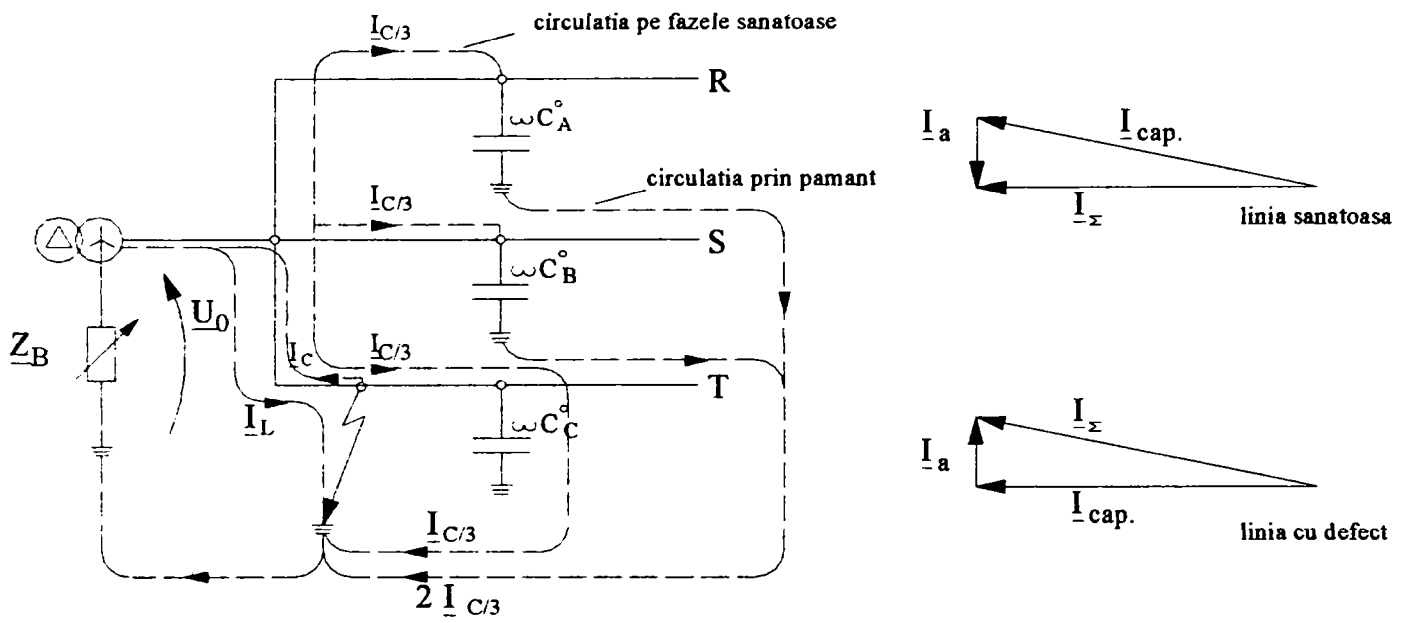


Fig. 3.7. Circulația curenților capacitivi pe liniile cu defect în cazul unui defect monofazat

În cazul defectului monofazat valorile tensiunilor și curenților în diversele secțiuni ale unei rețele pot fi determinate pornind de la Fig. 3.8. de mai jos :

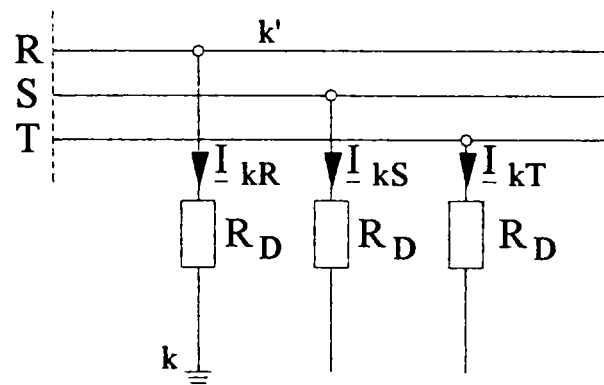


Fig. 3.8 Defect monofazat.

Pentru situația din fig.3.8. condițiile limită sunt :

$$\begin{aligned} \underline{I}_{kS} &= \underline{I}_{kT} = 0 \\ \underline{U}_{kR} &= 0 \end{aligned} \tag{3.8}$$

respectiv în punctul k' :

$$\underline{U}_{k'R} = R_D \cdot \underline{I}_{kR}$$

Pornind de la relațiile :

$$\begin{aligned}\underline{I}_{kR} &= \underline{I}_{kR}^+ + \underline{I}_{kR}^- + \underline{I}_{kR}^0 \\ \underline{I}_{kS} &= a^2 \underline{I}_{kR}^+ + a \underline{I}_{kR}^- + \underline{I}_{kR}^0 \\ \underline{I}_{kT} &= a \underline{I}_{kR}^+ + a^2 \underline{I}_{kR}^- + \underline{I}_{kR}^0\end{aligned}\quad (3.9)$$

și ținând cont de rel. (3.3) rezultă :

$$\underline{I}_{kR}^+ = \underline{I}_{kR}^- = \underline{I}_{kR}^0 = \frac{1}{3} \underline{I}_{kR} \quad (3.10)$$

iar în ceea ce privește tensiunile :

$$\underline{U}_{kR} = \underline{U}_{kR}^+ + \underline{U}_{kR}^- + \underline{U}_{kR}^0 \quad (3.11)$$

În aceste condiții și ținând seama de relațiile ce descriu legea a II-a a lui Kirckhoff pentru schemele echivalente aferente componentelor de secvență :

$$\underline{E}_R - \underline{I}_{kR}^+ (\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0 + 3R_D) = 0 \quad (3.12)$$

de unde :

$$\underline{I}_{kR}^+ = \frac{\underline{E}_R}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0 + 3R_D} \quad (3.13)$$

Componentele simetrice ale tensiunii în punctul k :

$$\begin{aligned}\underline{U}_{kR}^+ &= \underline{E}_R - (R_D + \underline{Z}^+) \underline{I}_{kR}^+ = (\underline{Z}^- + \underline{Z}^0 + 2R_D) \underline{I}_{kR}^+ \\ \underline{U}_{kR}^- &= 0 - (R_D + \underline{Z}^-) \underline{I}_{kR}^- = -(\underline{Z}^- + R_D) \underline{I}_{kR}^- \\ \underline{U}_{kR}^0 &= 0 - (R_D + \underline{Z}^0) \underline{I}_{kR}^0 = -(\underline{Z}^0 + R_D) \underline{I}_{kR}^0\end{aligned}\quad (3.14)$$

iar în punctul k' :

$$\begin{aligned}\underline{U}_{k'R}^+ &= (\underline{Z}^- + \underline{Z}^0 + 3R_D) \underline{I}_{kR}^+ \\ \underline{U}_{k'R}^- &= -\underline{Z}^- \underline{I}_{kR}^+ \\ \underline{U}_{k'R}^0 &= -\underline{Z}^0 \underline{I}_{kR}^+\end{aligned}\quad (3.15)$$

Tensiunile pe faze în punctul k' din rețea vor fi :

$$\begin{aligned}\underline{U}_{k'R} &= R_D \underline{I}_{kR} = 3R_D \underline{I}_{kR}^+ \\ \underline{U}_{k'S} &= a^2 \underline{U}_{k'R}^+ + a \underline{U}_{k'R}^- + \underline{U}_{k'R}^0 = [(a^2 - a) \underline{Z}^- + (a^2 - 1) \underline{Z}^0 + a^2 3R_D] \underline{I}_{kR}^+ \\ \underline{U}_{k'T} &= a \underline{U}_{k'R}^+ + a^2 \underline{U}_{k'R}^- + \underline{U}_{k'R}^0 = [(a - a^2) \underline{Z}^- + (a - 1) \underline{Z}^0 + a 3R_D] \underline{I}_{kR}^+\end{aligned}\quad (3.16)$$

Relațiile (3.11) permit determinarea tensiunii de deplasare a neutrului :

$$\underline{U}_d = \underline{U}_{kR} + \underline{U}_{kS} + \underline{U}_{kT} = 3\underline{U}_k^0 = -3\underline{Z}^0 \underline{I}_k^0 = -\frac{3\underline{Z}^0 \underline{E}_R}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0 + 3R_D} \quad (3.17)$$

În ceea ce privește impedanța de secvență, este îndeobște cunoscut faptul că, dacă, pentru secvența pozitivă și negativă ele nu depind de modul de tratare al neutrului rețelei în timp ce, pentru secvența zero, se obțin valori diferite după cum neutrul rețelei este tratat prin bobină de stingere, prin rezistență sau este izolat.

3.3. Defectul bifazat

3.3.1. Scurtcircuit bifazat

Acest tip de defect poate fi considerat ca un defect bifazat metallic printr-o rezistență R_a pe două dintre fazele unei rețele electrice (fig. 3.9.).

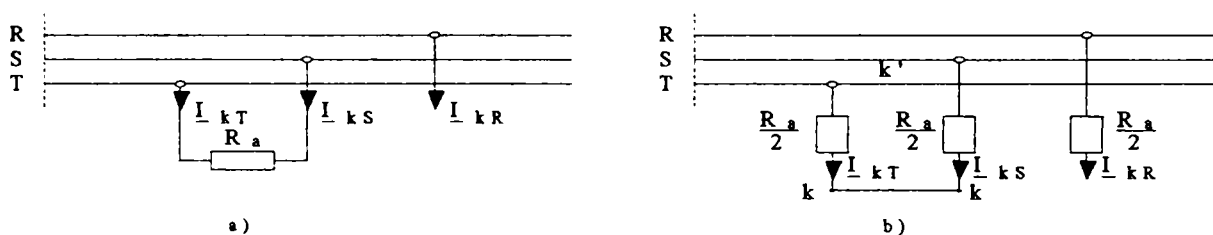


Fig. 3.9. Defectul bifazat

În acest caz condițiile limită devin :

$$\begin{aligned} \underline{I}_{kR} &= 0 \\ \underline{I}_{kS} &= -\underline{I}_{kT} \\ \underline{U}_S - \underline{U}_{kT} &= 0 \end{aligned} \quad (3.18)$$

respectiv în punctul k' :

$$\underline{U}_{k'S} - \underline{U}_{k'T} = \underline{I}_{k'S} R_a \quad (3.19)$$

Deoarece în acest caz nu se manifestă componenta homopolară :

$$\underline{I}_{kR} + \underline{I}_{kS} + \underline{I}_{kT} = 0 \quad (3.20)$$

$$\underline{I}_{kR} = \underline{I}_{kR}^+ + \underline{I}_{kR}^- = 0$$

În mod analog, pentru tensiuni :

$$\underline{U}_{kR}^+ = \underline{U}_{kR}^- \quad (3.21)$$

De unde :

$$\underline{U}_{kR}^+ = \underline{E}_R - \left(\underline{Z}^+ + \frac{Ra}{2} \right) \underline{I}_{kR}^+ \quad (3.22)$$

$$\underline{U}_{kR}^- = - \left(\underline{Z}^- - \frac{Ra}{2} \right) \underline{I}_{kR}^-$$

și ținând cont de relațiile (3.15) și (3.16) rezultă :

$$\underline{E}_R - \left(\underline{Z}^+ + \frac{Ra}{2} \right) \underline{I}_{kR}^+ = \left(\underline{Z}^- - \frac{Ra}{2} \right) \underline{I}_{kR}^+$$

și :

$$\underline{I}_{kR}^+ = \frac{\underline{E}_R}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + R_a} \quad (3.23)$$

Curenții de defect pe fazele S și T :

$$\underline{I}_{kS} = a^2 \underline{I}_{kR}^+ + a \underline{I}_{kR}^- = (a^2 - a) \underline{I}_{kR}^+ = -j\sqrt{3} \underline{I}_{kR}^+ \quad (3.24)$$

$$\underline{I}_{kT} = -\underline{I}_{kS} = j\sqrt{3} \underline{I}_{kR}^+$$

Ținând seama de relațiile (3.15), (3.16), (3.17) se pot obține componentele simetrice ale tensiunilor :

$$\underline{U}_{kR}^- = - \left(\underline{Z}^- + \frac{Ra}{2} \right) \underline{I}_{kR}^- = \left(\underline{Z}^- + \frac{Ra}{2} \right) \underline{I}_{kR}^+ = \underline{U}_{kR}^+ \quad (3.25)$$

iar tensiunile conductoarelor în punctul k :

$$\underline{U}_{kR} = \underline{U}_{kR}^+ + \underline{U}_{kR}^- = 2\underline{U}_{kR}^+ = 2 \left(\underline{Z}^- + \frac{Ra}{2} \right) \underline{I}_{kR}^+ \quad (3.26)$$

$$\underline{U}_{kS} = \underline{U}_{kT} = a^2 \underline{U}_{kR}^+ + a \underline{U}_{kR}^- = (a^2 + a) \underline{U}_{kR}^+ = -\underline{U}_{kR}^+ = -\frac{\underline{U}_{kR}}{2}$$

Tensiunile în punctul k' rezultă :

$$\underline{U}_{k'R}^+ = \underline{U}_{kR}^+ + \frac{Ra}{2} \underline{I}_{kR}^+ = \left(\underline{Z}^- + R_a \right) \underline{I}_{kR}^+ \quad (3.27)$$

$$\underline{U}_{k'R}^- = \underline{U}_{kR}^- + \frac{Ra}{2} \underline{I}_{kR}^- = \left(\underline{Z}^- + \frac{Ra}{2} \right) \underline{I}_{kR}^+ - \frac{Ra}{2} \underline{I}_{kR}^+ = \underline{Z}^- \underline{I}_{kR}^+ \quad (3.28)$$

3.3.2. Scurtcircuit bifazat cu punere la pământ

Astfel de situații apar atunci când, concomitent cu un scurtcircuit prin arc, spre exemplu, între fazele S și T (fig. 3.10.), acestea vin în contact și cu pământul prin rezistența R_D .

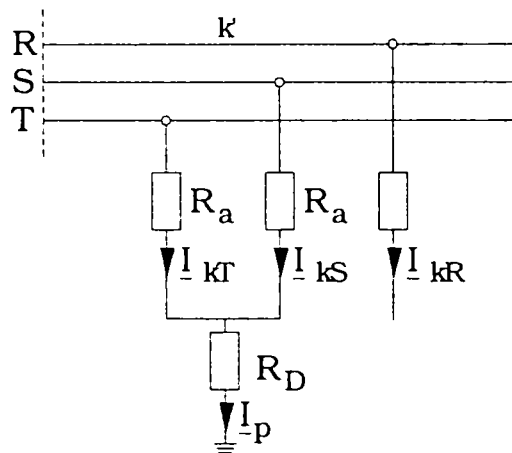


Fig. 3.10. Defectul bifazat cu punere la pământ

Condițiile limită în acest caz devin :

$$\begin{aligned} \underline{I}_{kR} &= 0 \\ \underline{U}_{kS} &= \underline{U}_{kT} = R_D \underline{I}_p = 3R_D \underline{I}_k^0 \end{aligned} \quad (3.29)$$

De unde :

$$\begin{aligned} \underline{U}_{kR}^+ &= \underline{U}_{kR}^- \\ \underline{U}_{kS} &= a^2 \underline{U}_{kR_D} + a \underline{U}_{kR}^- + \underline{U}_k^0 = -\underline{U}_{kR}^+ + \underline{U}_k^0 = 3 \underline{I}_k^0 R_D \end{aligned} \quad (3.30)$$

Rezultă :

$$\underline{I}_k^0 = \frac{-\underline{U}_k^0}{\underline{Z}^0 + R_a} \quad (3.31)$$

respectiv :

$$-\underline{U}_{kR}^+ + \underline{U}_k^0 = -3R_D \frac{\underline{U}_k^0}{\underline{Z}^0 + R_a} \quad (3.32)$$

și :

$$\underline{U}_k^0 = \frac{\underline{Z}^0 + R_a}{\underline{Z}^0 + R_a + 3R_D} \underline{U}_{kR}^+ \quad (3.33)$$

Din (3.24), ținând seama de (3.26) și (3.27) prin intermediul componentelor simetrice :

$$\underline{U}_{kR}^+ = \frac{\underline{E}_R \left[\frac{(\underline{Z}^- + R_a)}{(\underline{Z}^0 + R_a + 3R_D)} \right]}{(\underline{Z}^+ + R_a) + \left[\frac{(\underline{Z}^- + R_a)}{(\underline{Z}^0 + R_a + 3R_D)} \right]} \quad (3.34)$$

respectiv :

$$\underline{I}_{kR}^+ = \frac{\underline{E}_R}{(\underline{Z}^+ + R_a) + \left[\frac{(\underline{Z}^- + R_a)}{(\underline{Z}^0 + R_a + 3R_D)} \right]} \quad (3.35)$$

$$\underline{I}_{kR}^- = \frac{\underline{Z}^0 + R_a + 3R_D}{(\underline{Z}^- + R_a) + (\underline{Z}^0 + R_a + 3R_D)} \underline{I}_{kR}^+ \quad (3.36)$$

$$\underline{I}_{kR}^0 = \frac{(\underline{Z}^- + R_a)}{(\underline{Z}^- + R_a) + (\underline{Z}^0 + R_a + 3R_D)} \underline{I}_{kR}^+ \quad (3.37)$$

În ceea ce privește curenții pe fazele cu defect :

$$\underline{I}_{kS} = \left[a^2 - \frac{(\underline{Z}^- + R_a) + a(\underline{Z}^0 + R_a + 3R_D)}{(\underline{Z}^- + R_a) + (\underline{Z}^0 + R_a + 3R_D)} \right] \underline{I}_{kR}^+ \quad (3.38)$$

$$\underline{I}_{kT} = \left[a - \frac{(\underline{Z}^- + R_a) + a^2(\underline{Z}^0 + R_a + 3R_D)}{(\underline{Z}^- + R_a) + (\underline{Z}^0 + R_a + 3R_D)} \right] \underline{I}_{kR}^+$$

Tensiunile fazelor în punctul k :

$$\underline{U}_{kR} = \underline{U}_{kR}^+ + \underline{U}_{kR}^- + \underline{U}_k^0 = 3\underline{U}_{kR}^- \frac{\underline{Z}^0 + R_a + 2R_D}{\underline{Z}^0 + R_a + 3R_D} \quad (3.39)$$

$$\underline{U}_{kS} = \underline{U}_{kT} = 3\underline{U}_{kR}^+ \frac{R_D}{\underline{Z}^0 + R_a + 3R_D}$$

iar în punctul k' :

$$\begin{aligned} \underline{U}_{k'R} &= \underline{U}_{kR} \\ \underline{U}_{k'S} &= \underline{U}_{kS} + R_a \underline{I}_{kS} \\ \underline{U}_{k'T} &= \underline{U}_{kT} + R_a \underline{I}_{kT} \end{aligned} \quad (3.40)$$

3.4. Conductoare întrerupte [C13], [C4]

Aceste categorii de defecte se încadrează în categoria nesimetriilor longitudinale. În prezentul paragraf tratarea acestor categorii de defecte se face pornind de la premiza că sistemul tensiunilor de alimentare este simetric.

3.4.1. Întreruperea trifazată

Fie cazul unei secțiuni „k” de rețea în care se manifestă un defect de genul unei întreruperi trifazate (Fig. 3.11.).

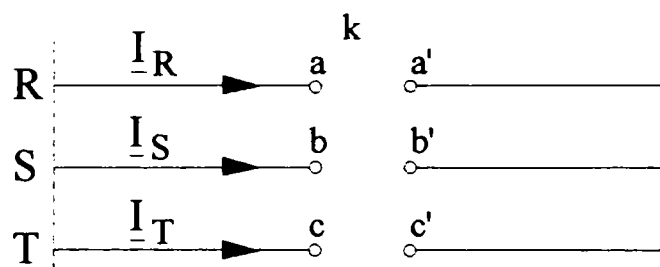


Fig. 3.11. Întreruperea trifazată

Pentru curenții de fază se deduce ușor :

$$\underline{I}_R = \underline{I}_S = \underline{I}_T = 0 \quad (3.41)$$

În aceste condiții pentru curenții de secvență rezultă :

$$\underline{I}^+ = \underline{I}^- = \underline{I}^0 = 0 \quad (3.42)$$

Se observă ușor cum, la acest tip de defect rețelele de secvență nu se interconectează între ele (sunt în gol).

3.4.2. Întreruperea bifazată

Situația se prezintă ca și în figura de mai jos unde se consideră întrerupte fazele S și T.

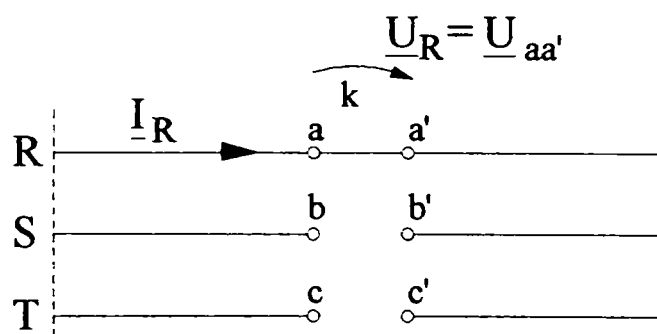


Fig. 3.12. Întreruperea bifazată

Se observă ușor cum :

$$\underline{I}_S = \underline{I}_T = 0 \quad \text{respectiv} \quad \underline{U}_R = 0 \quad (3.43)$$

De unde :

$$\underline{U}^+ + \underline{U}^- + \underline{U}^0 = 0 \quad (3.44)$$

$$\underline{I}^+ + \underline{I}^- + \underline{I}^0 = \frac{I_R}{3}$$

Relațiile (3.44) pun în evidență faptul că, la locul de defect, rețelele de secvență se conectează în serie (Fig. 3.13).

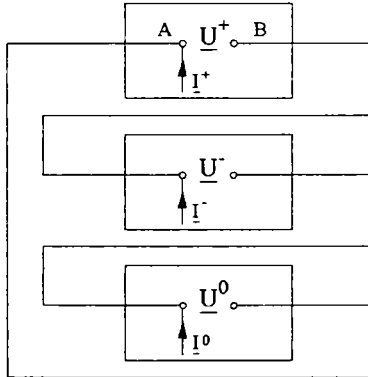


Fig. 3.13. Modul de conectare al rețelelor de secvență în cazul întreruperilor bifazate

Rețelele de secvență negativă și zero, fiind pozitive (conform ipotezei de la începutul paragrafului 3.4.), ele se pot reprezenta ca simple impedanțe conectate în serie între punctele A și B ale schemei de secvență pozitivă.

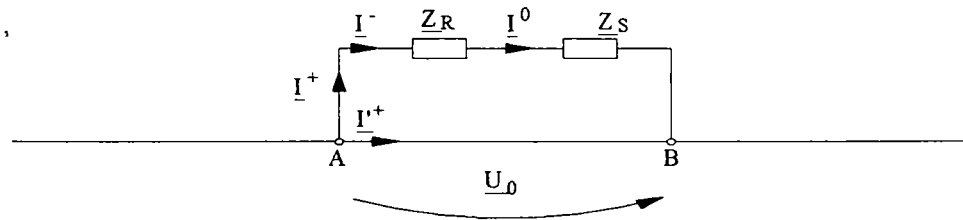


Fig. 3.14. Schema de conexiuni în cazul întreruperii bifazate

Din Fig. 3.14. se poate scrie :

$$\underline{I}^+ = \underline{I}^- = \underline{I}^0 = \underline{I}'^+ \frac{\underline{Z}^+}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \quad (3.45)$$

În relația (3.45) curentul „ \underline{I}'^+ ” reprezintă curentul de secvență pozitivă în absența întreruperii, adică exact curentul de fază în regim normal.

Tensiunile de secvență rezultă :

$$\underline{U}^+ = \underline{I}^+ (\underline{Z}^- + \underline{Z}^0) = \underline{I}^+ \frac{\underline{Z}^+ (\underline{Z}^- + \underline{Z}^0)}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \quad (3.46)$$

$$\underline{U}^- = -\underline{I}^+ \underline{Z}^- = -\underline{I}^+ \frac{\underline{Z}^+ \underline{Z}^-}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0} = \underline{U}^0$$

3.4.3. Întreruperea monofazată

Pentru rețeaua din figura 3.11. se poate scrie :

$$\underline{I}_R = 0 \quad \underline{U}_S = \underline{U}_T = 0 \quad (3.47)$$

De unde :

$$\underline{I}^+ + \underline{I}^- + \underline{I}^0 = 0 \quad \underline{U}^+ = \underline{U}^- = \underline{U}^0 = \frac{U_R}{3} \quad (3.48)$$

Relația (3.48) sugerează faptul că la acest tip de defect rețelele de secvență se conectează în paralel față de punctele A - B.

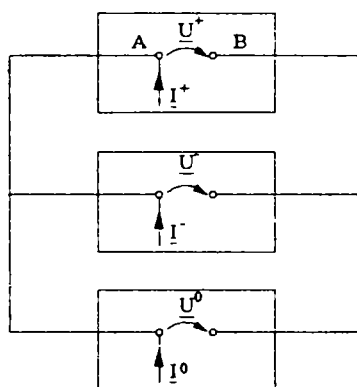


Fig.3.15. Modul de conectare a rețelelor de secvență în cazul întreruperii monofazate

Ori, acest lucru este echivalent cu a conecta la locul de defect, în scheme de secvență pozitivă a impedanțelor de secvență negativă și zero în paralel.

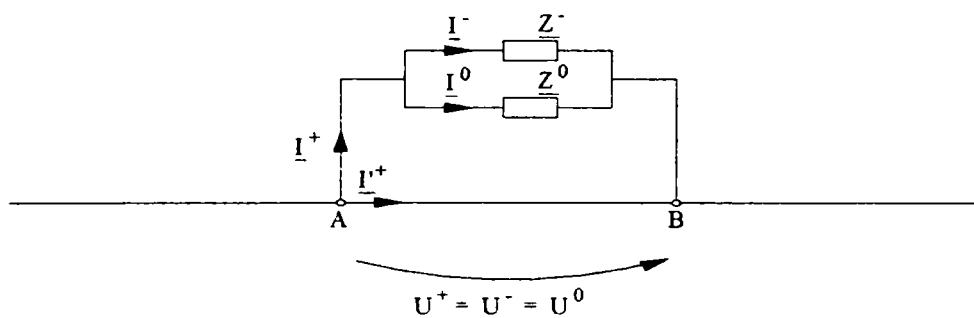


Fig. 3.16. Schema de conexiuni în cazul întreruperii monofazate

Rezultă :

$$\underline{I}^+ = \underline{I}'^+ \frac{\underline{Z}^+}{\underline{Z}^+ + \frac{\underline{Z}^- \underline{Z}^0}{\underline{Z}^- + \underline{Z}^0}} \quad (3.49)$$

$$\underline{I}^- = -\underline{I}'^+ \frac{\underline{Z}^0}{\underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \quad (3.50)$$

$$\underline{I}^0 = \underline{I}'^+ \frac{\underline{Z}^-}{\underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \quad (3.51)$$

respectiv :

$$\underline{U}^+ = \underline{U}^- = \underline{U}^0 = \underline{I}'^+ \frac{\underline{Z}^- \underline{Z}^0}{\underline{Z}^- + \underline{Z}^0} \quad (3.52)$$

3.4.4. Fenomene de rezonanță la întreruperi [C13]

În cele ce urmează se tratează două situații posibile care pot conduce la fenomene de rezonanță în rețele cu neutrul legat la pământ prin bobină de stingere.

3.4.4.1. Întrerupere monofazată în cazul unei linii electrice având neutrul tratat cu bobină de compensare

Fie cazul general din Fig. 3.17.

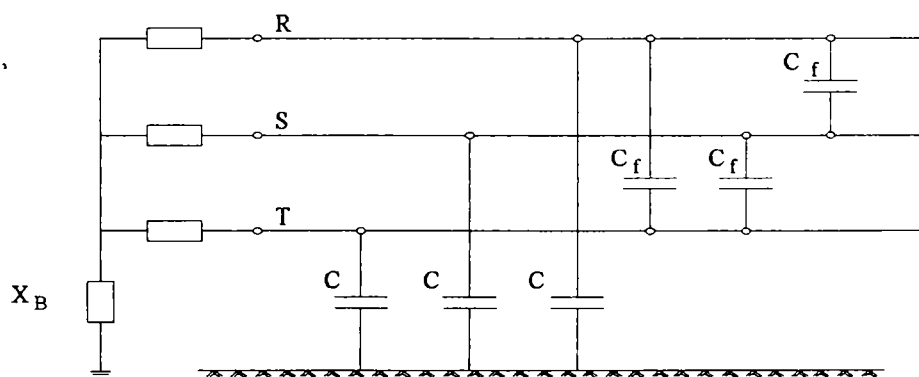


Fig. 3.17. Rețea cu neutrul tratat prin bobină de stingere

În condiții normale rețeaua se comportă ca și cum ar fi izolată față de pământ, alcătuită din ansamblul celor 6 capacități, 3 în stea și 3 în triunghi.

Deoarece ansamblul capacităților față de pământ formează un sistem care nu este perfect simetric, suma curenților capacitivi nu este nulă, rezultanta lor fiind un curent care se închide prin bobina de stingere. Acest curent poate atinge valori ridicate atunci când circuitul serie format din inductivitatea bobinei și a transformatorului, respectiv capacitățile fazelor față de pământ îndeplinește condițiile de rezonanță. În astfel de situații tensiunea pe bobină poate lua valori ridicate

periclitând astfel izolația rețelei. Acesta este și motivul pentru care uneori, se folosesc bobine saturate care la creșterea curentului prezintă inductivități reduse [C13].

Astfel, un caz tipic de rezonanță poate apărea în cazul întreruperii unei faze în imediata apropiere a barelor stației de transformare (Fig. 3.18).

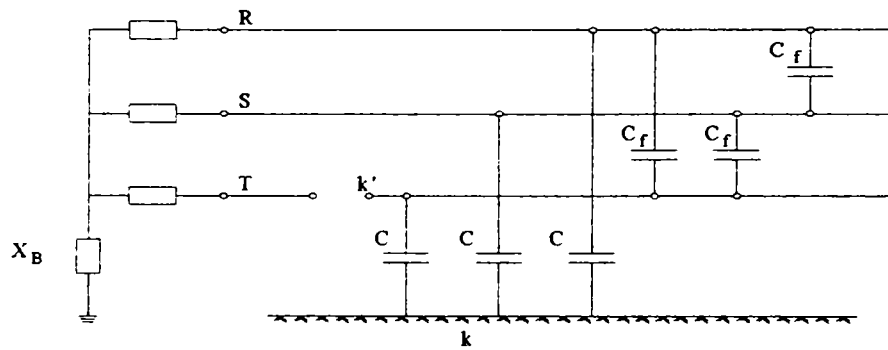


Fig. 3.18. Întreruperea unei faze în cazul unei rețele cu neutrul compensat

Într-o astfel de situație rețeaua poate fi considerată ca fiind alcătuită din două circuite și anume :

- un circuit principal care cuprinde fazele sănătoase cu capacitățile lor față de pământ (Fig. 3.19a);
- un al doilea circuit, secundar, care cuprinde capacitățile parțiale dintre fazele sănătoase și cea nesănătoasă în serie cu capacitatea acesteia din urmă față de pământ (Fig. 3.19b).

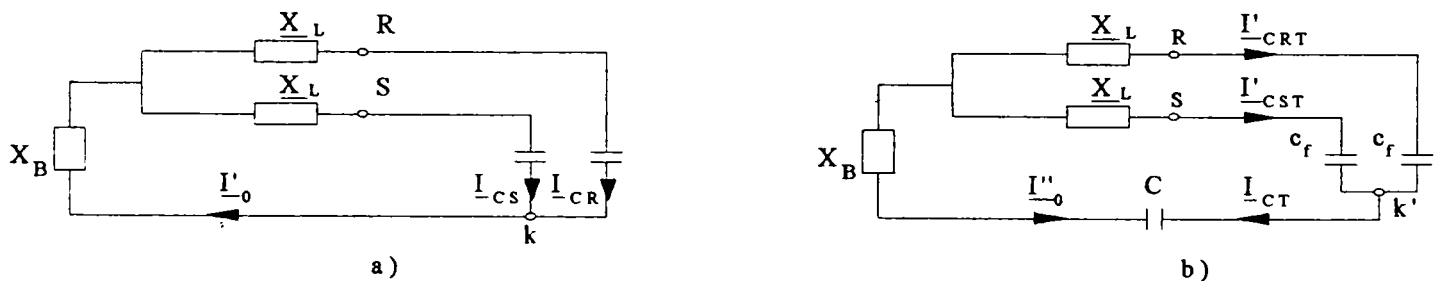


Fig. 3.19 Rețea tratată prin BC cu faza T întreruptă

a. Circuitul principal al schemei echivalente

b. Circuitul secundar al schemei echivalente

În condițiile în care se utilizează următoarele notații :

I_{CR} , I_{CS} , I_{CT}

- curenții capacitivi prin capacitățile C ;

I'_{CRS} , I'_{CST} , I'_{CRT}

- curenții prin capacitățile parțiale dintre fazele c_f ;

I_0

- curentul prin bobina de stingere ;

U_R , U_S , U_T

- tensiunile de fază pe barele stației ;

X_L

- reactanța liniei ;

X_B

- reactanța bobinei

se poate scrie :

$$jX_B(\underline{I}'_0 + \underline{I}''_0) + \underline{U}_S - jX_L(\underline{I}_{CS} + \underline{I}'_{CST}) = -\frac{j}{C\omega} \underline{I}_{CS} \quad (3.53)$$

$$jX_B(\underline{I}'_0 + \underline{I}''_0) + \underline{U}_R - jX_L(\underline{I}_{CR} + \underline{I}'_{CRT}) = -\frac{j}{C\omega} \underline{I}_{TR}$$

respectiv :

$$\frac{j}{C\omega} \underline{I}'_{CRT} + \frac{j}{C\omega} \underline{I}_{CT} = \frac{j}{C\omega} \underline{I}_{CS} \quad (3.54)$$

$$\underline{I}'_{RT} + \underline{I}'_{ST} = \underline{I}_{CT} \quad (3.55)$$

$$\underline{I}'_0 + \underline{I}''_0 + \underline{I}_{CR} + \underline{I}_{CS} + \underline{I}_{CT} = 0$$

$$\underline{I}'_0 + \underline{I}''_0 = \underline{I}_0$$

$$\underline{U}_R + \underline{U}_S + \underline{U}_T = 0$$

Din relațiile (3.53) și (3.54) rezultă :

$$j \left[(2X_B + X_L) - \frac{1}{C\omega} \right] \underline{I}_0 = \underline{U}_T + \frac{j}{C\omega} \underline{I}_C \quad (3.56)$$

$$\frac{\underline{I}_0 + \underline{I}_{CT}}{\omega C} = -\frac{\underline{I}_{CT}}{\omega C_f} + \frac{2\underline{I}_{CT}}{\omega C}$$

În sistemul (3.56) necunoscutele sunt \underline{I}_0 și \underline{I}_C . Prin rezolvarea sistemului rezultă :

$$\underline{I}_0 = \frac{-j\underline{U}_T}{2X_B + X_L - \frac{2C_f + C}{3C_f + C} \frac{1}{\omega C}} \quad (3.57)$$

$$\underline{I}_{CT} = \frac{j\underline{U}_T}{2X_B + X_L - \frac{2C_f + C}{3C_f + C} \frac{1}{\omega C}} \frac{C_f}{3C_f + C}$$

Curentul \underline{I}_0 poate fi scris sub forma :

$$\underline{I}_0 = \frac{-j \frac{\underline{U}_T}{2}}{X_B + \frac{X_L}{2} - \frac{1}{\omega C'}} \quad (3.58)$$

unde :

$$\frac{1}{C'} = \frac{2C_f + C}{3C_f + C} \frac{1}{2C}$$

Regimul de rezonanță se obține atunci când numitorul expresiei (3.58) devine 0, m ceea ce înseamnă :

$$X_B = \frac{1}{C'\omega} - \frac{X_L}{2} \quad (3.59)$$

Dacă în plus se neglijează inductivitatea liniei și capacitățile parțiale atunci :

$$X_B = \frac{1}{2\omega C} \quad (3.60)$$

Atât expresia (3.59) cât și expresia (3.60) conduc la valori ale lui X_B cu 20-30% mai mari decât cele calculate în condiții normale.

Rezultă deci, și din aceste considerente, necesitatea alegerii unui regim supracompensat atunci când neutrul este tratat cu bobină de stingere.

3.4.4.2. Întrerupere monofazată în cazul unei linii electrice având neutrul tratat cu bobină de stingere, care alimentează un transformator în gol [C13]

Fie situația prezentată în figura de mai jos :

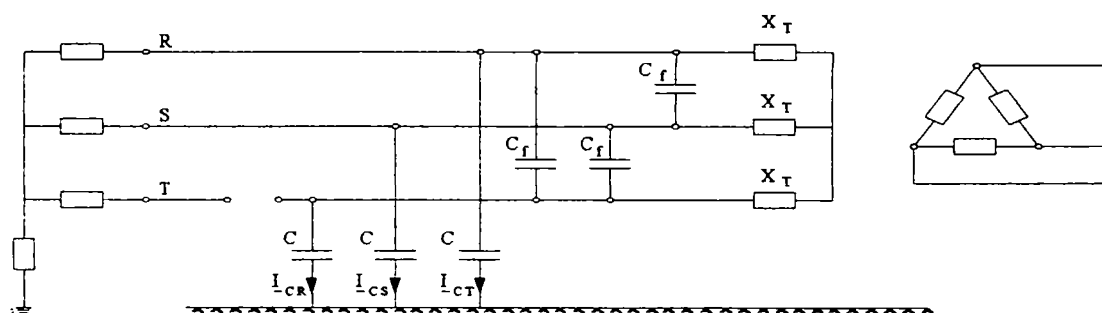


Fig. 3.20. Întreruperea conductorului fazei T în cazul unei linii care alimentează un transformator în gol

Față de situația prezentată în paragraful 3.4.4.1. apare un circuit în plus și anume, circuitul format din reactanțele înfășurărilor transformatorului în paralel cu capacitățile parțiale dintre fazele sănătoase și faza întreruptă.

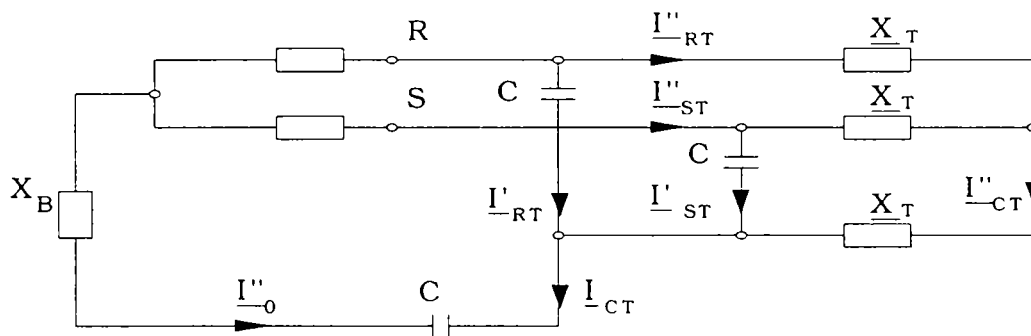


Fig. 3.21. Circuitul secundar al schemei echivalente

În aceleași condiții ca și la paragraful 3.4.4.1. se poate demonstra cum expresia lui I_0 devine [C13] :

$$I_0 = -j \frac{U_T}{(2X_B + X_L) - \frac{1}{3\omega C} \frac{2 - 3X_T(2C_f + C)\omega}{1 - X_T(3C_f + C)\omega}} \quad (3.61)$$

relație care poate fi scrisă și altfel :

$$I_0 = -j \frac{\frac{U_T}{2}}{X_B + \frac{X_L}{2} - \frac{1}{\omega C'}} \quad (3.62)$$

unde :

$$\frac{1}{C'} = \frac{1}{3C} * \frac{2 - 3X_T(2C_f + C)\omega}{1 - X_T(3C_f + C)\omega} \quad (3.63)$$

Din relația (3.62) se observă cum rezonanța se obține din condiția :

$$X_B + \frac{X_L}{2} = \frac{1}{\omega C'} \quad (3.64)$$

Din relațiile (3.63) și (3.64) se poate calcula reactanța bobinei pentru care are loc rezonanța :

$$X_B = \frac{1}{3\omega C} k - \frac{X_L}{2} \quad (3.65)$$

unde k este un coeficient subunitar care nu trebuie neglijat și care se determină astfel :

$$k = \frac{1 - 1,5X_T(2C_f + C)\omega}{1 - X_T(3C_f + C)\omega} - \frac{X_L}{2} \quad (3.66)$$

3.5. Concluzii și contribuții originale

În cadrul acestui capitol s-au prezentat probleme legate de regimurile de defect ale rețelelor de medie tensiune. Este vorba aici despre defecte generate de nesimetrii transversale (puneri la pământ) respectiv defecte generate de nesimetrii longitudinale (întreruperi de conductoare). Metoda de studiu utilizată este metoda componentelor simetrice și, prin utilizarea acestei metode, sunt calculate mărimile electrice (curenți, tensiuni) în diversele secțiuni ale rețelei pentru o serie de întreagă de defecte nesimetrice, printre cele mai des întâlnite în practica de exploatare a rețelelor electrice. Sunt analizate astfel situații cum ar fi :

- simpla punere la pământ;
- scurtcircuitul bifazat;
- scurtcircuitul bifazat cu punere la pământ;
- întreruperea trifazată;
- întreruperea bifazată;
- întreruperea monofazată.

Sigur, se evidențiază faptul că prezența componentelor de secvență în tensiune sau curenți în anumite proporții poate oferi indicii asupra naturii defectului.

În finalul capitolului sunt analizate două situații care pot genera supratensiuni și care reclamă o atenție deosebită în dimensionarea inductivității bobinei de stingere.

Contribuțiile originale ale acestui capitol sunt :

- sistematizarea modului de abordare al studiului regimurilor de defecte nesimetrice din punctul de vedere al cauzelor care generează aceste regimuri;
- evidențierea importanței pe care o are cunoașterea componentelor de secvență în depistarea defectelor nesimetrice din rețele;
- sublinierea necesității acordului bobinei de stingere în regim de supracompensare în scopul evitării unor posibile fenomene de rezonanță în situații de eventuale întreruperi de conductoare.

