

MANAGEMENTUL STĂRII ȘI AL MENTENANȚEI ECHIPAMENTELOR DE ÎNALTĂ TENSIUNE DIN REȚEAUA DE TRANSPORT A ENERGIEI ELECTRICE

Teză destinată obținerii
titlului științific de doctor inginer
la
Universitatea "Politehnica" din Timișoara
în domeniul Energetică
de către

Ing. Ciprian Gheorghe DIACONU

Conducător științific:	Prof.univ.dr.ing. Ștefan KILYENI
Referenți științifici:	Prof.univ.dr.ing. Mircea EREMIA Prof.univ.dr.ing. Ioan FELEA Prof.univ.dr.ing. Bucur LUȘTREA

Data susținerii tezei: 12.VI.2009

Seriile Teze de doctorat ale UPT sunt:

- | | |
|------------------------|---|
| 1. Automatică | 7. Inginerie Electronică și Telecomunicații |
| 2. Chimie | 8. Inginerie Industrială |
| 3. Energetică | 9. Inginerie Mecanică |
| 4. Ingineria Chimică | 10. Știința Calculatoarelor |
| 5. Inginerie Civilă | 11. Știința și Ingineria Materialelor |
| 6. Inginerie Electrică | |

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

Copyright © Editura Politehnica – Timișoara, 2009

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

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

PREFAȚĂ

Teza de doctorat reprezintă rezultatul experienței de peste 20 ani, acumulată în domeniul exploatării, mentenanței și planificării rețelelor electrice de 110-750 kV din România, în care autorul și-a desfășurat întreaga activitate profesională.

Problemele întâlnite în activitatea de management al rețelei de înaltă tensiune au ridicat numeroase semne de întrebare, care, de-a lungul timpului, odată cu evoluția tehnologică din ultimii ani, și-au găsit răspuns într-o concepție unitară, materializată în norme, proceduri, regulamente și tehnologii noi.

Pe baza analizei stadiului actual în domeniul managementului rețelelor electrice și în cel al utilizării sistemelor expert dedicate, teza de doctorat propune o concepție generală modernă de management al activelor din rețeaua de transport al energiei electrice, utilizând, în cadrul metodologiei de mentenanță bazată pe fiabilitate, un sistem expert de determinare a stării echipamentelor de înaltă tensiune.

Această concepție a fost materializată în cadrul managementului de active, iar sistemul expert este într-o fază avansată de implementare în cadrul Companiei C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

Doresc să exprim mulțumiri conducătorului științific, Profesorul Stefan Kilyeni, care, în ciuda distanței, a reușit să fie aproape de mine, îndrumând evoluția lucrării într-un mod pragmatic.

De asemenea, apreciez deschiderea și suportul acordat de Profesorul Mircea Eremia, de la Universitatea „Politehnica” din București, care a contribuit la formarea mea ca inginer și care mi-a îndrumat primii pași în domeniul inteligenței artificiale.

Doresc să mulțumesc Dr. Ing. Constantin Moldoveanu, pentru schimbul de idei de-a lungul anilor, finalizat în practică prin realizarea unui sistem expert în domeniul echipamentelor de înaltă tensiune.

Alături de mine, în activitatea de zi cu zi, au fost mulți colegi, care m-au ajutat să dau viață unor idei și să conturez această lucrare. Dintre aceștia, doresc să subliniez contribuția deosebită a Doamnei Dr. Ing. Christiana Bărbulescu.

Mulțumesc în mod deosebit, și pe această cale, membrilor comisiei de analiză a tezei de doctorat, Prof.dr.ing. Mircea Eremia (Universitatea POLITEHNICA din București), Prof.dr.ing. Ioan Felea (Universitatea din Oradea) și Prof.dr.ing. Bucur Luștea (Universitatea „Politehnica” din Timișoara), pentru atenția cu care au parcurs lucrarea, pentru criticile și aprecierile formulate, pentru sfaturile primite.

Pentru condițiile de lucru create în vederea finalizării tezei, doresc să adresez mulțumiri călduroase Decanului Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică, Prof.dr.ing. Petru Andea.

Un gând de mulțumire îl adresez familiei, pentru răbdarea de care a dat dovadă și sprijinul moral pe care mi l-au acordat, în special în momentele în care nu mai credeam în finalizarea acestei lucrări.

Timișoara, aprilie 2009

Ciprian Gheorghe Diaconu

Diaconu, Ciprian Gheorghe

Managementul stării și al mentenanței echipamentelor de înaltă tensiune din rețelele de transport al energiei electrice

Teze de doctorat ale UPT, Seria 3, Nr. 2, Editura Politehnica, 2009, 218 pagini, 111 figuri, 5 tabele.

ISSN: 2066-5156

ISBN: 978-973-625-894-7

Cuvinte cheie: management, mentenanță, exploatare, sisteme expert, încercări, echipamente de înaltă tensiune, transformatoare de putere, întreruptoare, separatoare, transformatoare de curent, transformatoare de tensiune, descărcătoare.

Rezumat:

Tematica tezei de doctorat se încadrează în preocupările actuale legate de eficientizarea managementul stării și al mentenanței echipamentelor electrice de înaltă tensiune din rețeaua de transport a energiei electrice. Ea tratează o gamă largă de aspecte legate de tipurile de mentenanță, de categoriile de stare a echipamentelor, de corelarea dintre starea tehnică a echipamentelor și lucrările de mentenanță necesare, de utilizarea sistemelor expert în acest domeniu, ca instrumente moderne și deosebi de eficiente în adoptarea celor mai bune soluții din punct de vedere tehnic și economic.

Partea aplicativă a tezei are ca obiect evaluarea corectă a stării tehnice momentane a echipamentelor electrice de înaltă tensiune folosind un sistem expert performant, TRANSPOWER, la a cărui realizare și implementare în cadrul C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. autorul a avut o contribuție majoră. Sistemul expert TRANSPOWER are un caracter modular și deschis, diversele module referindu-se la: transformatoare de putere, autotransformatoare și bobine de reactanță, transformatoare de curent, respectiv de tensiune, întreruptoare, separatoare, descărcătoare.

Se prezintă în detaliu arhitectura sistemului expert, principiile de bază ale utilizării acestuia, rezultatele experimentale obținute, eficiența tehnică dovedită, condițiile generalizării rezultatelor la echipamentele electrice de înaltă tensiune, avantajele unei baze de date unice în ceea ce privește programarea lucrărilor de mentenanță, urmărirea costurilor etc.

Exemplele prezentate în lucrare au la bază experiența utilizării sistemului expert TRANSPOWER în cadrul Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A., operatorul de transport și de sistem care deservește sistemul electroenergetic al României.