SOLUȚII PRIVIND SESIZAREA DEFECTELOR CU PUNERE LA PĂMÂNT ÎN REDMT AVÂND NEUTRUL TRATAT CU BC

4.1. Fenomene de bază

Fenomenele care însoțesc procesul de punere la pământ a unei faze într-o secțiune oarecare de rețea pot fi înțelese și evidențiate ușor urmărind fig. 4.1.[Z1]

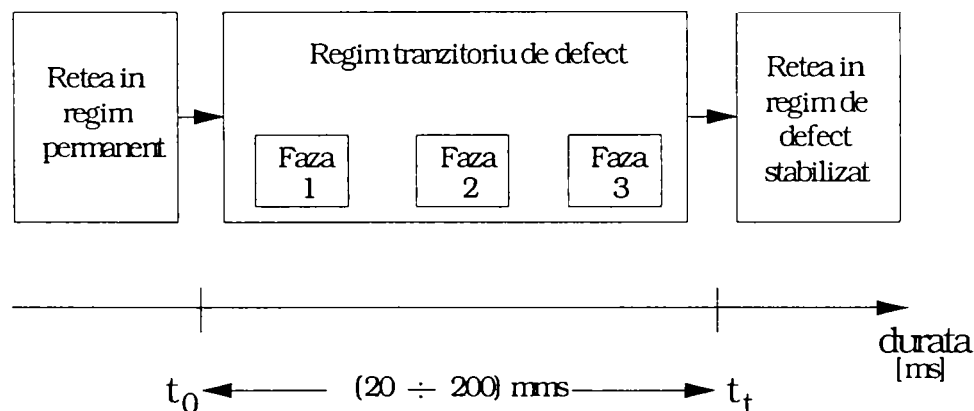


Fig. 4.1. Procesul tranzitoriu de defect ca urmare a unei puneri la pământ

Modul de manifestare a fenomenelor care însoțesc punerea la pământ depinde de natura parametrilor electrici care intervin în diversele faze ale regimului de defect. Ansamblul acestor parametri este prezentat mai jos :

C_F – capacitatea uniform distribuită a fiecărei faze a liniei față de pământ	[F/km]
C_S – capacitatea totală a liniei față de pământ	[F]
R_F – rezistența uniform distribuită de scurgere a curenților prin izolația unei faze a liniilor față de pământ	[Ω /km]
R_S – rezistența față de pământ (de izolație) a tuturor fazelor liniilor	[Ω]
R_Z – rezistența conductorului unei faze din totalitatea liniilor rețelei	[Ω /km]
R_R – rezistența rezistorului montat între neutru și pământ	[Ω]
L_B – inductanța bobinei de compensare	[H]
L_T – inductanța pe fază a transformatorului care alimentează rețeaua	[H/fază]
L_Z – inductanța pe fază a liniilor electrice	[H]
L_p, R_p – parametrii căii de întoarcere prin pământ	

Rolul pe care îl joacă fiecare dintre acești parametri pe parcursul regimului de defect este evidențiat în tabelul 4.1., în timp ce mărimile care caracterizează procesul sunt explicitate în tabelul 4.2.

Tab.4.1.

Regim permanent anterior defectului	Regim tranzitoriu de defect			Regim staționar de defect
	Faza 1	Faza 2	Faza 3	
<p>- tensiuni simetrice sinusoidale</p> <p>- curenți simetrici sinusoidali</p>	<p>Descărcarea capacității C_F a fazei avariate prin locul de defect</p> <p>- curentul de descărcare I_0 are un maxim de zeci sau sute de amperi, după care urmează descreșterea după o curbă exponențială sau după oscilații suprapuse pe o exponențială cu frecvența de 0,5+10kHz; se amortizează în câteva ms;</p> <p>- scade spre zero tensiunea fazei avariate și crește tensiunea U_0. La un proces aperiodic U_0 variază după o sinusoidă de 50Hz, iar la un proces periodic \Rightarrow oscilații suprapuse peste sinusoida de 50Hz;</p> <p>- la locul de defect I_0 are la prima perioadă aceeași polaritate ca și U_0, I_0 de descărcare se propagă pe faza avariata a tuturor liniilor spre locul de defect, circulând de la liniile sănătoase, spre barele colectoare și de la bare la linia avariata;</p>	<p>Încărcarea capacităților C_F a fazelor sănătoase</p> <p>- curentul de încărcare are un caracter homopolar, circula parțial prin pământ;</p> <p>- procesul poate fi analizat pe o schemă echivalentă monofilară ce cuprinde:</p> <p>$L^d, L^z, R^z, Z^d, Z^p, C^s, L^s, L^{T/2}$;</p> <p>- circuitul de încărcare este unul oscilant, frecvența lui I_0 este cuprinsă între (0,2-3)kHz, iar constanta de amortizare</p> $\frac{I_{0,osc}}{I_{0,pp}} \approx \frac{0,2 \div 3kHz}{50Hz};$ <p>(10...25)ms</p> <p>- tensiunea U_0 are o componentă de bază $\omega t = 50Hz$ peste care se suprapun oscilații de frecvență ridicate;</p> <p>- I_0 circula de la barele colectoare spre linie pe faza liniei defecte și de la linie spre bare fazele sănătoase;</p> <p>- curentul pe faza defectă a liniei cu defect este suma curenților fazelor sănătoase ale liniilor</p>	<p>Interventia bobinei de stingere</p> <p>- bobina forțează un curent inductiv cu frecvența de 50Hz care prezintă un șoc $I_{pșoc} \approx 5I_b$ se amortizează în cca. 200ms;</p> <p>- curentul I_b tranzitoriu circula pe faza avariata dinspre barele colectoare spre locul de defect.</p>	<p>- pe fazele sănătoase ale liniilor (sănătoase și defectă) curenții capacitivi circula prin capacitățile $2C_0$ și prin conductoarele fazelor dinspre barele colectoare spre locul de defect.</p> <p>-curentul capacitiv de secvență zero pe linia avariata $3I_{0c}$ circula prin conductoarele fazelor dinspre barele colectoare spre locul de defect.</p> <p>-valoarea curentului capacitiv pe linia defectă este egală cu suma curenților capacitivi aferenți liniilor sănătoase.</p> <p>-curentul inductiv prin locul de defect circula de la BC exclusiv pe faza defectă a liniei defecte spre locul de defect.</p> <p>-mărimea curentului inductiv depinde de reglajul BC</p>

Tab.4.2. Mărimi care condiționează procesul și reguli stabilite

Regim permanent anterior defectului	Regim tranzitoriu de defect			Regim staționar de defect
	Faza 1	Faza 2	Faza 3	
<p>- mărirea (valoarea) tensiunilor și mărirea și caracterul sarcinii</p> <p><u>Rezultă:</u></p> <p>- defazajul dintre tensiunii de fază și curentul de sarcină depinde de mărirea și caracterul sarcinii</p>	<p>- parametrii liniilor L_Z, C_F, R_Z care impun natura procesului periodic sau aperiodic, frecvența</p> <p><u>Obs.</u> : nu intervin parametrii transversali și ai bobinei.</p> <p><u>Regulă</u> :</p> <p>- polaritatea primelor semiperioade a lui U_0 și I_0 coincid pe linia defectă și sunt opuse pentru liniile sănătoase</p>	<p>- parametrii transversali și ai liniilor L_T, L_Z, R_Z, Z_p, C_F impedența arcului de punere la pământ</p> <p><u>Obs.</u> : nu intervin parametrii bobinei.</p> <p><u>Regulă</u> :</p> <p>- prima semiperioadă a curentului tranzitoriu I_0 are la locul defectului aceeași polaritate ca și prima semiperioadă a tensiunii U_0;</p> <p>- polaritatea primei semiperioade a curentului tranzitoriu I_0 pe linia defectă este identică cu aceea a tensiunii U_0, iar pe liniile sănătoase polaritățile respective sunt opuse</p>	<p>- parametrii bobinei de stingere L_B, R_B la care se adaugă toți ceilalți parametri menționați.</p> <p><u>Obs.</u> : intervin și parametrii bobinei.</p> <p><u>Regulă</u> :</p> <p>- idem ca cele anterioare</p>	<p>- parametrii tuturor elementelor de rețea</p> <p><u>Regulă</u> :</p> <p>- curentul homopolar $3I_0$ este decalat cu $\pi/2$ față de tensiunea $3U_0$ la locul de defect;</p> <p>- față de tensiunea homopolară $3U_0$ pe BC faza curentului homopolar pe liniile sănătoase $3I_{0,RS,i}$ este π, iar al curentului pe faza defectă $3I_{0,RF,a}$ este 0;</p> <p>- în curenții capacitivi de p.p. prezența armonicilor a 5-a este mai pronunțată decât fundamentală;</p> <p>- la p.p., nivelul componentelor activă și capacitivă de armonică 5 sunt comparabile, adică $\cos\phi \cong 0,707$</p>

4.2. O clasificare a sistemelor de protecție împotriva punerilor la pământ

Pornind de la observațiile din tab. 4.1. și 4.2., se poate face o clasificare a sistemelor de protecție împotriva punerilor la pământ după cum se prezintă în fig. 4.2.

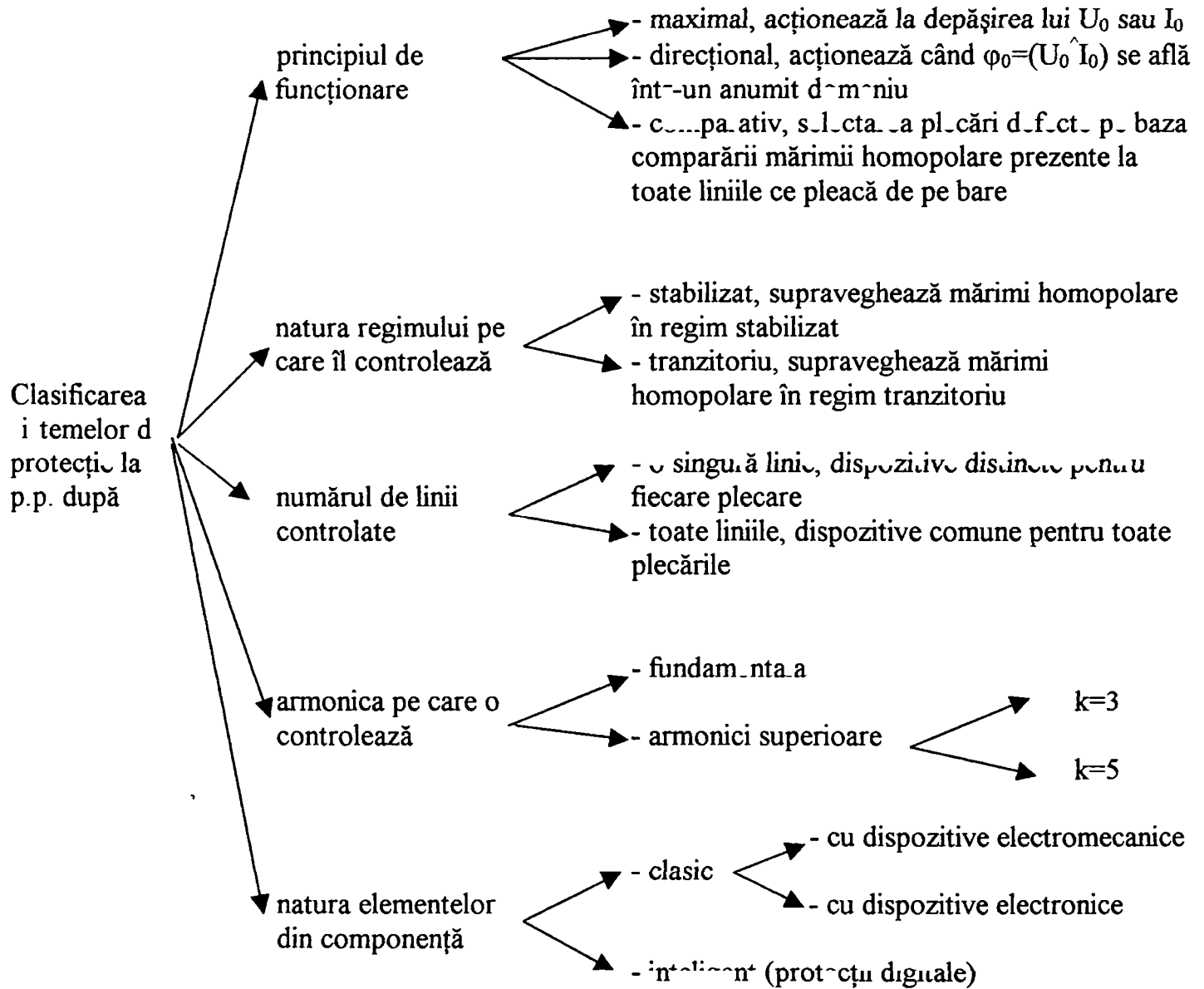


Fig. 4.2. Clasificare a sistemelor de protecție la p.p.

4.3. Metode de detectare a defectelor în rețele de medie tensiune [F1], [G4], [I2]

Toate metodele de localizare a defectelor cu punere la pământ în rețelele de medie tensiune se bazează pe controlul a două mărimi electrice și anume : curentul rezidual, respectiv tensiunea homopolară.

De altfel, în tabelul de mai jos se observă ușor acest lucru.

Tab.4.3. Metode de detectare a defectelor în rețele de m.t. compensate

Protecții la defecte cu pământul	Criterii de detectare
- relee de semnalizare a punerilor la pământ	- tensiunea homopolară
- relee de defecte autostingătoare	- fenomene tranzitorii
- relee de armonici	- armonica de rang 5 a curentului rezidual și a tensiunilor homopolare
- măsurarea câmpului armonicilor superioare	- armonica de rang 5 în câmpul magnetic al curentului rezidual respectiv al câmpului electric al tensiunii homopolare
- compararea fazelor curenților armonici	- compararea fazelor curenților reziduali de armonică 5 pe plecări
- relee wattmetrice	- componenta activă a curentului capacitiv rezidual
- localizator cu capacitate conectabilă	- variația curentului rezidual prin modificarea gradului de compensare
- analizor de defect pământ – rețea	- modificarea gradului de compensare și implicit a curenților reziduali prin modificarea inductanței bobinei de stingere
- localizarea prin deconectări manuale	- observarea tensiunii homopolare
- localizarea prin RAR	- urmărirea tensiunii homopolare

În cele ce urmează se vor prezenta pe scurt principiile care stau la baza diverselor metode de detectare a defectelor prezentate în tabelul de mai sus.

4.3.1. Relee de semnalizare a punerilor la pământ

Un defect cu pământul în rețeaua de medie tensiune conduce la dezechilibrul tensiunilor, dezechilibru care se manifestă printre altele și prin prezența unei componente homopolare a tensiunii. Un releu maximal de tensiune reglat cât mai „jos” posibil ($\sim 30\% U_N$) va „vedea” prezența tensiunii homopolare și ca urmare va permite semnalizarea unui defect cu punere la pământ în rețea.

Sigur, metoda prezintă o serie de neajunsuri cum ar fi :

- imposibilitatea depistării liniilor pe care a apărut defectul;
- sensibilitatea limitată determinată de probleme de reglaj ce pot apare la unele defecte prin impedanță (rezistență) mare.

4.3.2. Relee de defecte autostingătoare [F1]

În timpul unui defect cu pământul conductorul afectat se descarcă prin șoc de curent astfel încât apare un fenomen tranzitoriu caracterizat prin reaprinderi succesive ale curentului electric. Simultan, conductoarele sănătoase se încarcă. În timpul acestui proces bobina de stingere a arcului

rămâne inactivă datorită inductanței sale ridicate. Se poate astfel determina direcția curentului de echilibru comparând fazele curentului rezidual și a tensiunii homopolare cu așa-numitul cuplaj „ $\sin\varphi$ ”.

Metoda prezintă avantajul posibilității de a asigura un oarecare nivel de selectivitate datorită amplitudinilor relativ mari ale curenților în timpul procesului tranzitoriu, dar și dezavantajul faptului că nu se pot face măsurători decât o singură dată.

4.3.3. Relee de armonici

În timpul procesului tranzitoriu, rețeaua compensată se comportă ca și o rețea cu neutrul izolat în ceea ce privește curenții armonici din componența curentului rezidual de punere la pământ. După stabilizarea regimului de defect se procedează la injectarea unui curent de frecvență 250 Hz. Evaluarea curentului rezidual și a tensiunii de secvență zero se face fie cu ajutorul releelor ampermetrice, fie cu relee diferențiale, fie cu relee diferențiale reglate la această frecvență (250Hz).

4.3.4. Măsurarea câmpului armonicilor superioare

Principiul de funcționare este cel utilizat în cazul releelor de armonici. În cazul metodei se procedează la măsurarea câmpului electric al tensiunii homopolare (de secvență zero) respectiv la măsurarea câmpului magnetic al curentului rezidual. Metoda este limitată de faptul că nu este aplicabilă decât în cazul liniilor aeriene.

4.3.5. Compararea fazelor curenților armonici

În cadrul metodei se procedează la măsurarea armonicilor de rang 5 din componența curenților reziduali ai fiecărei plecări. Se determină apoi fazele acestor curenți; plecările sănătoase au un unghi de fază identic în timp cu plecarea cu defect prezintă un defazaj de 180° .

4.3.6. Relee wattmetrice

Metoda se bazează pe măsurarea componentei active a curentului rezidual în modul și fază. Dezavantajul metodei constă în nivelul relativ scăzut pe care îl ating uneori curenții reziduali precum și în semnalizări eronate determinate de repartitia curenților în caz de defect.

4.3.7. Localizatoare de defect cu capacități conectabile

În scopul sesizării plecării cu defect se procedează la conectarea și deconectarea unei capacități la o înfășurare auxiliară a bobinei de compensare. Plecarea cu defect va fi depistată foarte ușor cu ajutorul unui simplu ampermetru.

4.3.8. Localizarea defectelor prin legarea la pământ a neutrului printr-o rezistență

La apariția unui defect, după o temporizare de aproximativ 5 sec., timp în care se așteaptă eventual stingerea arcului la locul de defect, se conectează în paralel cu bobina de stingere o rezistență de aproximativ 3Ω . Se funcționează în acest regim aproximativ 100ms, timp în care la locul de defect prezența rezistenței va forța un curent de (450÷2000)A curent care va conduce la demarajul protecției liniei cu defect fără însă a se ajunge la declanșare.

Metoda prezintă anumite limite în cazul defectelor cu rezistență mare de trecere în rețele de linii aeriene.

La noi în țară se aplică cu rezultate bune începând din 1996 o variantă a acestei metode în stația Salonta în județul Bihor și este în curs de implementare în stația 110/20kV Slatina Nord.

Această soluție este prezentată mai detaliat în cadrul paragrafului 4.4

Observații : asupra sistemelor de protecție la p.p. se pot prezenta sintetic în tabelele de mai jos :

armonică $k=1$

→natură regim	regim staționar	→ U_{0max} sesizează p.p dar nu poate selecta plecarea defectă; → I_{0max} nu este eficientă; → la rezonanță I_0 pe linia defectă și sănătoasă au valori comparabile.	→ nu funcționează eficient; → necesită transformatoare de curent performante.	→ a unghiurilor de fază a curenților active de p.p. primește la intrare suma curenților plecărilor și face suma fazorială; → sensibilitate direcțională bună.
	regim tranzitoriu		→ nu depinde de modul de tratare al neutrului; → este foarte selectivă deoarece lucrează cu $I_{cap.șoc}$; → este sensibilă, sesizând p.p. trecătoare.	
		protecție maximală → principiu	protecție direcțională	protecție comparativă

armonică $k=5$

→natură regim	regim staționar	→ I_{05max} , este adecvată indiferent de modul de tratare al neutrului; → valoarea curenților I_{05} pe plecări nu este constantă; → ineficientă în general.	→ nu este afectată de modul de tratare; → nu depinde de gradul de acord al bobinei.	→ este independentă de modul de tratare al neutrului; → folosește valoarea relativă a curenților I_0 , raportată la ΣI_0 ; → este eficientă.
	regim tranzitoriu			
		protecție maximală → principiu	protecție direcțională	protecție comparativă

4.4. Sistem de tratare combinată a neutrului rețelei de medie tensiune (SNCD)

Sistemul de tratare a neutrului rețelei de MT prin rezistor comutabil cu declanșare automată a liniilor cu defect, pe scurt SNCD are la bază următorul principiu de funcționare :

- în situația unui defect în rețeaua de m.t. se deosebesc trei regimuri de funcționare ale REDMT, și anume un regim preavarie, un regim de avarie respectiv un regim postavarie (fig. 4.2.)

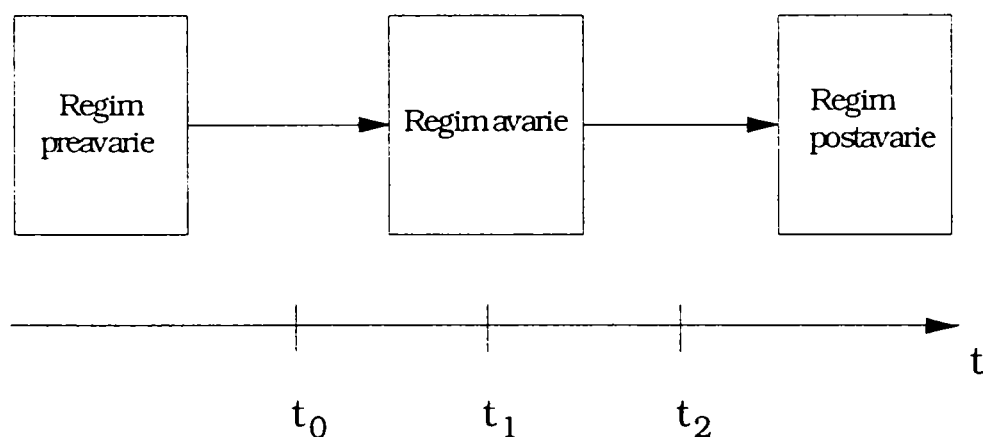


Fig. 4.2. Regimuri de funcționare ale REDMT

Corespunzător celor trei regimuri, rețeaua de medie tensiune va funcționa diferit din punctul de vedere al regimului neutrului și anume :

- regimul de preavarie – rețeaua funcționează cu neutrul tratat prin bobină de compensare cu toate implicațiile care derivă din acest regim;
- regimul de avarie delimitat în două zone distincte prin intervalul de timp $(t_0 - t_1)$, respectiv $(t_1 - t_2)$

În intervalul $(t_0 - t_1)$ rețeaua va funcționa cu neutrul tratat prin BC. Acest interval de timp se întinde pe parcursul a aproximativ 0,8s dând astfel timp să se autoelimine eventualele defecte autostingătoare.

În intervalul $(t_1 - t_2)$ are loc conectarea în paralel cu BC a unui rezistor R_N astfel încât regimul neutrului va fi unul preponderent tratat cu rezistență, regim care permite ușor asigurarea de condiții pentru declanșarea selectivă a liniei de defect.

- regimul postavarie – regim în care, după declanșarea liniei cu defect se revine la starea inițială cu neutrul legat la pământ prin BC.

Schema electrică monofilară a ansamblului SNCD este prezentată în fig.4.3.

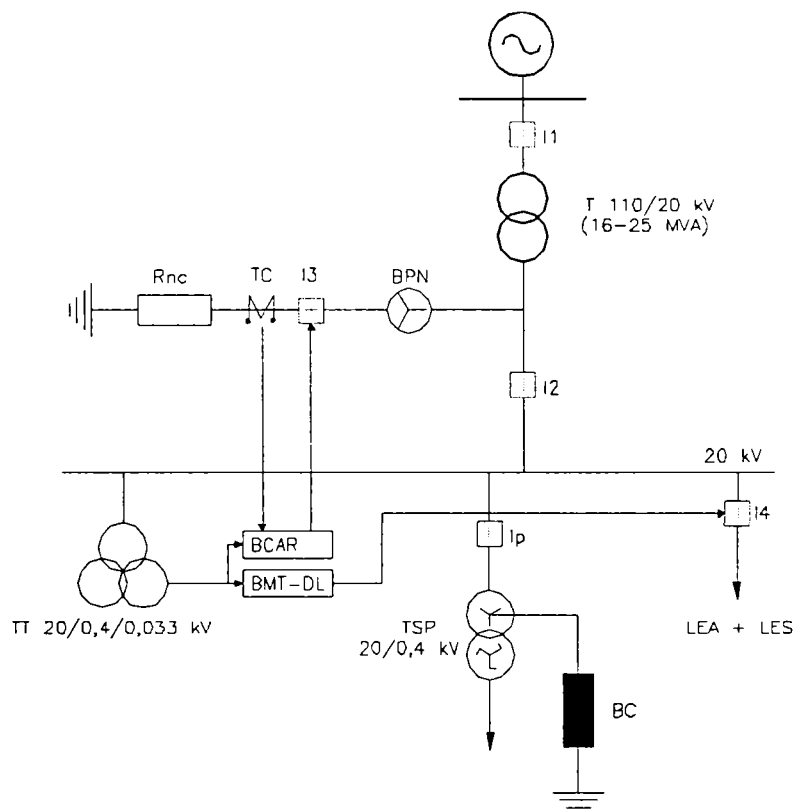


Fig. 4.3. SNCD – schema electrică monofilară de principiu

Mărimile electrice (curenți, tensiuni) de defect pot fi calculate pornind de la schema electrică monofilară reprezentată în fig.4.4. [B18].

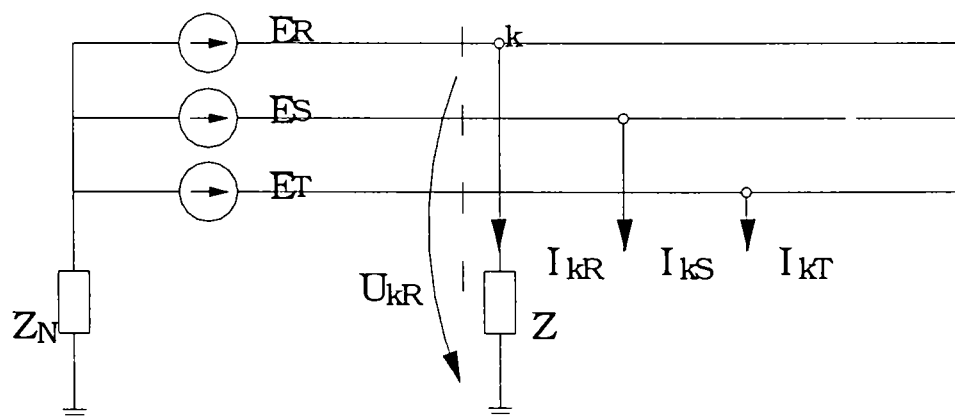


Fig. 4.4. Rețea cu SNCD, în regim de defect

În secțiunea **k** a rețelei, la locul de defect se poate scrie :

$$\underline{U}_{kR} = \underline{Z} \underline{I}_{kR} \quad (4.1)$$

$$\underline{I}_{kS} = \underline{I}_{kT} = 0$$

Respectiv în componente simetrice :

$$\underline{I}^+ = \underline{I}^- = \underline{I}^0 = \frac{1}{3} \underline{I}_{kR} \quad (4.2)$$

iar pentru tensiuni :

$$\underline{U}_{kR} = \underline{U}^0 + \underline{U}^+ + \underline{U}^- = \underline{Z}I_{kR} = 3\underline{Z}I^+ \quad (4.3)$$

Relațiile (4.1)-(4.3) sugerează modul de conectare al schemelor de secvență (fig.4.5).

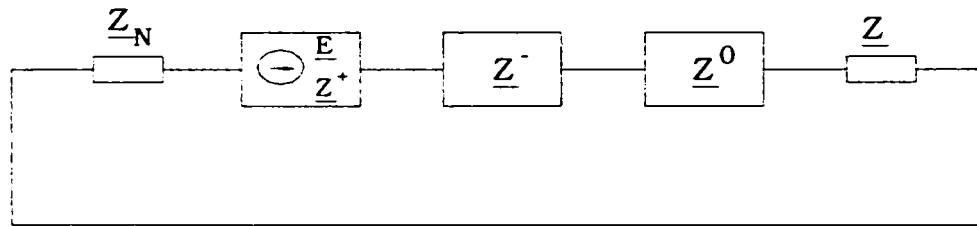


Fig. 4.5. Modul de conectare al schemelor de secvență în regim de defect

Din fig.4.5 rezultă :

$$\underline{I}^+ = \underline{I}^- = \underline{I}^0 = \frac{\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0 + 3(\underline{Z}_N + \underline{Z})} \quad (4.4)$$

$$\begin{aligned} \underline{E}^+ &= \underline{E} - \underline{Z}^+ \underline{I}^+ \\ \underline{E}^- &= -\underline{Z}^- \underline{I}^- \\ \underline{E}^0 &= -\underline{Z}^0 \underline{I}^0 \end{aligned} \quad (4.5)$$

Curenții de fază la locul de defect vor fi :

$$\underline{I}_{kR} = \underline{I}^+ + \underline{I}^- + \underline{I}^0 = \frac{3\underline{E}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0 + 3(\underline{Z}_N + \underline{Z})} \quad (4.6)$$

$$\underline{I}_{kS} = \underline{I}_{kT}$$

iar tensiunile :

$$\begin{aligned} \underline{U}_{kR} &= \underline{E}_R \frac{3\underline{Z}}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0 + 3(\underline{Z}_N + \underline{Z})} \\ \underline{U}_{kS} &= \sqrt{3}\underline{E}_S \frac{\underline{Z}^0 + a\underline{Z}^-}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0 + 3(\underline{Z}_N + \underline{Z})} \\ \underline{U}_{kT} &= \sqrt{3}\underline{E}_T \frac{\underline{Z}^0 - a^2\underline{Z}^-}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0 + 3(\underline{Z}_N + \underline{Z})} \end{aligned} \quad (4.7)$$

În relațiile de mai sus s-au utilizat următoarele notații :

$\underline{Z}^+, \underline{Z}^-, \underline{Z}^0$ - reprezintă impedanța totală de secvență pozitivă, negativă și zero a ansamblului rețea – transformator;

\underline{Z}_N - impedanța totală a circuitului de nul, cuprinzând reactanța TSP și impedanța echivalentă a circuitului $R_N \parallel BC$;

$$\underline{Z}_{ech} = \frac{R_N jX_{BC}}{R_N + jX_{BC}} = \frac{R_N X_{BC}^2}{R_N^2 + X_{BC}^2} + \frac{R_N^2 X_{BC}}{R_N^2 + X_{BC}^2} = R_{ech} + jX_{ech} \quad (4.8)$$

Detalii privind modul de implementare a SNCD într-o rețea de transformare în exploatare precum și rezultatele obținute sunt prezentate în cadrul cap.5 al prezentei lucrări.

4.5 Soluții moderne de detectare a defectelor cu punere la pământ prin rezistență mare de trecere

4.5.1. Sistemul WHAT

Folosirea protecțiilor ampermetrice în rețele tratate cu bobină de stingere nu este eficace, deoarece nivelul curenților de defect nu este suficient de mare.

Pe de altă parte, curentul rezidual prezintă o componentă activă sensibilă față de aceia ce străbat plecările sănătoase. Ca urmare a apărut ideea înlocuirii protecțiilor ampermetrice cu protecții wattmetrice homopolare. Aceste protecții se comportă foarte bine la defecte permanente în schimb la punerile la pământ intermitente, cauzate de stingerea și reaprinderea succesivă a arcului electric sunt ineficiente.

Pentru acest tip de defect s-a propus sistemul WHAT.

Acesta se bazează pe analiza fizică a fenomenelor de apariție și dispariție a arcului electric și deci a curentului corespunzător. În absența defectului circuitul homopolar alcătuit din capacitățile față de pământ ale plecărilor, rezistența și inductanța bobinei este descărcat. La apariția defectului, circuitul se încarcă acumulând energia $1/2Li^2$ în bobină și $1/2CU^2$ în capacitățile homopolare. O protecție plasată pe plecarea defectă vede o variație negativă a energiei electromagnetice dinspre bobină către alte plecări, pe când protecția plasată pe o plecare sănătoasă vede o variație pozitivă a energiei (fig.3.9.).

Observarea semnelor transferului de energie pe o plecare permite selectarea plecării defecte. Desigur transferul de energie are în vedere o componentă oscilatorie cu frecvența de 100 Hz corespunzătoare puterii fluctuante.

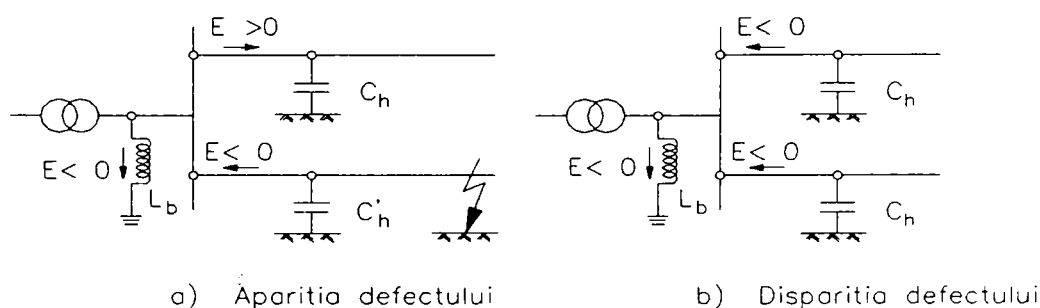


Fig. 4.6. Semnul transferului de energie pe plecările rețelei

La dispariția defectului, energia stocată în bobină și în capacitățile plecărilor se descarcă prin prezența bobinei. Toate protecțiile de pe plecări văd o variație negativă a energiei. Deci semnul transferului nu este semnificativ la dispariția defectului. Pentru a nu declanșa plecările sănătoase, sistemul mai cuprinde o memorie care păstrează detecția dacă în ursul perioadelor precedente protecțiile au observat o variație pozitivă a energiei caracteristică defectului produs în amonte. Deci pentru plecarea defectă s-a produs o modificare a semnelui energiei de la a) la b), pe când pentru plecările sănătoase nu.

Sistemul WHAT este deci un modul care măsoară variația energiei (de fapt a puterii medii corespunzătoare) pe o perioadă de 10ms (sau multiplu de 10ms) asociată unei memorii. Acest sistem de detecție este combinat cu unul clasic wattmetric.

Sensibilitatea protecției wattmetrică homopolare este de câțiva kΩ. Ele permit selectarea majorității defectelor, dar o parte dintre acestea și în mod deosebit cele cu rezistență mare de defect nu sunt selectate.

4.5.2. Sistemul DESIR (DEtection Sélective par les Intensités Résiduales)

Se pretează la rezistențe mari de defect (câțiva kΩ) unde sistemele wattmetrică homopolare sunt insensibile. Principiul său se bazează pe faptul că curentul rezidual al plecării cu defect prezintă o componentă în fază cu tensiunea, deci activă. Dar originalitatea ei constă în faptul că nu se utilizează tensiunea homopolară ca referință ci perpendiculara pe fazorul rezidual total (fig.4.7.)

Metoda DESIR se bazează pe următorul principiu :

- se măsoară simultan curenții homopolari ai liniilor specifice unui anumit sistem de bare și tensiunea homopolară aferent;
- se determină în timp real curenții homopolari în modul și fază, având ca origine de fază tensiunea homopolară;
- se face suma fazorială a curenților homopolari, obținându-se $I_{SUM} = \sum I_{Hi}$;
- se face proiecția curenților I_{Hi} pe linia perpendiculară pe I_{SUM} ;
- se selectează curentul homopolar proiectat care este pe direcția opusă celorlalți; acest curent apare pe linia electrică cu simplă punere la pământ.

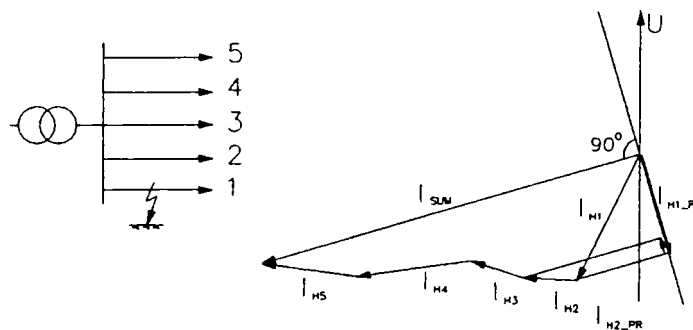


Fig. 4.7. Detectarea statică în sistemul DESIR

Curenții reziduali de pe plecările sănătoase sunt capacitivi față de cel de pe plecarea defectă care este inductiv sau ohmic. Ca urmare dacă se proiectează pe o axă în cuadratură cu I_{SUM} se

constată că pentru plecarea defectă proiecția lui I_{HI} este egală și de sens contrar cu suma proiecțiilor reziduale de pe plecările sănătoase.

Fiecare curent rezidual este eșantionat și se construiește curentul I_{SUM} prin însumarea ansamblului de eșantioane. Multiplicarea fiecăruia dintre acești curenți printr-un semnal sinusoidal de 50Hz de fază oarecare permite atribuirea fiecărui curent rezidual și sumei I_{SUM} a câte unui vector reprezentat printr-un număr complex. Se proiectează fiecare vector pe o axă și de sens contrar celorlalte(fig.4.7).

Dacă rețeaua nu este simetrică, dezechilibru ce apare poate determina variații ale curenților de fază, pentru plecările sănătoase după axa de detecție și de același sens cu al plecării defecte. Este posibil ca dezechilibrul rețelei să fie comparabil cu cel introdus de rezistența de defect. Deci procedeul este limitat în sensibilitate. El nu permite decât detectarea defectelor provocate de curenți rezistivi, sensibili mai mari decât componentele active datorate dezechilibrului.

Limita în condiții normale de funcționare este de circa 10k Ω .

Procedeul poate fi sensibilizat dacă în locul curenților reziduali se introduc variațiile acestor curenți – detecția dinamică. Ca urmare se pot sesiza corect defecte cu rezistențe de ordinul a 100k Ω .

4.5.3. Sistemul DDA (Differential Detection using phase – to – ground Admitances)

Sistemul are la bază așa numita metodă a admitanțelor homopolare [W2] și constă în calculul admitanțelor de secvență zero pentru fiecare plecare în parte la intervale de timp prestabilite. Drept plecare cu defect va fi stabilită acea plecare la care variația admitanței de secvență zero este maximă.

Pentru calculul admitanțelor de secvență zero se pornește de la schema electrică echivalentă de secvență zero aferentă rețelei considerate în regim de defect.

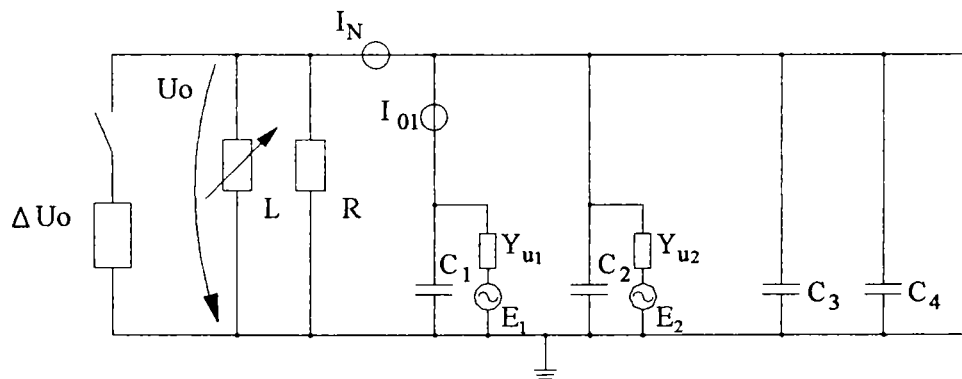


Fig. 4.8. Semnul electrică echivalentă de secvență zero

În fig. 4.8. s-a reprezentat schema electrică monofilară de secvență zero pentru o rețea cu patru plecări. Se consideră spre exemplu plecările 1 și 2 dezechilibrate; drept pentru care în schemă s-au reprezentat sursele de tensiune de secvență zero E_1 și E_2 respectiv admitanțele care au generat dezechilibrul, $Y_{u1,2}$.

Prin modificarea tensiunii U_0 și măsurători repetate la intervale de 20ms se determină pentru fiecare plecare în parte parametrii C_i și Y_{ui} , după care se calculează admitanța de secvență zero.

În situația în care nu intervine un defect în rețea, valorile Y_{ui} determinate și care vor fi considerate drept valori de referință pentru următoarele măsurători.

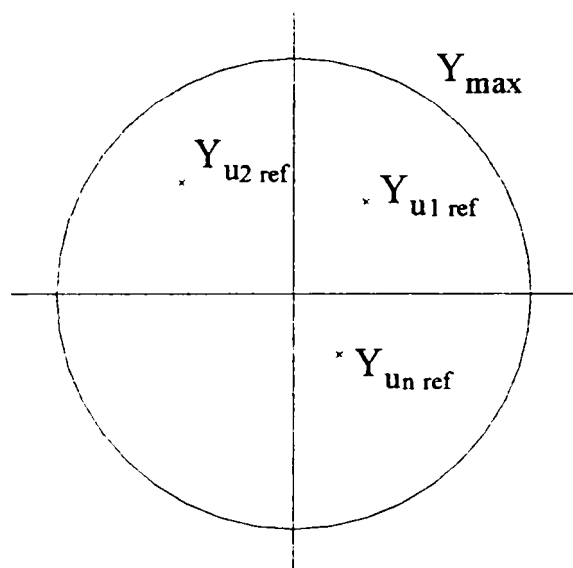


Fig. 4.9. Valori de referință pentru admitanțele de secvență zero

În momentul apariției unui defect, spre exemplu pe plecarea nr.1, se va înregistra o valoare $Y_{u1} > Y_{max} > Y_{u ref}$.

Metoda permite sesizarea unor defecte cu rezistență de trecere $R_d > 100k\Omega$.

4.5.4. Reglarea valorii reactanței bobinei de stingere

Necesitatea asigurării condițiilor optime de funcționare a diverselor sisteme de protecție pe de o parte, respectiv necesitatea asigurării condițiilor de stingere a arcului electric la locul de defect pe de altă parte, au condus la orientarea eforturilor orientarea eforturilor în sensul abordării problemei reglajului automat al bobinei de stingere.

În aceste condiții în prezentul paragraf sunt prezentate pe scurt câteva din problemele pe care le implică reglajul automat al bobinei de stingere.

4.5.4.1. Principiul de funcționare

Sursa de informații privind starea de acordare a bobinei de stingere o constituie tensiunea de deplasare a neutrlui rețelei.

Aceasta, fiind o mărime fazorială, poate fi caracterizată prin amplitudine și fază, fiecare dintre acestea având mărimea dependentă de gradul de acordare a bobinei.

Considerând o rețea trifazată care prezintă o nesimetrie naturală monofazată a capacităților față de pământ, caracterizată prin parametrul $k=C_0'/C_0$ și factorul de amortizare d , care este aproximativ egal cu factorul de pierderi dielectrice al izolației, tensiunea de deplasare a neutrlui în situația tratării acestuia cu bobină de stingere este :

$$\frac{U_N}{U_f} = \frac{jk}{3d + j(3v + k)} \quad (4.9.)$$

Rezultă modulul tensiunii de deplasare a neutrlui :

$$\frac{U_N}{U_f} = \frac{k}{\sqrt{(3d)^2 + (3v+k)^2}} \quad (4.10.)$$

și faza acesteia :

$$\varphi_N = 90 - \arctan \frac{3v+k}{3d} \quad (4.11.)$$

Cu „v” s-a notat gradul de compensare a curentului capacitiv I_c , $v=I_c/I_C$.

Ca urmare, se pot realiza, în principiu, regulatoare automate bazate pe variația amplitudinii $U_N(v)$ sau a fazei $\varphi_N(v)$ tensiunii de deplasare a neutrului; de asemenea, se pot folosi ambele informații în același aparat.

Atât gradul de nesimetrie, cât și factorul de pierderi dielectrice au influență vizibilă; totuși, în cazul funcției $\varphi_N(v)$ influența factorului m este mult mai slabă decât influența lui d.

Mărimea acestor parametri variază de la o rețea la alta, sau chiar în cadrul aceleiași rețele, dacă se modifică configurația acesteia prin conectări sau deconectări ale unor linii.

Acest fapt are influență asupra procesului de reglare automată. Astfel, în cazul reglării după valoarea U_N , unica posibilitate constă în urmărirea maximumului tensiunii; rezultă un proces dereglare extremal.

În cazul reglării după valoarea φ_N , deoarece toate curbele se intersectează practic în punctul $v=1$, iar sensul modificării este diferit în cazul subcompensării și al supracompensării, se poate realiza un proces de reglare cu prescrierea punctului de funcționare. Acest tip de reglator se poate realiza cu mijloace mai simple.

4.5.4.2. Schema bloc a unui reglator automat

Schema bloc a regulatorului automat este dată în figura 4.10.

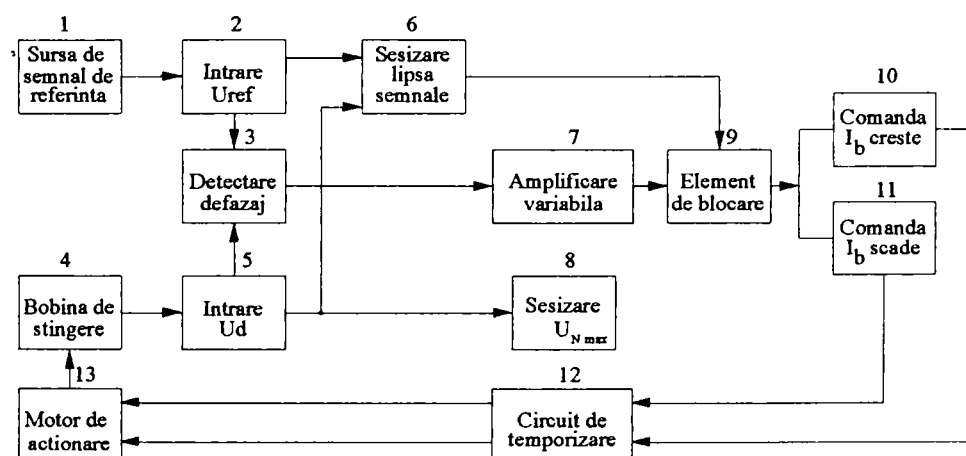


Fig. 4.10. Schema bloc a regulatorului automat

Aparatul primește la intrare două semnale : tensiunea preluată de la înfășurarea de măsură a tensiunii, existentă în construcția bobinei de stingere și un sistem de tensiuni trifazat din care se va selecta o tensiune de fază sau de linie, care va servi drept fix pentru determinarea sensului și mărimii abaterii fazei tensiunii de deplasare a neutrului de la poziția corespunzătoare acordării

corecte. Cele două semnale pot avea amplitudini variabile : U_N în limite foarte largi iar tensiunea de referință poate varia între tensiunea de fază și tensiunea de linie, o altă variație fiind introdusă de un circuit RC pentru defazare fină, existent în blocul de intrare corespunzător (2). Pentru ca aceste variații să nu aibă influență asupra blocului de detectare a defazajului (3), ele sunt prelucrate de blocurile de intrare (2 și 5) prin amplificare foarte mare și limitare a amplitudinii, astfel că se vor păstra frecvența și faza semnalelor de intrare din care provin. Cele două semnale dreptunghiulare se aplică la intrarea blocului de detectare a defazajului dintre mărimile de intrare. În continuare, acest semnal poate fi amplificat după necesitățile cu privire la sensibilitatea aparatului și provoacă acționarea selectivă a blocurilor de comandă pentru reglarea într-un sens (10) sau celălalt (11) a bobinei de stingere.

Creșterea eficienței bobinei de stingere s-a asigurat în ultima vreme prin prevederea acesteia cu reglaje automate. Acesta poate fi conceput pe baza mai multor sisteme. Astfel se pot menționa următoarele sisteme:

- sistem ce utilizează curba de rezonanță a circuitului homopolar : bobină – capacități homopolare;
- sistem ce urmărește mărimea și faza tensiunii homopolare;

4.5.4.3. Sistemul GENEPI scurtă prezentare

Funcționarea acestuia are drept scop identificarea valorii impedanței circuitului homopolar fără a manevra bobina. Pentru aceasta se injectează un curent în circuitul neutrului pe durata câtorva secunde (fig.4.11). Măsurându-se curentul injectat și tensiunea homopolară înainte de injecție, sistemul determină parametrii circuitului homopolar și prin urmare curentul capacitiv total. Corespunzător se comandă bobina în poziția de acord. Acordul este rapid și acțiunea sa este compatibilă cu apariția unui defect în timpul măsurătorilor.

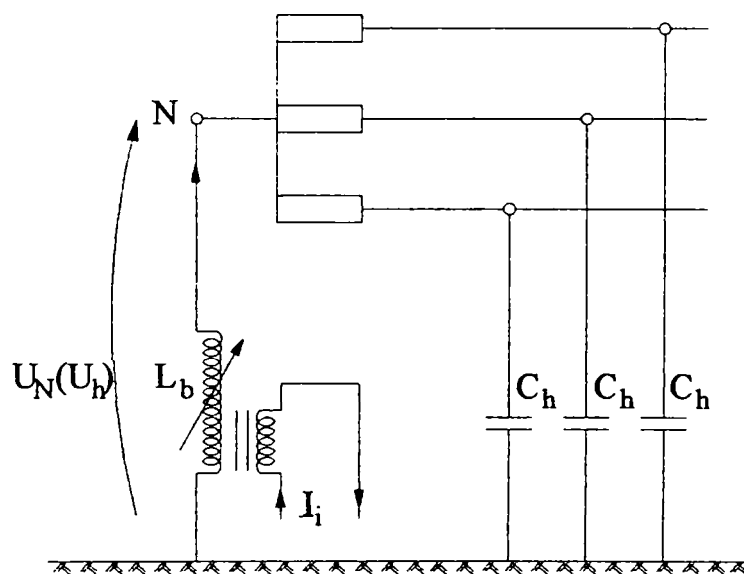


Fig. 4.11. Sistemul de acord al bobinei - GENEPI

4.6. Soluția propusă pentru depistarea selectivă a defectelor cu punere la pământ prin rezistență mare de trecere

După cum s-a arătat în cadrul cap.2, studiul regimului de defect prin punere la pământ se rezumă la studiul regimului nesimetric generat de aceste defecte. În aceste condiții prezența componentelor de secvență zero se face simțită doar în următoarele situații,

- dezechilibrul natural al rețelei care conduce la valori diferite ale capacității fazelor față de pământ
- defecte de izolație
- puneri la pământ într-o secțiune oarecare de rețea

Aceste situații conduc la variații ale mărimilor electrice (curent, tensiuni), de secvență zero față de regimul normal de funcționare de durată al rețelei.

Față de sistemele „clasice” deja, soluția propusă urmărește variația puterii active de secvență zero pe fiecare dintre liniile care pleacă de pe barele unei stații electrice având neutrul tratat prin BC.

Linia cu defect va fi acea linie la care se manifestă variația maximă a puterii active de secvență zero.

Un alt element de noutate pe care îl introduce soluția de față constă în determinarea fazorilor $3\mathbf{U}_0$ respectiv $3\mathbf{I}_0$ nu prin măsurători prin intermediul filtrelor de secvență zero ci prin calcularea lor din mărimile de fază (curenți, tensiuni). Acest lucru mărește considerabil sensibilitatea în determinarea puterii active de secvență zero.

Desigur, o primă problemă care se poate pune este cea legată de măsura în care acest parametru (puterea activă de secvență zero) poate fi considerat un indicator sensibil al stării de defect al unei linii. Pe lângă considerentele teoretice detaliate în această lucrare care se referă la variația fazorilor \mathbf{U}_0 respectiv \mathbf{I}_0 în regim de defect și care sunt exploatate de o manieră sau alta de către diverșii producători de sisteme de protecție, în cele ce urmează se vor prezenta rezultatele obținute prin modelare și simulare pe calculator, rezultatele care vor evidenția ușor faptul că puterea activă de secvență zero constituie un indicator sensibil al stării de defect cu punerea la pământ.

Pentru acesta s-a considerat un model de rețea cu patru linii racordate la barele unei stații de transformare având neutrul tratat prin BC. În această rețea, pe una dintre linii s-a provocat defecte cu punere la pământ cu valori diferite ale rezistenței R_0 la locul de defect (Tabelul 4.4)

Tabelul 4.4

Regim	U_0 [kV]	L_1	L_2	L_3	L_4
		P_0 [kW]	P_0 [kW]	P_0 [kW]	P_0 [kW]
Regim normal	0,2	0,0143	0,015	0,006	0,0236
$R_D=50\Omega$	10,8	0,792	0,312	101,24	0,53
$R_D=1K\Omega$	6,04	0,278	0,216	31,5	0,151
$R_D=10K\Omega$	1,284	-0,243	0,083	1,33	0,011

Notă defectele sau simulat pe linia L_3 pe faza T.

Se observă ușor cum variațiile cele mai mari ale lui P_0 față de regimul normal se obțin în toate situațiile de defect pe linia L_3 .

De altfel, aceste observații sunt validate și de măsurătorile efectuate de către alții autori [B17] în instalațiile în funcțiune. În acest sens se prezintă în tabelul 4.5 câteva din rezultatele obținute [B17]

Tabelul 4.5

	Plecare	Grad. comp. %	Moment t_{cs} [ms]	Calculul comp. de secvența zero	
				P_k [W]	Q_k [VAR]
1.	Defectă	100	140÷159	-660	-101
2.	Defectă	110	150÷169	-514	428
3.	Sănătoasă	100	-10÷9	3f	297
4.	Sănătoasă	110	161÷180	-85	298

Desigur se poate pune problema sensibilității metodei prin prisma valorii maxime al rezistenței de defect la care criteriul propus (variație maximă al lui P_0) este eficient și este legat de această problemă care este parametrul care marchează limita între regimul normal de funcționare și de defect.

Problema se pune de asemenea manieră ținând cont de faptul că aproape toate sistemele de protecție folosesc tensiunea de secvența zero drept indicator al regimului de defect; este vorba bineînțeles de variația în sensul depășirii unui prag prescris al valori tensiunii de secvența zero. Întrebarea care se pune firesc este cea legată de valoarea acestui prag și aceasta cu atât mai mult cu cât există situații în care la defecte au valoare mare a rezistenței la locul de punere la pământ ($R_d > 50K\Omega$) se înregistrează valori subunitare ale tensiunii de secvența zero raportate la tensiunea de secvența zero în regim normal de funcționare.

Pentru a putea da răspuns acestor probleme să luăm în considerare expresia tensiunii de secvența zero în funcție de parametrii rețelei [W2], [B19], [G8].

$$|U_d| = \frac{k \cdot |U_f|}{\sqrt{(3d)^2 + (3v + k)^2}}$$

Funcția care reproduce variația raportului dintre tensiunea de deplasare din regim normal și cea din regim de defect este reprezentată de relația de mai jos pentru diverse valori ale rezistenței de defect și pentru rețele cu grade diferite de nesimetrie este reprezentată prin relația de mai jos:

$$f_{Ud}(R_d, X_c, k) := \frac{\frac{X_c}{R_d} \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{k}{X_c \cdot R_d}\right)^2}}{k} \cdot \frac{\sqrt{(3 \cdot d)^2 + (3 \cdot v + k)^2}}{\sqrt{(3 \cdot d)^2 + \left[3 \cdot v + \frac{X_c}{R_d} \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{k}{X_c \cdot R_d}\right)^2}\right]^2}}$$

Reprezentarea grafică a acestei funcții se regăsește în fig. 4.11-4.13

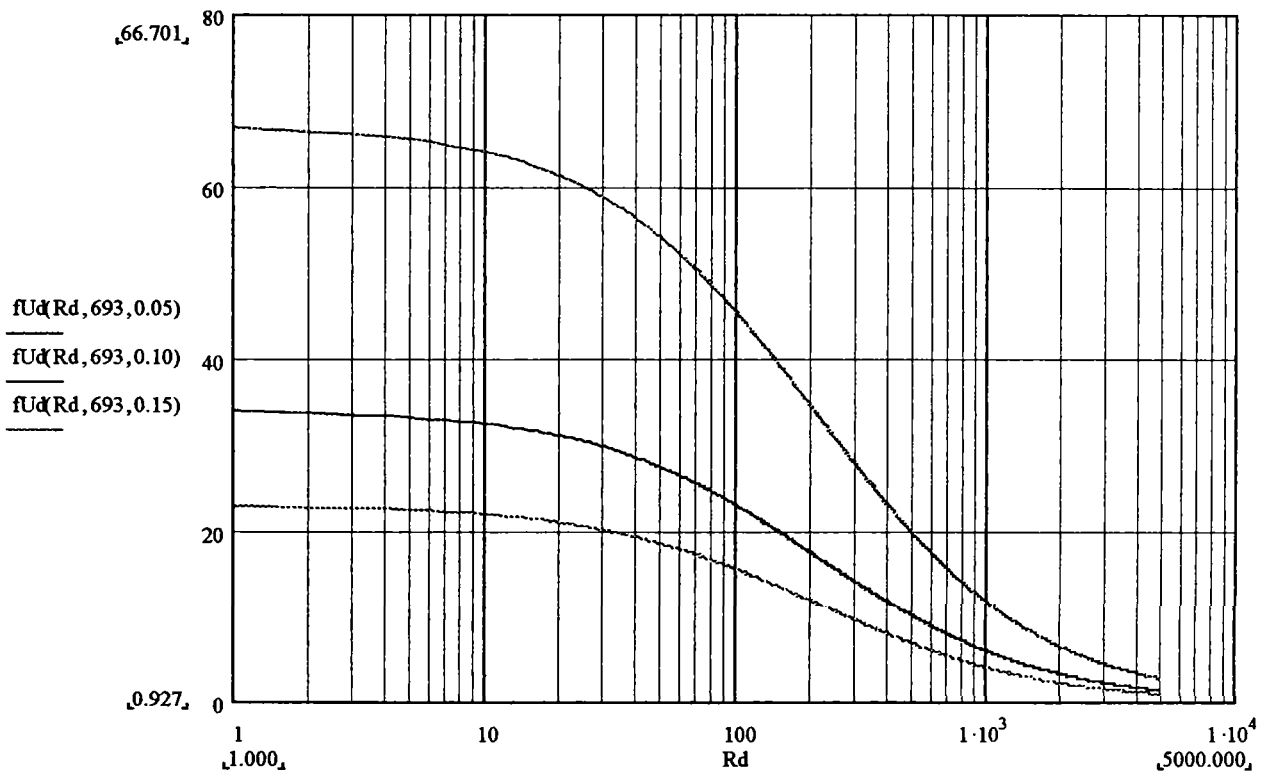


Fig.4.11 Variația raportului U_d/U_o în funcție de valoarea lui R_d și în funcție de gradul de nesimetrie al rețelei

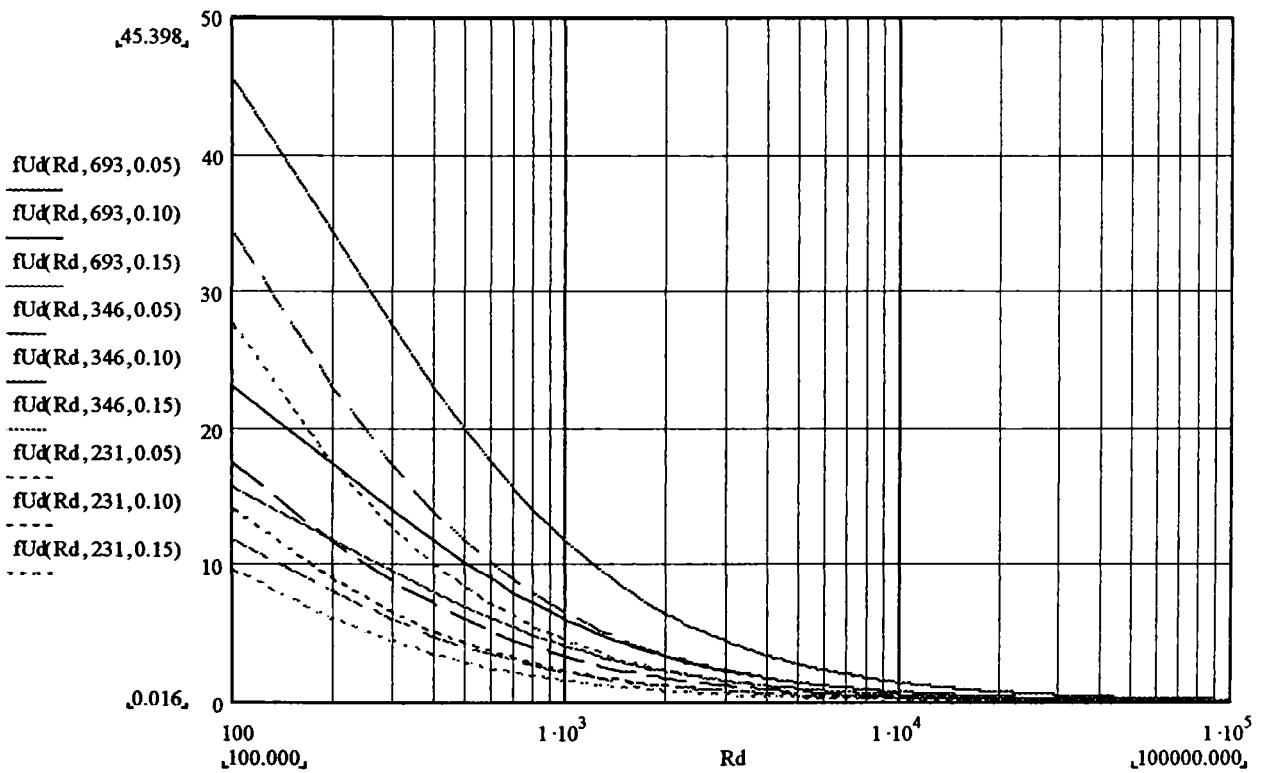


Fig. 4.12 Idem 4.11 în domeniul 100-100k

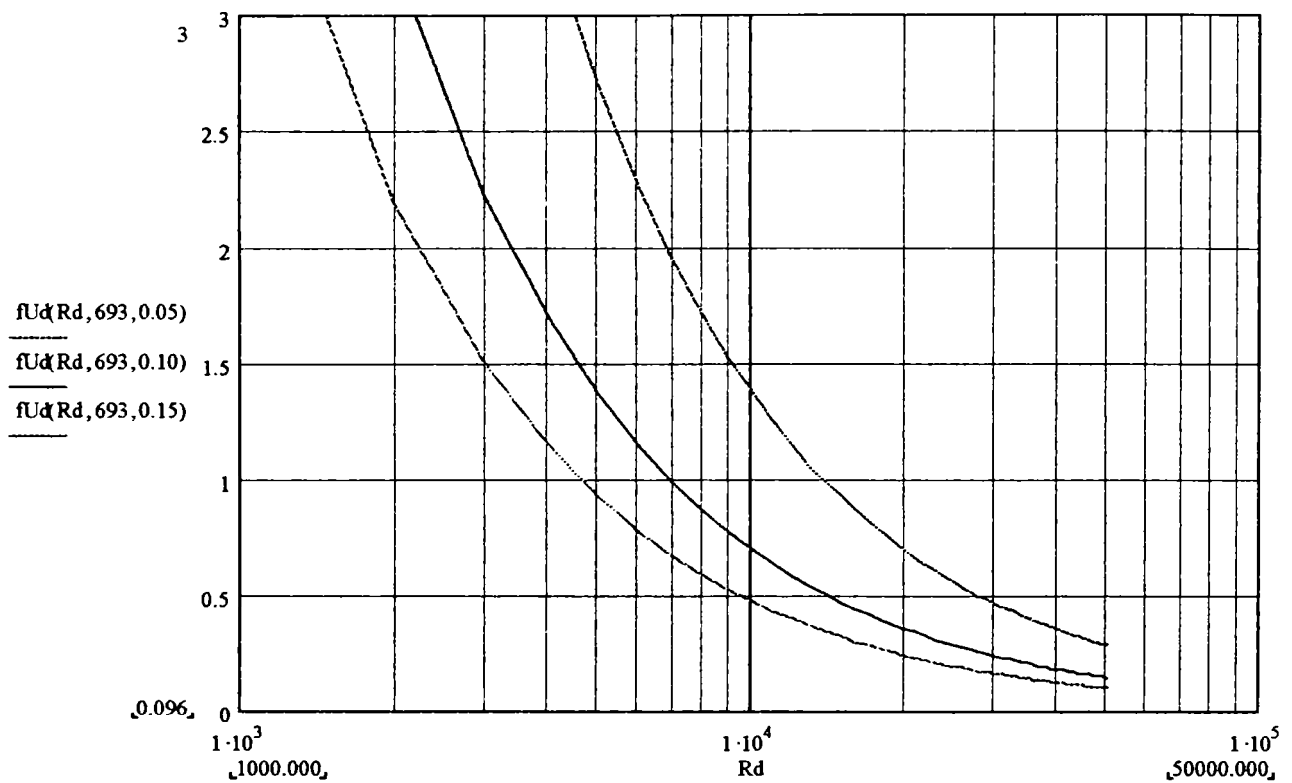


Fig.4.13 Idem 4.11 în domeniul 1k-100k

Din Fig. 4.11 – 4.13 se observă ușor cum, în funcție de gradul de nesimetrie al rețelei există valori limită diferite ale rezistenței la locul de defect începând de la locul de defect începând de la care raportul $\left| \frac{U_{dd}}{U_d} \right|$ devine subunitar. Mai mult chiar, aceste limite (valori ale lui R_d) sunt cu atât mai mici cu cât gradul de nesimetrie al rețelei este mai mare.

Acest lucru semnifică faptul că anumite categorii de defecte de genul s.p.l.p. prin rezistență de trecere mare (de ordinul zecilor de $k\Omega$) duc la solicitări ale izolației mai mici chiar decât cele din regim normal de funcționare. Drept urmare se pune întrebarea, în ce condiții un astfel de regim poate fi sau nu considerat un regim de defect. Dacă se iau în calcul solicitările fazelor la supratensiune în regim de durată, atunci în aceste situații nu avem de a face cu regim de avarie. Poate fi considerat regim de avarie în situația, spre exemplu, a unui conductor de fază căzut pe sol uscat sau pe un trunchi de copac uscat; ori, o astfel de situație poate fi evidențiată prin prezența componentei de secvență negativă în curent.

De altfel situația prezentată poate fi urmărită sugestiv pe fig.4.14 de mai jos :

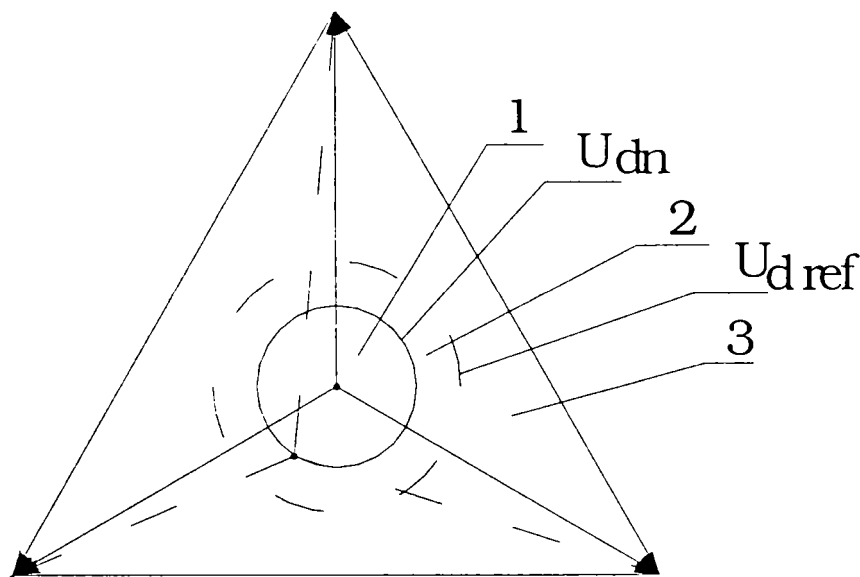


Fig. 4.14 Locul geometric al tensiunii de deplasare a neutrului

În regim de funcționare în rețea se manifestă o tensiune de deplasare U_{dn} care poate lua valori teoretic vorbind între $[0 \div (20 \div 30)] U_f$. În regim de defect se pot ivi în funcție de valoarea rezistenței de trecere la locul de defect următoarele situații :

- deplasări ale lui U_0 în zona cuprinsă între U_{dn} și $U_{d\ ref}$. Prin $U_{d\ ref}$ s-a notat valoarea maxim admisibilă a lui U_0 până la care tensiunile de fază nu depășesc o valoare prestabilită (spre ex. 16kV);
- deplasări ale lui U_0 dincolo de $U_{d\ ref}$
- deplasări ale lui U_0 în zona 1;

Defectele situate în zona 1 pot fi deranjante în măsura în care sunt de genul conductoarelor rupte. În acest caz se „declară” drept defecte doar acele situații însoțite de variații mari ale componentei de secvență negativă în curent.

Defectele situate în zona 2 nu trebuie declanșate imediat; ele trebuie monitorizate și abia după ce se observă sensul crescător sau descrescător al componentei active a puterii de secvență zero se ia decizia de declanșare sau nu.

Defectele în zona 3 vor fi urmate automat de declanșarea liniei cu variația cea mai mare a puterii active pe secvență zero.

În aceste condiții „filozofia” care stă la baza principiului de funcționare a sistemului de protecție propus poate fi explicitată prin schema logică prezentată în fig. 4.15

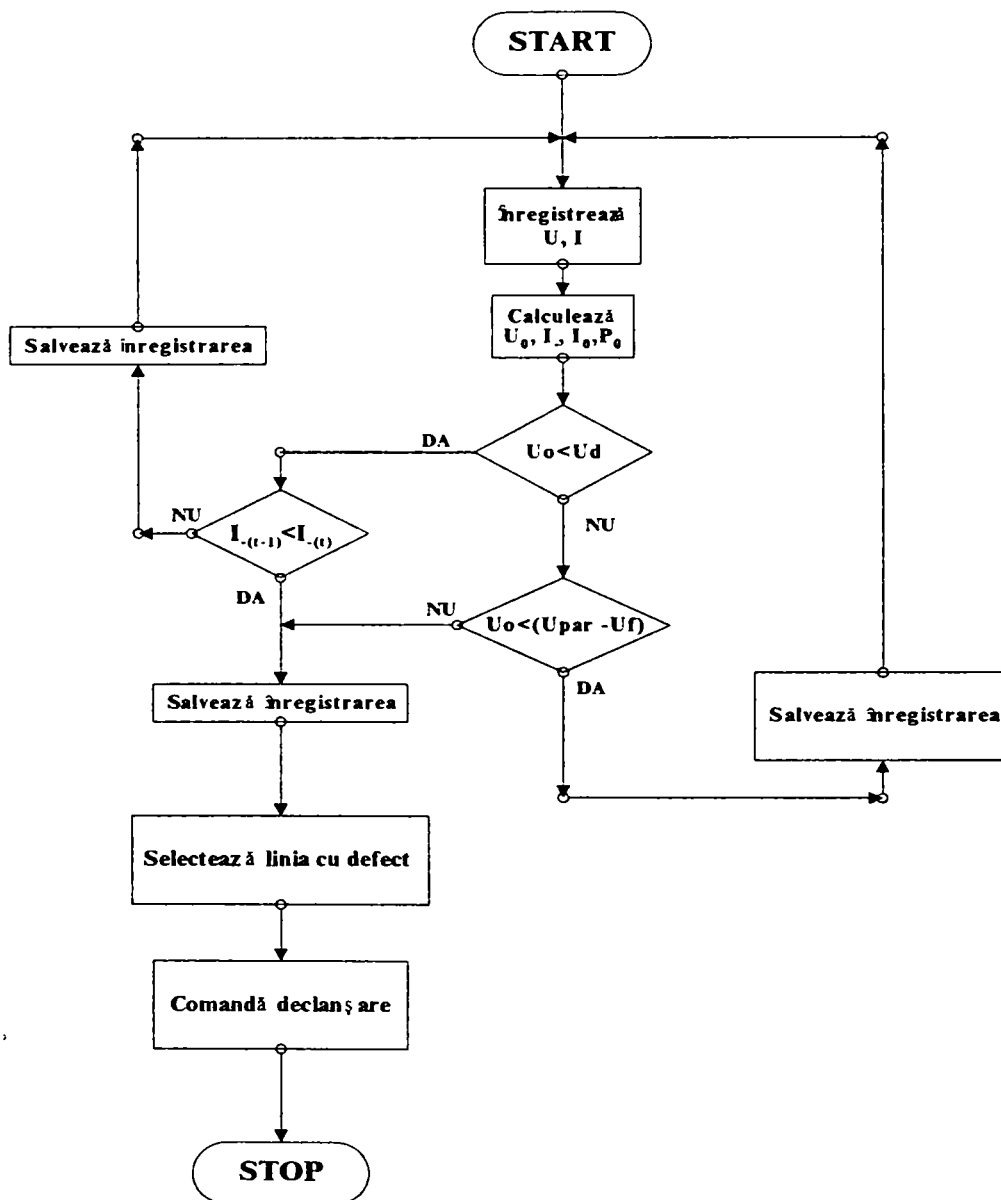


Fig. 4.15. Principiul e funcționare al sistemului de protecție propus

Schema bloc a sistemului de protecție propus este prezentată în fig. 4.16.

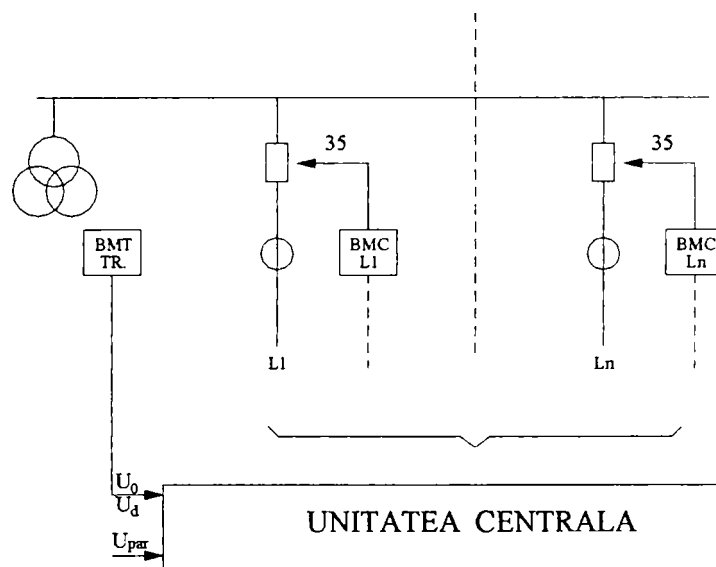


Fig. 4.16. Schema bloc a sistemului de protecție propus

În ceea ce privește sistemul propus, o analiză detaliată a eficienței principiului propus va fi efectuată în cadrul cap.5 al lucrării.

4.7 Concluzii și contribuții originale

Prezentul capitol și-a propus în prima sa parte o analiză a fenomenelor de bază care se manifestă odată cu apariția stării de defect. S-a evidențiat astfel modul în care intervin diferitele elemente de rețea ; transformator, linie electrică, bobină de stingere, etc. în procesul evolutiv al regimului de defect.

În continuare s-a propus o clasificare a diferitelor sisteme de protecție împotriva punerilor la pământ precum și o trecere în revistă , o analiză critică, a principalelor metode de detectare a defectelor cu punere la pământ și a principiilor care stau la baza funcționării lor.

Se prezintă de asemenea, principiul de funcționare care stă la baza uneia dintre metodele noi de tratare a neutrului aplicată pentru prima dată la noi în țară pe scară largă în stația 110/20kv SALONTA jud. BIHOR.

Sunt trecute apoi în revistă sistemele moderne de protecție împotriva defectelor cu punere la pământ prin rezistență mare de trecere.

In final se propune o soluție originală de protecție selectivă împotriva acestor categorii de defecte.

Principalele contribuții originale prezentate în cadrul acestui capitol sunt:

- o prezentare sistematizată a fenomenelor ce însoțesc regimul de defect
- analiza critică a diverselor metode de detectare a defectelor cu punere la pământ prin rezistență mare de trecere
- prezentarea principiilor care stau la baza adoptării soluției de tratare combinată a neutrului REDMT (SNCD)
- propunerea unei metode originale detectare a defectelor cu rezistență mare de trecere
 - sesizarea rolului pe care îl are componenta activă a puterii pe secvența zero
 - sesizarea modului de variație a tensiunii de deplasare a neutrului în
 - prezentarea importanței pe care o are monitorizarea ,on line' a tensiunii de deplasare a neutrului ca indicator de bază al stării de defect sau de ,posibil defect' al rețelei
 - evidențierea necesității urmăririi în paralel a evoluției componentei de secvență negativă a curentului.
 - evidențierea posibilității de realizare a unei ,diagnoze' a stării izolației rețelelor de medie tensiune prin urmărirea pe fiecare linie a unor indicatori cum ar fi:
 - puterea activă pe secvența zero
 - curentul de secvență negativă

CAP.5 SIMULARE, MODELARE, PSPICE. DETERMINĂRI EXPERIMENTALE

Prezentul capitol își propune să valideze afirmațiile susținute teoretic în lucrare. Pentru acest lucru se acționează pe două căi; pe de-o parte prin modelare și simulare utilizând aplicații soft specializate (PSPICE) iar pe de altă parte prin măsurători în instalații, măsurători care sunt prelucrate și interpretate.

În acest sens, prezentul capitol, în mod sugestiv este structurat după cum se prezintă în fig.5.1.

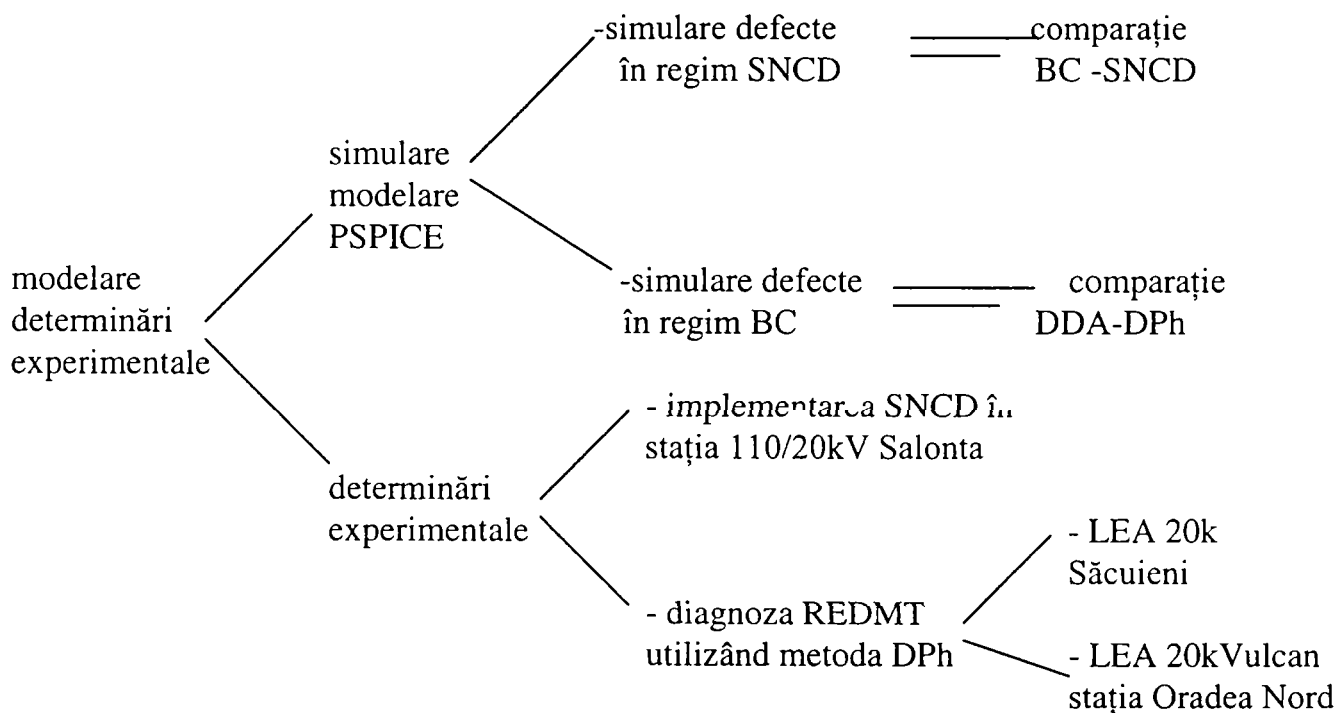


Fig. 5.1. Structura cap. 5

5.1.1. Modelul de rețea utilizat

În scopul asigurării condițiilor de simulare a diverselor regimuri de defect s-a constituit un model de rețea simplă constituit dintr-o stație electrică de transformare cu o bară simplă neseccionată care alimentează un număr de patru linii electrice de medie tensiune.

Schema electrică monofilară a modului considerat în fig.5.2.

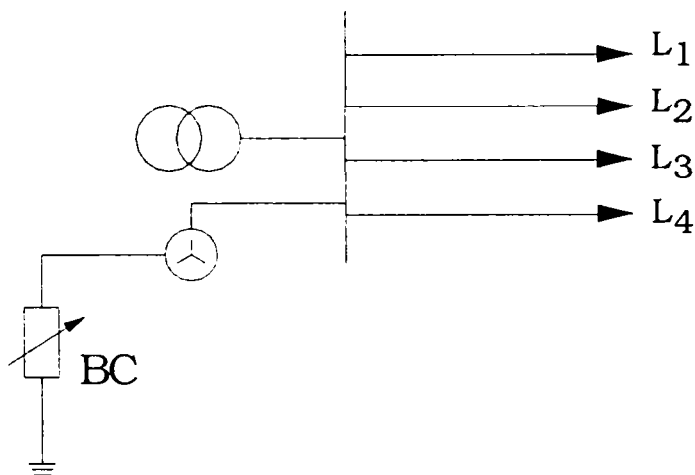


Fig. 5.2. Modelul de rețea propus

Principalele caracteristici ale celor patru linii electrice sunt prezentate în Tab. 5.1.

Tab.5.1. Principalele caracteristici ale liniilor L₁÷L₄

Linia	Curent capacitiv [A]	Coefficient de amortizare [%]	Coefficient de nesimetrie [%]
L ₁	19,2	2,4	10
L ₂	9,9	0,9	5
L ₃	12,6	6,5	15
L ₄	9,4	5,4	10

Fișierul PSPICE aferent, cu parametrii elementelor de rețea, este prezentat în Anexa 1.

Pentru modelul astfel construit s-a ridicat caracteristica $U_{BC}=f(L_{BC})$ determinându-se astfel punctul de rezonanță. (Tab.5.2.)