CUPRINS

Prefață	3
Cuprins	5
Lista de figuri	9
Lista de tabele	12
Cap.1. Introducere	13
Cap.2. Managementul mentenanței și impactul asupra fiabilității echipamentelor ...	21
2.1. Definirea termenului (conceptului) de mentenanță	21
2.2. Tipuri de mentenanță	23
2.2.1. Mentenanța corectivă (CM)	23
2.2.2. Mentenanța bazată pe timp (TBM)	23
2.2.3. Mentenanța bazată pe stare (CBM) sau evaluarea stării bazată pe timp (TBCA)	23
2.2.4. Mentenanța bazată pe fiabilitate (RCM)	26
2.3. Strategii de mentenanță	31
2.3.1. Dependența strategiei de mentenanță de tipul și importanța componentei sistemului	31
2.3.2. Obiectivele și avantajele mentenanței	32
2.3.3. Experiența în alte țări	34
2.3.3.1. Strategia de mentenanță în SUA	34
2.3.3.2. Strategii de mentenanță în Germania	34
2.3.3.3. Strategii de mentenanță în Franța	39
2.3.3.4. Realizări în domeniul mentenanței în Marea Britanie ...	41
2.3.3.5. Strategii de mentenanță în România	43
2.4. Concluzii	51
Cap.3. Evaluarea stării momentane și managementul vieții echipamentelor electrice de înaltă tensiune din rețeaua electrică de transport	53
3.1. Factori care afectează managementul vieții echipamentelor	53
3.2. Evaluarea stării momentane a echipamentelor electrice de înaltă tensiune din exploatare	55
3.2.1. Evaluarea stării momentane a transformatoarelor de putere	57
3.2.2. Evaluarea stării tehnice a transformatoarelor de curent	61
3.2.3. Evaluarea stării tehnice a transformatoarelor de tensiune	63
3.2.4. Evaluarea stării tehnice a întreruptoarelor de înaltă tensiune....	64

3.2.5. Evaluarea stării tehnice a separatoarelor de înaltă tensiune	66
3.2.6. Evaluarea stării tehnice a descărcătoarelor de protecție la supratensiuni.....	67
3.3. Concluzii	68
Cap. 4. Sisteme expert în domeniul managementului stării și al mentenanței echipamentelor de înaltă tensiune.....	69
4.1. Considerații generale privind sistemele expert	69
4.1.1. Arhitectura generală a unui sistem expert	70
4.1.1.1. Modulul "baza de cunoștințe"	71
4.1.1.2. Motorul de inferență și funcțiile specifice	72
4.2. Utilizarea sistemelor expert în domeniul ingineriei energetice, al managementului stării și al mentenanței	72
4.2.1. Importanța sistemelor expert ca o tehnologie practică în exploatarea rețelelor electrice	73
4.2.2. Cerințele utilizatorului și aspecte organizaționale.....	75
4.2.2.1. Aspecte tehnice care trebuie luate în considerare înainte de implementarea unui sistem expert	75
4.2.2.2. Cerințele utilizatorului în ceea ce privește performanțele sistemelor expert	75
4.2.2.3. Avantaje și dezavantaje privind modul de realizare a sistemelor expert.....	76
4.2.2.4. Puncte forte și puncte slabe ale unui sistem expert.....	77
4.2.3. Beneficiile, costurile, riscurile și impactul adoptării unui sistem expert	78
4.2.3.1. Costuri.....	79
4.2.3.2. Riscurile principale și impactul asupra companiei.....	79
4.2.3.3. Modalități de utilizare a sistemelor expert	80
4.2.3.4. Impactul sistemelor expert	80
4.2.4. Experiența privind utilizarea sistemelor expert în exploatarea și controlul rețelei electrice	81
4.3. Concluzii	84
Cap.5. Sistemul expert TRANSPOWER.....	85
5.1. Prezentare generală.....	85
5.2. Obiectivele sistemului expert TRANSPOWER	85
5.3. Procesul operațional tehnologic al sistemului expert TRANSPOWER	87
5.4. Arhitectura sistemului expert	91
5.5. Diagrama operațională software a sistemului expert TRANSPOWER.....	94
5.6. Software-ul specific sistemului expert TRANSPOWER	96
5.6.1. Elemente caracteristice.....	96

5.6.2. Prezentarea ghidului de utilizare a programelor aferente sistemului expert TRANSPOWER	98
5.6.2.1. Selectarea modului de rulare.....	99
5.6.2.2. Completarea bazei de date cu datele din raportul de fabrică.....	100
5.6.2.3. Selectarea rapoartelor de încercare din baza de date	101
5.7. Baza de date aferentă sistemului informatic TRANSPOWER.....	110
5.7.1. Caracteristici specifice	110
5.7.2. Fereastra principală de navigare în baza de date aferentă modulului TRANSPOWER - PT.....	111
5.7.3. Bara principală de meniuri	111
5.7.3.1. Meniul "Fișier".....	112
5.7.3.2. Meniul "Operațiuni curente"	112
5.7.3.3. Meniul "Operațiuni organizatorice"	113
5.7.3.4. Meniul "Rapoarte".....	114
5.7.4. Butoanele de principale de selecție.....	115
5.7.4.1. Butonul "Societății comerciale"	115
5.7.4.2. Butonul "Sucursale"	117
5.7.4.3. Butonul "Centre"	117
5.7.4.4. Butonul "Stații"	118
5.7.4.5. Butonul "Celule".....	119
5.7.4.6. Butonul "Echipamente".....	119
5.7.5. Poziționarea pe hartă	125
5.7.6. Opțiunea "Selecție rapidă"	125
5.7.7. Interogarea bazei de date	128
5.8. Concluzii	130
6. Rezultate ale aplicării sistemului expert TRANSPOWER în practică.....	133
6.1. Rezultate ale aplicării sistemului expert TRANSPOWER.....	133
6.2. Studiu de caz: evaluarea stării tehnice a unui autotransformator de 200 MVA, 220/110 kV, din stația de transformare FAI, aparținând CN Transelectrica SA – ST Bacău	133
6.3. Concluzii	144
7. Concluzii generale și contribuții personale	145
Anexa 1. Condițiile de execuție, valori de control și momentul de efectuare a probelor la transformatoarele de putere	151
Anexa 2. Condițiile de execuție, valori de control și momentul de efectuare a probelor la transformatoarele de curent.....	172
Anexa 3. Condițiile de execuție, valori de control și momentul de efectuare a probelor la transformatoarele de tensiune.....	182

8 Cuprins

Anexa 4. Condițiile de execuție, valori de control și momentul de efectuare a probelor la întreruptoarele de înaltă tensiune	188
Anexa 5. Condițiile de execuție, valori de control și momentul de efectuare a probelor la separatoarele de înaltă tensiune	194
Anexa 6. Condițiile de execuție, valori de control și momentul de efectuare a probelor la descărcătoarele de protecție la supratensiuni.....	197
Bibliografie	203
Sinteza privind lucrările proprii	215