Tab.5.2. Caracteristica $U_{BC}=f(L_{BC})$

L_{BC} [H]	U_{BC} [V]
0,16	89,97
0,18	162,3
0,20	367,9
0,21	465,9
0,23	262,5
0,25	163,7
0,27	122,1
0,30	92,1

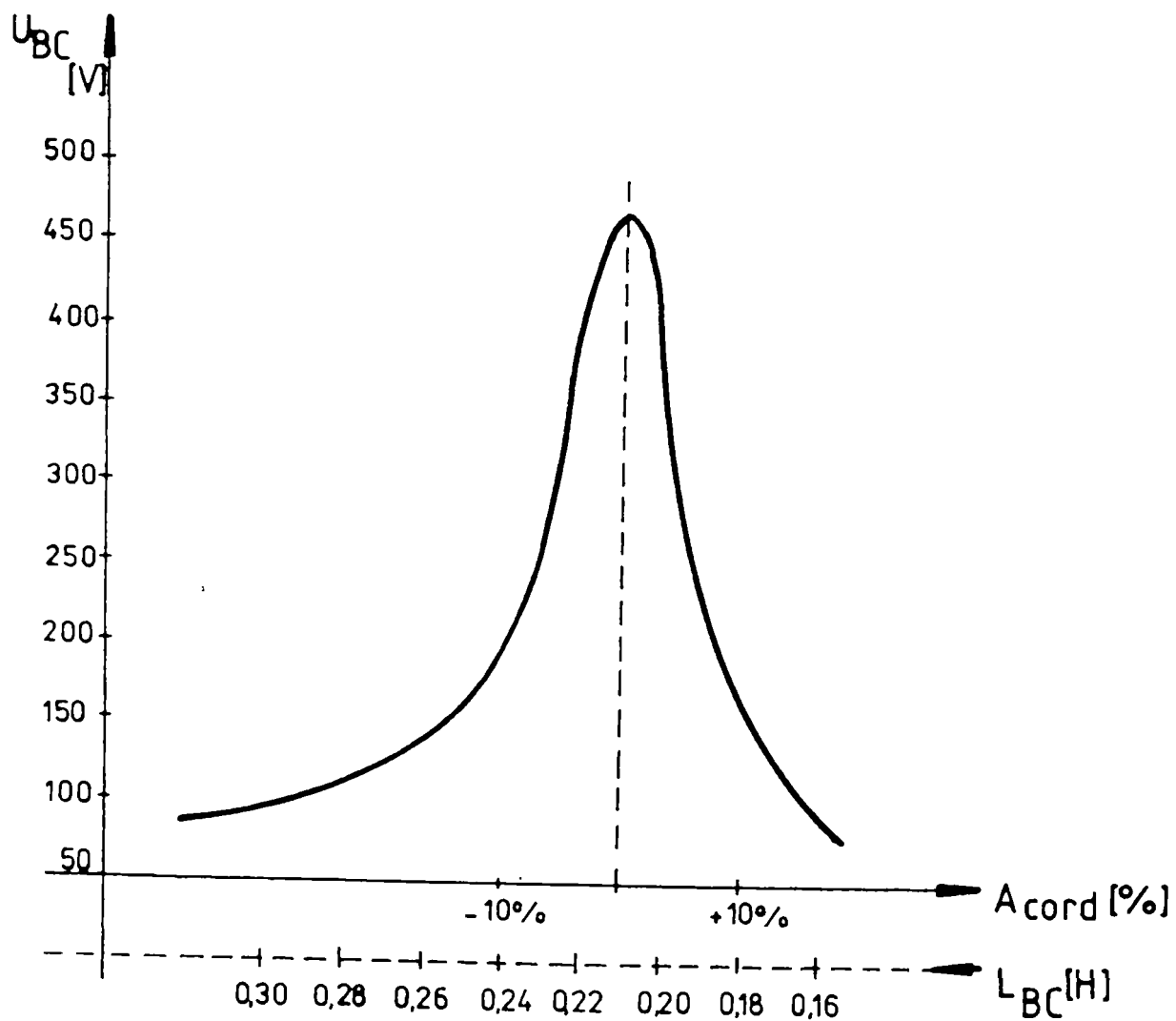


Fig. 5.3. Reprezentarea grafică a caracteristicii $U_{BC}=f(L_{BC})$

5.1.2. Simulare defecte în rețea în regim BC→BC+SNCD

În scopul evidențierii avantajelor pe care le prezintă sistemul de tratare mixtă a neutrului, SNCD, pe modelul construit s-au simulat defecte de genul simplelor puneri la pământ în diferite regimuri de funcționare (BC→SNCD) și la valori diferite ale gradului de acord al bobinei (Tab.5.3.).

Defectele s-au simulat prin puneri la pământ prin rezistență la locul de defect R_D

Tab.5.3. Regimuri de defect simulate

R_D [Ω]	Regim neutru		Acord bobină	
	BC	SNCD	0	+10%
250	x	x	x	x
100	x	x	x	x
1000	x	x	x	-
10000	x	x	x	-

Defectele s-au simulat pe linia L_1 faza R.

Fișierele PSPICE aferente sunt prezentate în Anexele 1.

Rezultatele obținute sunt prezentate în tabelele de mai jos.

Tab.5.4.a. Regim de defect, neutrul tratat prin BC acord la rezonanță

$R_D = 100 \Omega$ BC - rezonanță

Linia	I_0 [A]		U_0 [kV]		U_{BC} [kV]		I_{BC} [A]	
	Modul	Faza	Modul	Faza	Modul	Faza	Modul	Faza
L_1	17,39	-265,6	10,72	-0,4°	9,38	179,5	142,2	89,51
L_2	9,137	-91,8						
L_3	12,053	-91,6						
L_4	8,88	-91,9						

Tab.5.4.b. Regim de defect, neutrul tratat prin SNCD acord la rezonanță

$R_D = 100 \Omega$ SNCD - rezonanță

Linia	I_0 [A]		U_0 [kV]		U_{BC} [kV]		I_{BC} [A]		I_{RN} [A]	
	Modul	Faza	Modul	Faza	Faza	Faza	Faza	Modul	Faza	Modul
L_1	27,76	-196,0	3,46	9,1	2,93	175	44,45	85,03	88,87	175
L_2	2,89	-263,8								
L_3	4,2	-258,2								
L_4	3,02	-259,4								

Tab.5.5.a. Regim de defect, neutrul tratat prin BC acord la rezonanță

$R_D = 250 \Omega$ BC - rezonanță

Linia	I_0 [A]		U_0 [kV]		U_{BC} [kV]		I_{BC} [A]	
	Modul	Faza	Modul	Faza	Modul	Faza	Modul	Faza
L ₁	15,85	-266,1	9,78	-0,8	8,57	179,1	129,9	89,11
L ₂	-	-						
L ₃	-	-						
L ₄	-	-						

Tab.5.5.b. Regim de defect, neutrul tratat prin SNCD acord la rezonanță

$R_D = 250 \Omega$ SNCD - rezonanță

Linia	I_0 [A]		U_0 [kV]		U_{BC} [kV]		I_{BC} [A]		I_{RN} [A]	
	Modul	Faza	Modul	Faza	Faza	Faza	Faza	Modul	Faza	Modul
L ₁	13,28	-193	1,7	0,1	1,44	177	21,8	87	43,6	177
L ₂	-	-								
L ₃	-	-								
L ₄	-	-								

Tab.5.6.a. Regim de defect, neutrul tratat prin BC acord la rezonanță

$R_D = 1K\Omega$ BC - rezonanță

Linia	I_0 [A]		U_0 [kV]		U_{BC} [kV]		I_{BC} [A]	
	Modul	Faza	Modul	Faza	Modul	Faza	Modul	Faza
L ₁	11	-268,6	6,49	-6,6	6	177,6	91,34	87,55
L ₂	5,83	-94,0						
L ₃	7,8	-92,0						
L ₄	5,73	-92,7						

Tab.5.6.b. Regim de defect, neutrul tratat prin SNCD acord la rezonanță

$R_D = 1K\Omega$ SNCD - rezonanță

Linia	I_0 [A]		U_0 [kV]		U_{BC} [kV)		I_{BC} [A]		I_{RN} [A]	
	Modul	Faza	Modul	Faza	Faza	Faza	Faza	Modul	Faza	Modul
L ₁	3,34	- 189,0	0,491	11,4	0,413	177,6	6,26	87,64	12,51	177,6
L ₂	0,35	- 98,8								
L ₃	1,04	- 236,6								
L ₄	0,63	- 238,1								

Tab.5.7.a. Regim de defect, neutrul tratat prin BC acord la rezonanță

$R_D = 10K\Omega$ BC - rezonanță

Linia	I_0 [A]		U_0 [kV]		U_{BC} [kV)		I_{BC} [A]	
	Modul	Faza	Modul	Faza	Modul	Faza	Modul	Faza
L ₁	2,75	-108,9	1,817	-11,5	1,58	168,5	24,06	78,48
L ₂	1,51	-107,6						
L ₃	2,25	-90,0						
L ₄	1,59	-93,8						

Tab.5.7.b. Regim de defect, neutrul tratat prin SNCD acord la rezonanță

$R_D = 10K\Omega$ SNCD - rezonanță

Linia	I_0 [A]		U_0 [kV]		U_{BC} [kV)		I_{BC} [A]		I_{RN} [A]	
	Modul	Faza	Modul	Faza	Mod.	Faza	Mod.	Faza	Mod.	Faza
L ₁	0,266	-	0,067	4,2	-	-	-	-	-	-
L ₂	0,128	- 187,9								
L ₃	0,659	-218								
L ₄	-	-								

Tab.5.8.a. Regim de defect, neutrul tratat prin BC supracompensare 10%

$R_D = 100 \Omega$ 10%

Linia	I_0 [A]		U_0 [kV]		U_{BC} [kV]		I_{BC} [A]	
	Modul	Faza	Modul	Faza	Modul	Faza	Modul	Faza
L ₁	23,65	-256,7	10,55	9,8	9,05	-1704	160	99,65
L ₂	-	-						
L ₃	-	-						
L ₄	-	-						

Tab.5.8.b. Regim de defect, neutrul tratat prin SNCD supracompensare 10%

$R_D = 100 \Omega$ SNCD 10%

Linia	I_0 [A]		U_0 [kV]		U_{BC} [kV]		I_{BC} [A]		I_{RN} [A]	
	Modul	Faza	Modul	Faza	Mod.	Faza	Mod	Faza	Mod.	Faza
L ₁	28,2	-196,7	3,5	12,1	2,9	178,3	51,67	88,31		
L ₂	-	-								
L ₃	-	-								
L ₄	-	-								

Tab.5.9.a. Regim de defect, neutrul tratat prin BC supracompensare 10%

$R_D = 250 \Omega$ 10%

Linia	I_0 [A]		U_0 [kV]		U_{BC} [kV]		I_{BC} [A]	
	Modul	Faza	Modul	Faza	Modul	Faza	Modul	Faza
L ₁	20,23	-245	9,09	21,2	7,8	-158,8	138	111,2
L ₂	-	-						
L ₃	-	-						
L ₄	-	-						

Tab.5.9.b. Regim de defect, neutrul tratat prin SNCD supracompensare 10%

$R_D = 250 \Omega$ SNCD 10%

Linia	I_0 [A]		U_0 [kV]		U_{BC} [kV]		I_{BC} [A]		I_{RN} [A]	
	Modul	Faza	Modul	Faza	Mod.	Faza	Mod.	Faza	Mod	Faza
L ₁	13,48	-193,5	1,73	14,8	1,4	-179	25,39	90,9		
L ₂	-	-								
L ₃	-	-								
L ₄	-	-								

Din analiza rezultatelor obținute se pot trage următoarele concluzii:

- la defecte cu valori ale rezistenței de trecere de până la 200÷250Ω creșterea curentului de secvența zero în regim SNCD față de regimul de tratare neutru cu BC este semnificativa. De altfel acesta este criteriul prin care se asigură condiții de selectivitate pentru protecțiile homopolare în regim SNCD.
- Pentru modelul considerat limitele de selectivitate s-au atins în zona 100÷250Ω în situația în care bobina a fost acordată la rezonanță în regim de supracompensare 10%. De altfel acest lucru este evidențiat în fig.5.4.

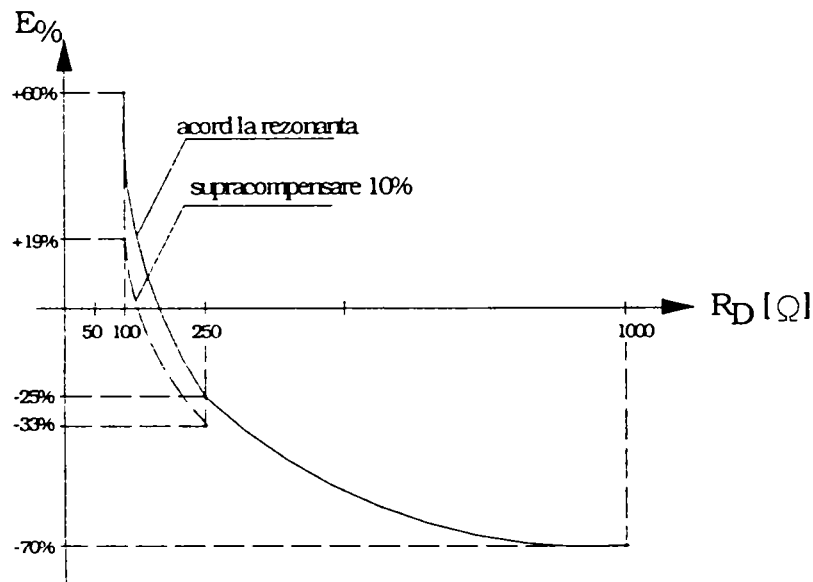


Fig. 5.4. Variația abaterii curentului de secvență zero în regim SNCD față de regimul BC pentru linia cu defect în funcție de rezistența de trecere și de gradul de acord al BC

$$E = \frac{I_{0LI(SNCD)} - I_{0LI(BC)}}{I_{0LI(BC)}} 100$$

-
-
- Gradul de acord al bobinei influențează sensibil performanțele metodei;
- Regimul de tratare al neutrilor SNCD este mult mai „blând” din punctul de vedere al solicitării izolației rețelei la supratensiuni de durată.

5.1.3. Simulare defecte în rețea în regim BC

Analiza critică a sistemului DDA, respectiv a soluțiilor propuse ΔPh

Pentru atingerea scopului propus și enunțat în titlul acestui paragraf, s-a pornit de la același model de deși model de rețea (parag.5.1.1.) pentru care s-au simulat defecte cu punere la pământ prin rezistență de trecere variabilă. Acordul bobinei s-a realizat în zona punctului de rezonanță, respectiv în regim de supracompensare 10%. În aceste condiții, pentru fiecare situație în parte s-au determinat pentru fiecare linie admitanța de secvența zero, puterea activă de secvența zero respectiv puterea aparentă pentru secvența zero.

Rezultatele obținute sunt trecute în tabelele de mai jos :

Notă : în toate situațiile defectele s-au simulat pe linia L₁ .

A. Acord la rezonanță

Tab.5.10. Regim normal

Linia	Y_0 [S]	P_0 [kW]	S_0 [kVA]	U_0 [kV]
L ₁	2,206	-1,010	1,854	0,529
L ₂	0,941	-0,246	0,791	
L ₃	1,450	-0,902	1,218	
L ₄	0,870	0,441	0,734	

Tab.5.11.a. Regim de defect $R_D=100\Omega$

Linia	Y_0 [S]	P_0 [kW]	S_0 [kVA]	U_0 [kV]
L ₁	1,622	-46,84	559,4	10,72
L ₂	0,852	-7,337	293,9	
L ₃	1,120	-8,08	387,7	
L ₄	0,830	-7,36	285,8	

Tab.5.11.b. Regim de defect $R_D=1k\Omega$

Linia	Y_0 [S]	P_0 [kW]	S_0 [kVA]	U_0 [kV]
L ₁	1,6	-15,06	227,9	6,9
L ₂	0,85	-3,53	120,8	
L ₃	1,14	0,98	162,1	
L ₄	0,83	-0,76	118,4	

Tab.5.11.c. Regim de defect $R_D=10k\Omega$

Linia	Y_0 [S]	P_0 [kW]	S_0 [kVA]	U_0 [kV]
L ₁	1,51	-1,94	14,9	1,8
L ₂	0,83	-0,88	8,22	
L ₃	1,24	2,42	12,26	
L ₄	0,88	1,15	8,69	

Tab.5.11.d. Regim de defect $R_D=20k\Omega$

Linia	Y_0 [S]	P_0 [kW]	S_0 [kVA]	U_0 [kV]
L ₁	1,54	-1,69	6,537	1,2
L ₂	0,85	-0,59	3,600	
L ₃	1,31	-1,84	5,560	
L ₄	0,89	0,93	3,800	

Tab.5.11.e. Regim de defect $R_D=50k\Omega$

Linia	Y_0 [S]	P_0 [kW]	S_0 [kVA]	U_0 [kV]
L ₁	1,72	-1,45	3,23	0,8
L ₂	0,88	-0,37	1,65	
L ₃	1,39	-1,33	2,60	
L ₄	0,89	0,6	1,67	

Tab.5.11.f. Regim de defect conductor rupt fără a atinge solul pe linia L₂

Linia	Y_0 [S]	P_0 [kW]	S_0 [kVA]	I_{RN}^- [A]	I_{RD}^- [A]	U_0 [kV]
L ₁	1,86	-153,13	643,95	1,80	1,40	10,74
L ₂	0,97	13,76	336,70	0,74	13,5	
L ₃	1,14	-97,08	394,15	1,41	0,80	
L ₄	0,86	-72,5	297,34	1,40	1,13	

B. Supracompensare 10%

Tab.5.12. Regim normal

Linia	Y_0 [S]	P_0 [kW]	S_0 [kVA]	I [A]	U_0 [kV]
L ₁	1,86	-0,140	0,193	1,80	0,186
L ₂	0,27	-0,028	0,028	0,77	
L ₃	4,23	-0,128	0,439	1,40	
L ₄	2,34	-0,080	0,240	1,40	

Tab.5.13.a. Regim defect L₁ $R_D=10k\Omega$

Linia	Y_0 [S]	P_0 [kW]	S_0 [kVA]	I [A]	U_0 [kV]
L ₁	1,24	-0,270	1,96	2,24	0,726
L ₂	0,65	-0,005	1,03	0,75	
L ₃	1,92	0,099	3,03	1,46	
L ₄	1,24	-0,016	1,97	1,43	

Tab.5.13.b. Regim defect L₁ $R_D=20k\Omega$

Linia	Y_0 [S]	P_0 [kW]	S_0 [kVA]	I [A]	U_0 [kV]
L ₁	0,99	0,178	0,61	1,99	0,452
L ₂	0,49	0,015	0,30	0,75	
L ₃	2,42	-0,0060	1,48	1,43	
L ₄	1,49	-0,0301	0,90	1,43	

Tab. 5.13.c. Regim de defect L1
 $R_D=1k\Omega$ Supracompensare 10%

Linia	Y_0 [S]	P_0 [kW]	S_0 [kVA]	I [A]	U_0 [kV]
L ₁	2,13	-10,36	138,3	4,83	4,65
L ₂	0,83	1,08	53,7	0,70	
L ₃	1,22	3,06	79,6	1,65	
L ₄	0,88	1,65	57,1	1,50	

Tab. 5.13.d. Regim de defect L1

$R_D=50k\Omega$

Supracompensare 10%

Linia	Y_0 [S]	P_0 [kW]	S_0 [kVA]	I' [A]	U_0 [kV]
L ₁	0,47	-0,10	0,121	1,93	290
L ₂	0,36	0,02	0,09	0,75	
L ₃	3,13	-0,08	0,79	1,42	
L ₄	1,77	-0,06	0,45	1,40	

Observații :

DDA

- În regim de acord la rezonanță metoda dă satisfacție obținându-se condiții de declanșare selectivă a liniei cu defect în toată gama de defecte cu punere la pământ simulate inclusiv în cazul defectelor de genul conductor rupt.
- În regim de supracompensare metoda nu mai este precisă; în gama defectelor cu rezistență de trecere cuprinsă între $10\div 20 K\Omega$ nu mai funcționează corect principiul variației maxime a admitanței de secvență zero. Același lucru este valabil și în ceea ce privește defectele de genul conductoarelor rupte.

Concluzie :

Metoda DDA funcționează corect condiționată fiind de controlul riguros a acordului bobinei de stingere.

DPh

- În regim de acord la rezonanță metoda dă rezultate bune în gama defectelor cu rezistență de trecere de până la $10 K\Omega$ inclusiv.
- În gama defectelor cu rezistență de trecere cuprinsă în gama $10\div 20 K\Omega$ nu s-au obținut condiții de selectivitate.
- La defecte de genul conductor rupt se poate selecta linia cu defect urmărind variația curentului pe secvența negativă.
- Metoda se comportă similar și în regim de supracompensare.

Concluzie :

- Metoda nu comportă necesitatea acordului la rezonanță a bobinei de stingere.
- În toate situațiile sursa generatoare de erori a fost linia L₃ caracterizată prin curenți capacitivi mari respectiv prin coeficient de amortizare ridicat și cu coeficient de nesimetrie de asemenea ridicat.
-
- În cazul defectelor de genul conductor rupt se remarcă valori ridicate ale tensiunii pe secvență zero în regim de acord la rezonanță în comparație cu regimul supracompensat (10,4 kV respectiv 4,7 kV supracompensare 10%)

5.2. Determinari experimentale

5.2.1 Implementarea SNCD în stația 110/20 kV SALONTA

5.2.1.1. Stația Salonta. Prezentare generală

Reteaua de distribuție de 20 kV alimentată din stația 110/20 kV Salonta, preponderent aeriana, totalizează aproximativ 650 km de linii aeriene și un curent capacitiv total peste 35 A. Stația 110/20 kV Salonta împreună cu rețeaua aeriană de 20 kV se numără printre primele rețele aeriene și mixte care au trecut la regim de funcționare cu neutrul legat la pământ prin rezistor.

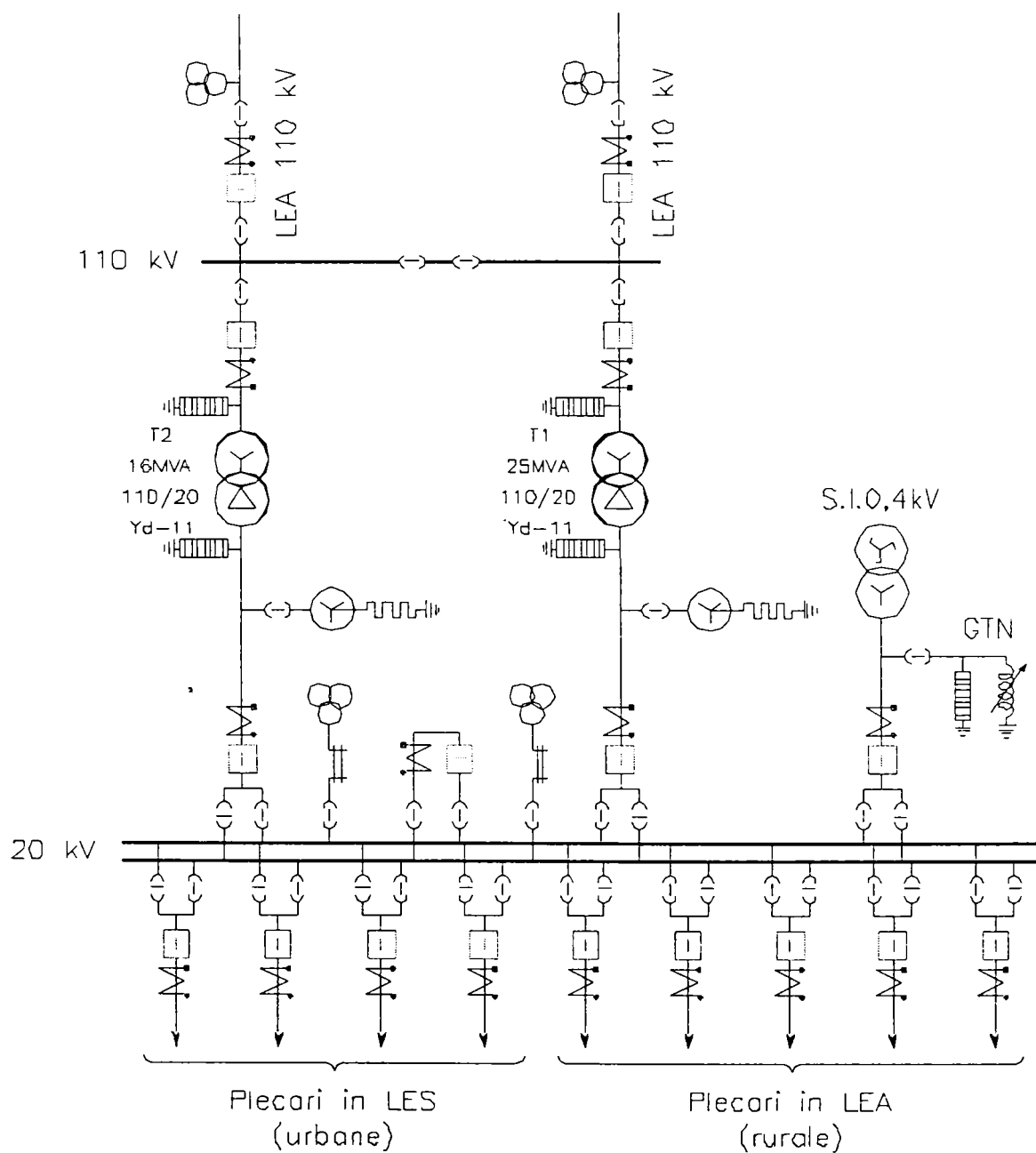


Fig.5.5. Stația 110/20 kV Salonta schema electrică monofilară.

Practica exploatareii a impus ca regimul de functionare al rețelei aeriene de 20 kV din zona stației Salonta, cu neutrul tratat prin rezistor, sa fie reconsiderat datorita numarului foarte mare de declanșari a LEA de 20 kV activate de PHCL și RART reușite.

Condițiile specifice ale unor astfel de rețele impun totdeauna o analiza privind cauzele declanșarilor și stabilirea regimului optim de functionare, respectiv a modului de tratare a neutrului.

Desigur în scopul creșterii eficienței modului de tratare a neutrului la rețele electrice aeriene și mixte și ținând seama de literatura de specialitate atenția a fost îndreptată spre posibilitățile de utilizare a unui sistem de tratare combinată a neutrului.

În acest sens lucrările de analiza, probele și măsurările experimentale au condus la implementarea sistemului SNCD de tratare combinată a neutrului cu declanșarea automată a liniilor cu simpla punere la pământ persistentă, grupând lucrările respective în două etape și anume:

- *etapa I*, realizată la nivelul anilor 1995-1996, se refera la studierea și determinarea experimentală a parametrilor funcționali ai rețelei, în regim R_{BC} și R_{Rn} , care trebuie luați în considerare la implementarea sistemului SNCD de tratare combinată a neutrului și realizarea fizică a lucrărilor pentru trecerea la regim de functionare R_{Rnc1} , respectiv regim de functionare cu neutrul tratat prin rezistor comutabil în varianta constructivă de utilizare $BPN+(BC || R_{nc})$, urmărind comportarea în exploatare a acestei variante;

- *etapa a II-a*, realizată în anul 1996, se refera la studierea, realizarea și experimentarea soluției de implementare a sistemului SNCD de tratare combinată a neutrului în varianta definitivă care se va putea aplica pe structura unei stații 110/20 kV existente, pregătite pentru functionarea cu rezistor sau cu bobina de compensare, în vederea trecerii la regim de functionare R_{Rnc2} regim de functionare cu neutrul tratat prin rezistor comutabil în varianta constructivă de utilizare $(TSP+BC) || (BPN+R_{nc})$.

Premisele din etapa I care au stat la baza concepției de introducerea noului sistem în stația 110/20 kV Salonta au fost următoarele:

- rețeaua cu LEA de 20 kV are instalațiile de legare la pământ pentru functionarea rețelei cu neutrul tratat prin rezistor (rețea P_{Rn});
- în stația Salonta a ramas menținută în stare "rece" bobina de compensare;
- la functionarea rețelei cu LEA în regim P_{Rn} , în anumite perioade ale anului s-au înregistrat numeroase declanșari prin PHCL cu RART reușite, ceea ce înseamnă un număr relativ mare de defecte cu punere simplă la pământ (autostingătoare și trecătoare);
- în cazul punerilor simple la pământ trecătoare sau persistente, este necesară declanșarea într-un timp scurt (cel mult 3 s) a liniei sau sursei de alimentare pentru a se elimina riscul unei duble puneri la pământ, considerând timpul de declanșare maxim compus din însumarea următorilor timpi:
 - timp de așteptare stabilit pentru regimul BC în intervalul caruia se acorda șansa pentru stingerea arcului electric (maxim $t_a = 0,8$ s);
 - timp de acționare a blocului BCAR necesar pentru anclanșarea întreruptorului rezistorului $BC || R_{nc}$ (apreciat la maxim $t = 0,2$ s);
 - timp de acționare al protecției de rezerva PHCN (maxim 1,2 s).
- blocul BCAR asigură trecerea în regim $BC || R_{nc}$ prin comutarea rezistorului la simple puneri la pământ rezistive cu valori până la $R_f = 1000 \Omega$, considerând ca bobina de compensare este reglată la rezonanță;
- defectele rezistive, la care PHCL de pe linia cu defect nu este sensibilă vor fi eliminate de PHCN prin declanșarea transformatorului 110/20 kV.

Deoarece rețeaua aeriană de 20 kV Salonta a fost pregătită pentru functionarea cu rezistor se impunea ca și în cazul adaptării sistemului de tratare combinată a neutrului de 20 kV sa fie respectate aceleași condiții și când rețeaua funcționează un timp limitat în regim cu neutrul tratat prin BC, riscul transformării simplelor puneri la pământ în duble puneri la pământ trebuie sa fie minim.

Etapa a II-a se refera la studierea, realizarea și experimentarea soluției constructive, la nivelul anului 1996, care se va putea aplica pentru generalizarea pe structura unei stații 110/20 kV existente pregătita pentru funcționare cu rezistor. Experimentările au avut în vedere următoarele:

- simplificarea și realizarea unei scheme compacte cu circuitele primare pentru a reduce riscul defectării acestora pe parcursul exploatarei;
- utilizarea unor aparataje cu dimensiuni reduse și adecvate pentru a putea fi utilizate în exterior la tensiune de 20 kV;
- reducerea volumului de lucrări și a cheltuielilor de montaj;
- realizarea protecției de pământ rezistiv pentru LEA de 20 kV;
- adaptarea protecției diferențiale longitudinale homopolare (PDLH) utilizând releu RCZ-1 pentru regimul de funcționare cu sistemul de tratare combinată a neutrului rețelei de 20 kV;
- realizarea unui bloc de protecție pentru declansarea rapidă a LEA de 20 kV pe perioada manevrelor de localizare a porțiunilor de LEA cu defect prin comutarea manuală a acestor linii (BHT);
- realizarea unui bloc pentru comutarea automată a rezistorului (BCAR);
- elaborarea propunerilor de reglementări tehnice pentru aplicarea sistemului SNCD de tratare combinată a neutrului rețelei electrice aeriene sau mixte de 20 kV în stațiile de transformare 110/20 kV existente.

5.2.1.2. Descrierea sistemului SNCD de tratare a neutrului rețelei aeriene de 20 kV Salonta prin rezistor comutabil în structura $BPN+(BC//R_{nc})$

Deoarece implementarea sistemului de tratare combinată a neutrului de 20 kV în stația 110/20 kV Salonta se face pe structura unei stații pregătite pentru funcționarea cu rezistor, s-a acceptat ca pentru reducerea cheltuielilor de montaj, simplificarea și realizarea schemei compacte a circuitelor primare, precum și pentru reducerea volumului de lucrări privind introducerea protecțiilor prin releu și automatizărilor să fie studiate următoarele două variante constructive de utilizare a acestui sistem:

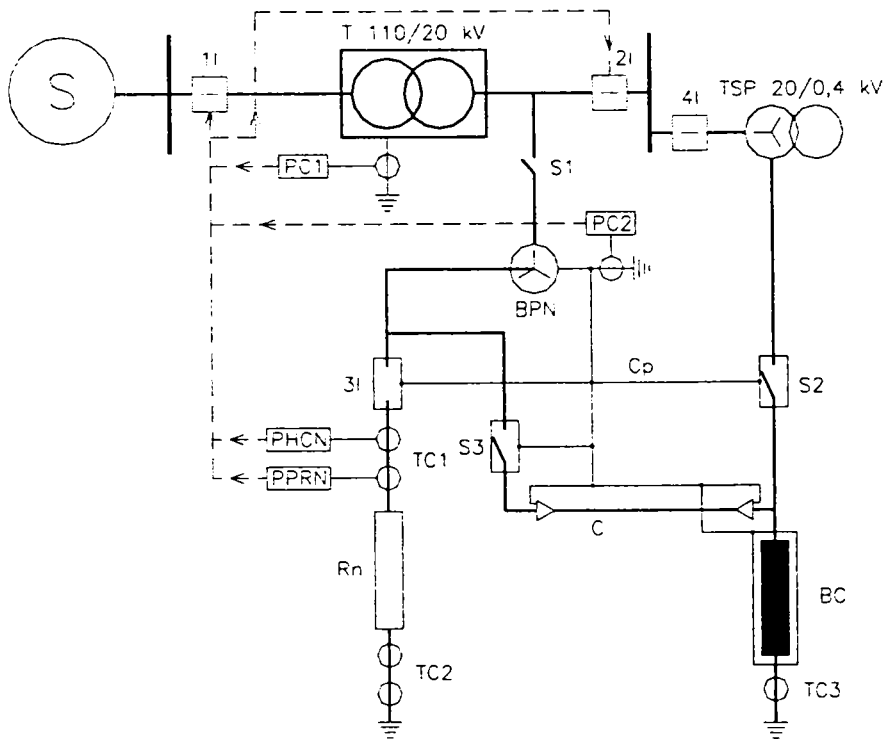
a). varianta $BPN+(BC//R_{nc})$ în care BPN cu neutrul legat la pământ prin BC funcționează în paralel cu R_{nc} numai pe durata simplei puneri la pământ, varianta respectivă aplicată rețelei este denumită în continuare: sistem SNCD de tratarea neutrului prin rezistor comutabil R_{nc1} în structura $BPN+(BC//R_{nc})$;

b). varianta $(TSP+BC)/(BPN+R_{nc})$ în care TSP cu neutrul legat la pământ prin BC funcționează în regim $(TSP+BC)$ în paralel cu $(BPN+R_{nc})$ numai pe durata simplei puneri la pământ varianta respectivă aplicată rețelei este denumită în continuare: sistem SNCD de tratarea neutrului prin rezistor comutabil R_{nc2} în structura $(TSP+BC)/(BPN+R_{nc})$;

În urma unei analize de detaliu s-au stabilit soluțiile necesare în stația 110/20 kV Salonta aparținând F.T.D.E.E. Oradea, având la baza un studiu de fundamentare întocmit de I.S.P.E. București și numeroase probe și măsurări experimentale efectuate de către Laboratorul PRAM al S.C. "ELCO" S.A. Deva.

S-au elaborat documentații de proiectare și realizat fizic, de către F.T.D.E.E. Oradea, instalațiile de circuite primare și secundare ale stației de alimentare care urmează să fie utilizate atât pe perioada experimentală cât și după definitivarea soluțiilor studiate.

În acest sens pentru perioada experimentală comutația primară și secundară aferentă sistemului de tratare combinată a neutrului în stația 110/20 kV Salonta a fost realizată conform celor prezentate în figura 1.



- 3I – Celula exteriora de 20 kV cu întreruptor IO-20 kV + MR montata pe placa de beton de 50 mm turnata pe fundatie de beton armat
- S3 – Separator tip exterior de 20 kV montat pe placa de beton de 50 mm turnata pe fundatie de beton armat
- BC – Bobina de compensare de 20 kV montata pe placa de beton de 50 mm turnata pe fundatie de beton armat
- C – Cablu de 20 kV monopolar
- Cp – Conductor de protectie pentru legare la protectia de cuva CYY 16 mm² U_n=1 kV

Fig. 5.6 Schema monofilara cu indicarea circuitelor primare realizate pentru experimentarea solutiei de implementare a sistemului SNCD de tratare combinata a neutrului rețelei aeriene de 20 kV cu doua variante constructive de utilizare: – BPN+(BC || R_{nc})
– (TSP+BC) || (BPN+R_{nc})
Stația 110/20 kV Salonta

La baza concepției de realizare a comutației primare s-a luat în considerare necesitatea trecerii relativ simple de la varianta BPN+(BC || R_{nc}) la varianta (TSP+BC) || (BPN+R_{nc}) prin efectuarea unor manevre de către personalul operativ de exploatare.

În baza concepției de realizare a protecțiilor și automatizărilor suplimentare, precum și a circuitelor de comanda și semnalizare aferente au fost luate în considerare următoarele:

- la apariția simplei puneri la pământ în rețeaua de 20 kV și activarea blocului de automatizare BCAR, după expirarea pauzei de așteptare prescrisă, trecerea de la regim BC la regim BC || R_{nc}, sau (TSP+BC) || (BPN+R_{nc}) precum și revenirea la regim BC se face automat (este interzisă intervenția personalului de exploatare);
- după declansarea liniei de 20 kV cu s.p.l.p. persistența operațiilor de localizare a porțiunii de linie cu defect, prin conectarea repetată a întreruptorului de 20 kV de către personalul de exploatare, se face în regim BC; în cazul conectării liniei pe defect declanșarea acesteia trebuie să se producă prin blocul BHT după un timp $t = 0,2$ s înainte de intrarea în funcțiune a blocului BCAR pentru comutarea rezistorului.

Pentru respectarea condiției de comutare automată a rezistorului blocul BCAR trebuie să realizeze cel puțin următoarele funcții:

- sa nu acționeze la defecte autostingatoare;
- sa anclanșeze automat rezistorul la apariția punerii simple la pamânt pe una din LEA de 20 kV daca durata defectului depășește limita prescrisa pentru defecte autostingatoare;
- sa declanșeze automat rezistorul, daca simpla punere la pamânt pe LEA cu defect a disparut dupa executarea ciclului de RART sau LEA a ramas declanșata;
- sa nu permita declanșarea rezistorului pe durata defectului cu punere la pamânt a unei faze în rețeaua de 20 kV, datorita modificarii tensiunii homopolare la trecerea în regim $BPN+(BC \parallel R_{nc})$ sau în regim $(TSP+BC) \parallel (BPN+R_{nc})$.

La stabilirea reglajelor pentru blocul de automatizare BCAR s-a ținut seama de urmatoarele:

- în regim cu neutrul tratat prin BC rețeaua P_{Rn} poate sa funcționeze cu s.p.l.p. un timp limitat (acest timp a fost apreciat la maxim $t_a = 1,2$ s) pentru a evita riscul transformării în dubla punere la pamânt;
- eficiența bobinei de compensare reglata la rezonanța este maxima în primele momente ale defectului cu s.p.l.p. (0,2-1) s;
- blocul trebuie sa asigure comutarea rezistorului atât la s.p.l.p. metalica cât și la s.p.l.p. prin rezistența de trecere mare;
- durata de menținere în poziția "anclansat" a R_{nc} trebuie sa permita realizarea ciclului I+II de către dispozitivul RART a LEA de 20 kV cu defect; acest timp a fost apreciat la cca. 30 s (t_{Rnc}).

Reglajele au fost stabilite la urmatoarele valori:

- $3U_0 = 20$ V
- $t_a = 0,8$ s
- $t_{Rnc} = 30$ s

Pentru evitarea anclansării rezistorului în cazul în care se conecteaza manual întreruptorul LEA de 20 kV cu o punere la pamânt, în vederea localizării porțiunilor defecte, se pune în funcțiune blocul BHT pentru declanșarea liniei respective.

Blocul BHT trebuie sa permita realizarea urmatoarelor funcții:

- conectarea succesiva a blocului la toate liniile de 20 kV prin comutarea unor dispozitive de deconectare;
- sa declanșeze linia într-un timp scurt $t_n = 0,2$ s) daca s.p.l.p. se menține (pentru a evita anclanșarea rezistorului);
- sensibilitatea pragului de activare al blocului BHT sa fie cel puțin egal cu sensibilitatea de activare al blocului BCAR ($3U_0 = 20$ V în prima etapa);
- sa memoreze optic transmiterea comenzii de declansare.

Întrucât din analizele efectuate pe parcursul realizării sectorului experimental a rezultat ca pentru statiile 110/20 kV existente, având neutrul tratat prin rezistor, soluția de aplicare a sistemului SNCD cu rezistor comutabil în varianta constructiva $R_{nc1} [BPN+(BC \parallel R_{nc})]$ este mai dezavantajoasa în comparatie cu varianta $R_{nc2} [(TSP+BC) \parallel (BPN+R_{nc})]$. La nivelul anului 1997 s-a studiat posibilitatea de generalizare a variantei R_{nc2} .

În perioada experimentală 15.04-15.05.1996 au aparut un numar foarte mare de defecte cu punere la pamânt. S-a făcut o analiza separata privind cauzele acestor defecte urmata de probe speciale în rețea de 20 kV pentru a verifica urmatoarele:

- gradul de acord al BC;
- aportul curentului capacitiv pe toate LEA de 20 kV la un defect cu punere la pamânt a unei faze pe o linie adiacenta;
- reglajele protecțiilor și automatizarilor.

Din probele și măsurările special efectuate în luna mai 1996 au rezultat urmatoarele concluzii principale:

- defectele evolutive de transformare a s.p.l.p. în d.p.l.p. pe doua sau trei LEA 20 kV s-au datorat punctelor slabe din rețea care nu rezistau la solicitarea fazelor sanatoase cu supratensiunea temporara ($\sqrt{3}U_f$);

- defectele cu s.p.l.p. la care supratensiunea temporara, aplicata fazelor sanatoase, a fost mai mica de $\sqrt{3}U_f$ nu s-a înregistrat nici o transformare în d.p.l.p.; prin urmare defectele evolutive s-au datorat în exclusivitate conditiilor de retea și ele nu au condus la modificarea solutiilor de protectie și automatizarilor din statie.

Dupa terminarea probelor și masurarilor efectuate în luna mai 1996 s-au luat urmatoarele doua masuri:

- controlul și eliminarea punctelor slabe în retea aeriana de 20 kV;
- acordul la rezonanta a bobinei de compensare.

5.2.1.3. Concluzii privind comportarea în exploatare a rețelei aeriene de 20 kV P_{Rn} Salonta cu neutrul tratat prin rezistor comutabil R_{nc1}

În etapa I de funcționare, în condițiile reale de exploatare ale rețelei aeriene de 20 kV Salonta cu sistemul SNCD de tratare combinata a neutrului prin rezistor comutabil R_{nc1} în structura de utilizare BPN+(BC || R_{nc}) instalațiile de protectie prin relee și automatizare au fost realizate conform figurii 1.