LISTA DE FIGURI

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
1.	Fig. 1.1.	Aspectele calității energiei și ale securității furnizării energiei electrice
2.	Fig. 1.2.	Rata medie de indisponibilitate în livrarea energiei electrice determinate de scoaterea din funcțiune accidentală ca urmare a unor defecțiuni la componentele rețelelor
3.	Fig. 1.3.	Procesul de decizie bazată pe risc, conform CIGRE JWG B3/C2-14
4.	Fig. 1.4.	Matricea vizualizării riscului acceptat la nivelul rețelei de transport și respectiv performanței la nivelul componentelor acesteia
5.	Fig. 1.5.	Procesul de evaluare a riscului de defectare a unui echipament sau componentă a rețelei de transport a energiei electrice
6.	Fig. 2.1.	Relațiile dintre diferite strategii de mentenanță
7.	Fig. 2.2.	Evaluarea întreruptoarelor de 110 kV folosind strategia RCM
8.	Fig. 2.3.	Interpretarea strategiilor de mentenanță
9.	Fig. 2.4.	Distribuția strategiilor de mentenanță în funcție de componentele rețelei de transport a energiei electrice
10.	Fig. 2.5.	Procesul iterativ de management al activelor fixe în cadrul CN Transelectrica SA
11.	Fig. 2.6.	V Categoriile de mentenanță
12.	Fig. 3.1.	Factori care afectează performanțele electrice de înaltă tensiune pe întreaga durată de viață
13.	Fig. 3.2.	Fiabilitatea echipamentelor electrice de înaltă tensiune în funcție de stare și de anii de funcționare
14.	Fig. 3.3.	Fazele de viață ale echipamentelor împreună cu unele dintre opțiunile deciziilor managementului la nivel înalt (reparare, recondiționare, înlocuire)
15.	Fig. 3.4.	Evaluarea rolurilor și a responsabilităților necesare funcțiilor de Management al Activelor aferente unei companii de transport a energiei electrice
16.	Fig. 3.5.	Nomenclatorul general de probe, verificări, măsurători, analize la transformatoarele / autotransformatoarele de putere și bobinele de reactanță șunt
17.	Fig. 3.6.	Nomenclatorul de măsurători și verificări la trecerile izolate tip condensator
18.	Fig. 3.7.	Nomenclatorul de verificări și măsurători la comutatorul de reglaj sub sarcină
19.	Fig. 3.8.	Nomenclatorul de verificări și măsurători la sistemul de răcire
20.	Fig. 3.9.	Nomenclatorul de verificări la conservatorul de ulei
21.	Fig. 3.10.	Nomenclatorul de verificări la controlul etanșeității
22.	Fig. 3.11.	Nomenclatorul de probe și analize la verificarea stării uleiului
23.	Fig. 3.12.	Nomenclatorul general de probe, verificări, măsurători, analize la transformatoarele de curent de înaltă tensiune
24.	Fig. 3.13.	Nomenclatorul de măsurători la transformatoarele de măsură de curent de tip inclus
25.	Fig. 3.14.	Nomenclatorul de verificări la controlul vizual
26.	Fig. 3.15.	Nomenclatorul de probe și analize la verificarea stării uleiului

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
27.	Fig. 3.16.	Nomenclatorul de măsurători privind gazul SF6
28.	Fig. 3.17.	Nomenclatorul general de probe, verificări, măsurători, analize la transformatoarele de tensiune de înaltă tensiune
29.	Fig. 3.18.	Nomenclatorul de verificări la controlul vizual
30.	Fig. 3.19.	Nomenclatorul de probe și analize la verificarea stării uleiului
31.	Fig. 3.20.	Nomenclatorul de măsurători privind gazul SF6
32.	Fig. 3.21.	Nomenclatorul general de probe, verificări, măsurători, analize la întreruptoarele de înaltă tensiune
33.	Fig. 3.22.	Nomenclatorul de măsurători privind gazul SF6
34.	Fig. 3.23.	Nomenclatorul de probe și analize la verificarea stării uleiului
35.	Fig. 3.24.	Nomenclatorul de măsurători privind gazul SF6
36.	Fig. 3.25.	Nomenclatorul general de probe, verificări, măsurători, analize la separatoarele de înaltă tensiune
37.	Fig. 3.26.	Nomenclatorul general de probe, verificări, măsurători, analize la descărcătoarele de înaltă tensiune
38.	Fig. 4.1.	Arhitectura sistemului expert
39.	Fig. 5.1.	Strategia pentru evaluarea echipamentelor electrice de înaltă tensiune cu ajutorul sistemului expert TRANSPOWER și monitorizarea on și/sau off line a acestora
40.	Fig. 5.2.	Diagrama procesului operațional tehnologic de evaluare a stării tehnice a echipamentelor, specifica sistemului expert TRANSPOWER
41.	Fig. 5.3.	Structura sistemului expert TRANSPOWER
42.	Fig. 5.4.	Arhitectura sistemului expert TRANSPOWER
43.	Fig. 5.5.	Date, metodologii și cunoștințe de la experți aferente sistemului expert TRANSPOWER
44.	Fig. 5.6.	Reguli de bază aferente sistemului expert TRANSPOWER
45.	Fig. 5.7.	Diagrama operațională a sistemului expert TRANSPOWER
46.	Fig. 5.8.	Diagrama cazurilor de utilizare
47.	Fig. 5.9.	Fereastra de selectare a fișierului de date local
48.	Fig. 5.10.	Fereastra de selectare a bazei de date centralizate
49.	Fig. 5.11.	Confirmarea efectuării cu succes a conexiunii
50.	Fig. 5.12.	Fereastra de completare a bazei de date din raportul de fabrică
51.	Fig. 5.13.	Fereastra de invalidare a datelor introduse
52.	Fig. 5.14.	Salvarea datelor în baza de date
53.	Fig. 5.15.	Fereastra de selectare a probei ce se dorește a fi completată
54.	Fig. 5.16.	Meniul rulant pentru selectarea probei
55.	Fig. 5.17.	Fereastra de completare a datelor probei selectate
56.	Fig. 5.18.	Fereastra cu rapoartele existente în baza de date pentru echipamentul selectat
57.	Fig. 5.19.	Fereastra cu opțiunile posibile pentru raportul existent selectat
58.	Fig. 5.20.	Fereastra de vizualizare a datelor din raportul selectat
59.	Fig. 5.21.	Fereastra de selectare a probelor
60.	Fig. 5.22.	Fereastra de adăugare a unui raport
61.	Fig. 5.23.	Fereastra de exportare (salvare) a fișierului de date generat
62.	Fig. 5.24.	Fereastra de introducere a rezultatelor măsurătorilor
63.	Fig. 5.25.	Fereastra de completare a raportului
64.	Fig. 5.26.	Fereastra de introducere a rezultatelor măsurătorilor
65.	Fig. 5.27.	Fereastra de vizualizare comparativă a rezultatelor
66.	Fig. 5.28.	Fereastra de selectare a raportului și de importare în baza de date
67.	Fig. 5.29.	Fereastra de evaluare globală a stării echipamentului