S-a constatat ca din perioada experimentală pot rezulta urmatoarele concluzii privind noul sistem implementat (partea primara și secundara):

- a). pauza de așteptare stabilita $t_a = 0,8$ s s-a dovedit bine determinata, suficienta pentru cuprinderea evenimentelor cu defecte autostingatoare, ceea ce demonstreaza avantajul cel mai important al noului sistem implementat de evitarea unui numar relativ mare de declanșari a liniilor prin lichidarea prin acțiunea BC a defectelor autostingatoare;
- b). durata de functionare în regim R_{Rnc1} cu BC || R_{nc} ($t_{Rnc} = 30$ s) a fost stabilita corespunzator pentru a cuprinde 2 functionari a RART;
- c). sistemul de semnalizare stabilit privind urmarirea funcționarii protecțiilor și automatizarilor s-a comportat corespunzator permitând înregistrarea corecta a evenimentelor de catre personalul de exploatare din tura;
- d). soluțiile de a utiliza declanșarea rapida și instalația automatizata de comanda a rezistorului prin controlul marimilor homopolare de tensiune și de curent, care au fost determinate și stabilite în baza probelor experimentale, au dat rezultate foarte bune;
- e). utilizarea blocului specializat BHT pentru identificarea rapida a sectorului de linie cu defect de catre personalul de exploatare din tura a funcționat corect; astfel s-a redus apreciabil numarul și timpul de solicitare a izolației.

Considerațiile tehnice privind comportarea sectorului experimental Salonta, având realizat sistemul de tratare combinata a neutrului în varianta constructiva de utilizare BPN+(BC || R_{nc}), se bazeaza pe datele înregistrate la probe și masurari de punere la pamânt voita a unei faze în rețeaua de 20 kV și datele înregistrate pe parcursul exploatarii.

Astfel pe baza acestor înregistrari se poate afirma ca ponderea defectelor cu punere la pamânt simpla se prezinta astfel:

- 90% sunt datorate punerilor simple la pamânt la tensiunea de faza U_f provocate de slabirea izolației, dezvoltarea exploziva a vegetației, activitatea pasarilor, etc.;
- 5% sunt datorate supratensiunilor atmosferice și de comutație;
- 1% sunt datorate punerilor la pamânt la U_f provocate de intervenția persoanelor straine (aruncare de corpuri metalice peste LEA, atingerea accidentala a instalațiilor aflate sub tensiune, etc.);
- 4% sunt datorate punerilor la pamânt la U_f provocate de întreținerea necorespunzatoare a echipamentelor și a circuitelor electrice (conductor întrerupt la stâlp, scaderea nivelului de ulei, etc.).

Perioada de înregistrare 08.02.1994-08.01.1995			
Rețea aeriana de 20 kV cu lungime totala (650-700) km având 6 LEA de 20 kV. Curent capacitiv total: 35 A. Sistem de tratare a neutrilor: BPN+R _n			
Natura defectelor	Defecte lichidate prin activarea protecțiilor prin relele și automatizărilor	Pondere din total evenimente	
		în cifre	în %
s.p.l.p. persistente	PHCL-RART(-)	34	4,3
s.p.l.p. trecătoare	PHCL-RART(+)	724	90,5
scurtcircuite polifazate trecătoare	PMCT+PMCR-RART(+)	8	1,0
d.p.l.p. trecătoare	PHCL+PMCR-RART(+)	18	2,2
scurtcircuite polifazate persistente	PMCT+PMCR-RART(-)	16	2,0
d.p.l.p. persistente	PHCL+PMCR-RART(-)	-	-
TOTAL EVENIMENTE	-	800	100,0

În tabelul 5.15 sunt prezentate evenimentele înregistrate pe perioada de funcționare a rețelei electrice aeriene de 20 kV Salonta cuprinsă între 17.12.1995-15.11.1996 cu sistemul SNCD având rezistor comutabil R_{nc1} în structura de utilizare BPN+(BC || R_{nc}).

Evenimentele înregistrate în stația 110/20 kV Salonta pe perioada de funcționare experimentală a rețelei aeriene de 20 kV cu neutru tratat prin rezistor comutabil R_{nc1}, în structura BPN+(BC || R_{nc}) din sistemul SNCD

Tabel nr. 5.15

Perioada de înregistrare 17.12.1995-15.11.1996			
Rețea aeriana de 20 kV cu lungime totala (650-700) km având 6 LEA de 20 kV			
Curent capacitiv total 35 A			
Grad de compensare - la rezonanță			
Sistem SNCD de tratare combinată a neutrilor în varianta constructivă de utilizare BPN+(BC+R _{nc})			
Natura defectelor	Defecte lichidate prin activarea BC sau a protecțiilor prin relele și automatizărilor	Pondere din total evenimente	
		în cifre	în %
s.p.l.p. autostingătoare	BC	1053	73,6
s.p.l.p. persistente	PHCL-RART(-)	40	2,8
s.p.l.p. trecătoare	PHCL-RART(+)	164	11,5
scurtcircuite polifazate trecătoare	PMCT+PMCR-RART(+)	137	9,6
d.p.l.p. trecătoare	PHCL+PMCR-RART(+)	20	1,4
scurtcircuite polifazate persistente	PMCT+PMCR-RART(-)	10	0,7
d.p.l.p. persistente	PHCL+PMCR-RART(-)	6	0,4
TOTAL evenimente		1430	100

Așa cum rezulta din statistica, defectele autostingătoare în regim de funcționare R_{Rnc1} cu BC reglata la rezonanță sau supracompensat 10% și de scurtă durată reprezintă peste 70% din numărul defectelor cu punere la pământ.

Se poate considera ca numărul mare de defecte autostingătoare care apar pe LEA de 20 kV este determinat de următoarele cauze:

- conturnarea izolației la tensiunea de fază a rețelei U_f datorită unor defectiuni în izolatoare;

- conturnarea izolației la tensiunea de fază a rețelei U_f datorită punerii la pământ accidentale provocate de pasari, dezvoltarea vegetației, etc.;

- slabirea izolației datorită solicitării repetate la supratensiunea temporară $\sqrt{3}U_f$ care apare în perioada de conectare repetată, de către personalul de exploatare, a liniei cu defect pentru localizarea porțiunilor de linie defecte.

Se constată că eficiența bobinei de compensare pentru stingerea arcului electric este maximă în primele momente ale defectului cu s.p.l.p. pentru următoarele durate:

- cu reglaj la rezonanță și defecte prin rezistența de trecere mică durata variază în limitele (0,2-0,6) s;

- pentru reglaj la rezonanță și defecte prin rezistența de trecere de 100-200 Ω durata de stingere a arcului electric crește la (0,6-1) s;

- indiferent de gradul de compensare al bobinei de compensare eficiența acesteia este mică la defecte cu punere la pământ rezistive ($R_f > 1000 \Omega$).

Având în vedere că rețeaua aeriană de 20 kV este pregătită pentru funcționare cu rezistor, iar eficiența bobinei de compensare pentru stingerea arcului electric se produce în primele momente ale defectului cu s.p.l.p. rezulta cu funcționarea acestei rețele în regim R_{mcl} cu bobina de compensare pe o durată de $t_{max} = 0,8$ s practic satisface ambele condiții și anume:

- realizează stingerea arcului electric la defecte autostingătoare;

- reduce riscul apariției dublelor puneri la pământ.

Tinând seama de starea tehnică a rețelei aeriene de 20 kV Salonta (peste 95% din defecte cu s.p.l.p. înregistrate - tabel 1) precum și de cele două condiții privind durata de funcționare cu s.p.l.p. (rețea P_{Rn}) și eficiența bobinei de compensare se consideră că pentru a trece la regimul de funcționare cu sistemul de tratare combinată a neutrilor (SNCD) trebuie luate următoarele măsuri:

a) bobina de compensare trebuie reglată la rezonanță și să rămână în funcție la defecte cu s.p.l.p. numai pe o perioadă scurtă (maxim 1,2 s) pentru a obține următoarele avantaje:

- reducerea curentului necompensat și crearea condițiilor favorabile pentru stingerea arcului electric;

- micșorarea duratei de stingere a arcului electric la defecte autostingătoare;

- reducerea riscului de apariție a dublelor puneri la pământ;

- mărirea tensiunii homopolare la defecte cu punere la pământ rezistive.

b) realizarea unui bloc de comutare automată a rezistorului BCAR care să aibă o sensibilitate ridicată pentru a trece de la regim cu bobina de compensare la regim cu BC în paralel cu R_{nc} atât la defecte cu s.p.l.p. metalice cât și la defecte rezistive;

c) realizarea unei protecții de pământ rezistive pe liniile de 20 kV care să nu fie influențată de regimul de funcționare cu bobina de compensare în paralel cu rezistorul;

d) realizarea unei protecții diferențiale de secvență zero pe transformator 110/20 kV tinând seama și de aportul curentului prin bobina de compensare;

e) manevrele de conectare manuală a liniilor de 20 kV pentru localizarea porțiunilor cu defect trebuie efectuate în regim cu BC și cu respectarea următoarelor:

- utilizarea unui bloc cu protecție de tensiune de secvență zero care să asigure declanșarea rapidă la un timp 0,2 s în cazul conectării pe defect;

- reducerea numărului de conectări pe defect prin montarea dispozitivelor de semnalizare tip DLS-2 pe toate derivațiile liniilor aeriene de 20 kV.

Notă: În continuare se prezintă câteva dintre înregistrările efectuate în stație .

---> Station name :

File name: 5_04_A\AGH00042.P10 #Env:NOFS:AC

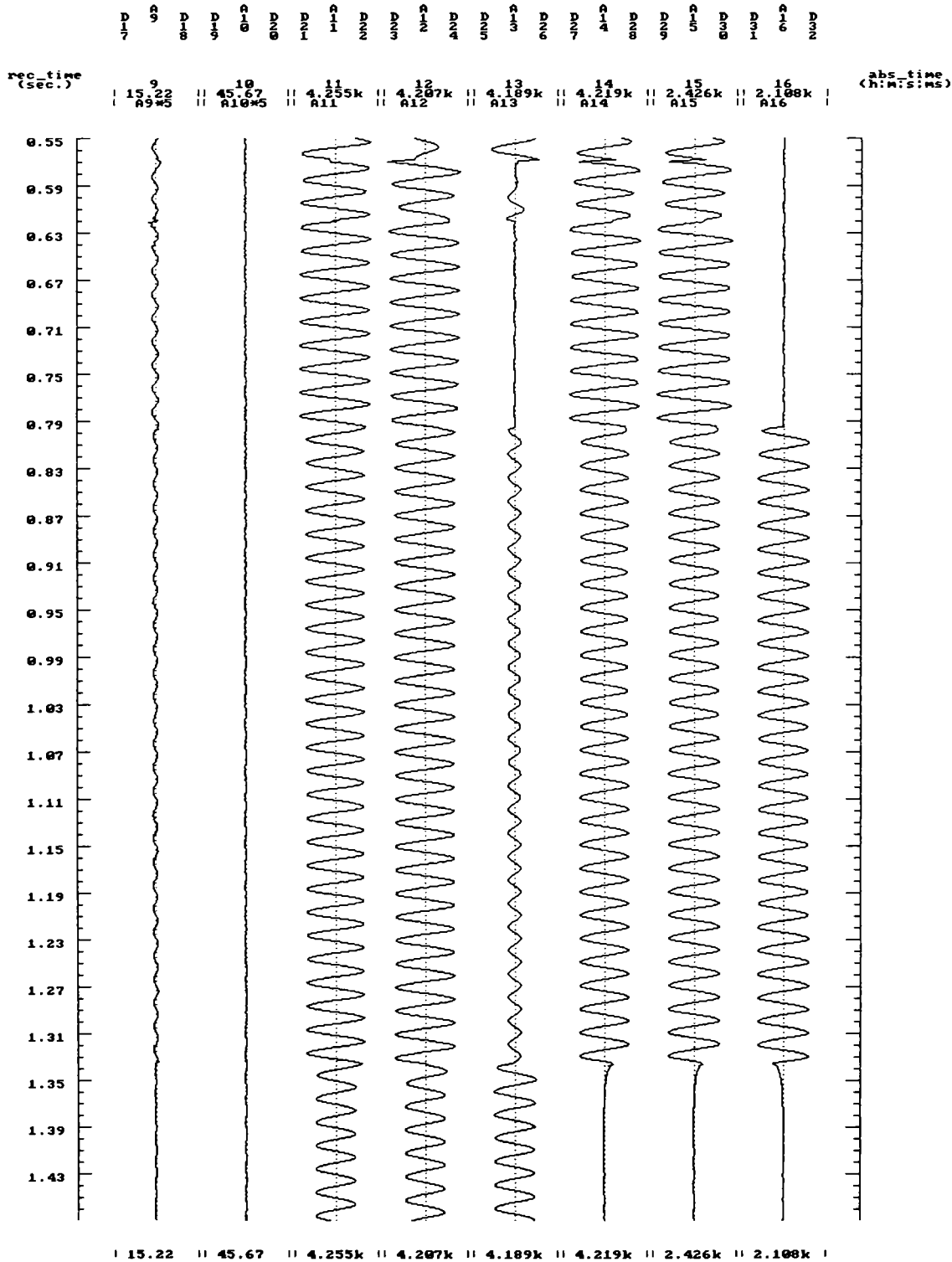
Date: 23- 6- 152 Time of trigger: 3:11:18:383

Cause of trigger : DI 0 =

Print type: From : 0.55(s) to : 1.5(s) (0=Trig.time) Zoom=1

Rata esant. norm (Hz):1000 Rata esant. lupa (Hz):1000

Text:



----> Station name :

File name: 5_04_A\AGH00042.P10 #Env:NOFS:AC

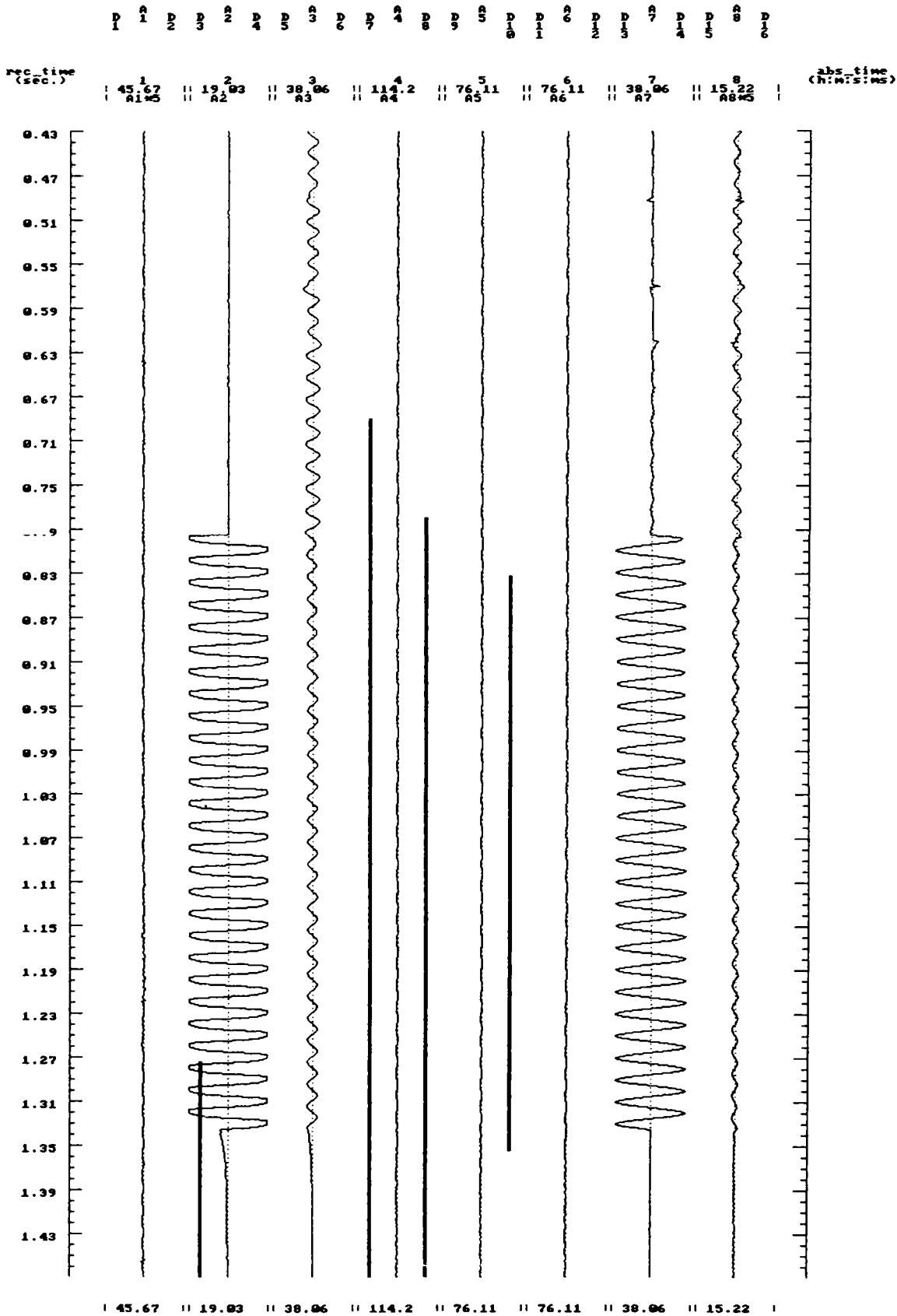
Date: 23- 6- 152 Time of trigger: 3:11:18:383

Cause of trigger : DI 0 =

Print type: From : 0.43(s) to : 1.5(s) (0=Trig.time) Zoom=1

Rata esant. norm (Hz):1000 Rata esant. lupa (Hz):1000

Text:



5.2.2 Diagnoza stării izolației REDMT

Pornind de la observația conform căreia sursa de putere de secvența zero este elementul de rețea la care se manifestă nesimetrii ale parametrilor transversali (admitanța, susceptanța), se poate imagina un sistem de control al stării de nesimetrie transversală a liniilor electrice prin determinarea, la intervale de timp prestabilite, a puterii pe secvența zero pe care fiecare linie o injectează în rețea.

Desigur, variații ale puterii de secvența zero sugerează faptul că au apărut modificări ale gradului de nesimetrie, deci au apărut variații fie ale capacităților celor trei faze față de pământ, fie ale rezistenței de izolație.

În cele ce urmează se prezintă o încercare de a determina zona de rețea cu probleme de izolație pentru două cazuri concrete din instalațiile SDFEE ORADEA.

I LEA 20 kV Săcuieni

Data: 21÷ 25.08.2001

În intervalul 18 – 22.08.2001 s-au manifestat dese declanșări pe linia Săcuieni alimentată din stația Velența. Schema electrică monofilară în regim normal a liniei Săcuieni este prezentată în fig. 1 de mai jos:

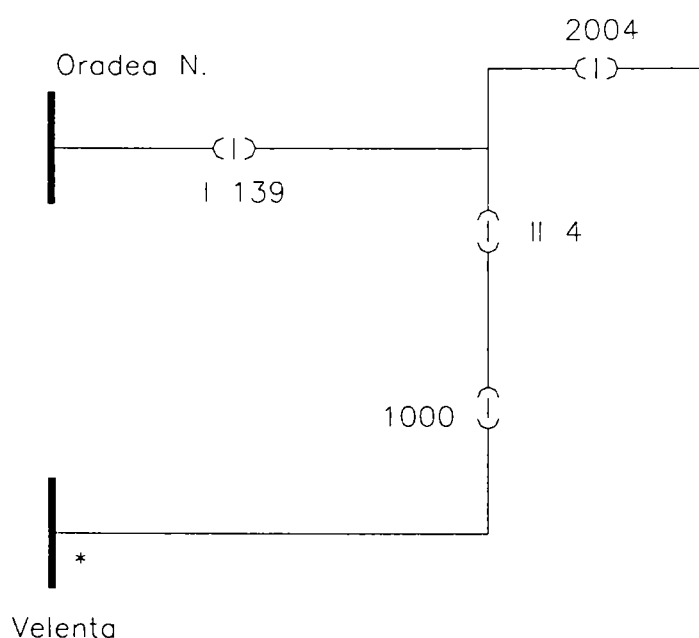


Fig. 5.7. Schema normală a zonei de rețea analizată

Obs. Atât în stația 110/20 kV Velența cât și în stația Oradea Nord neutrul este legat la pământ prin rezistență.

În scopul depistării zonei cu defect pe linia Săcuieni, s-au realizat diverse scheme de alimentare, pentru fiecare dintre ele făcându-se măsurători. De notat faptul că de fiecare dată măsurătorile s-au efectuat cu liniile în funcțiune.

Rezultatele măsurătorilor sunt evidențiate în tabelul de mai jos:.

Data	Schema de alim.	Descriere	U_0 [V]	P_o [kW]	S_0	$R_R[P_f]$	P_f	Ora
21.08 .2001	1 normală		59	-0.39	0.5	-0.4	71.4	10:25
			61	-0.41	0.525	-0.4	83.9	10:27
			73	-1.23	1.446	-1.0	206.1	10:31
			61	-0.41	0.52	-0.4	71.2	10:35
23.08 .2001	2		101	-	0.123	0	94.8	10:00
				0.123				
23.08 .2001	3		96	-0.06	0.064	0	64.5	10:25
			99	-0.05	0.056	0	84.6	10:27
23.08 .2001	4		99	-0.17	0.26	0.2	64.5	10:55
			106	-0.13	0.148	-0.1	47	10:57
			55	-	0.007	0	24.4	11:40
			60	0.005	0.008	0	30	11:42
				-				
				0.006				

Notă: * punct de măsură

II LEA 20 kV Vulcan

Data: 30.01.2002

LEA 20 kV Vulcan este alimentată din stația 110/20 kV Oradea Nord și la ea sunt racordate o serie de consumatori aflați pe platforma industrială din zona de vest a orașului Oradea. Schema normală de alimentare a liniei Vulcan este prezentată în fig.2:

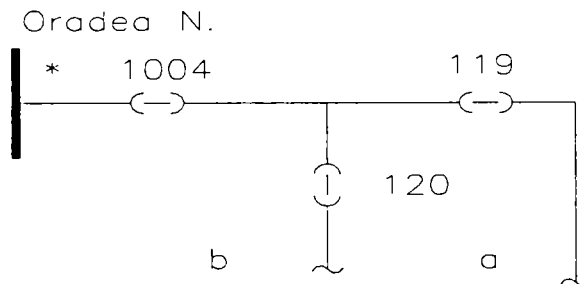
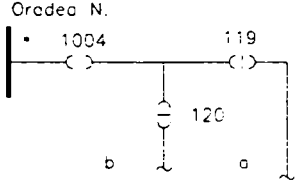
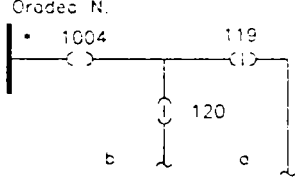


Fig. 5.8. Zona de rețea analizată

Rezultatele măsurătorilor efectuate sunt prezentate în tabelul 2:

Data	Schema de alim.	Descriere	U_0 [V]	P_0 [kW]	S_0	$R_e[P_f]$	P_f	Ora
30.01 .2002	1 normală		39	-0.23	0.237	-0.028	50	10:30
30.01 .2002	2		46	-0.17	0.19	-0.014	22.6	10:40

Data	Schema de alim.	Descriere	U_0 [V]	P_0 [kW]	S_0	$R_e[P_f]$	P_f	Ora
30.01 .2002	3		44	-0.14	0.16	0.004	15.1	10:50
30.01 .2002	4		44	-0.2	0.268	0.0448	20.4	11:00

Notă: * punct de măsură

Concluzii:

I LEA 20 kV Săcuieni

Din tabelul I se observă ușor cum valori ridicate ale parametrilor urmăriți se obțin în zona cuprinsă între separatoarele II 4 – I 139 – 2004 .

II LEA 20 kV Vulcan

Din analiza rezultatelor înscrise în tabelul 2 se identifică ușor două zone care creează probleme în ceea ce privește izolația și anume, în ordinea priorităților zonele cuprinse între separatoarele: 120 – b respectiv 119 – a.

În ceea ce privește linia SACUENI s-au efectuat controale în teren pe tronsonul de rețea nominalizat mai sus, ocazie cu care s-au constatat probleme deosebite în ceea ce privește starea izolației. Rezultatele acestor controale sunt prezentate în ANEXA....

Lucrarea de față și-a propus abordarea problematicii calității energiei electrice din perspectiva continuității în alimentarea cu energie electrică. În cazul rețelelor electrice de distribuție de medie tensiune, numărul și durata întreruperilor în alimentarea cu energie electrică este în strânsă dependență de soluția aleasă în ceea ce privește modul de tratare al neutrului. Iată de ce în lucrare s-au abordat o serie de aspecte legate de această problematică, dar, mai ales, cele legate de comportarea rețelelor având neutrul tratat prin bobină de stingere în regim de defect cu punere la pământ.

În acest sens s-a considerat util a se parcurge următoarele etape :

- trecerea în revistă a soluțiilor clasice de tratare a neutrului rețelelor de medie tensiune , avantajele și dezavantajele pe care le prezintă o soluție sau alta , criteriile care pot fi avute în vedere la alegerea soluției de tratare a neutrului ;
- prezentarea problemelor specifice pe care le prezintă regimul nesimetric, indicatorii regimului nesimetric, circulația de puteri în regim nesimetric ;
- analiza unor regimuri de defect utilizând metoda componentelor simetrice ; s-au analizat două categorii de regimuri de defect și anume cele provocate de nesimetria transversale respectiv cele provocate de nesimetria longitudinale, circulația curenților în regim de defect precum și unele probleme legate de fenomenul de rezonanță care poate apare la întreruperea unor conductoare;
- evidențierea fenomenelor de bază care se manifestă la apariția unui defect cu punere la pământ în rețea, modul în care intervin parametrii de rețea în desfășurarea regimului de defect, clasificarea diverselor sisteme de protecție pe baze multicriteriale, trecerea în revistă a sistemelor de protecție utilizate pe scară largă;
- prezentarea soluției de tratare mixtă a neutrului , soluție care s-a impus deja ca o alternativă viabilă în România ;
- efectuarea unui număr însemnat de măsurători în instalațiile SDFEE Oradea și a unui număr însemnat de simulări pe calculator;
- formularea concluziilor generale și identificarea contribuțiilor originale.

În urma parcurgerii etapelor enumerate mai sus, pot fi evidențiate câteva concluzii și anume:

A. În ceea ce privește regimul neutrului

- compararea diverselor soluții de tratare a neutrului pune în evidență puncte de vedere contradictorii și anume:
 - continuitatea în alimentarea consumatorilor chiar și în prezența unor defecte în rețea;
 - realizarea de circuite de protecții pentru depistarea selectivă a liniei cu defect;
- în spațiul european se impune din ce în ce mai mult soluția de tratare a neutrului prin bobină de stingere datorită avantajelor nete pe care le prezintă mai ales în ceea ce privește modul de manifestare în cazul defectelor trecătoare cu punere la pământ, defecte care dețin ponderea covârșitoare (aprox. 80%) din total defecte care apar în instalații

- în alegerea unei soluții sau a alteia de tratare a neutrului trebuie avut în vedere coeficientul de legare la pământ drept criteriu de bază

B. Referitor la regimul nesimetric

- defectele cu punere la pământ în rețele se manifestă ca și nesimetrii motiv pentru care studiul lor implică de fapt studiul regimului nesimetric generat de aceste defecte;
- cunoașterea modului de variație al unor parametri ai regimului nesimetric conduc la concluzia că există o stare de abatere față de regimul normal în rețea; cu cât variația este mai pronunțată, cu atât regimul se apropie de unul de defect;
- analiza sensibilității unor indicatori ai regimului nesimetric scot în evidență faptul că indicatorii care au la bază componentele de secvență zero sunt mult mai sensibili și, drept urmare , reproduc mai fidel cele mai mici variații ale regimului nesimetric;

C. Referitor la modalitățile de îmbunătățire a performanțelor rețelelor de distribuție având neutrul tratat prin bobină de stingere

- în scopul sesizării liniei defecte de bază rămân mărimile (curenți, tensiuni) de secvență zero
- pentru asigurarea selectivității protecțiilor la defecte cu punere la pământ prin rezistență de trecere, s-au imaginat diverse soluții fie în sensul intervenției din exterior în scopul amplificării mărimilor electrice (curenți) în regim de defect, fie s-a căutat realizarea unor dispozitive de protecție performante bazate pe urmărirea unor mărimi cum ar fi : componenta activă a curentului de secvență zero (metoda DESIRE) respectiv admitanța de secvență zero (metoda admitanțelor)

Contribuțiile originale se referă la :

- prelucrarea și sistematizarea informațiilor existente actualmente referitor la exploatarea și conducerea rețelelor de distribuție de medie tensiune din Europa și în special din țara noastră;
- evidențierea problemelor complexe pe care le comportă soluționarea tratării neutrului rețelelor electrice și enumerarea sistematică a criteriilor care trebuie luate în calcul la stabilirea deciziilor;
- stabilirea programului de măsuri care trebuie aplicate pentru a stabili oportunitatea menținerii sau schimbării unui anumit mod de tratare a neutrului;
- evidențierea rolului important pe care îl are regimul nesimetric în creșterea observabilității rețelelor de medie tensiune tratate cu bobină de stingere;
- prezentarea sintetică a problemelor legate de regimul nesimetric în contextul aplicării lui la creșterea performanțelor rețelelor tratate cu bobină de stingere;
- analiza sensibilității unor indicatori ai regimului nesimetric și evidențierea rolului important pe care îl joacă indicatorii care fac referire la mărimi de secvență zero.
- sistematizarea modului de abordare al studiului regimurilor de defecte nesimetrice din punctul de vedere al cauzelor care generează aceste regimuri;
- evidențierea importanței pe care o are cunoașterea componentelor de secvență în depistarea defectelor nesimetrice din rețele;
- sublinierea necesității acordului bobinei de stingere în regim de supracompensare în scopul evitării unor posibile fenomene de rezonanță în situații de eventuale întreruperi de conductoare.
- prezentarea sistematică, etapizată a fenomenelor ce însoțesc regimul de defect;
- analiza critică a diverselor metode de detectare a defectelor cu punere la pământ prin rezistență mare de trecere;

- prezentarea principiilor care stau la baza adoptării soluției de tratare combinată a neutrului REDMT (SNCD);
 - participarea activă la implementarea SNCD în stațiile SALONTA și SLOBOZIA
 - determinarea prin măsurători în instalații a timpului optim de funcționare în regim de așteptare a instalației SNCD
 - determinarea performanțelor sistemului SNCD prin urmărirea comportării în exploatare dar și prin modelare și simulare pe calculator

- propunerea unei metode originale detectare a defectelor cu rezistență mare de trecere;
 - sesizarea rolului pe care îl are componenta activă a puterii pe secvența zero
 - sesizarea modului de variație a tensiunii de deplasare a neutrului în funcție de rezistența la locul de defect și de gradul de nesimetrie al rețelei
 - prezentarea importanței pe care o are monitorizarea ,on line' a tensiunii de deplasare a neutrului ca indicator de bază al stării de defect sau de posibil defect' al rețelei
 - evidențierea necesității urmării în paralel a evoluției componentei de secvență negativă a curentului.
 - evidențierea posibilității de realizare a unei ,diagnoze' a stării izolației rețelelor de medie tensiune prin urmărirea pe fiecare linie a unor indicatori cum ar fi:
 - puterea activă pe secvența zero
 - curentul de secvență negativă

- evidențierea utilității regimului nesimetric în creșterea performanțelor rețelelor de medie tensiune

- efectuarea unui număr important de măsurători în instalații dar și simulări pe calculator în scopul validării afirmațiilor prezentate în teză.

BIBLIOGRAFIE

- [A1] - Anderson, E.I., *Etude des surtensions internes dans les reseaux M.T.*
Edf Bulletin de la direction des etudes et recherches ½ 1983 serie B pag. 61-80
- [A2] – Anderson, R., *Les parameters de la foudre en vue des applications industrielles.*
Electra, 69,nr.3 Mart.,1980.
- [A3] - Antoniu ,I.S., *Chestiuni speciale de electrotehnică.*
Editura Academiei R.P.R. 1956
- [A4] – Arbon,W.,*Problems des courtcircuits a la terre dans les reseaux a haute tension jusqu 'a 30 Kv.* Bull.ASE 62 ,nr.8-9 Apr.-Mai 1971
- [A5] – Aucoin,M.,Russell,B.D., *Distribution high impedance fault detection utilizing high frequency current components.* IEEE Transm.on Power App. and Systems, vol.PAS-101,No6 , June 1982 pg. 1596-1606
- [A6] – Aucoin,M.,Russell,B.D., *Detection of distribution high impedance faults using burst noise signals near 60 Hz.* IEEE Trans. On Power Delivery,vol.PWRD-2, April. 1987 pg. 342-348.
- [A7] – Albert, H., *Pierderi de putere și energie în rețelele electrice. Măsurile de reducere.*
Editura tehnică București, 1984.
- [A8] – Arie, A., *Poluarea cu armonici a sistemelor electroenergetice funcționând în regim permanent simetric.* Editura tehnică București.
- [B1] – Baatz, H., *Überspannungen in Energieversorgungsnetzen.*Berlin, Springer 1956.
- [B2] – Baatz, H., *Praxis der Sternpunktbehandlung in verschiedenen Ländern für Netze mit Betriebsspannungen von 110 Kv und darunter.*ETZ-A-82,nr.21, oct. 1961
pg.654-656.
- [B3] – Badea, N., *Evaluarea curenților capacitivi ai LES și LEA de 6-20 Kv.*
Lucrare ICEMENERG, 35108, 1982.
- [B4] – Bălan, Gh., *Influența tratării neutrului asupra siguranței în funcționarea rețelelor de medie tensiune.*Teza de doctorat, I.P. București,1978
- [B5] – Balzer, G.,*Beidseitige Erdung von Transformatoren.* ETG-Fachbericht 24, Stempunktbehandlung, Berlin, VDE-Verlag,1988.

- [B6] – Balzer, G., Heiβ, W. A., *Influence du regime du neutre sur les tensions et courants en cas de defaut*. NMT 95, Nov. 1995, Mulhouse, lucr. B.2.2.
- [B7] – Bergeal, J., Sultanen, F., *Neutre MT et normalization : le point de vue du normalisateur*. NMT 95, Nov. 1995, Mulhouse, lucr. B.3.1.
- [B8] – Bergeal, J., Clément, M., s.a., *Evolution de régime de neutre MT a EDF*. CIRE D'91
- [B9] – Bergeal, J., Berthet, L., s.a., *Les défauts monophasés dans un réseau compensé MT*. CIRE D'93. pg. 2.9.1-2.9.5.
- [B10] – Berthet, L., Clément, M., s.a., *Régime du neutre MT. Des produits nouveaux pour un choix plus ouvert*. CIRE D'95.
- [B11] – Berthet, L., Grob, O., *Protection des departs MT dans les postes HT/MT ruraux*. RGE 1/91
- [B12] – Berthet, L., Meunier, R., *Maintien de la fourniture pendant un défaut monophasé MT: l'expérience acquise au poste de Guebwiller*. NMT 95, Nov. 1995, Mulhouse, lucr. B.2.1.
- [B13] – Biasiutti, G., *Mesures garantissant la sécurité des personnes dans un réseau de distribution primaire*. NMT 95, Nov. 1995, Mulhouse, lucr. B.2.3.
- [B14] – Bighea, I., s.a., *Determinarea tipurilor de transformatoare necesare creării nulului artificial*. Sibiu, I.R.E. Sibiu, 1973.
- [B15] – Blanchon, F., s.a., *Détermination numérique des surtension d'enclenchement dans un réseaux complexe de transport d'énergie*. Paris E.D.F. Bulletin DER Serie B. Réseaux, Matériels nr.3, 1971, pg. 73-80.
- [B16] – Bouvier, M., *Les défauts à la terre dans les réseaux de distribution aeriene a moyenne tension*. Bulletin SFE, 7, nr.2, Febr. 1959, pg. 23-28.
- [B17] – Buta, A., Balaşiu, F., *Câteva observații în legătură cu optimizarea funcționării rețelelor cu neutrul tratat prin bobină de stingere*. Simpozionul Național de Rețele Electrice Cluj-Napoca, 3-4 Oct. 1996, lucr. 2.4.2. pg. 193-194
- [B18] – Buta, A., *Transportul și distribuția energiei electrice*. Universitatea Politehnică Timișoara, 1991.
- [B19] – Biscaglia, V., Borgonovo, G., s.a., *Messa a terra del neutro delle reti MT mediante impedenza di accordo. Analisi tecniche*. L'energia Elettrica vol.74, N.1.

- [B20] – Buta, A., Matica, L., Matica, R., *Factorul de putere, indicator al calității energiei electrice*. Editura Universității Oradea, Oradea 2002.
- [B21] – Bălașiu, Fl., *Echipament integrat de protecție, automatizare și măsură pentru linii electrice de medie tensiune*. Universitatea Politehnică Timișoara, Teza de doctorat, 1997.
- [B22] – Buta, A., Pană, A., *Îmbunătățirea factorului de putere și echilibrarea sarcinii, acțiuni interdependente în rețele de distribuție performante*. Buletinul științific al Universității „Politehnica Timișoara”, tom 2, fascicula 1, 1997.
- [C1] – Cabanes, L., *L'interrupteur shunt*. RGE, 65, nr. 9, Aug., 1956.
- [C2] – Carson, R.J., *Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return*. Bell System Tech. I. Vol. 5, 1926.
- [C3] – Cartianu, Gh., *Analiza și sinteza circuitelor electrice*. Ed. Didactică și Pedagogică București, 1972.
- [C4] – Clarke, E., *Analiza circuitelor sistemelor electroenergetice*. Ed. Tehnică, București 1973.
- [C5] – Clement, M., Tromeur, B., *Evolution du neutre MT à EDF sur les réseaux ruraux - La conduite du changement*. NMT 95, Nov. 1995, Mulhouse, lucr. B4.1.
- [C6] – Clement, M., Daniel, D., Bergeal, J., *Evolution du régime de neutre moyenne tension à EDF*. CIRED'91.
- [C7] – Clement, M., Bergeal, J., *Improving the quality of supply development of MV neutral system at EDF and consequences on network equipment*. Conférence PQA'92, pg. B24.1-B24.10.
- [C8] - *** CEI 479-1, *Effet du courant passant par le corps humain*. 1994
- [C9] - *** CEI 71-1, *Coordination de l'isolement*. 1^{ère} partie, Définition, 1994
- [C10] - *** CEI 71-2, *Coordination de l'isolement*. 2^{ème} partie, Guide d'application
- [C11] – Coroiu, N., Stoica, I., Matica, R., s.a., *Aprecieri privind fiabilitatea echipamentului electric în corelare cu asigurarea continuității în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor din rețele electrice aeriene și mixte, de 20 Kv cu neutrul tratat prin resistor comutabil din sistemul SNCD*. Producerea transportul și distribuția energiei electrice, Anul 9, nr. 1, Ian. 1999, pg. 1-9.

- [C12] – Crişan, O., *Sisteme electroenergetice*. E.D.P. Bucureşti, 1979
- [C13] – Crişan, O., *Reţele şi sisteme electrice*. E.D.P. Bucureşti, 1970
- [D1] – David, C., Shocukat, H., *An adaptive high and low impedance fault detection method*. IEEE Trans. On Power Delivery, vol.9 ,nr.4, Oct.1994 ,pg. 1812-1819.
- [D2] – Dimo, P., *Tratarea neutrului în reţelele de înaltă tensiune pentru eliminarea supratensiunilor prelungite*. Ed. Academiei, Bucureşti,1960.
- [D3] – Dimo, P., *Cauza supratensiunilor prelungite în reţelele cu neutrul izolat*. Studii Si cercetări de energetică, V.3,1953, pg. 15-95.
- [D4] – Drăgan, G., s.a., *Supratensiuni interne în sistemele electroenergetice*. Ed. Tehnică, Bucureşti, 1975.
- [D5] – Dubanton, C.,s.a., *Etude numerique des surtensions d'enclenchement*.Paris, EDF, Bulletin DER , Serie B, Réseaux, Matériels, nr.4,1970,pg. 25-35.
- [D6] – Dussart, M., *Statistics on MV Network Incidents and the average amount auf time of Power Cuts*. CIRED 1995, séance 2, Perturbations et surtensions, pg.2.03.
- [D7] - *** DIN 57111/VDE 0111, *Isolationskoordination für Betriebsmittel in Drehstromnetzen über 1 Kv*.
- [D8] - *** DIN 57141/VDE 0141, *Erdungen für Starkstromanlagen mit Nennspannungen über 1 Kv*.
- [E1] – Eckey,G.,*Einführung der halbstarren Sternpunktterdung in ein Mittelspannungsnetz und Betriebserfahrungen*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, R.F.G. 19,nr.3,Mart.1969, pg.73-82.
- [F1] – Fickert,L., Schwear,A., *Le regime du neutre sur le reseaux MT et son influence sur la qualite de distribution d'energie et sur l'exploitation du reseau*. NMT 95,Nov.1995, Mulhouse,lucr. B.1.3. pg.26-35.
- [F2] – Fickert, L., Haubenhofer, R., u.a., *Vergleich verschiedener Erdschluß-Ortungsmethoden in einem gemischten 20 Kv Netz*. ÖZE ,Jg 43, Heft 3.
- [F3] – Fiemkranz, K., *Mittelspannungsnetze mit isolierten Sternpunkt oder Erdschluß-kompensation*. ETG-Fachbericht 24, Sternpunktbehandlung, Berlin, VDE-Verlag,1988.
- [F4] – Fromentin , M., *Influence du regime de neuter sur le systeme de distribution*.