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
68.	Fig. 5.30.	Structura bazei de date aferente sistemului expert TRANSPOWER
69.	Fig. 5.31.	Fereastra principală a aplicației
70.	Fig. 5.32.	Meniurile ferestrei principale principal
71.	Fig. 5.33.	Opțiunile meniului "Fișier"
72.	Fig. 5.34.	Opțiunile meniului "Opțiuni curente"
73.	Fig. 5.35.	Opțiunile ferestrei Catalog RET
74.	Fig. 5.36.	Opțiunile meniului "Operațiuni organizatorice"
75.	Fig. 5.37.	Fereastra de redistribuire
76.	Fig. 5.38.	Fereastra de selectarea a eșantionului inițial
77.	Fig. 5.39.	Opțiunile meniului "Rapoarte"
78.	Fig. 5.40.	Butoanele principale de selecție
79.	Fig. 5.41.	Fereastra cu societățile comerciale existente în baza de date
80.	Fig. 5.42.	Butonul de "Vizualizare Detalii"
81.	Fig. 5.43.	Detaliile despre societatea comercială selectată
82.	Fig. 5.44.	Fereastra aferentă opțiunii "Aduagă sucursală"
83.	Fig. 5.45.	Fereastra corespunzătoare unei sucursale
84.	Fig. 5.46.	Fereastra corespunzătoare unui centru
85.	Fig. 5.47.	Fereastra corespunzătoare unei stații
86.	Fig. 5.48.	Fereastra corespunzătoare unei celule
87.	Fig. 5.49.	Fereastra corespunzătoare unui echipament
88.	Fig. 5.50.	Fereastra de modificare a informațiilor generale referitoare al un echipament
89.	Fig. 5.51.	Fereastra de modificare a detaliilor referitoare la un echipament
90.	Fig. 5.52.	Fereastra de modificare a detaliilor pentru un autotransformator monofazat
91.	Fig. 5.53.	Fereastra de modificare a detaliilor pentru un autotransformator trifazat
92.	Fig. 5.54.	Fereastra de modificare a detaliilor pentru un transformator de reglaj
93.	Fig. 5.55.	Fereastra de modificare a detaliilor pentru un transformator trifazat
94.	Fig. 5.56.	Fereastra de modificare a detaliilor pentru o bobină de reactanță șunt
95.	Fig. 5.57.	Localizarea pe hartă a entității selectate
96.	Fig. 5.58.	Vizualizarea hărții mărite pentru entitatea selectată
97.	Fig. 5.59.	Vizualizarea legendei pentru hartă
98.	Fig. 5.60.	Opțiunea de selecție rapidă
99.	Fig. 5.61.	Fereastra de vizualizare a elementelor selecției efectuate
100.	Fig. 5.62.	Selectarea entității pentru afișarea tuturor înregistrărilor
101.	Fig. 5.63.	Apelarea căutării avansate din meniul "Rapoarte"
102.	Fig. 5.64.	Fereastra rezultată din apăsarea butonului "Căutare avansată rapoarte"
103.	Fig. 5.65.	Interogarea bazei privind la $R_{60 (IT+MT)-(JT+m)} < 600 M\Omega$
104.	Fig. 5.66.	Indicarea numărului de rapoarte și echipamentele la care $R_{60 (IT+MT)-(JT+m)} < 600 M\Omega$
105.	Fig. 5.67.	Fereastra rezultată în urma apăsării butonului <i>Căutare avansată rapoarte</i>
106.	Fig. 6.1.	Modulul de identificare și codificare a companiei, centrului, stației, echipamentului, respectiv de selecție a probelor efectuate
107.	Fig. 6.2.	Rezultatele obținute la „măsurarea rezistenței ohmice a înfășurărilor”
108.	Fig. 6.3.	Rezultatele obținute la „măsurarea rezistenței de izolație a înfășurărilor”
109.	Fig. 6.4.	Rezultatele obținute la „măsurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice a izolației înfășurărilor”
110.	Fig. 6.5.	Concluzii privind starea autotransformatorului încercat
111.	Fig. 6.16.	Rezultatele evaluării stării tehnice a autotransformatorului

LISTA DE TABELE

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
1.	Tabelul 2.1.	Numărul de defecțiuni în funcție de calitatea mentenanței (pentru toate clasele de echipament)
2.	Tabelul 4.1.	Condițiile în care se poate sau nu se poate folosi un sistem expert
3.	Tabelul 4.2.	Criteriile de selecție pentru utilizarea sistemelor expert
4.	Tabelul 4.3.	Utilizarea sistemelor expert
5.	Tabelul 5.1.	Niveluri de acces

1. INTRODUCERE

Prin liberalizarea pieței de energie, una din problemele cheie pentru operatorii rețelelor de transport și distribuție a energie electrice este aceea de a presta un serviciu public de calitate în condiții de eficiență economică reglementată. Astfel, un obiectiv important al operatorilor de rețea a devenit reducerea costurilor de exploatare și mentenanță, în condițiile menținerii sau creșterii nivelului de calitate al serviciului, aceste cerințe fiind în contradicție.

Costurile și calitatea sunt strâns legate, descrierea acestei corelări în forma cantitativă și chiar calitativă fiind extrem de dificil de realizat. Sunt foarte complexe rațiunile pentru care corelarea cost-calitate este dificil de realizat, o influență mare având-o starea sistemului și influența pe care ar putea-o avea insularizarea temporară a unei zone, din punct de vedere tehnic și economic. În timp ce deciziile asupra structurii rețelei și în special funcționarea rețelei provoacă consecințe economice imediate, efectele modificării stării tehnice în cele mai multe cazuri sunt vizibile numai după o lungă perioadă de timp - ca de exemplu deteriorarea stării componentelor rețelei ca urmare a deciziei de subevaluare a mentenanței preventive.

Pe plan mondial, subiectul managementului mentenanței echipamentelor și rețelelor electrice de transport și de distribuție este de mare actualitate, datorită faptului că instalațiile electroenergetice au funcționat un număr considerabil de ani, cu mult peste durata de viață previzionată. În plus, separarea activităților din sectorul energetic și a unor operatori de rețea a impus noi constrângeri de ordin financiar managerilor, în scopul asigurării că mentenanța este la un cost efectiv și eficient, nu numai din punctul de vedere al performanței mentenanței, ci și din punctul de vedere al impactului asupra rețelei a timpului de nefuncționare a echipamentului (ca urmare a lucrărilor de mentenanță respective) [Allan1998], [Allan1992], [Angell2002], [Asgarpoor1994].

Vârsta înaintată a echipamentelor electroenergetice, corelată cu restructurarea sectorului energetic, cu reducerea personalului, cu creșterea competiției pe piața serviciilor, a accentuat necesitatea și importanța conceperii și aplicării unor soluții și criterii noi pentru managementul stării tehnice momentane a echipamentelor, pentru evaluarea corectitudinii diagnozei, pentru stabilirea necesarului de lucrări de mentenanță și a eficienței acestora, pentru evaluarea riscului de funcționare (inclusiv implicațiile asupra mediului [Angell2002], [Asgarpoor1994], [Bradley1998], [Brown1003].

În acest context, devine extrem de necesar să se elaboreze și să se folosească cele mai eficiente metode de management ale stării tehnice și de mentenanță a echipamentelor electrice de înaltă tensiune pentru furnizarea informațiilor detaliate, cantitative și calitative, necesare luării deciziilor operaționale.

Procesele de management ale evaluării stării tehnice a echipamentelor electrice de înaltă tensiune au fost dezvoltate ca elemente esențiale ale exploatării și dezvoltării rețelelor electrice de transport. Obiectivul managementului stării tehnice și al mentenanței este acela de a minimiza costurile totale ale sistemului de transport și distribuție a energiei electrice prin optimizarea strategiilor de mentenanță, de reinvestiții și de eliminare a avariilor - asigurând totodată nivelele cerute privind calitatea serviciului prestat de transport, respectiv distribuție al energiei electrice.

În cele ce urmează se prezintă succint mai multe dintre aspectele principale ale managementului stării tehnice și al mentenanței echipamentelor și rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice.

Managementul stării echipamentelor și a rețelelor electrice

O definiție exactă și comun acceptată pe plan internațional a managementului activelor nu există încă, întrucât el este un termen colectiv cuprinzând mai multe aspecte. În general managementul activelor ("asset management") consideră performanța tehnică a echipamentelor și a sistemului pe întreg ciclul de viață tehnic, cu focalizare în ceea ce privește aspectele de cost-eficiență și respectiv îndeplinirea tuturor cerințelor tehnice, ca de ex. cele privind calitatea energiei electrice.

Una din cele mai dificile probleme ale managementului activelor este complexitatea corelării între costuri și calitatea energiei – în special separarea efectelor economice de cele tehnice.

O simplă analiză a costurilor operatorilor de rețea, scoate în evidență faptul că cel mai mare potențial pentru creșterea eficienței este optimizarea problemelor legate de componentele sistemului (principala contribuție la costul de capital) și respectiv menținerea tehnică a echipamentelor peste durata lor de viață (principala contribuție la costurile de operare). În acest context este important să existe informații cât mai detaliate posibil ca suport al deciziilor de management [CIGRE1996], [CIGRE1993a], [Csepes1998], [Davey2008], [Fisher2004].

Managementul fiabilității

Legat de termenul de fiabilitate, se disting mai multe aspecte. Fiabilitatea componentelor rețelei electrice, adică probabilitatea de defectare a componentei, este importantă pentru managementul evaluării întrucât producerea defecțiunilor la componente determină în primul rând costuri suplimentare necesare pentru remedieri / reparații sau înlocuiri neprogramate, iar în al doilea rând poate cauza neîndeplinirea condițiilor privind calitatea energiei - în special în ceea ce privește întreruperea consumatorilor. Legat de termenul "calitatea energiei", aceasta este de asemenea un termen complex cuprinzând trei aspecte (fig. 1.1.):

- calitatea serviciului, care descrie aspectele formale (în principal netehnice) ale relațiilor contractuale între Cumpărător și Furnizor;
- calitatea tensiunii, cuprinzând caracteristicile formei tensiunii;
- fiabilitatea livrării energiei, descriind aparițiile întreruperilor în furnizarea energiei electrice către Cumpărători.



Fig. 1.1. Aspectele calității energiei și ale securității furnizării energiei electrice

Pentru corelarea calității energiei cu managementul evaluării stării, sunt de interes în special aspectele legate de fiabilitatea transportului și distribuției energiei electrice. Calitatea serviciilor se concentrează pe aspectele ne-tehnice, iar calitatea tensiunii face o caracterizare a aspectelor tehnice; ea este influențată în special de

deciziile operaționale cum ar fi de exemplu caracteristicile sarcinilor conectate la rețea. Deci, fiabilitatea furnizării energiei electrice este mult influențată de deciziile de management prin efectele asupra fiabilității componentelor și respectiv asupra structurii rețelei.

Importanța majoră a fiabilității componentelor asupra disponibilității rețelei se poate observa în fig. 1.2 [***IEEE13].

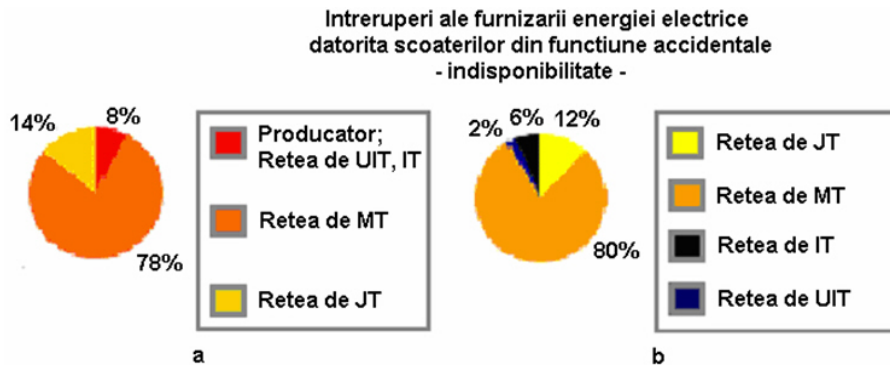


Fig. 1.2. Rata medie de indisponibilitate în livrarea energiei electrice determinate de scoaterea din funcțiune accidentală ca urmare a unor defecțiuni la componentele rețelelor

Analiza defecțiunilor în rețelele din mai multe țări europene a arătat că managementul stării nu poate influența fiabilitatea furnizării energiei în orice domeniu dorit, pe de o parte pentru că unele din incidente nu au cauze identificabile și care să aibă legătura cu managementul stării, iar pe de alta parte pentru că sunt cazuri când posibilitățile de acțiuni de mentenanță preventive sunt limitate.

Managementul riscului

Procesele de management ale evaluării se îndreaptă în prezent în direcția managementului riscului. Managementul riscului exprimă relația dintre consecințe / acceptare în funcție de probabilitatea defecțiunilor în furnizarea energiei electrice. Translația de la nivelele de risc acceptate în activități necesare pentru a menține funcția de furnizare a energiei electrice, prin asigurarea performanței evaluării, este foarte importantă. Metodele de măsură calitate / performanță a evaluării depind foarte mult de informațiile disponibile, legate strâns de tipul evaluării [CIGRE2000], [Moldoveanu2006b], [DiLeo1999], [Eby2003].

Managementul riscului este un proces cu un ciclu continuu de perfecționare. Bazate pe analiza riscului, măsuri de control, realizare a acțiunilor, respectiv evaluare și actualizare, etapele de perfecționare se desfășoară într-un proces continuu. Aceasta implică faptul ca deciziile să nu fie bazate numai pe realizarea nivelului de fiabilitate dorit sau pe profitul planificat, iar toate aspectele să fie analizate incluzând măsurile care limitează riscul relevant pentru o combinație de factori: economici, tehnici, de mediu, cumpărător etc. [McGrail2002], [Hammers2004], [Kiiveri1996], [Kirschen1992], [Kontogiannis2004], [Kopejtkova1996].

Managementul riscului este o temă extrem de complexă pentru un manager al rețelei de transport a energiei electrice. În broșura CIGRE referitoare la principiile pentru managementul riscului s-a menționat că cel mai bun mod de a conduce o rețea de transport a energiei electrice este de a separa observațiile și studiile printr-o abordare separată a sistemului și respectiv a componentelor sale având ca liant managementul fiabilității. În acest sens Grupa de lucru CIGRE JWG B3/C2-14 a elaborat modelul teoretic din fig. 1.3. al unui proces de decizie pe bază de risc [Bodrogi2004].

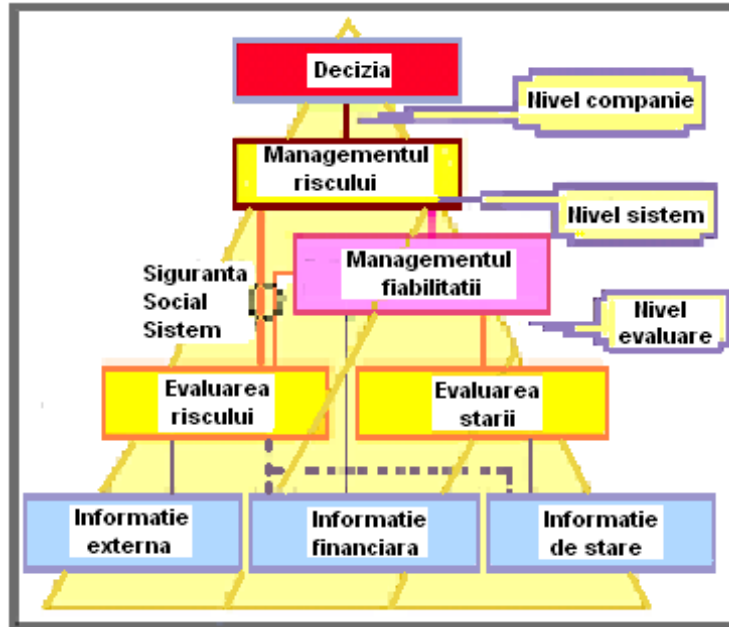


Fig. 1.3. Procesul de decizie bazată pe risc, conform CIGRE JWG B3/C2-14

Procesul de decizie cuprinde două aspecte și anume unul referitor la risc (al rețelei) iar celălalt la stare (a componentelor) având managementul fiabilității ca element de legătură între ele.