- NMT 95, Nov. 1995, Mulhouse, lucr. B.1.5.
- [G1] – Gargiuli, R., Di Lembo, G., *Evolution of ENEL's Strategy concerning Distribution Automation*. DA/DSM Europe, Paris 1994.
- [G2] – Goia, L., M., *Cercetări teoretice și experimentale asupra prizelor de pământ*. Teză de doctorat, I.P. Timișoara 1974.
- [G3] – Goia, L., M., s.a., *Rezistivitatea termică a solului*. MEE-ICEMENERG, GEE, nr.147,1977.
- [G4] – Goia, L., M., Ișfănu, T., Bălan, G., Tănăsescu, A., *Tratarea neutrului rețelelor de medie tensiune*. Ed. Tehnică, București 1985.
- [G5] – Goia, L., M., *Noi aspecte privind soluțiile de tratare a neutrului rețelelor de MT*. Energetica, nr.12,1997, pg.544-549.
- [G6] – Goia, L., M., Zimand, R., *Sensibilitatea protecțiilor împotriva punerilor la pământ în rețelele de MT*. Simpozionul Național de Rețele Electrice, 3-4 Oct. 1996, Cluj-Napoca, lucr. 1.5.1. pg.127-128.
- [G7] – Griffel, D., s.a., *Nouvelles techniques de mise a la terre des neutres sur le reseaux MT*. RGE nr. 11, 1996, pg. 35-44.
- [G8] – Gregoire, J., L., Klaja, D., *Neutre MT et exploitation a EDF*. NMT 95, Nov.1995, Mulhouse, lucr. B.1.2.
- [G9] – Gușă, M., *Contribuții la optimizarea tratării neutrului în rețelele de medie tensiune*. Teză de doctorat, I.P. Iași, 1984.
- [H1] – Handschin, E., König, D., *Le traitement du point neutre dans les reseaux de moyenne tension*. REE nr.2/Febr. 1996, pg.29-30.
- [H2] – Handschin, E., König, D., *Neutre MT – Les bases*. NMT 95, Nov.1995, Mulhouse 1995, lucr. A.1.
- [H3] – Happold, H., Oeding, D., *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin, Springer 1978.
- [H4] – Haubrich, H-J., Schmitt, O., *Influence des couplages inter-systemes sur la capacite d'extinction des defauts des reseaux de distribution*. NMT 95, Nov. 1995, Mulhouse, lucr. B.1.4.
- [H5] – Hochrainer, A., *Symetrische Komponenten in Drehstromsystem*. Berlin, Springer 1957.

- [H6] – Hosemann , G., *Sternpunktbehandlung in Deutschland und im internationalen Vergleich*. ETG-Fachbericht 24 Sternpunkt behandlung, Berlin, VDE-Verlag,1988.
- [H7] – Hosemann , G., Boeck, W., *Grundlagen der elektrischen Energietechnik*. Berlin, Springer 1987.
- [I1] – Iacobescu , G., *Rețele și sisteme electrice*. Ed. Didactică și Pedagogică, București, 1979
- [I2] – Ignat , J., Gălățanu , D.,C., *Observabilitatea rețelelor electrice de medie tensiune*. Ed. Ventura 1995.
- [I3] – Ignat , J., *Noi metode și mijloace de control și conducere a rețelelor electrice de distribuție urbane*. Teză de doctorat, I.P. Iași, 1992.
- [I4] – Ignat , J., Gălățanu , C., *Determinarea domeniilor de variație a unor parametri proprii regimului de defect bifazat cu punere la pământ*. Conferința de Electroenergetică Timișoara, 1994.
- [I5] – Ignat , J., Vulcu , I., *Posibilități actuale de identificare și localizare a defectului monofazat în rețelele electrice de distribuție de medie tensiune*. Conferința de Electroenergetică, Timișoara, 1994.
- [I6] – Ioneașcu , G., *Măsurări în rețele cu neutrul izolat sau compensat prin bobine de stingere*. Energetica 10, nr.8,Aug.1962,pg.325-341.
- [I6] – Ionescu , Tr. G., *Rețele electrice urbane*.
- [I7] – Ionescu Pop, O., *Ingineria sistemelor de distribuție a energiei electrice*. Ed. Tehnică București, 1998
- [I7] – Ionescu , Tr. G. , Baciuc, A., *Rețele electrice de distribuție*. Ed. Tehnică, București,1981.
- [I8] – Iordache , M., Conecini, I., *Calitatea energiei electrice*. Editura tehnică București, 1997.
- [I8] – Ionescu , Tr. G., Pop, O., *Ingineria sistemelor de distribuție a energiei electrice*. Ed. Tehnică , București, 1999.
- [J1] – Jeering , F. I. , Linders , J. R. , *Unique aspects of distribution system harmonics due to high impedance ground faults*
IEEE Trans. on Power Delivery vol.5 Nr.2 april. 1990, pg. 1086-1095.
- [J2] – Jeering , F. I. , Linders , J. R., *A practical protective relay for down-conductor faults*.

- [J3] – Juston , Ph. , Griffel , D. , *Mise a la terre du neuter MT des reseaux ruraux la solution francaise*. NMT 95, Nov. 1995, Mulhouse, lucr. B.1.1. pg. 17-21.
- [J4] – Jürgen, H., Schmidt , O. , *Influence des couplages inter-systems sur la capacité d'extinction des défauts des réseaux de distribution*. NMT 95, Nov. 1995, Mulhouse, lucr. B.1.4.
- [J5] – Junker, M., Connor , Th. , *Exemple de changement du mode de mise à la terre du Neutre dans un réseau régional 20kV*. NMT 95, Nov. 1995, Mulhouse, lucr. B.4.2.
- [K1] – Klockhaus , H. , Poll , J. , Sauerbach , F. J. , *Sternpunktbehandlung und Erdschlussfehlerortsuche im Mittelspannungsnetz*. Elektrizitätswirtschaft 80 (1981)
- [L1] – Lacroix , B., Faltermeier , J., F., *Neutre MT et materiels*. NMT 95, Nov. 1995, Mulhouse, lucr. D.1. pg.103-108.
- [M1] – Matica , L., M., *Contribuții privind analiza sistemelor trifazate în regimuri sinusoidal nesimetric și periodic nesinusoidal*. Teza de doctorat, U.T. Timișoara, 2001.
- [M2] – Matica , L., M., Matica , R., *Componente ale puterii aparente în regim nesimetric și nesinusoidal*. SNRE Iași, 1999, pg.402.
- [M2] – Matica, L.M., Matica, R.I., *Considerații privind puterea și circulația fluxului de putere în rețele electrice în regimuri nesimetrice*. SNRE Iași, 2000, Lucr. 4, secț. 2.
- [M3] – Matica , L.M., Matica , R.I., *Puterea și factorul de putere în regim nesimetric*. SRE Baia Mare , 2000, pg. 317.
- [M4] – Matica , L.,M., Matica , R., *Consideration about Power and Power Flows in Electrical Systems with Unbalanced Loads*. Rev. World Energy System Nr. 4, 2000
- [M5] – Matica, R., *Sistem de tratare a neutrilor rețelelor de medie tensiune prin rezistor comutabil, cu declanșarea automată a liniei cu defect (SNCD)*. Referat Nr. 2, Teza de doctorat, U.T. Timișoara, oct. 1997
- [M6] – Matica, R., Hristea, Vl., *Probe de punere la pământ a unei faze în rețeaua de 20kV alimentată prin T1 110/20kV, 25MVA din stația 110/20kV Salonta*. Lucrarea SDFEE Oradea, Atelierul de Proiectare, 1996.
- [M7] – Matica, R., Hristea, Vl., *Optimizarea sistemului de tratare a neutrilor rețelei mixte de 20kV în stația 110.20kV Slatina Nord*. Contract SDFEE Oradea, Nr. 3/12.07.1999

- [M8] – Matica, R., Briciu, M., ș.a., *Reabilitarea stației 110/20kV Fetești*. Contract SDFEE Oradea, 2001.
- [M9] – Matica, R., Matica, L., ș.a., *Diagnoza stării izolației rețelelor de medie tensiune*. Contract SIER-SDFEE ORADEA nr. 3/2002.
- [O1] – Ohnishi, H., *Insulation deterioration monitoring system for ungrounded power distribution systems*.
IEEE Trans. On Power Delivery, vol.2, april 1994, pag. 1028-1033
- [P1] – Pană, A., *Optimizarea funcționării rețelelor electrice de distribuție*.
Univ. „Politehnica” Timișoara, Teza de doctorat, 1998
- [P2] – Potolea, E., *Calculul regimurilor de funcționare ale sistemelor electroenergetice*.
Ed. Tehnică București, 1977.
- [P3] – Poeată, A., Arie, A., Crișan, O., *Transportul și distribuția energiei electrice*. Ed. Didactică și Pedagogică, București, 1981
- [S1] – Schmid, R., *Echipaments destinés au traitement des points neutres et des défauts a la terre*. NMT 95, Nov. 1995, Mulhouse, lucr.D.4.
- [S2] – Schweer, A., Fickert, L., *Le régime du neutre sur les réseaux MT et son influence sur la qualité de distribution d'énergie et sur l'exploitation du réseau*. NMT 95, Nov. 1995, Mulhouse, lucr. B1.3.
- [S3] – Șora, C., *Bazele electrotehnicii*. Editura didactică și pedagogică, București, 1982
- [S4] – Stein, M., Fănica, V., *Utilizarea „Înterupătoarelor de șuntare” o soluție de creștere a performanțelor tehnologice și de fiabilitate a rețelelor electrice de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistență*. Simpozionul Național de Rețele Electrice, Cluj-Napoca, 3-4 oct. 1996, lucr.2.5.8, pag.219-222.
- [S5] – Sufrim, M., Hristea, V., *Condiții de protecție prin rele și de dimensionarea instalațiilor de legare la pământ din rețelele de 20kV alimentate din stații cu tratare diferită a neutrului*. Simpozionul Național de rețele electrice, Suceava, 21-23 sept. 1994, pag.123-129.
- [S6] – Sztojanov, I., Pașca, S., *Analiza asistată de calculator a circuitelor electronice*. Ghid practic Pspice, Editura Teora, 1997.
- [S7] – Stioca, I., Matica, R., ș.a., *Soluții de tratare combinată a neutrului rețelei aeriene de*

20kV alimentate din stația 110/20kV Salonta. Analele Universității Oradea 1977, Fasc. Energetica, pag. 111-119.

- [S8] – Stănciulescu, Fl., *Dinamica sistemelor mari*. Editura Academiei RSR, 1982.
- [T1] – Toader, D., *Contribuții privind studiul defectelor de tipul conductor întrerupt și căzut la pământ în rețele de medie tensiune*. Teză de doctorat I.P.Timișoara, 1997
- [T2] – Toader, D., *Analiza distribuției curenților la o simplă punere la pământ, într-o rețea de 20kV funcție de modul tratării neutrului*. Simpozionul Național de Rețele Electrice Cluj-Napoca, 3-4 oct. 1996, Lucr.1.4.5., pag. 89-92.
- [T3] – Toader, D., *Dependența tensiunii homopolare funcție de modul de tratare a neutrului, la o simplă punere la pământ într-o rețea de medie tensiune*. Simpozionul Național de Rețele Electrice Cluj-Napoca, 3-4 oct. 1996, Lucr.1.4.5., pag. 195-196.
- [T4] – Toader, D., Hristea, Vl., *Considerații privind funcționarea protecțiilor din rețelele de medie tensiune*. Buletinul Academiei de Științe a Republicii Moldova, Nr.1(16), 1995.
- [T5] – Țugulea, A., *Considerații referitoare la definirea factorului de putere pentru sisteme dezechilibrate*. Revista Energetica Nr.4, ian. 1986, pag.164-167
- [T6] – Țugulea, A., *Factorul de putere în regim deformant*.
Revista Energetica Nr.9, sept. 1986, pag.407-413.
- [T7] – Țugulea, A., *The Electromagnetic Pseudo-Power Conservation. A Generalization of Tillegennn's Theorem for Electromagnetic Field Quantities*.
Rev.Sci.Techn. – Electrotechn. Et Energ., vol.31, Nr.3, 1986, pag. 247.
- [U] – Ungureanu, A., Ionescu, G., *Localizarea defectelor în rețele de medie tensiune tratate prin bobină, prin nivelul armonicelor superioare din curentul de punere la pământ*. Simpozionul Național de rețele electrice, Cluj-Napoca, 3-4 oct. 1996, lucr. 2.4.4., pag.197.
- [V1] – Vatră, F., Stein, M., s.a., *Analiza comparativă a performanțelor rețelelor de medie tensiune în funcție de modul de tratare a neutrului. Propuneri pentru reactualizarea strategiei de tratare a neutrului în rețele electrice de medie tensiune*. Lucrare ISPE – secția sisteme, 1999.
- [V2] – Vulcu, I., Ignat, J., *Considerații cu privire la caracteristicile regimului de defect*

monofazat în rețele cu neutru izolat . Simpozionul Național de rețele electrice,
Suceava, 21-23 sept. 1994, pag.157 – 161.

- [W1] – Winter, K.M., *La compensation des courants residuels un procedee nouvea pour la protection des reseaux des cables souterains au aerieus contre les defaut a la terre*. NMT 1995, Nov. 1995, Mulhouse, lucr. D3, pag.115-119.
- [W2] – Welfounder, T., Leitloff, .V., s.a., *Location Strategies and Evolution of Detection Algorithms for Earth Faults in Compensated MV Distribution Systems* IEEE Transactions on Power Delivery, vol.15, No.4, oct.2000
- [Z1] – Zimand, Rudolf, *Protecția multicriterială la punerea la pământ în rețele electrice de distribuție*. Energetica, tom 4, 2002, Nr. 8-9, pag. 348-355.

ANEXE

CUPRINS

ANEXA 1 –Fișiere PSPICE

ANEXA 2—Scheme de principiu aferente circ.secundare în Stația Salonta și Slatina în regim SNCD

ANEXA 3—Scheme de încadrare a perturbografului digital CDR-10 HDD

ANEXA 4—Inregistrări în instalații în regim SNCD

ANEXA 5—Diagnoza stării izolației REDMT- înregistrări în instalații
-prelucrări înregistrări
-Raportul echipelor de control

***ANEXA 1** – Fișiere PSPICE*

REG.DEFECT BC REZ.linii in sarcina ORADEA CENTRU

v12 130 2 ac 20kv 30.0
v23 150 3 ac 20kv -90
v31 170 1 ac 20kv 150
rt1 120 1 0.00032
rt2 140 2 0.00032
rt3 160 3 0.00032
lt100 120 130 0.07mh
lt200 140 150 0.07mh
lt300 160 170 0.07mh

rrt1 1 971 0.11
rst1 2 972 0.11
rtt1 3 973 0.11
lrt1 971 100 0.0896h
lst1 972 100 0.0896h
ltt1 973 100 0.0896h

rbc 100 0 3.6k
LBC 100 0 0.21h

lr1 1 111 1.282mh
ls1 2 121 1.282mh
lt1 3 131 1.282mh
rlr1 111 11 1.064ohm
rls1 121 12 1.064ohm
rlt1 131 13 1.064ohm
cr1 11 0 5470nf
cs1 12 0 4950nf
ct1 13 0 5470nf
rgr1 11 0 27k
rgs1 12 0 29k
rgt1 13 0 26k
r11 11 112 400
r12 12 123 430
r13 13 133 420
l11 112 12 0.32h
l12 123 13 0.3h
l13 133 11 0.33h
rd 11 0 {rd}

lr2 1 212 0.73mh
ls2 2 222 0.73mh
lt2 3 232 0.73mh
rlr2 212 21 0.686ohm
rls2 222 22 0.686ohm
rlt2 232 23 0.686ohm
cr2 21 0 2780nf
cs2 22 0 2650nf
ct2 23 0 2780nf
rgr2 21 0 128k
rgs2 22 0 128k
rgt2 23 0 128k
r21 21 221 630
r22 22 223 610
r23 23 231 650
l21 221 22 0.66h
l22 223 23 0.64h
l23 231 21 0.6h

lr3 1 313 0.294mh
ls3 2 323 0.294mh

```
lt3 3 333 0.294mh
rlr 313 31 0.398ohm
rls 323 32 0.398ohm
rlt 333 33 0.398ohm
cr3 31 0 3320nf
cs3 32 0 3800nf
ct3 33 0 3320nf
rgr3 31 0 14k
rgs3 32 0 13k
rgt3 33 0 16k
r31 31 332 750
r32 32 322 740
r33 33 331 720
l31 332 32 1.2h
l32 322 33 1.1h
l33 331 31 1.16h
```

```
lr4 1 414 1.637mh
ls4 2 424 1.637mh
lt4 3 434 1.637mh
rlr4 414 41 1.359ohm
rls4 424 42 1.359ohm
rlt4 434 43 1.359ohm
cr4 41 0 2520nf
cs4 42 0 2750nf
ct4 43 0 2520nf
rgr4 41 0 21k
rgs4 42 0 24k
rgt4 43 0 25k
r41 41 442 520
r42 42 423 500
r43 43 431 510
l41 442 42 0.7h
l42 423 43 0.6h
l43 431 41 0.64h
```

```
.param rd=5
.step param rd list 5 100 1k 10k

.ac lin 1 50hz 50hz

.print ac v(1) vp(1)
.print ac v(2) vp(2)
.print ac v(3) vp(3)

.print ac i(lr1) ip(lr1)
.print ac i(ls1) ip(ls1)
.print ac i(lt1) ip(lt1)

.print ac i(lr2) ip(lr2)
.print ac i(ls2) ip(ls2)
.print ac i(lt2) ip(lt2)

.print ac i(lr3) ip(lr3)
.print ac i(ls3) ip(ls3)
.print ac i(lt3) ip(lt3)

.print ac i(lr4) ip(lr4)
.print ac i(ls4) ip(ls4)
.print ac i(lt4) ip(lt4)
```

```
.print ac v(100) vp(100)  
.PRINT AC I(LBC) IP(LBC)
```

```
.probe  
.end
```


**** 09/23/102 17:45:21 **** Evaluation PSpice (Jan 1993) ****

REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

**** CIRCUIT DESCRIPTION

v12 130 2 ac 20kv 30.0
v23 150 3 ac 20kv -90
v31 170 1 ac 20kv 150
rt1 120 1 0.00032
rt2 140 2 0.00032
rt3 160 3 0.00032
lt100 120 130 0.07mh
lt200 140 150 0.07mh
lt300 160 170 0.07mh

r1 971 100 0.11
r2 972 100 0.11
r3 973 100 0.11
l1 971 100 0.0896h
l2 972 100 0.0896h
l3 973 100 0.0896h

rbc 100 0 3.6k
LBC 100 0 0.18

lr1 1 111 1.282mh
ls1 2 121 1.282mh
lt1 3 131 1.282mh
rlr1 111 11 1.064ohm
rls1 121 12 1.064ohm
rlt1 131 13 1.064ohm
cr1 11 0 5470nf
cs1 12 0 4950nf
ct1 13 0 5470nf
rgr1 11 0 27k
rgs1 12 0 29k
rgt1 13 0 26k
r11 11 112 400
r12 12 123 430
r13 13 133 420
l11 112 12 0.32h
l12 123 13 0.3h
l13 133 11 0.33h

lr2 1 212 0.73mh
ls2 2 222 0.73mh
lt2 3 232 0.73mh
rlr2 212 21 0.686ohm
rls2 222 22 0.686ohm
rlt2 232 23 0.686ohm
cr2 21 0 2780nf
cs2 22 0 2650nf
ct2 23 0 2780nf
rgr2 21 0 128k

```
rgs2 22 0 128k
rgt2 23 0 128k
r21 21 221 630
r22 22 223 610
r23 23 231 650
l21 221 22 0.66h
l22 223 23 0.64h
l23 231 21 0.6h
```

```
lr3 1 313 0.294mh
ls3 2 323 0.294mh
lt3 3 333 0.294mh
rlr 313 31 0.398ohm
rls 323 32 0.398ohm
rlt 333 33 0.398ohm
cr3 31 0 3320nf
cs3 32 0 3800nf
ct3 33 0 3320nf
rgr3 31 0 14k
rgs3 32 0 13k
rgt3 33 0 16k
r31 31 332 750
r32 32 322 740
r33 33 331 720
l31 332 32 1.2h
l32 322 33 1.1h
l33 331 31 1.16h
```

```
lr4 1 414 1.637mh
ls4 2 424 1.637mh
lt4 3 434 1.637mh
rlr4 414 41 1.359ohm
rls4 424 42 1.359ohm
rlt4 434 43 1.359ohm
cr4 41 0 2520nf
cs4 42 0 2750nf
ct4 43 0 2520nf
rgr4 41 0 21k
rgs4 42 0 24k
rgt4 43 0 25k
r41 41 442 520
r42 42 423 500
r43 43 431 510
l41 442 42 0.7h
l42 423 43 0.6h
l43 431 41 0.64h
```

```
.ac lin 1 50hz 50hz
```

```
.print ac v(1) vp(1)
.print ac v(2) vp(2)
.print ac v(3) vp(3)
```

```
.print ac i(lr1) ip(lr1)
.print ac i(ls1) ip(ls1)
.print ac i(lt1) ip(lt1)
```

```
.print ac i(lr2) ip(lr2)
.print ac i(ls2) ip(ls2)
.print ac i(lt2) ip(lt2)

.print ac i(lr3) ip(lr3)
.print ac i(ls3) ip(ls3)
.print ac i(lt3) ip(lt3)

.print ac i(lr4) ip(lr4)
.print ac i(ls4) ip(ls4)
.print ac i(lt4) ip(lt4)

.print ac v(100) vp(100)
.PRINT AC I(LBC) IP(LBC)
```

```
.probe
.end
```

**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****

REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

**** SMALL SIGNAL BIAS SOLUTION TEMPERATURE = 27.000 DEG C

NODE	VOLTAGE	NODE	VOLTAGE	NODE	VOLTAGE	NODE	VOLTAGE
(1)	0.0000	(2)	0.0000	(3)	0.0000	(11)	0.0000
(12)	0.0000	(13)	0.0000	(21)	0.0000	(22)	0.0000
(23)	0.0000	(31)	0.0000	(32)	0.0000	(33)	0.0000
(41)	0.0000	(42)	0.0000	(43)	0.0000	(100)	0.0000
(111)	0.0000	(112)	0.0000	(120)	0.0000	(121)	0.0000
(123)	0.0000	(130)	0.0000	(131)	0.0000	(133)	0.0000
(140)	0.0000	(150)	0.0000	(160)	0.0000	(170)	0.0000
(212)	0.0000	(221)	0.0000	(222)	0.0000	(223)	0.0000
(231)	0.0000	(232)	0.0000	(313)	0.0000	(322)	0.0000
(323)	0.0000	(331)	0.0000	(332)	0.0000	(333)	0.0000
(414)	0.0000	(423)	0.0000	(424)	0.0000	(431)	0.0000
(434)	0.0000	(442)	0.0000	(971)	0.0000	(972)	0.0000
(973)	0.0000						

VOLTAGE SOURCE NAME	CURRENTS CURRENT
v12	0.000E+00
v23	0.000E+00
v31	0.000E+00

TOTAL POWER DISSIPATION 0.00E+00 WATTS

□
**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****

REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

**** AC ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

FREQ	V(1)	VP(1)
5.000E+01	1.138E+04	-5.160E-01

□
**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****

REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

**** AC ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

FREQ	V(2)	VP(2)
5.000E+01	1.171E+04	-1.204E+02

□
**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****

REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

**** AC ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

FREQ	V(3)	VP(3)
5.000E+01	1.154E+04	1.209E+02

□
**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****

REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

**** AC ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

FREQ I(lr1) IP(lr1)

5.000E+01 7.995E+01 4.000E-01

**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****

REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

**** AC ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

FREQ I(ls1) IP(ls1)

5.000E+01 7.809E+01 -1.214E+02

**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****

REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

**** AC ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

FREQ I(lt1) IP(lt1)

5.000E+01 7.755E+01 1.213E+02

**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****

REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

**** AC ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

FREQ I(lr2) IP(lr2)

5.000E+01 5.026E+01 -5.986E+00

□
**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****

REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

**** AC ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

FREQ I(l_s2) IP(l_s2)

5.000E+01 5.097E+01 -1.272E+02

□
**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****

REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

**** AC ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

FREQ I(l_t2) IP(l_t2)

5.000E+01 4.957E+01 1.129E+02

□
**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****

REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

**** AC ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

FREQ I(l_r3) IP(l_r3)

5.000E+01 3.892E+01 -1.111E+01

□
**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****

REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

**** AC ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

```

FREQ      I(l3)      IP(l3)

5.000E+01  3.861E+01  -1.257E+02
[]
**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****
REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

****      AC ANALYSIS                      TEMPERATURE = 27.000 DEG C

```

```

FREQ      I(lt3)     IP(lt3)

5.000E+01  3.980E+01  1.104E+02
[]
**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****
REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

****      AC ANALYSIS                      TEMPERATURE = 27.000 DEG C

```

```

FREQ      I(lr4)     IP(lr4)

5.000E+01  5.995E+01  -1.461E+01
[]
**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****
REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

****      AC ANALYSIS                      TEMPERATURE = 27.000 DEG C

```

```

FREQ      I(l34)     IP(l34)

5.000E+01  5.962E+01  -1.317E+02
[]
**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****
REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

```

**** AC ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

FREQ I(1t4) IP(1t4)

5.000E+01 6.133E+01 1.064E+02

**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****

REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

**** AC ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

FREQ V(100) VP(100)

5.000E+01 1.623E+02 -1.479E+02

**** 09/23/102 17:45:21 ***** Evaluation PSpice (Jan 1993) *****

REG.NORMAL BC +10%.linii in sarcina ORADEA CENTRU

**** AC ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

FREQ I(LBC) IP(LBC)

5.000E+01 2.870E+00 1.221E+02

JOB CONCLUDED

TOTAL JOB TIME .05

□

CALCUL PARAMETRI DEFECT NESIMETRIC

FISIER: DEF21.OUT 23/09/2002
 PC.MAS. L1

REGIM NORMAL SUPRACOMP.10%

	U		I [A]	φ [°]		
	[KV]	[°]				
R	11.380	-0.510	79.950	0.400	-0.910	
S	11.710	-120.400	78.090	-121.400	1.000	
T	11.540	120.900	77.550	121.300	-0.400	
N	310=		1.0			
d	R	11.543	0.0	78.515	0.1	-0.1
	S	11.543	-120.0	78.515	-119.9	-0.1
	T	11.543	120.0	78.515	120.1	-0.1
i	R	0.006	9.6	1.813	-168.4	177.9
	S	0.006	-110.4	1.813	-288.4	177.9
	T	0.006	129.6	1.813	-48.4	177.9
h	R	0.186	32.4	0.347	-189.3	221.6
	S	0.186	32.4	0.347	-189.3	221.6
	T	0.186	32.4	0.347	-189.3	221.6

	modul	faza	{Re}	{Im}
R	0.1	-156.9	-0.0594	-0.0253
S	0.1	-156.9	-0.0594	-0.0253
T	0.1	-156.9	-0.0594	-0.0253
R	20.9	-168.4	-20.4909	-4.2203
S	20.9	-408.4	13.9004	-15.6355
T	20.9	71.6	6.5906	19.8558
R	0.4	9.7	0.4401	0.0751
S	0.4	-230.3	-0.2851	0.3436
T	0.4	249.7	-0.1550	-0.4187
R	20.5	-168.3	-20.1103	-4.1705
S	20.5	-48.5	13.5558	-15.3173
T	20.4	71.8	6.3761	19.4118
			-0.1783	-0.0760

P [KW]	Q [KVAR]	S [KVA]	ΣP	ΣQ	ΣS
909.7	-14.4	909.8			
914.3	16.0	914.4			
894.9	-6.2	894.9	2718.916	-4.7	2718.9
906.3	-1.6	906.3			
906.3	-1.6	906.3			
906.3	-1.6	906.3	2718.802	-4.9	2718.8
-0.010	0.000	0.010			
-0.010	0.000	0.010			
-0.010	0.000	0.010	-0.031	0.001	0.031
-0.048	-0.043	0.065			
-0.048	-0.043	0.065			
-0.048	-0.043	0.065	-0.1449	-0.129	0.194

2718.626 -5.0 2718.6

Ph/Sh X100= -0.747

Yh= 1.85965973

Iah= 78.5149

Irh= 0.13655

Kah= 574.996

Pf= 0.1938

MODUL(Pf) = 61.4

RE(PF)/IM(PF)= 2.3470049

CALCUL PARAMETRI DEFECT NESIMETRIC

FISIHER: DEF21.OUT 23/09/2002
 PC.MAS. L3

REGIM NORMAL SUPRACOMP.10%

	U		I		φ [°]
	[KV]	[°]	[A]	[°]	
R	11.380	-0.510	38.920	-11.110	10.600
S	11.710	-120.400	38.610	-125.700	5.300
T	11.540	120.900	39.800	110.400	10.500
N		310=	2.4		
d	R 11.543	0.0	39.079	-8.8	8.8
	S 11.543	-120.0	39.079	-128.8	8.8
	T 11.543	120.0	39.079	111.2	8.8
i	R 0.006	9.6	1.425	-135.9	145.4
	S 0.006	-110.4	1.425	-255.9	145.4
	T 0.006	129.6	1.425	-15.9	145.4
h	R 0.186	32.4	0.789	-220.9	253.3
	S 0.186	32.4	0.789	-220.9	253.3
	T 0.186	32.4	0.789	-220.9	253.3

	modul		faza		{Im}
	{Re}	{Im}	{Re}	{Im}	
R	0.1	-188.6	-0.1453	0.0220	0.0220
S	0.1	-188.6	-0.1453	0.0220	0.0220
T	0.1	-188.6	-0.1453	0.0220	0.0220
d	R 16.4	-135.9	-11.8027	-11.4526	
	S 16.4	-375.9	15.8196	-4.4951	
	T 16.4	104.1	-4.0169	15.9477	
i	R 0.2	0.8	0.2222	0.0030	
	S 0.2	-239.2	-0.1137	0.1909	
	T 0.2	240.8	-0.1085	-0.1939	
h	R 16.4	-135.7	-11.7258	-11.4277	
	S 16.1	-15.4	15.5606	-4.2822	
	T 16.3	-74.9	-4.2708	15.7758	
			-0.4360	0.0659	

P [KW]	Q [KVAR]	S [KVA]	ΣP	ΣQ	ΣS
435.4	81.5	442.9			
450.2	41.8	452.1			
451.6	83.7	459.3	1337.143	206.9	1353.1
445.7	69.1	451.1			
445.7	69.1	451.1			
445.7	69.1	451.1	1337.249	207.4	1353.2
-0.007	0.005	0.008			
-0.007	0.005	0.008			
-0.007	0.005	0.008	-0.020	0.014	0.024
-0.042	-0.141	0.147			
-0.042	-0.141	0.147			
-0.042	-0.141	0.147	-0.1267	-0.422	0.441

1337.103 207.0 1353.0

Ph/Sh X100= -0.287

Yh= 4.2306175

Iah= 38.6174

Irh= -5.99058

Kah= -6.44636

MODUL(Pf) = 0.4410

RE(PF)/IM(PF)= 48.9

-6.6200382

CALCUL PARAMETRI DEFECT NESIMETRIC

FISIER: DEF21.OUT 23/09/2002
 PC.MAS. L2

REGIM NORMAL SUPRACOMP.10%

	U		I [A]	φ [°]		
	[KV]	[°]				
R	11.380	-0.510	50.260	-5.980		
S	11.710	-120.400	50.970	-127.200		
T	11.540	120.900	49.570	112.900		
N	310=		0.2			
d	R	11.543	0.0	50.264	-6.8	6.8
	S	11.543	-120.0	50.264	-126.8	6.8
	T	11.543	120.0	50.264	113.2	6.8
i	R	0.006	9.6	0.747	-98.6	108.2
	S	0.006	-110.4	0.747	-218.6	108.2
	T	0.006	129.6	0.747	21.4	108.2
h	R	0.186	32.4	0.070	-124.6	157.0
	S	0.186	32.4	0.070	-124.6	157.0
	T	0.186	32.4	0.070	-124.6	157.0

P [KW]	Q [KVAR]	S [KVA]	ΣP	ΣQ	ΣS
569.4	54.5	572.0			
592.7	70.7	596.9			
566.5	79.6	572.0	1728.485	204.8	1740.6
576.2	68.3	580.2			
576.2	68.3	580.2			
576.2	68.3	580.2	1728.453	204.8	1740.5
-0.001	0.004	0.004			
-0.001	0.004	0.004			
-0.001	0.004	0.004	-0.004	0.012	0.013
-0.012	0.005	0.013			
-0.012	0.005	0.013			
-0.012	0.005	0.013	-0.0359	0.015	0.039

1728.413 204.8 1740.5

Ph/Sh X100= -0.920

Yh= 0.37399471

Iah= 49.9148
 Irh= -5.9171
 Kah= -8.43569

Pf= 0.0390
 MODUL(Pf) = 25.7
 RE(Pf)/IM(Pf)= 0.03939822

	modul	faza	{Re}	{Im}
R	0.0	-92.3	-0.0005	-0.0130
S	0.0	-92.3	-0.0005	-0.0130
T	0.0	-92.3	-0.0005	-0.0130
R	8.6	-98.6	-1.2848	-8.5221
S	8.6	-338.6	8.0228	3.1484
T	8.6	141.4	-6.7380	5.3737
R	0.3	2.8	0.2855	0.0141
S	0.3	-237.2	-0.1549	0.2402
T	0.3	242.8	-0.1305	-0.2543
R	8.6	-96.7	-0.9998	-8.5211
S	8.6	23.2	7.8674	3.3756
T	8.6	-36.6	-6.8690	5.1065
			-0.0015	-0.0390

CALCUL PARAMETRI DEFECT NESIMETRIC

FISIER: DEF21.OUT 23/09/2002
 PC.MAS. L4

REGIM NORMAL SUPRACOMP.10%

	U		I [A]	φ [°]	
	[KV]	[°]			
R	11.380	-0.510	59.950	-14.600	14.090
S	11.710	-120.400	59.620	-131.700	11.300
T	11.540	120.900	61.330	106.400	14.500
N	3I0=		1.3		
R	11.543	0.0	60.287	-13.3	13.3
S	11.543	-120.0	60.287	-133.3	13.3
T	11.543	120.0	60.287	106.7	13.3
R	0.006	9.6	1.396	-135.8	145.4
S	0.006	-110.4	1.396	-255.8	145.4
T	0.006	129.6	1.396	-15.8	145.4
R	0.186	32.4	0.435	-217.3	249.7
S	0.186	32.4	0.435	-217.3	249.7
T	0.186	32.4	0.435	-217.3	249.7

	modul	faza	{Re}	{Im}
R	0.1	-185.0	-0.0807	0.0071
S	0.1	-185.0	-0.0807	0.0071
T	0.1	-185.0	-0.0807	0.0071
R	16.1	-135.8	-11.5449	-11.2353
S	16.1	-375.8	15.5024	-4.3805
T	16.1	104.2	-3.9576	15.6158
R	0.3	-3.7	0.3421	-0.0223
S	0.3	-243.7	-0.1518	0.3074
T	0.3	236.3	-0.1903	-0.2851
R	15.9	-135.1	-11.2835	-11.2505
S	15.8	-14.9	15.2699	-4.0661
T	15.9	-74.6	-4.2287	15.3377
			-0.2422	0.0212

P [KW]	Q [KVAR]	S [KVA]	ΣP	ΣQ	ΣS
661.7	166.1	682.2			
684.6	136.8	698.2			
685.2	177.2	707.7	2031.527	480.1	2087.5
677.2	160.1	695.9			
677.2	160.1	695.9			
677.2	160.1	695.9	2031.592	480.3	2087.6
-0.007	0.005	0.008			
-0.007	0.005	0.008			
-0.007	0.005	0.008	-0.020	0.014	0.024
-0.028	-0.076	0.081			
-0.028	-0.076	0.081			
-0.028	-0.076	0.081	-0.0844	-0.228	0.243

2031.488 480.1 2087.5

Ph/Sh X100= -0.347

Yh= 2.33300231

Iah= 58.6686

Irh= -13.8743

Kah= -4.22857

MODUL(Pf) = 0.2432

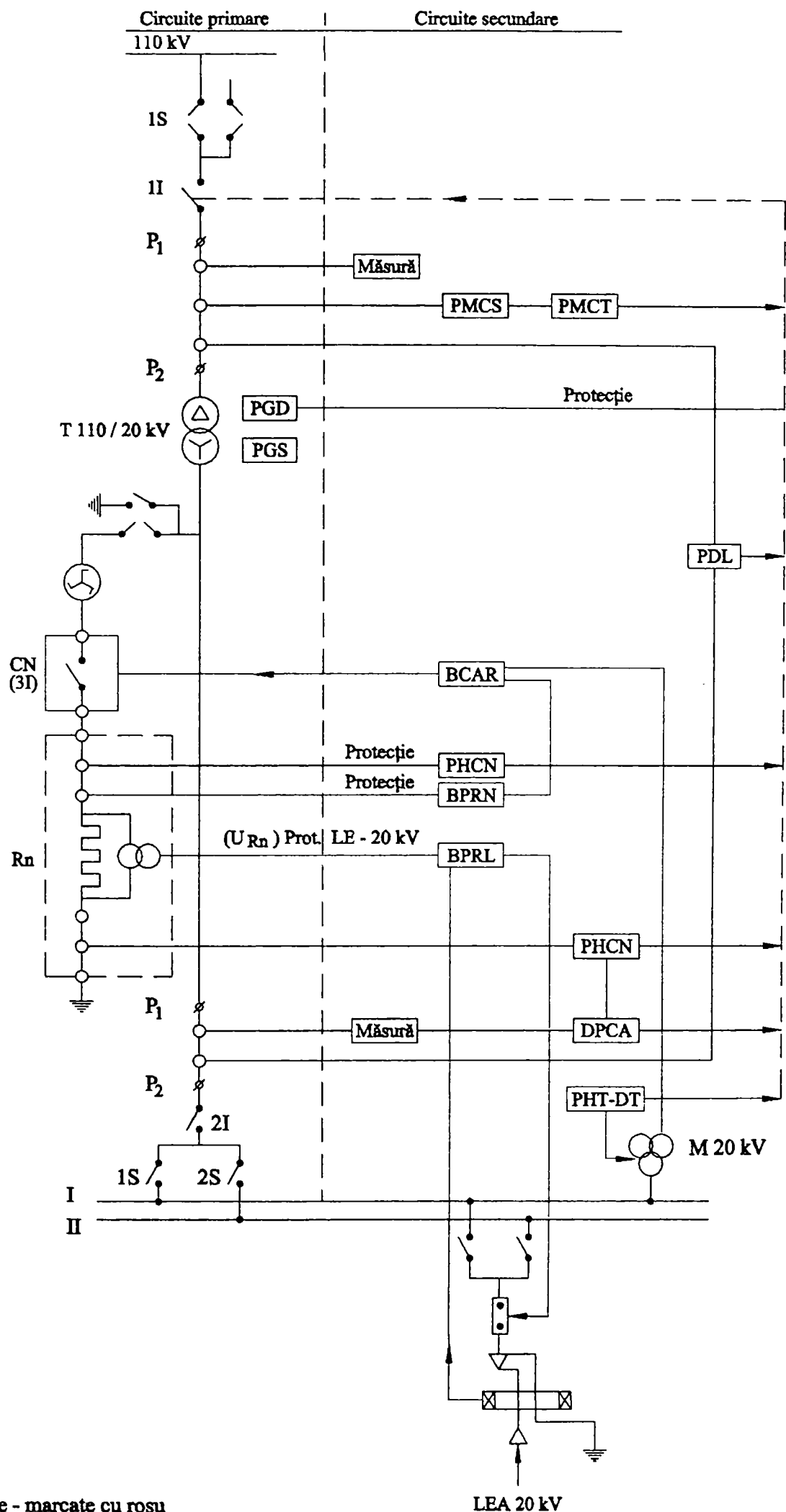
RE(PF)/IM(PF)= 47.6

-11.451294

ANEXA 2

*—Scheme de principiu aferente circ.secundare în Stația Salonta Și Slatina
în regim SNCD*

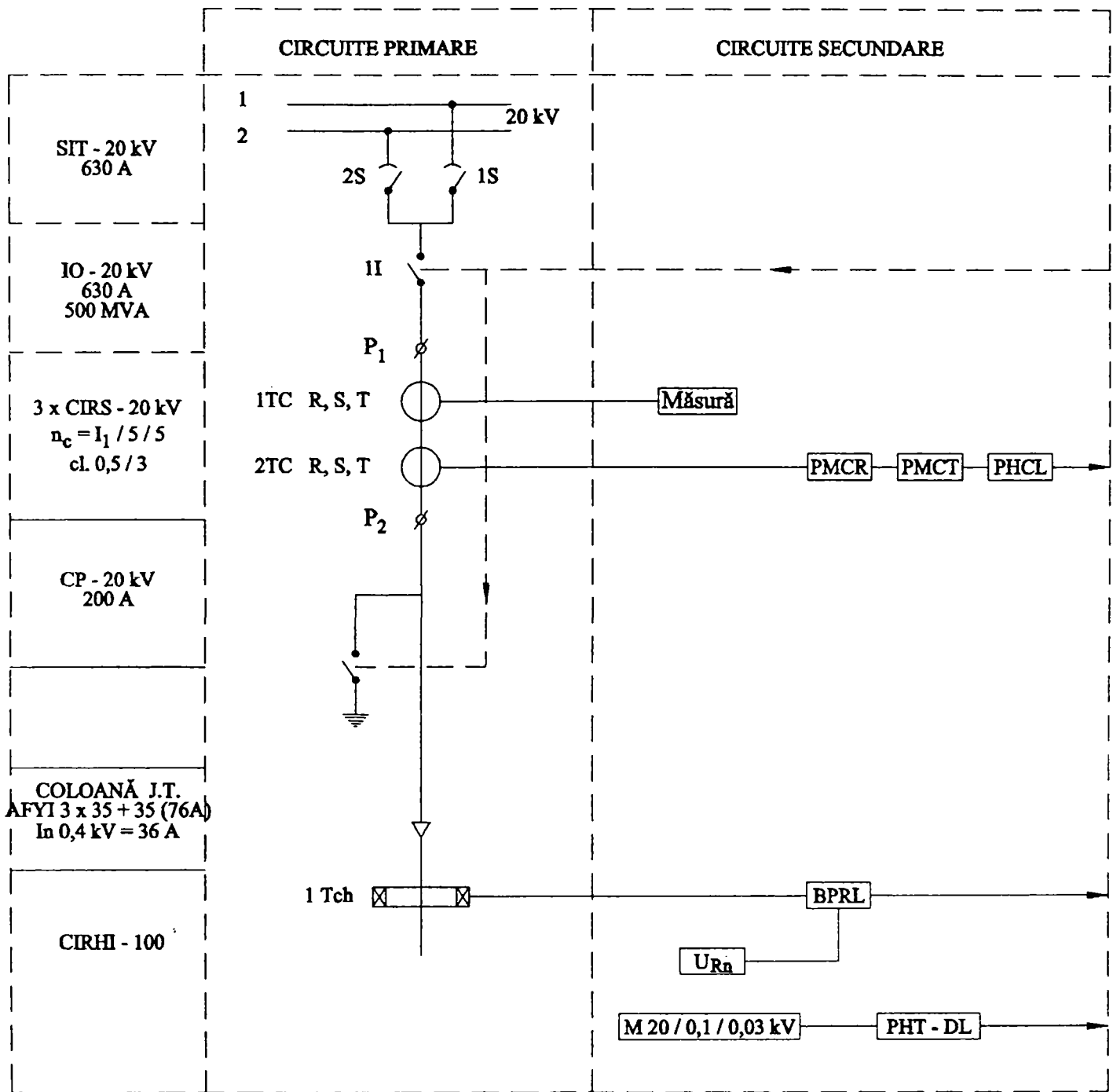
1 STEP 110 kV 1250 A AME - 5
IO 110 kV 1600 A 6000 MVA
3 x CESU - 110 kV 200 / 5 / 5 A cl 0,5 / 10 P / 10 P
BARĂ AL. 20 x 4 mm BARĂ AL. 20 x 4 mm
STEP - 35 kV 1250 A
BPN 21 kV 300 A
CN - 24 kV / 600 A cu intr.monop. HFM 24 kV / 1250 A
Rezistor 20 / $\sqrt{3}$ kV 300 A TC 50 / 5 / 5 A
TC 800 / 5 / 5 A
TC 800 / 5 / 5 A
IO - 20 1250 A
STT - 20 1250 A
Bare 20 kV
IO - V
CIRHi - 100



NOTA:

1. Circuite noi sau adaptate - marcate cu roșu
2. Schema este valabilă și pentru TI 110 / 20 kV 40 MVA având TC 110 kV cu $n_c =$ și TC 20 kV cu $n_c = 1250 / 5 / 5 A$

FIG.3. Schema bloc cu circuite primare și circuite de protecție și automatizare aferente trafo II 110 / 20 kV 25 MVA. Rețea mixtă de 20 kV cu neutrul prin rezistor comutabil Rcn₂. Stația 110/20 kV SLATINA NORD.