Pe baza informațiilor disponibile (externe, financiare, surse de informații privind evaluarea stării tehnice etc.) se pot realiza diferite evaluări de "impact". Ca rezultat se obține un echilibru optim între diferitele variabile și alternative, conducând la cea mai bună decizie pentru o situație dată.

Managementul fiabilității permite să se identifice procesele de degradare, în timp ce se descriu și se cuantifică efectele lor asupra fiabilității componentelor sistemului [***IEEE6], [***IEEE7].

Este o evaluare care trebuie să stabilească starea elementelor sistemului, stare care are și consecințe financiare. Rezultate insuficient fundamentate pot să permită erori în ceea ce privește structura și funcționarea sistemului, înlocuiri ale unor componente ale sistemului, respectiv intervalele la care trebuie realizată mentenanța.

Abordarea evaluării după modelul descris necesită trei tipuri de informații elementare:

1. feedback de la nivelul companiei: rapoarte de analiză a efectelor investițiilor realizate și a activităților de întreținere asupra nivelului "strategic" al companiei, legat de satisfacerea clienților etc.;
2. feedback de la nivelul sistemului: informații privind întreruperile, calitatea alimentării consumatorilor, rapoarte privind consecințele asupra mediului, energia nelivrată etc.;
3. feedback de la nivelul componentelor sistemului: informații privind defectările echipamentelor și condițiile în care s-au produs acestea, respectiv despre măsurile luate în scopul menținerii rețelei în bună stare de funcționare etc.

În realitate, modelul practic al unui proces de decizie bazat pe risc este mai complicat decât cel precizat în figura 1.3, după cum se prezintă în fig. 1.4.

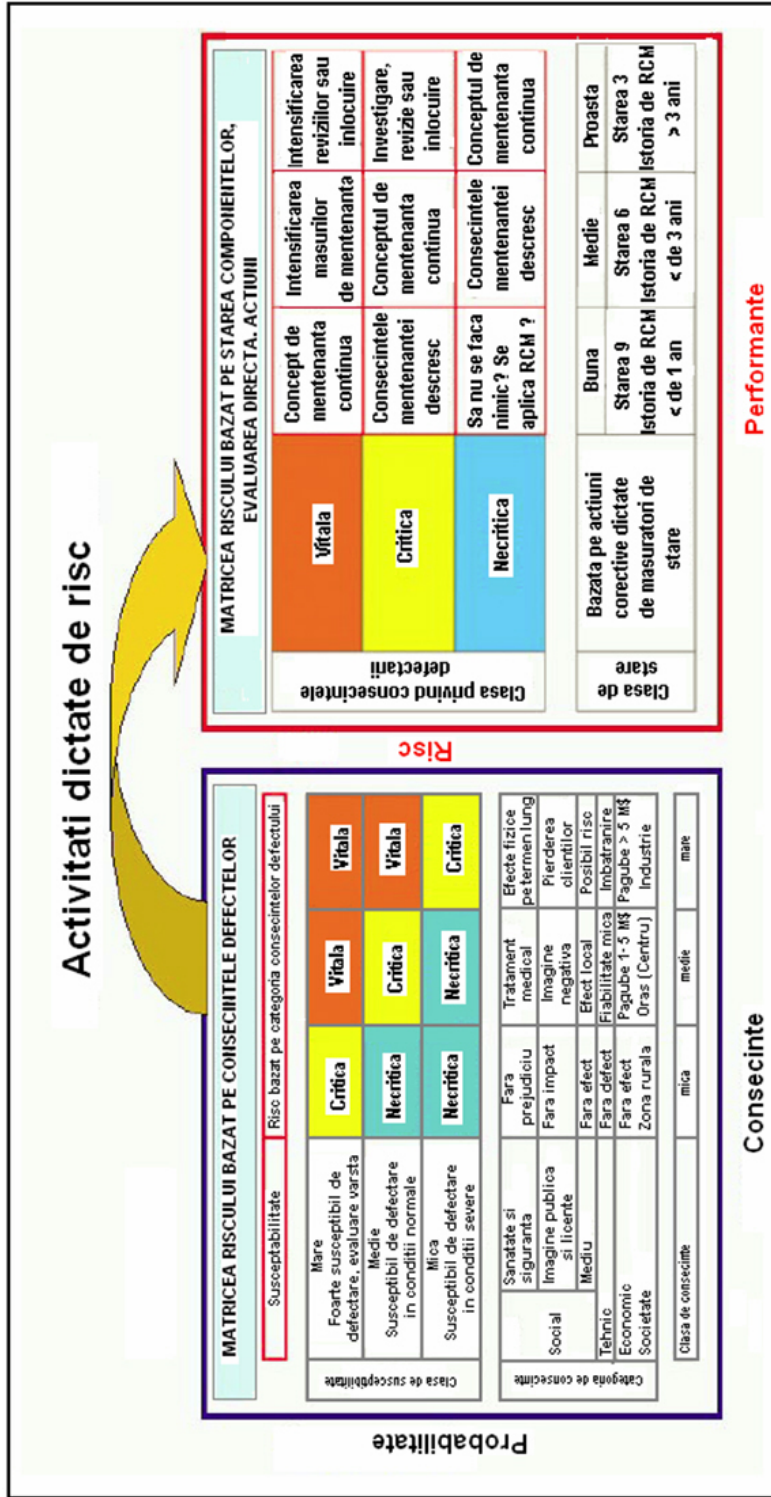


Fig. 1.4. Matricea vizualizării riscului acceptat la nivelul rețelei de transport și respectiv performanței la nivelul componentelor acesteia

Matricea din stânga poate fi considerată ca reprezentând consecințele unui anumit risc la nivelul rețelei, iar cea din dreapta ca o activitate asociată depinzând de performanța evaluării sau a circuitului implicat. Cele două matrici sunt legate prin aprecierea consecințelor "vital", "critic" sau "necritic" [Moore2000], [Nichols2000], [Norberg1998], [Orlowska2000], [Oszstermayer2002].

Matricea din stânga arată probabilitatea defectelor prin evaluarea susceptibilității unui circuit. Măsurarea acestei susceptibilități în raport cu consecințele clasificate pentru toți clienții (inclusiv penalități și costuri obligatorii) se poate defini sub formă de "necritică", "critică" sau "vitală" și transpune pe axa riscului din matricea poziționată la dreapta. În mod evident deciziile privind mentenanța și/sau prioritățile pentru reinvestiții sunt consecințe ale acestui proces de evaluare.

Matricea din stânga ar putea fi privită ca o analiză a riscului conectată la matricea din dreapta, de evaluare directă prin managementul fiabilității. Ideea de bază: translația consecințelor pentru clienți (cumpărători) a defectelor din rețea în decizii la nivelul componentelor sale.

Din cele menționate anterior se constată că performanța evaluării componentelor rețelei electrice de transport este de importanță majoră pentru realizarea celor mai bune decizii de management. În plus, informația referitoare la consecințele unui defect în sistem este o variabilă controlabilă și suport în evaluarea deciziei. Pentru a se reduce partea subiectivă în procesul de decizie se poate folosi informația de la altă evaluare, în special acele evaluări de același tip și pentru aceleași condiții de funcționare.