NOTA: 1. Circuite noi sau adaptate - marcate co roșu

FIG.4. Schema bloc cu circuite primare și circuite de protecție aferente LEA de 20 kV. Rețea mixtă de 20 kV cu neutrul tratat prin rezistor comutabil R_{nc2} . Stația 110 / 20 kV SLATINA NORD.

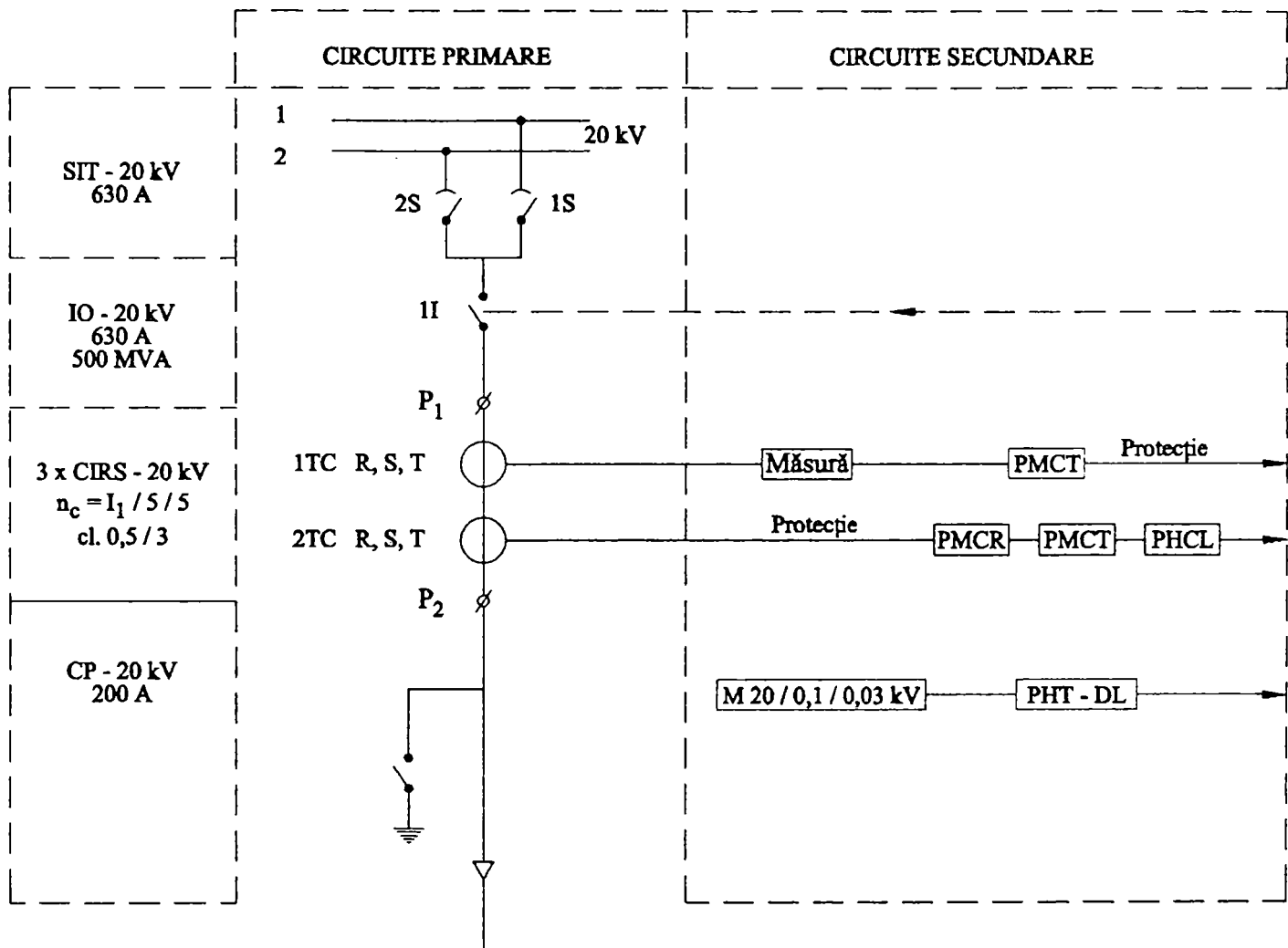


FIG.5. Schema bloc cu circuite primare și circuite de protecție aferente LES de 20 kV cu neutrul tratat prin rezistor comutabil R_{nc2} . Stația 110 / 20 kV SLATINA NORD.

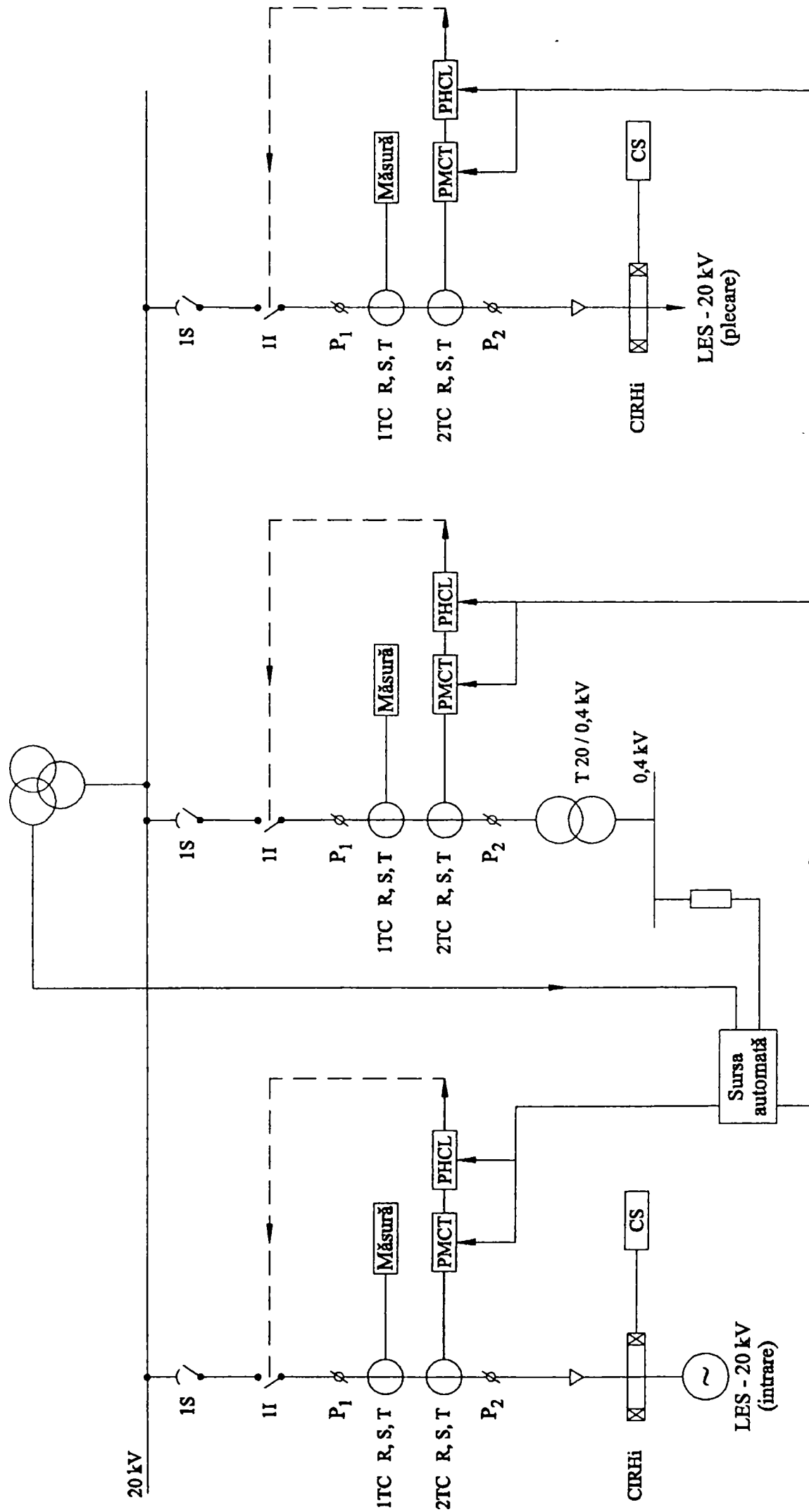


FIG.6. Schema bloc cu circuite primare și circuite de protecție aferente LEA de 20 kV și T 20 / 0,4 kV.
 Rețea mixtă de 20 kV cu neutru tratat prin rezistor comutabil.
 PA 20 kV Ecaterina Teodoroiu.

ANEXA 3

—Scheme de încadrare a perturbografului digital CDR-10 HDD

ÎNCADRAREA PERTURBOGRAFULUI DIGITAL CDR10 HDD ÎN INSTALAȚIILE ELECTRICE DE 20 kV CARE FUNCȚIONEAZĂ CU NEUTRUL TRATAT PRIN REZISTOR COMUTABIL R_{nc2} ÎN STRUCTURA (TEP + BC) //(BPN + R_{nc}) DIN STAȚIA 110/20 kV SALONTA

Perturbograful digital CDR 10 HDD realizat de "Telecom" SRL București a fost livrat pentru stația 110/20 kV Salonta, având în principal următoarele caracteristici:

- 16 canale analogice structurate astfel:
 - 10 intrări de curent $I_n = 5$ A și $I_{max} = 50$ A, 50 Hz
 - 6 intrări de tensiune $U_n = 100$ V, 50 Hz și $U_{max} = 120$ V
- 32 canale digitale cu tensiunea de intrare $U_n = 220$ V cc.
- frecvența de eșantionare: 1 kHz, 2 kHz, 5 kHz, 10 kHz.
- rezoluția 16 biți:
- clasa de precizie este 1 % (raportată la capătul de scală -50 A)
- precizia de măsură a echipamentului pentru valoarea de 100mA este de $\pm 2,5$ mA
- programarea pragurilor de trigger analogice se face peste 1% din capătul de scală (0,5 A), programarea pragurilor sub valoarea specificată este posibilă dar nu este garantată de "Telecom".

Pentru obținerea datelor cât mai complete privind noul regim de funcționare al rețelei aeriene de 20 kV, date care pot influența principiile de funcționare ale protecțiilor prin relee cât și reglajele acestora, mărimile analogice și digitale au fost stabilite astfel încât să reflecteze regimurile de funcționare ale rețelei aeriene de 20 kV cât și regimurile de funcționare ale surselor de alimentare din stația 110/20 kV Salonta.

Înregistrările care urmează să fie efectuate pe parcursul exploatării rețelei în anul 1997, având implementat sistemul SNCD cu tratarea neutrului de 20 kV prin rezistor comutabil R_{nc2} în structura (TSP + BC) //(BPN + R_{nc}), cu acest perturbograf trebuie să definitiveze următoarele:

- eficiența soluției de tratare a neutrului rețelei aeriene prin rezistor comutabil R_{nc2} în structura (TSP + BC) //(BPN + R_{nc}), soluție relativ ieftină pentru stațiile 110/20 kV existente;
- parametri de calcul determinați experimental pentru completarea protecției prin relee împotriva punerii la pământ a unei faze, în diferite condiții de mediu (defecte metalice sau prin rezistența de trecere mare);
- reglajele protecțiilor și automatizărilor, pentru a putea acoperi gama cât mai mare de defecte la s.p.l.p. având în vedere și caracterul surselor homopolare (respectiv inductiv și capacitiv).

Schemele de încadrare a perturbografului digital CDR în circuitele de curent, tensiune și circuitele de comandă și semnalizare a stației 110/20 kV, sunt prezentate în fig. 1,2,3,4,5, cu destinația canalelor analogice și digitale de intrare precum și a canalelor digitale de ieșire prezentate mai jos. Cablele necesare pentru încadrarea perturbografului sunt prezentate în fig.7.

Intrări analogice:

- $C_1 U_{RO}$ - tensiune R-O bara I 20 kV $n_T=20/0,1$ kV
- $C_2 U_{SO}$ - tensiune S-O bara I 20 kV $n_T=20/0,1$ kV

- C₃ U_{TO} - tensiune T-O bara I 20 kV n_T=20/0,1 kV
- C₄ 3U_O - tensiune homopolară bara I 20 kV n_T=20/0,1 kV
- C₅ U_{BC} - tensiunea bobinei de compensare 20 kV $n_T = \frac{20/\sqrt{3}}{0,1} kV$
- C₆ U_{Rn} - tensiune rezistor 20 kV n_T= 10/0,1 kV
- C₇ 3I₀₁ - curent homopolar celule 20 kV TI 110/20 kV n_c = 660/5 A
- C₈ 3I₀₂ - curent homopolar rezistor 20 kV TI 110/20 kV n_c = 50/5 A
- C₉ 3I₀₃ - curent homopolar bobine de compensare n_c = 100/5 A
- C₁₀ 3I₀₄ - curent homopolar LEA 20 kV Ant n_c = 300/5 A
- C₁₁ 3I₀₅ - curent homopolar LEA 20 kV Tămașda n_c = 200/5 A
- C₁₂ 3I₀₆ - curent homopolar LEA 20 kV Av. Mădăras n_c = 200/5 A
- C₁₃ 3I₀₇ - curent homopolar LEA 20 kV Av. Ciomeghiu n_c = 100/5 A
- C₁₄ 3I₀₈ - curent homopolar LEA 20 kV Beiuș n_c = 200/5 A
- C₁₅ 3I₀₉ - curent homopolar LEA 20 kV Oradea n_c = 200/5 A

Start analogic "Înregistrare" la nivel maxim pe armonica 1:

- tensiune homopolară I 20 kV - 3U₀ = 5V (prag de trigger)
- curent rezistor TI 110/20 kV - 3I₀₁ = 0,5 A (prag de trigger)

Start digital "Înregistrare" pentru orice canal 0-1 :

- demaraj protecție maximă crt. temp. TI 110/20 kV celula 20 kV
- demaraj BCAR -1 - contact ID₃ (19-20)
- activat BCAR -1 prin RAR -10 tr.I - contact ID₄ (13-14)
- demaraj RAR - 10 treapta I - se va stabili la montare

Intrări digitale

- activat într. 3I - rezistor prin BCAR -1:
 - anclanșare - ID₁ (14-15)
 - declanșare - ID₂ (14-16)
- poziție într. 3I - "deconectat" - contact n.d. 3I
- demaraj PHCT- TI 110/20 kV celula 20 kV - releu intermediar
- demaraj PHCN - rezistor - releu intermediar
- demaraj PMB - bara I 20 kV - releu intermediar
- declanșare întreruptor 20 kV TI 110/20 kV - contact n.d. releu intermediar

Contacte de ieșire

- CDR " pregătit pentru funcționare" - cont. (1 - 2) U_n = 220 V cc
- CDR "a funcționat" - cont. (3 - 4) U_n = 220 V cc
- CDR " înregistrare" - cont. (5 - 6) U_n = 220 V cc
- CDR "memorare " - cont. (9 -10) U_n = 220 V cc
- CDR "eroare în funcționare" - cont. (11-12) U_n = 220 V cc

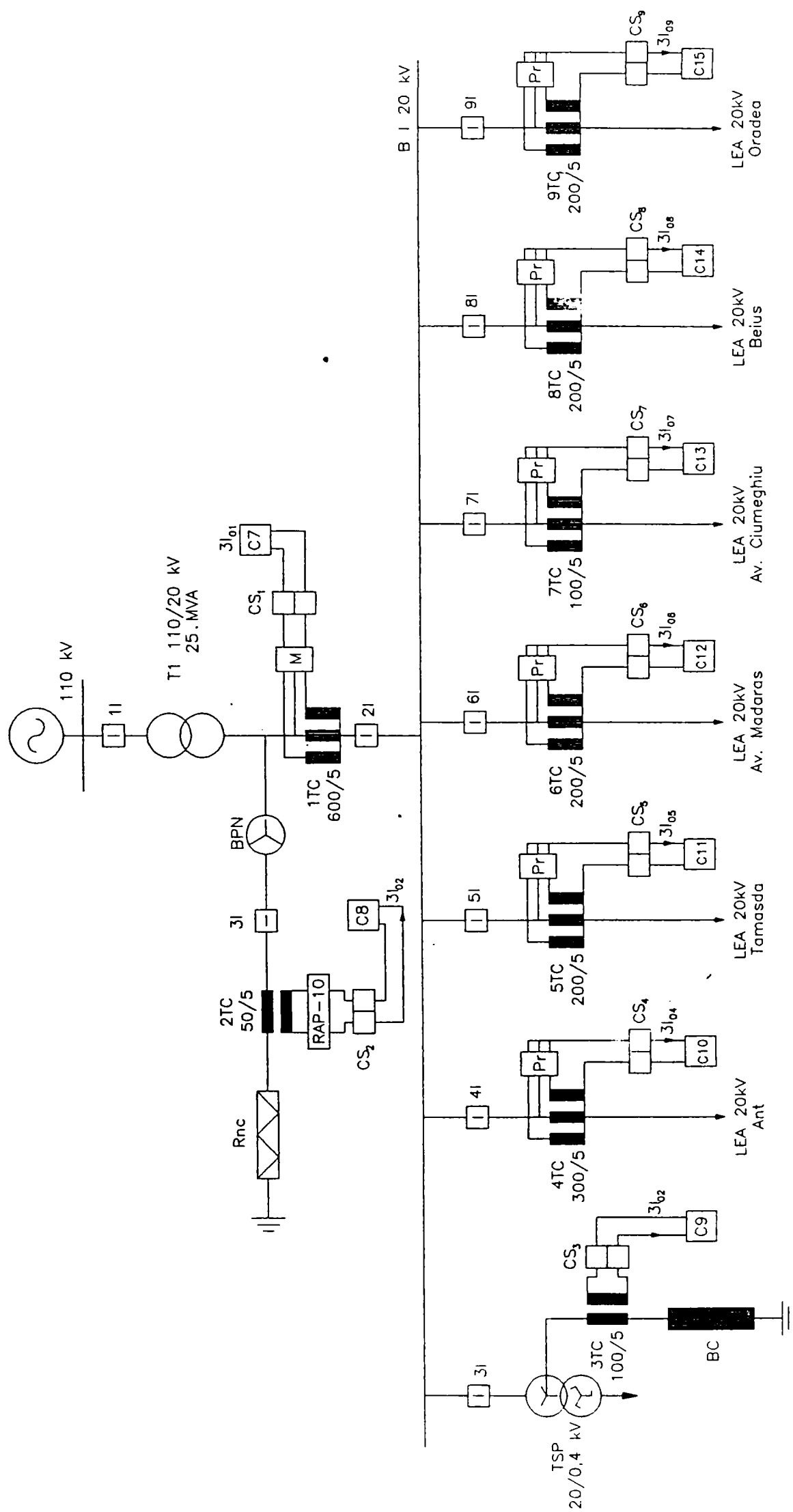


FIG. 1. SCHEMA DE RACORDARE A PERTURBOGRAFULUI DIGITAL CDR-10 HDD LA CIRCUITELE DE CURENT ALE INSTALATIILOR DE 20KV CARE FUNCTIONEAZA CU NEUTRUL TRATAT PRIN REZISTOR COMUTABIL RnC₂ IN STRUCTURA (TSP+BC)||((BPN+RnC)||

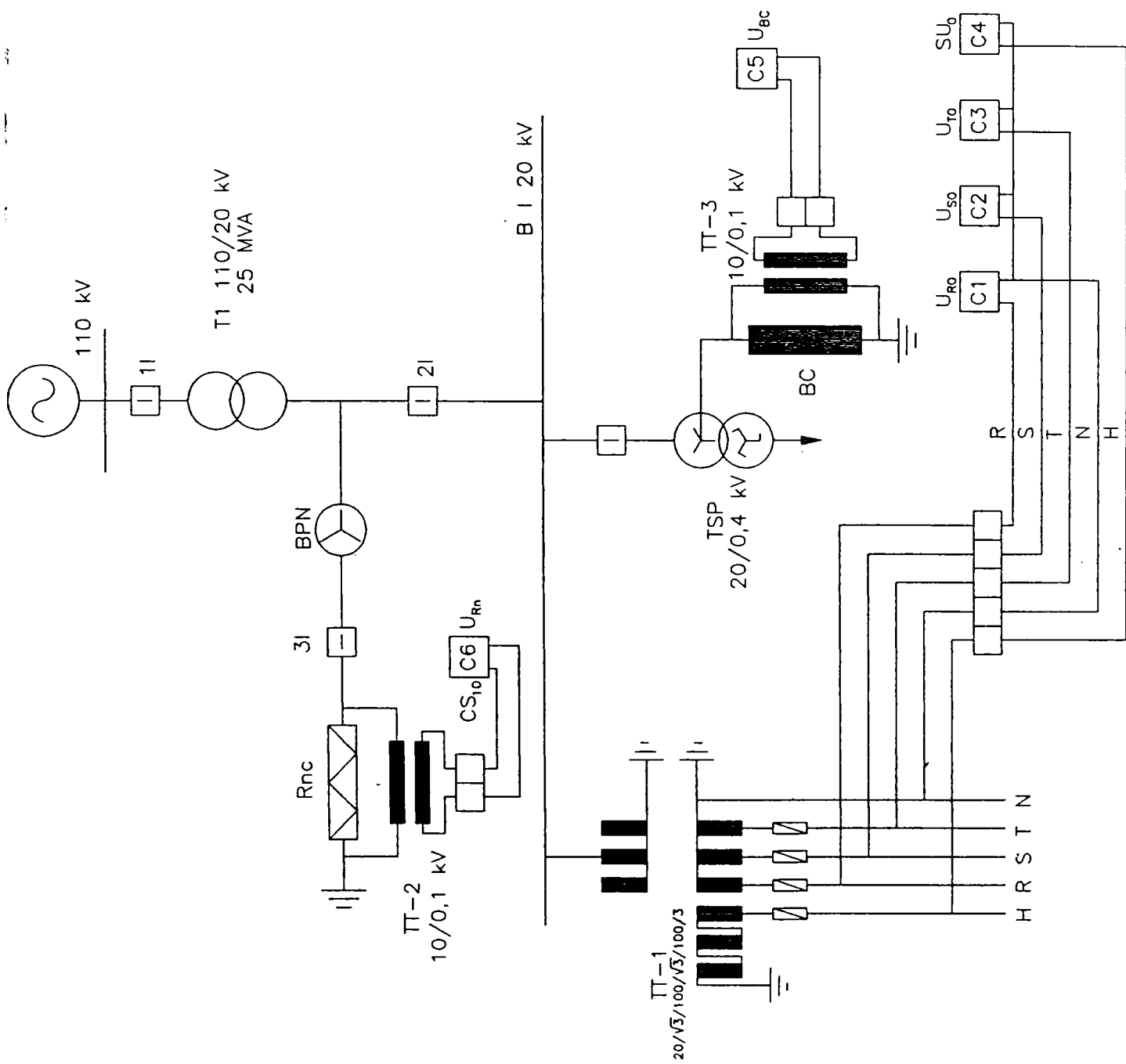
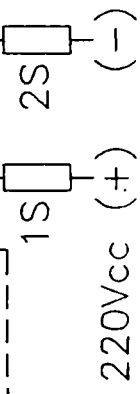
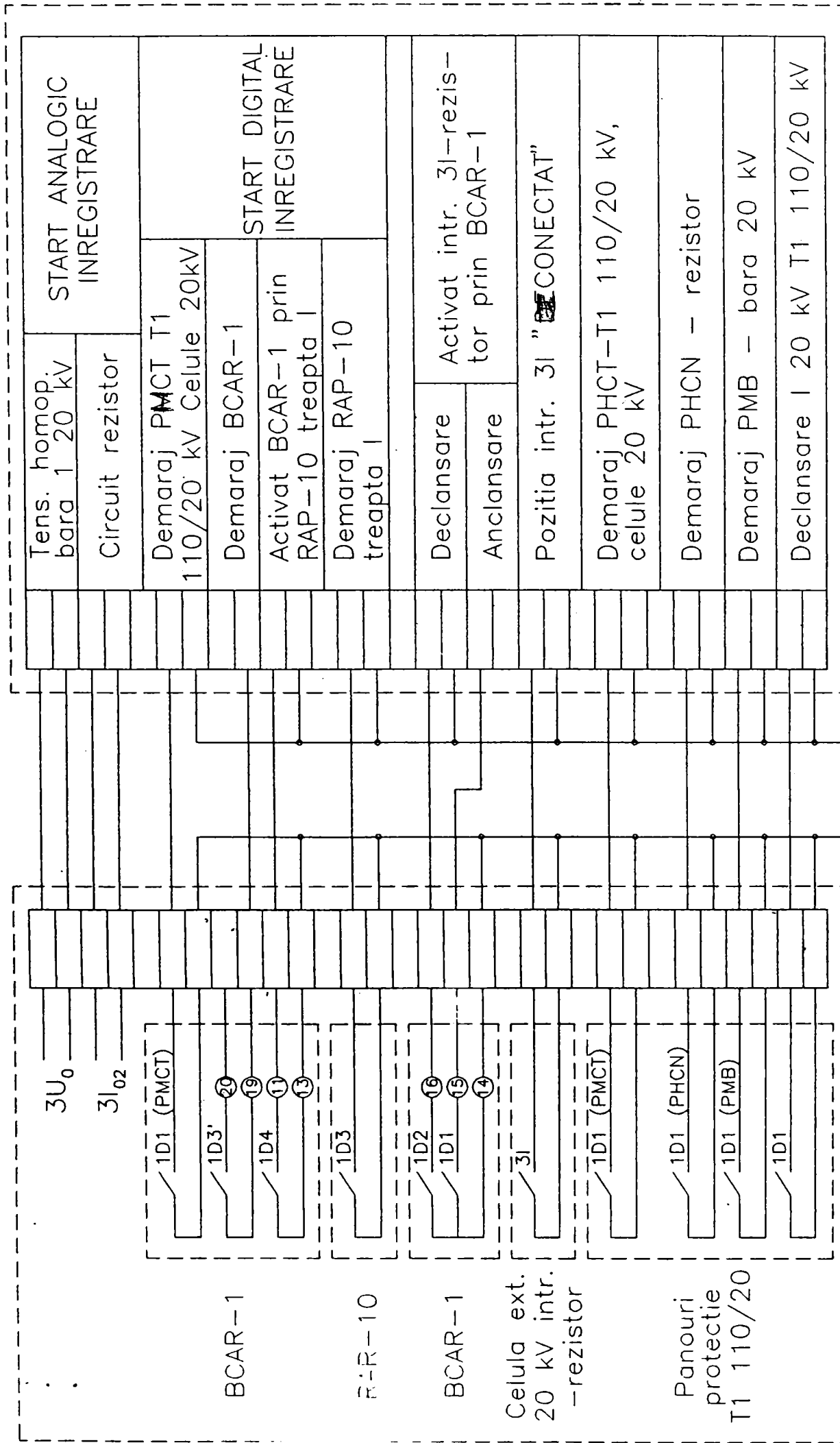


FIG. 2. SCHEMA DE RACORDARE A PERTURBOGRAFULUI DIGITAL CDR--10 HDD LA CIRCUITELE DE TENSIIUNE ALE INSTALATIILOR DE 20kV CARE FUNCTIONEAZA CU NEUTRUL TRATAT PRIN REZISTOR COMUTABIL R_{nc} IN STRUCTURA (TSP+BC) || (BPN+R_{nc}) || (BPN+R_{nc}) - STATIA 110/20kV SALONTA.



ANEXA 4

—Inregistrări în instalații în regim SNCD

---> Station name :

File name: 5_04_A\AGH00076.P10 #Env:NOFS:AC

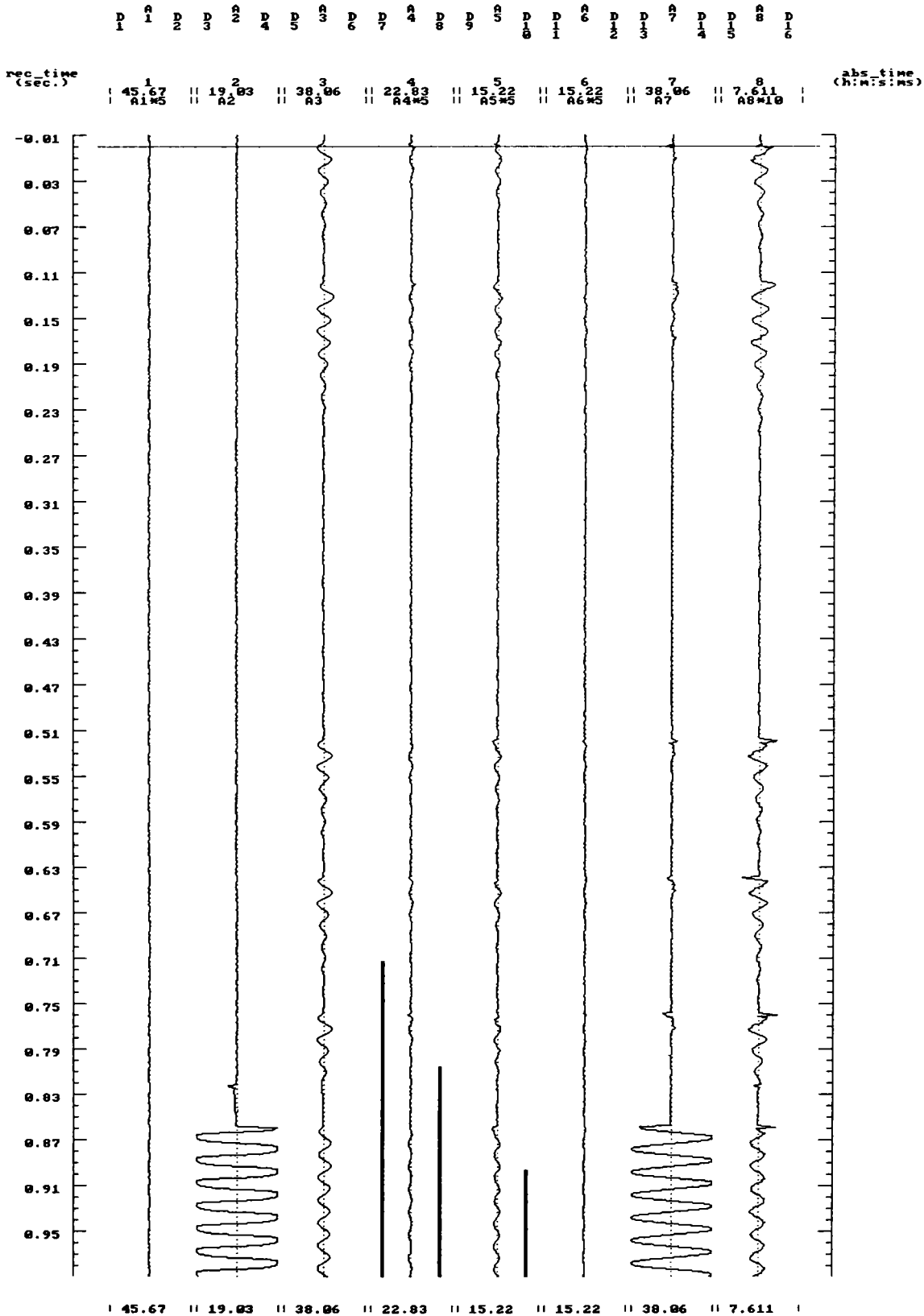
Date: 28- 6- 152 Time of trigger: 10:28:55:383

Cause of trigger : DI 0 =

Print type: From : -0.01(s) to : 1(s) (0=Trig.time) Zoom=1

Rata esant. norm (Hz):1000 Rata esant. lupa (Hz):1000

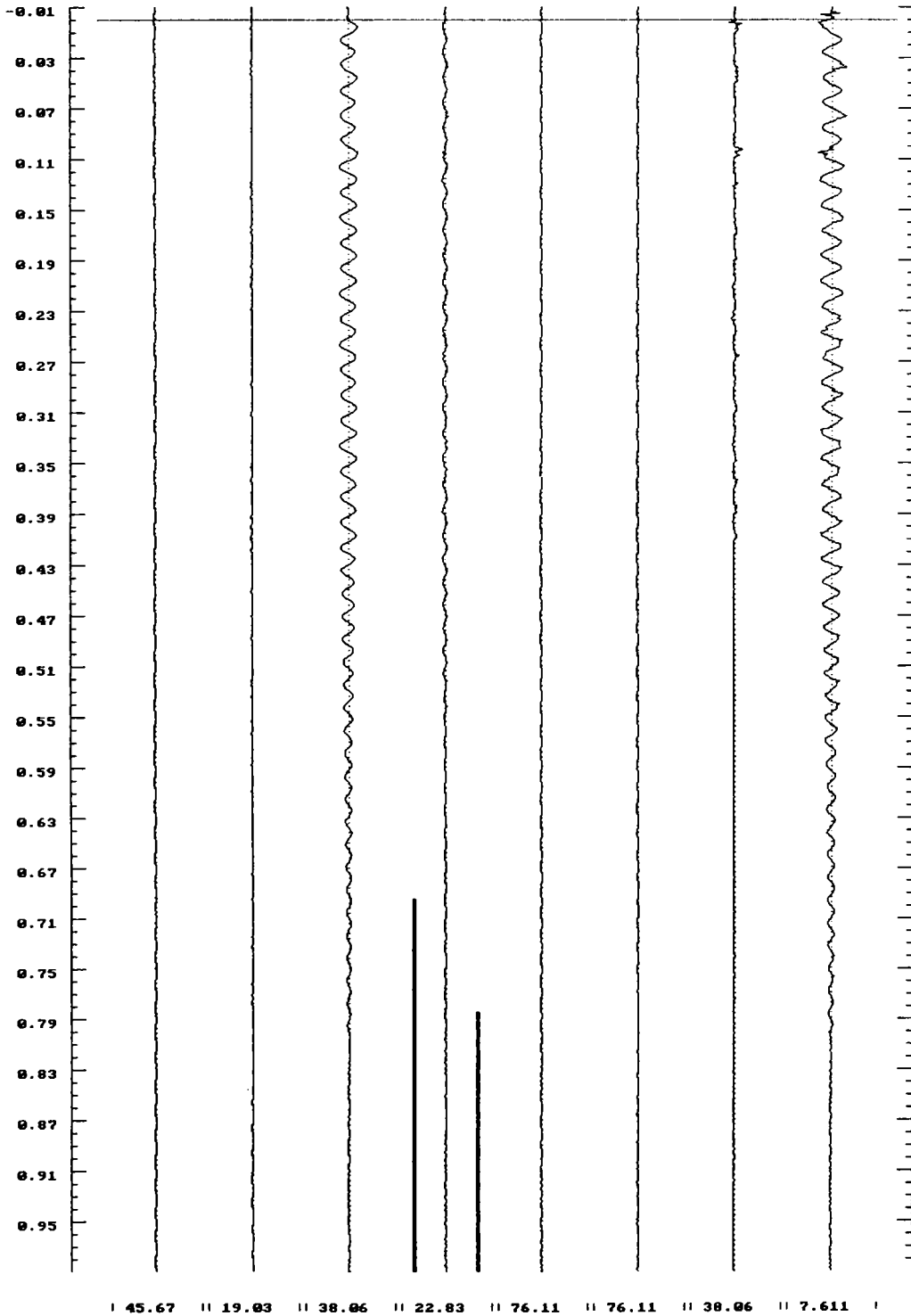
Text:



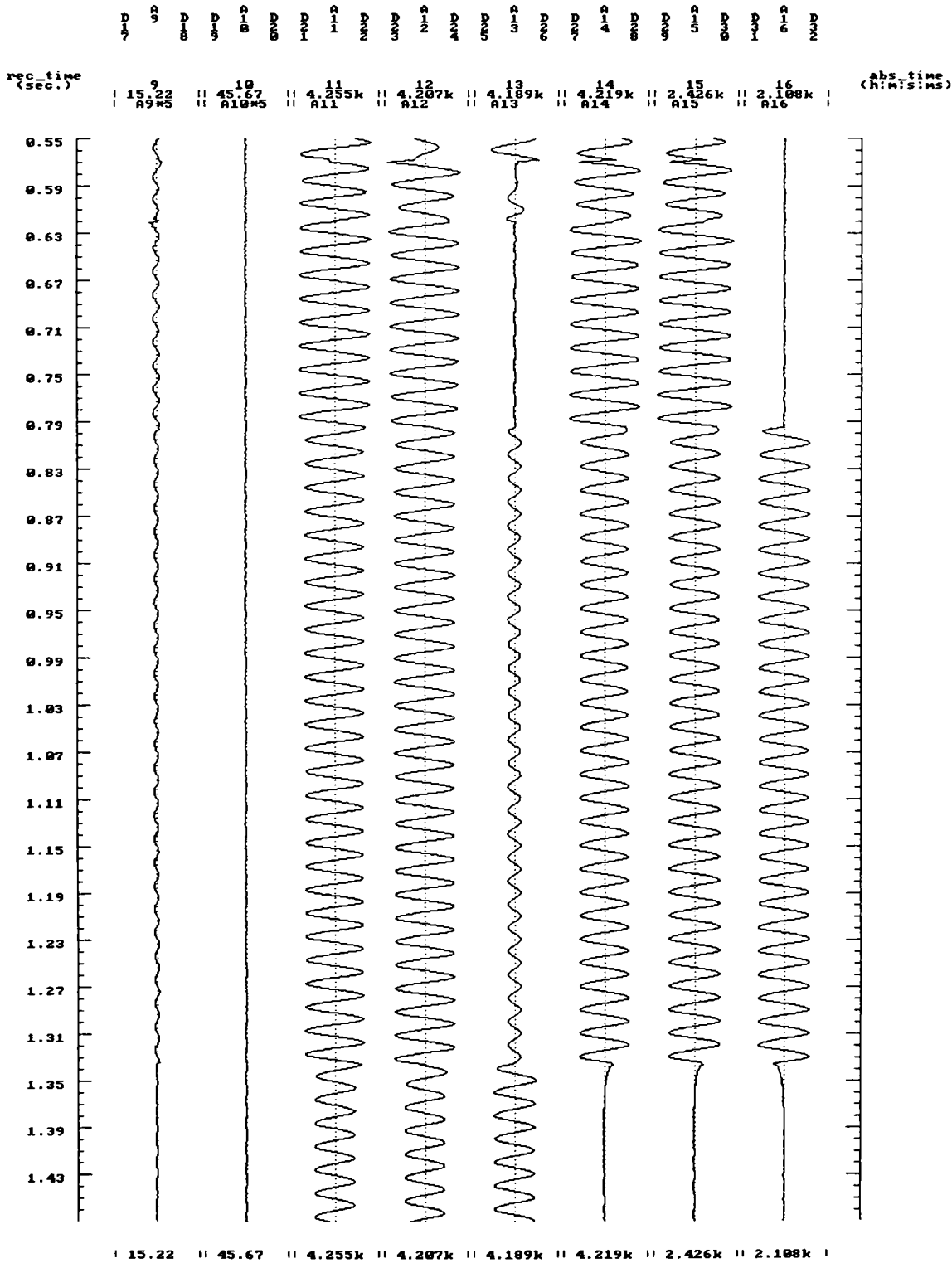
CDR / CDR_10_ST & *** FOCUS *** (c)1993-95 - TELECOMM S.R.L.
 User name: F.R.E. ORADEA FOCUS version: 3.54/17.12.96
 ---> Station name :
 File name: 5_04_A\AGH00043.P10 #Env:NOFS:AC
 Date: 23- 6- 152 Time of trigger: 4:15:35:383
 Cause of trigger : DI 0 =
 Print type: From : -0.01(s) to : 0.99(s) (0=Trig.time) Zoom=1
 Rata esant. norm (Hz):1000 Rata esant. lupa (Hz):1000
 Text:

P 1 A 2 P 3 A 4 P 5 A 6 P 7 A 8 P 9 A 10 P 11 A 12 P 13 A 14 P 15 A 16 P 16

rec.time (Sec.) | 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 | abs.time (h:m:s:ms)