O decizie de obiectivitate maximă privind performanța evaluării este susținută prin informațiile despre starea componentelor (colectate cât mai în detaliu), analizate și transformate în cunoștințe.

Unul din scopurile evaluării riscului este de a găsi un optim pentru mai multe niveluri / componente ale procesului de management, și anume:

- sistemul: influența asupra calității transportului și furnizării energiei electrice;
- echipamentele: starea tehnică a echipamentelor (corelată și cu condițiile și reglementările în vigoare);
- financiar: costuri reduse pentru ciclul de viață.

Pentru realizarea unui management performant al riscului în exploatarea rețelei de transport, operatorul de sistem trebuie:

- să definească timpul acceptabil de întrerupere a serviciului de transport;
- să definească condițiile tehnice restrictive (de exemplu cele privind racordarea la sistem);
- să stabilească bugetul de mentenanță.

La baza evaluării riscului în întreruperea serviciului de transport stă probabilitatea de scoatere din funcțiune a echipamentelor. Pentru acest scop trebuie să se determine frecvența deteriorărilor la un echipament în strânsă dependență cu intervalul de la darea lui în exploatare până în momentul analizei, respectiv cu rezultatele ultimei activități de mentenanță. În paralel se efectuează calculul energiei nelivrate, care este detonată scoaterii din exploatare a echipamentului.

Costurile defectării acoperă toate cheltuielile financiare care apar în cazul unui defect în rețea și sunt necesare pentru restaurarea situației inițiale. Costurile probabile, care rezultă din defectarea echipamentului pot fi calculate conform ratei de defectare a echipamentului (defect minor și defect major). De asemenea trebuie considerate și costurile datorită energiei nelivrate și cheltuielile care sunt cauzate de contractele cu consumatorii sau de respectarea condițiilor impuse [Pencinger1998], [Pryor1998], [Rajotte1996], [Rechelt1996], [Reid2002], [Roussel2000].

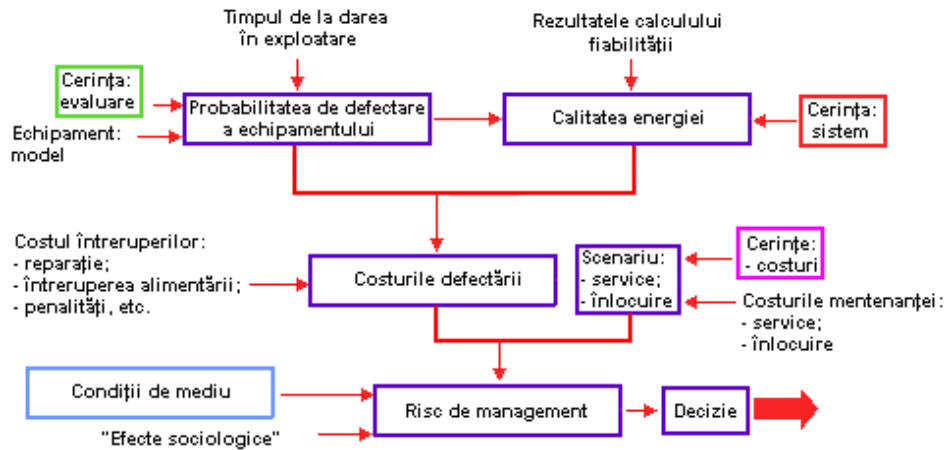


Fig. 1.5. Procesul de evaluare a riscului de defectare a unui echipament sau componentă a rețelei de transport a energiei electrice

În acest scop trebuie astfel să fie disponibile următoarele informații:

- costurile reparării echipamentului defectat;
- date despre următoarele defecte posibile ale componentelor;
- costurile și cantitatea de energie nelivrată;
- costurile datorate răspunderilor față de deteriorările la terți;
- rata de defectare a echipamentului (defecte minore, defecte majore);
- contractele clienților, condițiile licenței de transport.

În cazul calculului costurilor produse de defectele la echipamentele componente ale rețelei, se face diferențiere între două scenarii de defect care conduc la o varietate de evaluări financiare:

- defecte majore: defectarea instantanee, neplanificată a echipamentelor cu sau fără întreruperea furnizării de energie (de exemplu o străpungere a izolației în interiorul unui întreruptor);
- defecte minore: care pot fi reparate printr-o mentenanță planificată și nu conduce la o întrerupere a furnizării cu energie electrică.

Prin realizarea unei baze de date accesibile pentru toți clienții interesați, se crează condițiile pentru maximizarea performanțelor evaluărilor privind starea componentelor relevante pentru rețea, respectiv pentru un management de succes.

În acest context teza tratează problemele specifice mentenanței echipamentelor electrice de înaltă tensiune din rețeaua de transport a energiei electrice sub aspecte diverse dintre care se menționează: necesitate, tipuri aplicabile, categoriile de stare a echipamentelor, corelarea dintre starea tehnică a echipamentelor și categoriile de lucrări de mentenanță necesare.

O parte importantă a lucrării se referă la contribuțiile autorului privind evaluarea corectă a stării tehnice momentane a echipamentelor electrice de înaltă tensiune folosind sistemul expert TRANSPOWER. Se prezintă arhitectura sistemului expert, principiile de bază ale utilizării acestuia, rezultatele experimentale obținute, eficiența tehnică dovedită, condițiile generalizării rezultatelor la echipamentele electrice de înaltă tensiune.

Teza, extinsă pe 218 pagini, este structurată pe 7 capitole, precedate de un Cuvânt înainte și urmate de 6 Anexe și de Lista bibliografică.

Capitolul 1, introductiv, prezintă analiza succintă a aspectelor principale referitoare la managementul stării tehnice și al mentenanței echipamentelor și rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice, fiabilității și respectiv riscului în exploatare. Se realizează o încadrare a tematicii tezei în tendințele actuale de cercetare din domeniu. În final se prezintă, pe scurt, structura lucrării.

Capitolul 2 are ca obiect managementul mentenanței și impactul acesteia asupra fiabilității echipamentelor energetice, conceptul mentenanței, tipurile de mentenanță uzuale (mentenanța corectivă, mentenanța preventivă, mentenanța bazată pe timp, mentenanța bazată pe stare, mentenanța bazată pe fiabilitate, mentenanța bazată pe risc), strategiile de mentenanță (și dependența lor de tipul de echipament), experiența de mentenanță în România (cu referire specială la CN Transelectrica SA) și în alte țări (precum SUA, Germania, Anglia, Franța etc.).

Capitolul 3 tratează aspectele evaluării stării tehnice momentane a echipamentelor electrice de înaltă tensiune din Rețeaua Electrică de Transport (cu referire specială la experiența CN Transelectrica SA și a autorului tezei privind expertizarea transformatoarelor de putere, bobinelor de reactanță șunt, întreruptoarelor, separatoarelor, transformatoarelor de curent, transformatoarelor de tensiune, descărcătoarelor de protecție la supratensiuni) și managementului vieții acestora (cu analiza succintă a factorilor care afectează acest management).

Capitolul 4 prezintă necesitatea și avantajele folosirii sistemelor expert în domeniul managementului stării și al mentenanței echipamentelor electrice de înaltă tensiune (importanța sistemelor expert, ca o tehnologie practică în exploatarea rețelelor electrice, aspecte tehnice care trebuie luate în considerare înainte de implementarea unui sistem expert, arhitectura generală, cerințele în ceea ce privește performanțele sistemelor expert, beneficii, costuri, riscuri și impact la adoptarea unui sistem expert, experiența privind utilizarea în diverse țări a unor sisteme expert în exploatarea și controlul rețelelor electrice).