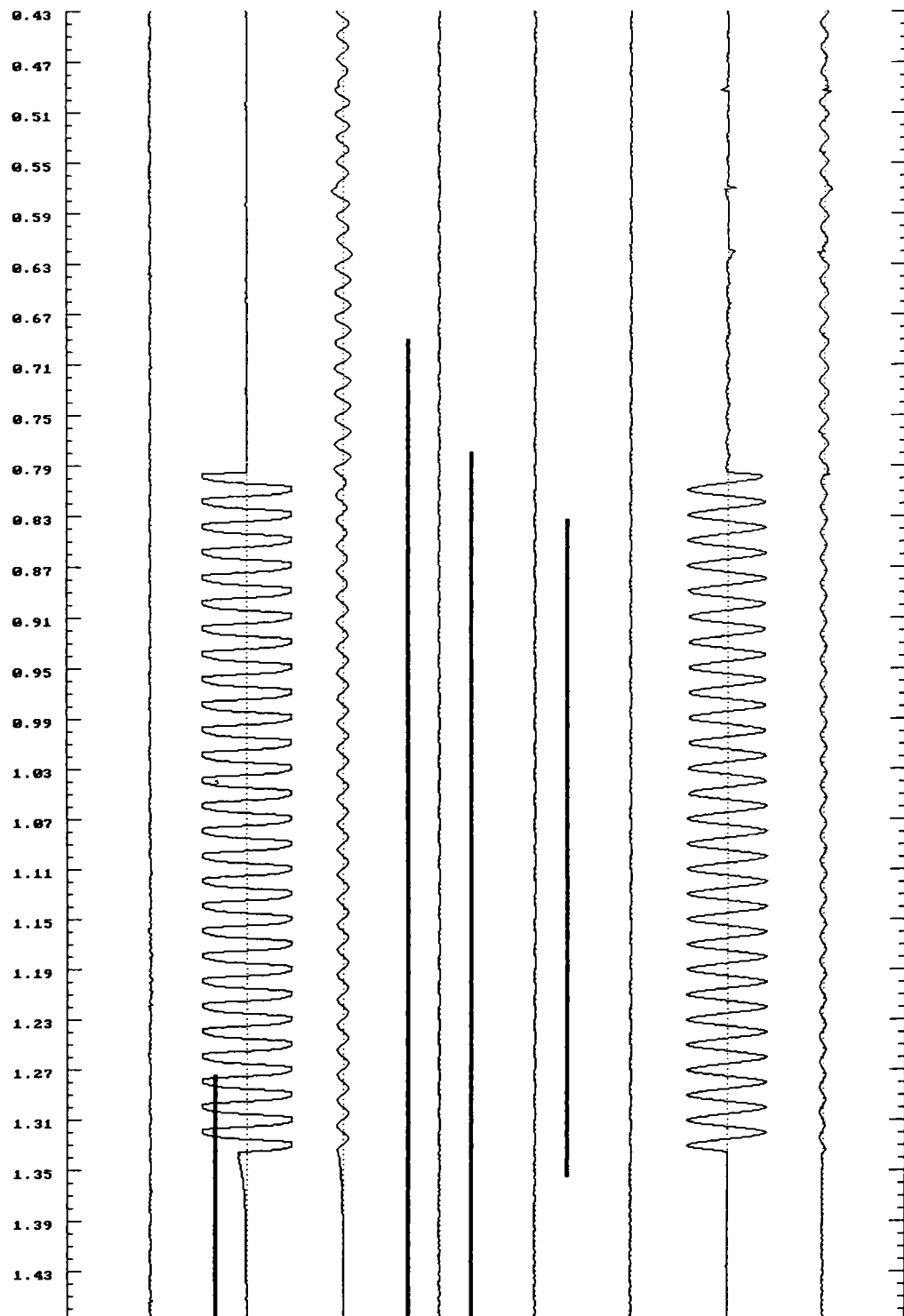
CDR / CDR_10_ST & *** FOCUS *** (c)1993-95 - TELECOMM S.R.L.
 User name: F.R.E. ORADEA FOCUS version: 3.54/17.12.96
 ---> Station name :
 File name: 5_04_A\AGH00042.P10 #Env:NOFS:AC
 Date: 23- 6- 152 Time of trigger: 3:11:18:383
 Cause of trigger : DI 0 =
 Print type: From : 0.55(s) to : 1.5(s) (0=Trig.time) Zoom=1
 Rata esant. norm (Hz):1000 Rata esant. lupa (Hz):1000
 Text:



CDR / CDR_10_ST & *** FOCUS *** (c)1993-95 - TELECOMM S.R.L.
 User name: F.R.E. ORADEA FOCUS version: 3.54/17.12.96
 ---> Station name :
 File name: 5_04_A\AGH00042.P10 #Env:NOFS:AC
 Date: 23- 6- 152 Time of trigger: 3:11:18:383
 Cause of trigger : DI 0 =
 Print type: From : 0.43(s) to : 1.5(s) (0=Trig.time) Zoom=1
 Rata esant. norm (Hz):1000 Rata esant. lupa (Hz):1000
 Text:

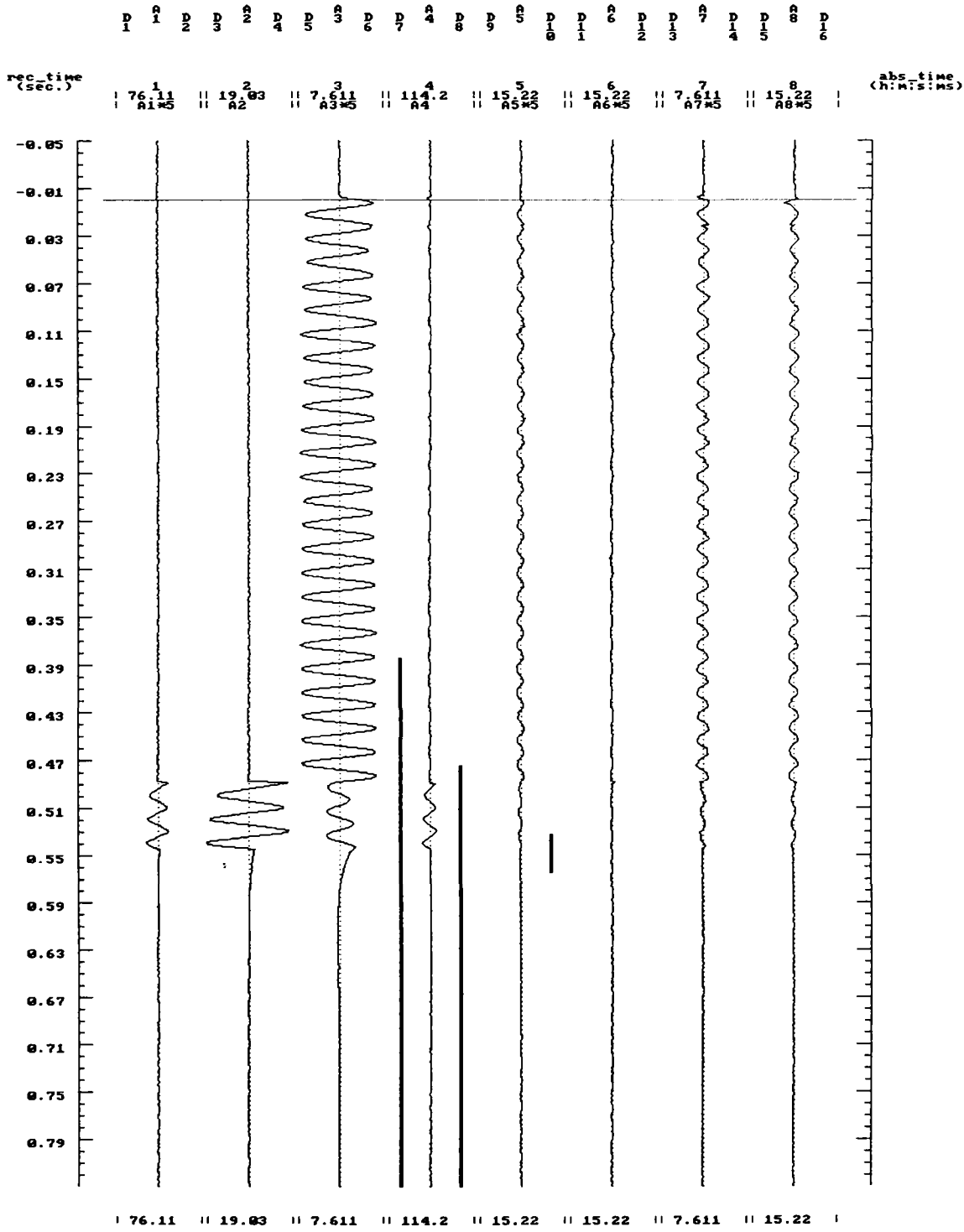
P 1 A 2 D 3 A 4 D 5 A 6 D 7 A 8 D 9 A 10 D 11 A 12 D 13 A 14 D 15 A 16 D 16

rec.time (sec.) | 1 2 3 4 5 6 7 8 | abs.time (h:m:s:ms)



| 45.67 || 19.03 || 38.06 || 114.2 || 76.11 || 76.11 || 38.06 || 15.22 |

CDR / CDR_10_ST & *** FOCUS *** (c)1993-95 - TELECOMM S.R.L.
 User name: F.R.E. ORADEA FOCUS version: 3.54/17.12.96
 ---> Station name :
 File name: AGH00265.P10 #Env:NOFS:AC
 Date: 26- 3- 98 Time of trigger: 16:33:14:383
 Cause of trigger : DI 0 =
 Print type: From : -0.05(s) to : 0.85(s) (0=Trig.time) Zoom=1
 Rata esant. norm (Hz):1000 Rata esant. lupa (Hz):1000
 Text:



---> Station name :

File name: AGH00265.P10 #Env:NOFS:AC

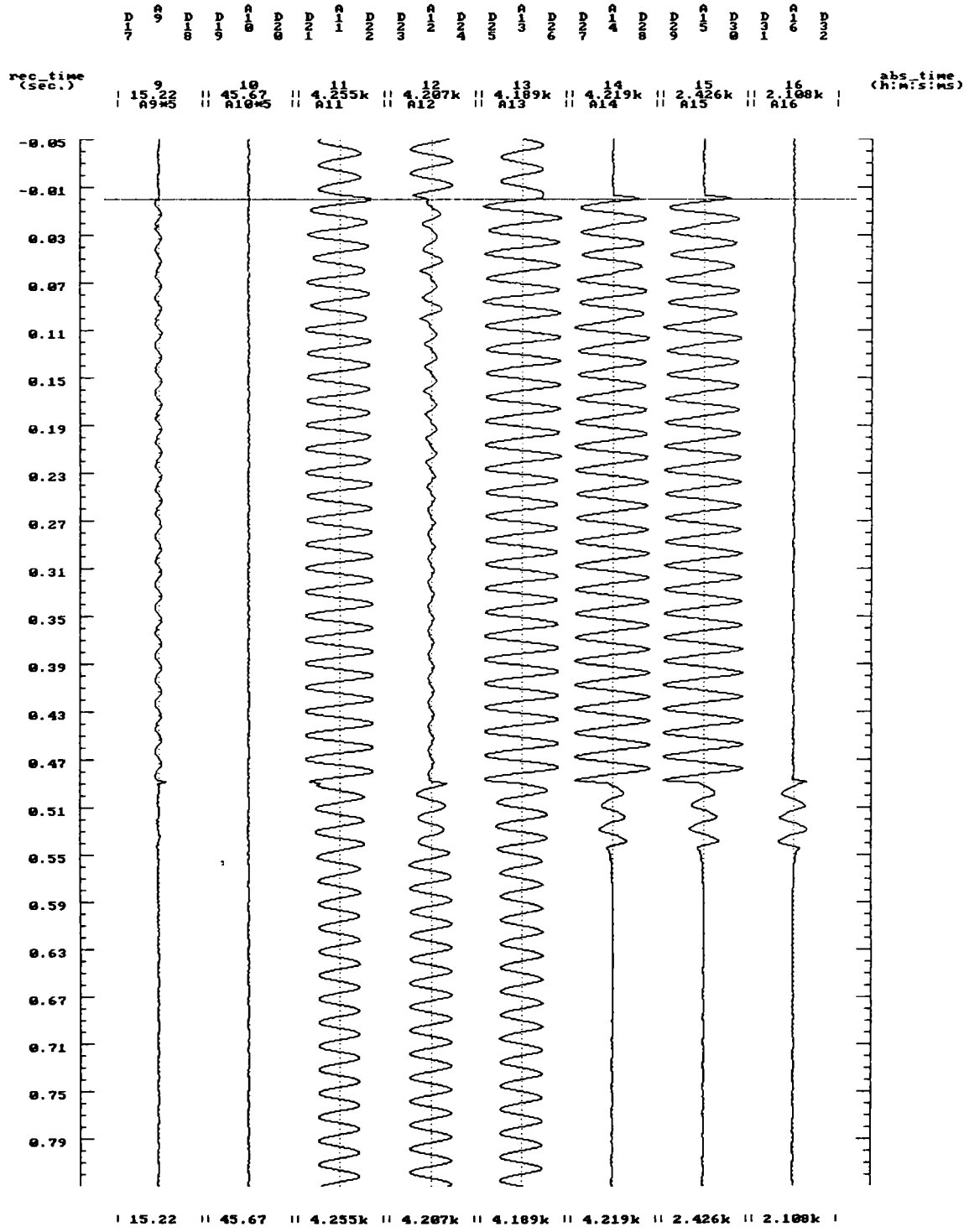
Date: 26- 3- 98 Time of trigger: 16:33:14:383

Cause of trigger : DI 0 =

Print type: From : -0.05(s) to : 0.85(s) (0=Trig.time) Zoom=1

Rata esant. norm (Hz):1000 Rata esant. lupa (Hz):1000

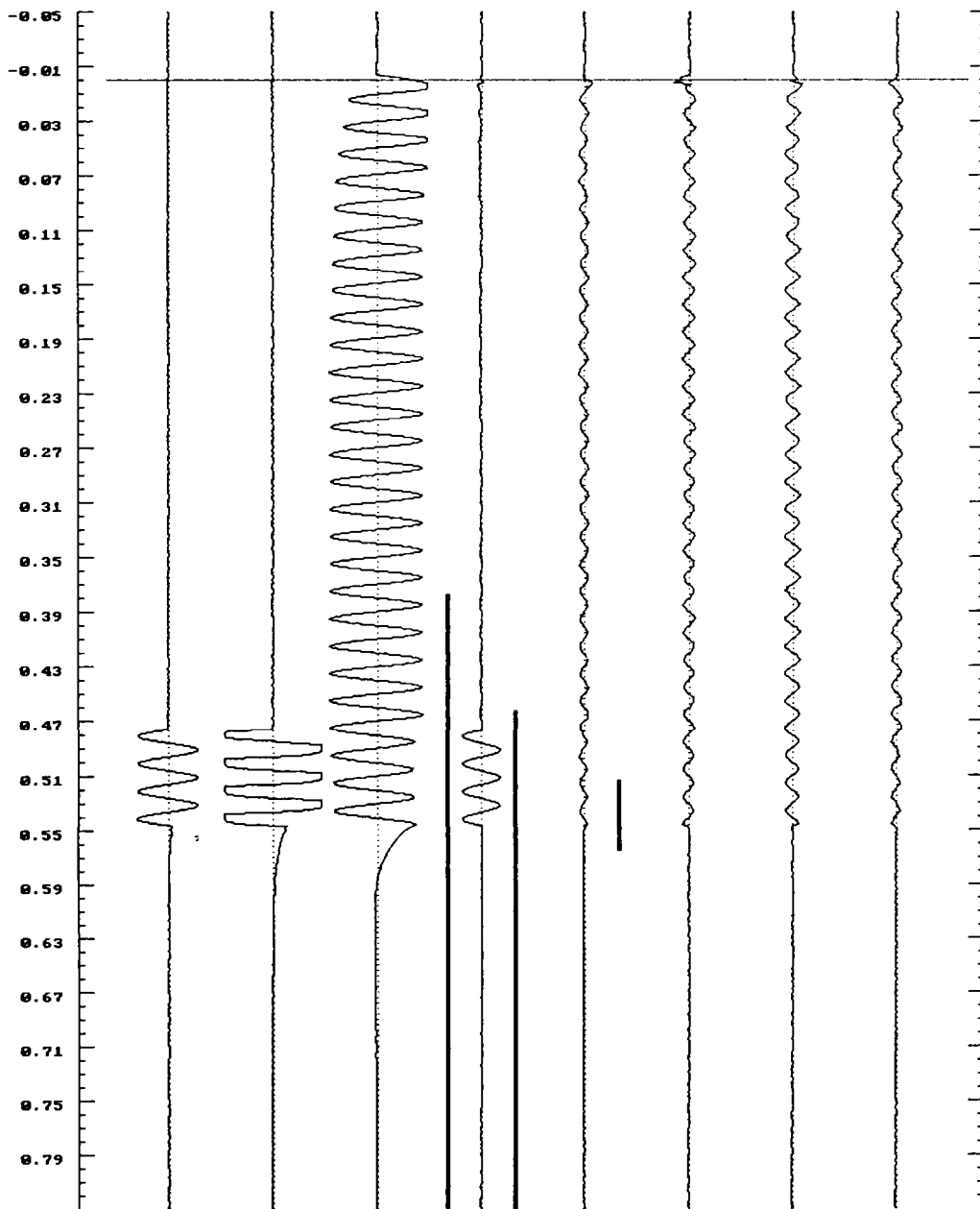
Text:



CDR / CDR_10_ST & *** FOCUS *** (c)1993-95 - TELECOMM S.R.L.
 User name: F.R.E. ORADEA FOCUS version: 3.54/17.12.96
 ---> Station name :
 File name: AGH00262.P10 #Env:NOFS:AC
 Date: 26- 3- 98 Time of trigger: 15:38:47:383
 Cause of trigger : DI 0 =
 Print type: From : -0.05(s) to : 0.85(s) (0=Trig.time) Zoom=1
 Rata esant. norm (Hz):1000 Rata esant. lupa (Hz):1000
 Text:

P 1 A 2 D 3 A 4 D 5 A 6 D 7 A 8 D 9 A 10 D 11 A 12 D 13 A 14 D 15 A 16 D

rec.time (sec.) | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | | abs.time (h:m:s:ms) |
 | 76.11 | 19.03 | 7.611 | 114.2 | 15.22 | 15.22 | 7.611 | 15.22 | |



| 76.11 || 19.03 || 7.611 || 114.2 || 15.22 || 15.22 || 7.611 || 15.22 |

----> Station name :

File name: AGH00262.P10 #Env:NOFS:AC

Date: 26- 3- 98 Time of trigger: 15:38:47:383

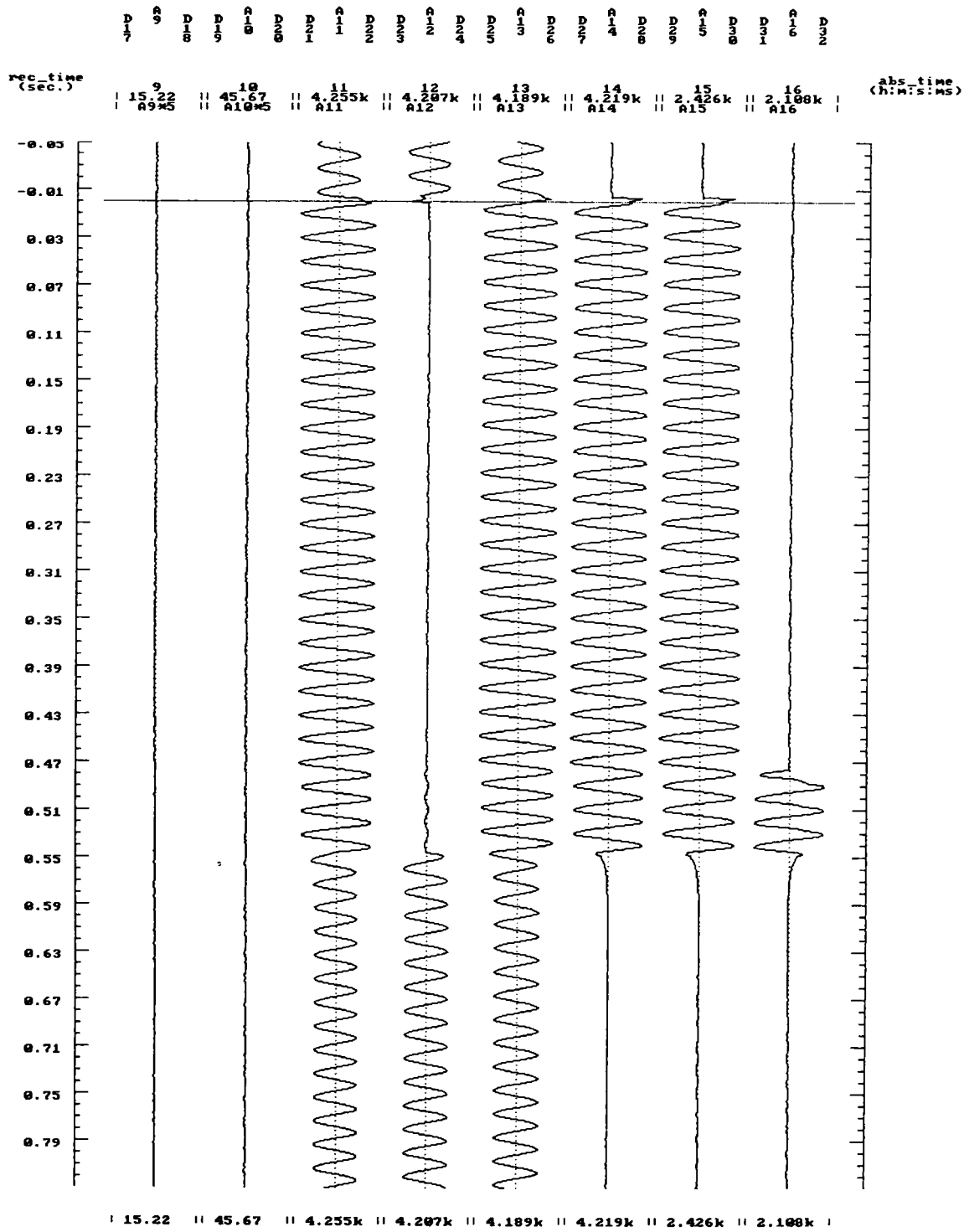
Cause of trigger : DI 0 =

Print type: From : -0.05(s) to : 0.85(s) (0=Trig.time) Zoom=1

Rata esant. norm (Hz):1000

Rata esant. lupa (Hz):1000

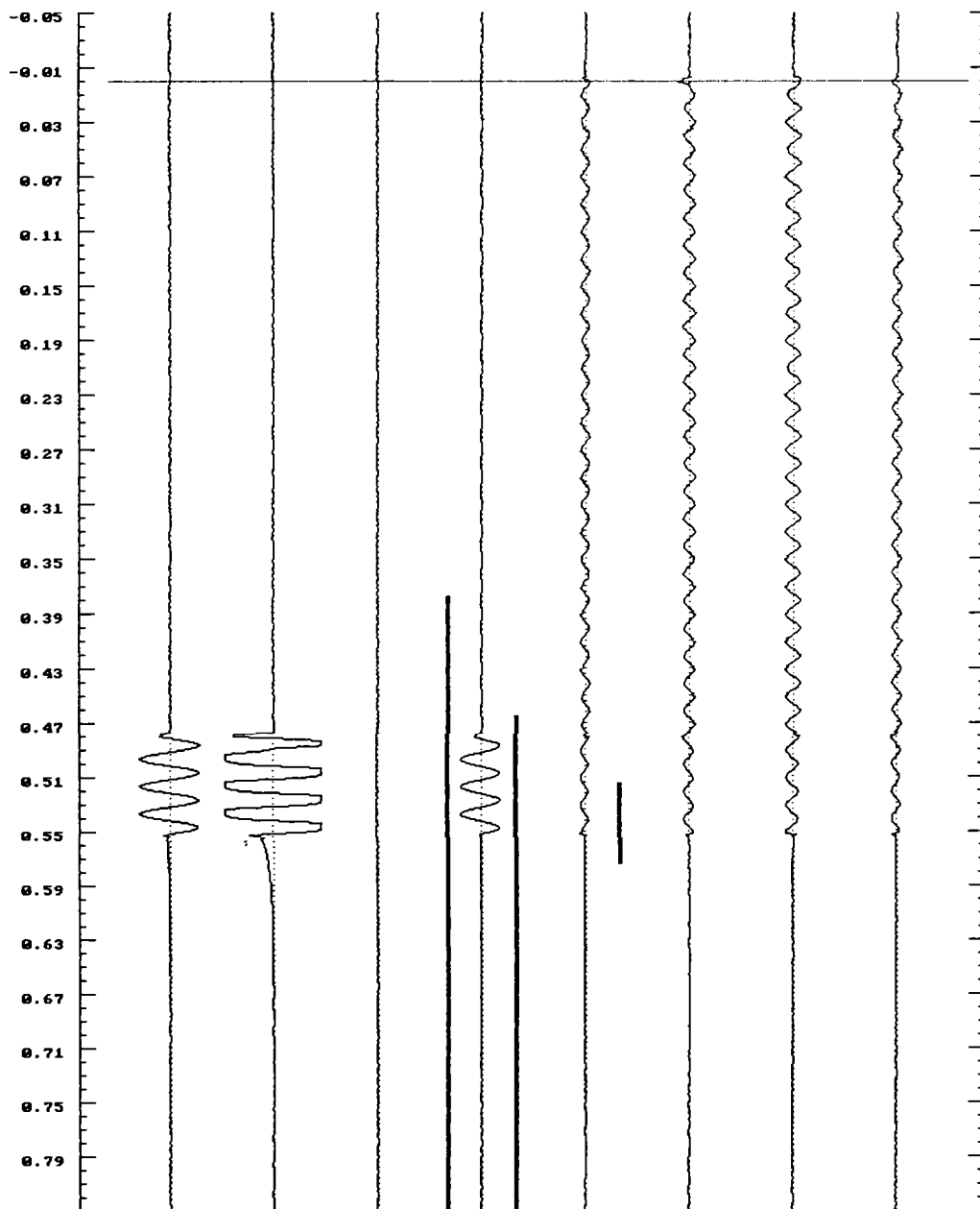
Text:



CDR / CDR_10_ST & *** FOCUS *** (c)1993-95 - TELECOMM S.R.L.
 User name: F.R.E. ORADEA FOCUS version: 3.54/17.12.96
 ---> Station name :
 File name: AGH00260.P10 #Env:NOFS:AC
 Date: 26- 3- 98 Time of trigger: 15:22: 9:383
 Cause of trigger : DI 0 =
 Print type: From : -0.05(s) to : 0.85(s) (0=Trig.time) Zoom=1
 Rata esant. norm (Hz):1000 Rata esant. lupa (Hz):1000
 Text:

P 1 A 2 D 3 A 4 D 5 A 6 D 7 A 8 D 9 A 10 D 11 A 12 D 13 A 14 D 15 A 16 D 17

rec_time (Sec.) | 76.11 | 19.03 | 76.11 | 114.2 | 15.22 | 15.22 | 7.611 | 15.22 | | abs_time (h:m:s.ms) |



| 76.11 | 19.03 | 76.11 | 114.2 | 15.22 | 15.22 | 7.611 | 15.22 |

ANEXA 5

*—Diagnoza stării izolației REDMT- înregistrări în instalații
-prelucrări înregistrări
-Raportul echipelor de control*

ȚĂLCUL PARAMETRI DEFECT NESIMETRIC

FISIER: INREG. IN EXPLOATARE 19/10/2001
 PC.MAS. STATIA VELENȚA CEL. 20KV SACUENI
 NEUTRU RN ORA 13,45
 REGIM NORMAL

	U		I		φ [°]
	[KV]	[°]	[A]	[°]	
R	11.930	0.000	43.790	331.600	-331.600
S	11.900	239.900	44.370	211.600	28.300
T	11.870	119.400	42.780	93.200	26.200
N		310=	2.1		
R	11.9	-0.2	43.6	-27.9	27.6
S	11.9	-120.2	43.6	-147.9	27.6
T	11.9	119.8	43.6	92.1	27.6
R	0.036	-65.9	0.5	-176.1	110.2
S	0.036	-185.9	0.5	-296.1	110.2
T	0.036	54.1	0.5	-56.1	110.2
R	0.048	18.8	0.716	-140.6	159.4
S	0.048	18.8	0.716	-140.6	159.4
T	0.048	18.8	0.716	-140.6	159.4

	P [KW]	Q [KVAR]	S [KVA]	ΣP	ΣQ	ΣS
	459.5	248.5	522.4			
	464.9	250.3	528.0			
	455.6	224.2	507.8	1380.1	723.0	1558.0
	460.1	241.0	519.3			
	460.1	241.0	519.3			
	460.1	241.0	519.3	1380.2	722.9	1558.0
	-0.006	0.017	0.018			
	-0.006	0.017	0.018			
	-0.006	0.017	0.018	-0.019	0.050	0.054
	-0.032	0.012	0.034			
	-0.032	0.012	0.034			
	-0.032	0.012	0.034	-0.0956	0.036	0.102
				1380.1	723.0	1558.0

	modul	faza	{Re}	{Im}
R	0.0	-121.8	0.0	0.0
S	0.0	-121.8	0.0	0.0
T	0.0	-121.8	0.0	0.0
R	5.9	-176.4	-5.9	-0.4
S	5.9	-416.4	3.3	-4.9
T	5.9	63.6	2.6	5.3
R	1.6	-93.8	-0.1	-1.6
S	1.6	-333.8	1.4	0.7
T	1.6	146.2	-1.3	0.9
R	6.3	-161.8	-6.0	-2.0
S	6.3	-42.3	4.7	-4.2
T	6.3	78.1	1.3	6.1
			-0.1	-0.1

Ph/Sh X100=[%] -93.611

Yh= 15.05919

Pf= 18.9

CALCUL PARAMETRI DEFECT NESIMETRIC

FISIER: INREG. ST. VELENTA 21/08/2001
 PC.MAS. LEA 20KV SACUENI
 ORA 10:25
 REGIM NORMAL NEUTRU TRATAT CU RN

	U		I		$\varphi [^\circ]$	
	[KV]	[°]	[A]	[°]		
R	11.800	0.000	25.490	321.000	-321.000	
S	11.780	239.900	22.960	215.600	24.300	
T	11.680	119.300	24.550	77.200	42.100	
N	3I0= 8.6					
d	R	11.8	-0.3	24.1	-35.7	35.4
	S	11.8	-120.3	24.1	-155.7	35.4
	T	11.8	119.7	24.1	84.3	35.4
i	R	0.058	-78.2	2.0	-175.6	97.4
	S	0.058	-198.2	2.0	-295.6	97.4
	T	0.058	41.8	2.0	-55.6	97.4
h	R	0.059	-1.9	2.852	-219.7	217.9
	S	0.059	-1.9	2.852	-219.7	217.9
	T	0.059	-1.9	2.852	-219.7	217.9

	modul		faza		{Re}		{Im}	
$\frac{U}{I}$	R	0.2	-221.6	-0.1	-0.1	0.1	0.1	0.1
	S	0.2	-221.6	-0.1	-0.1	0.1	0.1	0.1
	T	0.2	-221.6	-0.1	-0.1	0.1	0.1	0.1
$\frac{P}{I^2}$	R	23.1	-175.9	-23.1	-1.7	-1.7	-1.7	-1.7
	S	23.1	-415.9	13.0	-19.1	-19.1	-19.1	-19.1
	T	23.1	64.1	10.1	20.8	20.8	20.8	20.8
$\frac{P}{I^2}$	R	1.4	-113.9	-0.6	-1.3	-1.3	-1.3	-1.3
	S	1.4	-353.9	1.4	0.1	0.1	0.1	0.1
	T	1.4	126.1	-0.8	1.1	1.1	1.1	1.1
$\frac{d}{I}$	R	23.9	-173.2	-23.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8
	S	23.6	-53.0	14.2	-18.9	-18.9	-18.9	-18.9
	T	23.9	67.4	9.1	22.0	22.0	22.0	22.0
					-0.4	0.3	0.3	0.3

	P [KW]	Q [KVAR]	S [KVA]	ΣP	ΣQ	ΣS
	233.8	189.3	300.8			
	246.5	111.3	270.5			
	212.8	192.2	286.7	693.0	492.8	850.4
	230.9	164.3	283.3			
	230.9	164.3	283.3			
	230.9	164.3	283.3	692.6	492.9	850.0
	0.0	0.1	0.1			
	0.0	0.1	0.1			
	0.0	0.1	0.1	0.0	0.3	0.3
	-0.132	-0.103	0.168			
	-0.132	-0.103	0.168			
	-0.132	-0.103	0.168	-0.3969	-0.309	0.503
				692.1	492.9	849.7

Ph/Sh X100=[%] -78.945

Yh= 48.52014

Pf= 71.4

-1,1271

CALCUL PARAMETRI DEFECT NESIMETRIC

FISIER: INREG. ST. MECANICA 23/08/2001
 PC.MAS. CEL20KV BETOMAT SCHEMA 2/2
 ORA 10:55
 REGIM NORMAL NEUTRU TRATAT CU Rn

	U		I		φ [°]
	[KV]	[°]	[A]	[°]	
R	11.770	0.000	16.260	333.700	-333.700
S	11.680	239.700	18.830	214.600	25.100
T	11.730	118.800	20.530	87.200	31.600
N	310=		2.6		
d	11.7	-0.5	18.5	-28.4	27.9
i	11.7	-120.5	18.5	-148.4	27.9
h	11.7	119.5	18.5	91.6	27.9
	0.049	-50.2	1.9	-202.8	152.6
	0.049	-170.2	1.9	-322.8	152.6
	0.049	69.8	1.9	-82.8	152.6
	0.099	40.7	0.870	-91.8	132.5
	0.099	40.7	0.870	-91.8	132.5
	0.099	40.7	0.870	-91.8	132.5

	modul	faza	{Re}	{Im}
R	0.1	-51.0	0.1	-0.1
S	0.1	-51.0	0.1	-0.1
T	0.1	-51.0	0.1	-0.1
R	22.0	-203.3	-20.2	8.7
S	22.0	-443.3	2.6	-21.9
T	22.0	36.7	17.6	13.2
R	0.9	-78.6	0.2	-0.9
S	0.9	-318.6	0.7	0.6
T	0.9	161.4	-0.9	0.3
R	21.4	-201.2	-20.0	7.8
S	21.6	-81.2	3.3	-21.3
T	21.5	38.5	16.8	13.4
			0.2	-0.2

	P [KW]	Q [KVAR]	S [KVA]	ΣP	ΣQ	ΣS
	171.6	84.8	191.4			
	199.2	93.3	219.9			
	205.1	126.2	240.8	575.8	304.3	651.3
	191.8	101.5	217.0			
	191.8	101.5	217.0			
	191.8	101.5	217.0	575.4	304.6	651.1
	-0.1	0.0	0.1			
	-0.1	0.0	0.1			
	-0.1	0.0	0.1	-0.2	0.1	0.3
	-0.058	0.064	0.087			
	-0.058	0.064	0.087			
	-0.058	0.064	0.087	-0.1753	0.191	0.260
				575.0	304.9	650.9

Ph/Sh X100=[%] -67.525

Yh= 8.747454

Pf= 64.5

CALCUL PARAMETRI DEFECT NESIMETRIC

FISIER: INREG. ST. VELENTA 23/08/2001
 PC.MAS. CEL20KV SACUJENI SCHEMA 2/2
 ORA 11:40
 REGIM NORMAL NEUTRU TRATAT CU Rn

	U		I [A]	φ [°]
	[KV]	[°]		
R	11.930	0.000	14.760	318.400
S	11.890	239.700	14.830	193.100
T	11.780	119.300	13.690	75.200
N	310=		0.1	
R	11.9	-0.3	14.4	-44.4
S	11.9	-120.3	14.4	-164.4
T	11.9	119.7	14.4	75.6
R	0.067	82.9	0.8	-159.5
S	0.067	-37.1	0.8	-279.5
T	0.067	202.9	0.8	-39.5
R	0.055	2.5	0.039	-140.3
S	0.055	2.5	0.039	-140.3
T	0.055	2.5	0.039	-140.3

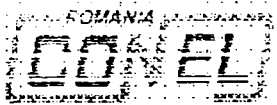
P [KW]	Q [KVAR]	S [KVA]	ΣP	ΣQ	ΣS
131.7	116.9	176.1			
121.2	128.1	176.3			
115.8	112.2	161.3	368.6	357.3	513.3
122.9	119.0	171.1			
122.9	119.0	171.1			
122.9	119.0	171.1	368.6	357.1	513.2
0.0	0.0	0.1			
0.0	0.0	0.1			
0.0	0.0	0.1	-0.1	-0.1	0.2
-0.002	0.001	0.002			
-0.002	0.001	0.002			
-0.002	0.001	0.002	-0.0052	0.004	0.007
			368.5	357.0	513.1

modul	faza		{Re}	{Im}
R	0.0	-137.9	0.0	0.0
S	0.0	-137.9	0.0	0.0
T	0.0	-137.9	0.0	0.0
R	9.0	-159.8	-8.5	-3.1
S	9.0	-399.8	6.9	-5.8
T	9.0	80.2	1.5	8.9
R	1.0	38.5	0.8	0.6
S	1.0	-201.5	-0.9	0.4
T	1.0	278.5	0.1	-1.0
R	8.1	-161.9	-7.7	-2.5
S	8.1	-41.9	6.0	-5.4
T	8.1	78.1	1.7	7.9
			0.0	0.0

Ph/Sh X100=[%] -79.674

Yh= 0.706405

Pf= 24.4



Nr. R& din 04.09.2001.

Raport justificativ

In urma controlului efectuat in data de 27.08.2001 pe linia LEA 20 KV Oradea Sud – Sacuieni, pe portiunea intre STE II 4 si STC 2004 s-au gasit urmatoarele deficiente:

- Intre STE II 4 si STC 2004:
 - La STE II 4 s-au gasit 2 buc. izolator ISNS sparti cu talpa (cu o fusta);
 - La stilpul nr. 87 un izolator ISNS spart (cu o fusta);
 - La stilpul nr. 111, 2 buc. izolatori ISNS sparti (cu o fusta);
 - La stilpul nr. 112, un izolator ISNS ciobit;
 - La STE II 503, 2 buc. izolatori ISNS sparti (cu o fusta);
 - La st. nr. 5, 2 buc. izolatori ISNS sparti cu 2 fuste;
 - La st. nr. 7, un izolator ISNS cu o fusta sparta;
 - La st. nr. 8, 2 buc. izolatori ISNS sparti cu 2 fuste;
 - La st. nr. 9, 3 buc. izolatori ISNS ciobiti;
 - La STE II 532, 2 izolatori ISNS cu surub ciobiti;
 - La PTA Ferma Viticola Biharia 2 izolatori ISNS cu surub la cadrul de sigurante ciobiti.

- Intre STE II 402 si Radiofar:
 - la PTA Ferma Pomicoia Paieu 5 izolatori ISNS la cadrul de sigurante sparti;
 - La st. nr. 3, un izolator ITFS sparta o fusta;
 - La st. nr. 8, 2 izolatori ISNS sparti cu o fusta;
 - La st. nr. 11, 2 izolatori ISNS sparti cu o fusta;
 - La st. nr. 14, 2 izolatori ISNS sparti cu o fusta;

- Intre st. nr. 15 si 16 lant pe linie
- La st. nr. 16 , 2 izolatori ISNS sparti cu o fusta;
- La st. nr. 17 , 2 izolatori ISNS sparti cu o fusta;
- La st. nr. 20 , 5 izolatori ISNS sparti cu o fusta si lipsa o cordita dubla;
- La st. nr. 21 , un izolator ISNS spart cu 3 fuste si 9 buc. ITFS sparte mai multe fuste;
- La st. nr. 22 , un izolator ISNS spart cu 3 fuste;
- La st. nr. 23 , 2 izolatori ISNS sparti cu 3 si 4 fuste;
- La st. nr. 24 , un izolator ISNS spart cu o fusta;
- La st. nr. 25 , 2 izolatori ISNS sparti cu 2 si 3 fuste;
- La st. nr. 27 , un izolator ISNS spart cu o fusta;
- La st. nr. 29 , un izolator ISNS spart cu o fusta;
- La st. nr. 30 , un izolator ISNS spart cu o fusta;
- La st. nr. 31 , un izolator ISNS spart cu o fusta;
- La st. nr. 32 , 2 izolatori ISNS sparti cu o fusta;
- La st. nr. 35 , un izolator ISNS sparte 4 fuste.

- Intre STE II 21 si STE II 22

STE II 21 necesita reparatii

STE II 23:

- Un izolator spart
- La cadrul de sigurante 3 izolatori sparti cu 2 fuste.

La PTA 1 Biharia:

- La cadrul de sigurante un izolator ISNS spart;
- La st. nr. 4 , un izolator ISNS spart cu o fusta;
- La st. nr. 5 , un izolator ISNS spart cu o fusta;
- La st. nr. 6 , un izolator ITFS spart cu 5 fuste;

La PTA 2 Biharea:

- La st. nr. 4 , un izolator ISNS spart cu o fusta;
- La st. nr. 6 , un izolator ISNS spart cu o fusta;
- La st. nr. 10 , un izolator ISNS spart cu 3 fuste;
- La st. nr. 11 , un izolator ISNS spart cu o fusta;
- La st. nr. 12 , un izolator ISNS spart cu o fusta;
- La st. nr. 13 , un izolator ISNS spart cu o fusta;
- La st. nr. 18 , un izolator ISNS spart cu o fusta;

Intre STE II 23 si STE II 27

- La st. nr. 18 , 2 izolatori ISNS sparti cu 2 fuste;
- La STE II 25 un izolator cu talpa + revizie;
- La st. nr. 6 , un izolator ISNS spart cu o fusta;
- La st. nr. 9 , un izolator ISNS spart cu 3 fuste;
- La st. nr. 12 , un izolator ISNS spart cu o fusta;
- PTA 1 Bizofruct Biharea, un izolator ISNS spart la cadrul de siguranta;
- La st. nr. 2 , 1 izolator ISNS spart ;
- La st. nr. 1 , 2 izolatori ISNS sparti;
- STE II 411 la PTA 2 Bizofruct Biharea 2 izolatori sparti;
- La st. nr. 12 , un izolator ISNS spart cu o fusta;
- La st. nr. 17 , 3 buc. izolatori ITFS ciobiti;
- STE II 28 , un izolator ISNS cu talpa spart;
- STE II 29 , un izolator ISNS cu o fusta sparta.

Sef centru:
Ing. Tircei Pavel



intocmit:
ing. Pantea Ovidiu