Capitolul 5 are ca obiect descrierea sistemului expert TRANSPower realizat și dedicat necesităților companiilor de transport a energiei electrice (CN Transelectrica SA în cazul României) pentru managementul stării și al mentenanței echipamentelor electrice de înaltă tensiune (obiective, procesul operațional tehnologic, arhitectura, diagrama operațională software, elemente caracteristice, meniuri, baza de date, specificul utilizării, avantajele folosirii sistemului expert etc.).

Capitolul 6 scoate în evidență rezultatele practice privind utilizarea sistemului expert TRANSPower, exemplificarea fiind făcută pentru cazul unui autotransformator de putere.

Capitolul 7 prezintă concluziile generale ale tezei, contribuțiile originale ale autorului, modul de valorificare a rezultatelor obținute și perspectivele de continuare a cercetărilor inițiate. Cea mai importantă realizare a tezei de doctorat o reprezintă dezvoltarea și implementarea sistemului expert având **TRANSPower**, elaborat sub responsabilitatea tehnică directă și cu contribuția majoră a autorului, care realizează managementul stării și al mentenanței echipamentelor electrice de înaltă tensiune din rețeaua de transport a energiei electrice, soluționând și o serie de probleme conexe. Sistemul este utilizat cu succes în cadrul CN Transelectrica SA, rezultatele aplicării sale fiind benefice din toate punctele de vedere.

Anexele 1-6 cuprind date tehnologice importante (condiții de execuție, valori de control și momentul de efectuare a probelor etc.) necesare elaborării modulelor sistemului expert **TRANSPower – PT, CT, TT, I, S, D** – dedicate diverselor tipuri de echipamente de înaltă tensiune.

Lista bibliografică cuprinde 171 titluri, dintre care 48 aparțin doctorandului, în calitate de autor sau coautor, menționate și separat în Sinteza privind lucrările proprii).

2. MANAGEMENTUL MENTENANȚEI ȘI IMPACTUL ASUPRA FIABILITĂȚII ECHIPAMENTELOR

2.1. Definirea termenului (conceptului) de mentenanță

Conceptia privind funcția mentenanței în energetică a cunoscut în ultimii 20 - 25 ani diverse modalități de abordare. Înainte de 1990 și chiar ulterior, strategia de mentenanță s-a bazat în mod deosebit pe asigurarea fiabilității echipamentelor energetice prin adoptarea mentenanței preventive și corective.

În prezent, pe plan mondial se aplică strategii care se bazează pe aplicarea unitară sau combinată a conceptelor de mentenanță definite în mod similar de standardele din diverse țări.

Din standardele străine se apreciază ca semnificative definițiile cuprinse în standardul francez AFNOR NFX 60-010 și în Ordinul Departamentului de Energie al Statelor Unite ale Americii DOE 4330AAI90 [***ANRE2], [***2005].

Standardul francez menționat furnizează definiții pentru următorii termeni:

- *Mentenanță* – totalul activităților legate de menținerea sau restabilirea echipamentului în stare de funcționare la parametri proiectați.
- *Mentenanță corectivă* – mentenanța realizată după producerea unei avarii a echipamentului;
- *Mentenanță preventivă bazată pe timp* (periodică) – urmărește reducerea probabilității de avariere a echipamentului sau a probabilității evoluției unei defecțiuni pe baza unei programări prestabilite depinzând de timp, indiferent de starea echipamentului.
- *Mentenanță bazată pe stare* – inițiată pentru reducerea probabilității de avariere a echipamentului, sau de evoluție a unei defecțiuni, pe baza unor criterii predeterminate care măsoară deteriorarea echipamentului prin monitorizare, teste și inspecții.

În Ordinul Departamentului de Energie al Statelor Unite DOE 4330AA/90 [***2005] sunt precizate următoarele definiții pentru mentenanță:

- *Mentenanța* – cuprinde efortul de a păstra, proteja și/sau susține echipamentul într-o condiție corespunzătoare scopului pentru care a fost proiectat.
- *Mentenanța corectivă* – mentenanța care are ca scop restabilirea unui echipament în cazul funcționării defectoase sau avarierii lui. Ea include și activitățile de identificare, analizare, înregistrare și eliminare a cauzelor defectelor.
- *Mentenanța preventivă* – este mentenanța care are ca scop menținerea echipamentului în limitele condițiilor de proiectare, cu realizarea unei durate maxime de viață.

În România activitatea de mentenanță este descrisă de către Agenția Națională de Reglementare în domeniul Energiei – ANRE, în ordinul nr. 35/06.12.2002 [***2002]. Conform acestui document pentru mentenanță s-au reținut următoarele definiții:

- *Mentenanța*: Ansamblul tuturor acțiunilor tehnice și organizatorice care se execută asupra structurilor, instalațiilor (sistemelor) și componentelor considerate

mijloace fixe – SISC – aflate în exploatare și care sunt efectuate pentru menținerea sau restabilirea stării tehnice necesare îndeplinirii funcțiilor pentru care au fost proiectate;

- **Mentenanță corectivă – Corrective Maintenance (CM):** ansamblul lucrărilor de mentenanță care se efectuează în scopul readucerii SISC în stare de a-și putea îndeplini funcțiile pentru care au fost proiectate:
 - a) după producerea unui defect,
 - b) după o întrerupere voită a misiunii SISC atunci când este iminentă producerea unui defect a cărui apariție nu a putut fi prevăzută.
 Mentenanța corectivă presupune lucrări de reparații și înlocuiri.
- **Mentenanța bazată pe timp – Time Based Maintenance (TBM):** ansamblul lucrărilor periodice executate indiferent de starea tehnică constatată a SISC, prin care se mențin / restabilesc performanțele acestora.
- **Mentenanța bazată pe stare – Condition Based Maintenance (CBM) or Time Based Condition Assessment (TBCA):** ansamblul activităților de determinare / prognozarea stării tehnice a SISC și a lucrărilor de menținere / restabilire a performanțelor, care rezultă ca necesare în urma desfășurării acestor activități;
- **Mentenanța bazată pe fiabilitate – Reliability Centered Maintenance (RCM):** ansamblul de acțiuni și măsuri realizate cu scopul de a stabili programul și conținutul lucrărilor de mentenanță preventivă ce trebuie executate pentru a menține și eventual restabili, atunci când este necesar, starea tehnică a SISC (structuri, instalații (sisteme) și componente considerate mijloace fixe), utilizând analize ale modurilor de defectare, analize de siguranță, analize funcționale, analize de criticitate etc.
- **Mentenanță minoră:** lucrări curente și/sau lucrări minore de menținere / restabilire a stării SISC, care nu necesită scule sau necesită scule uzuale, portabile și care se pot executa de către personalul de exploatare sau de mentenanță;

Relațiile dintre strategiile de mentenanță menționate pot fi urmărite în fig. 2.1. Ele au fost folosite cu succes în trecut dar sunt valabile și în prezent [Davey2008], [Moldoveanu2005a], [Moldoveanu2004], [Moldoveanu2006d], [Dhuyvetter1966], [FIST1992c], [Languille2002], [Larsson1996], [Salamanca1996], [Smit2000], [***SREN1], [***CEI1], [***1997], [***2005a], [***DIBR], [***2007].

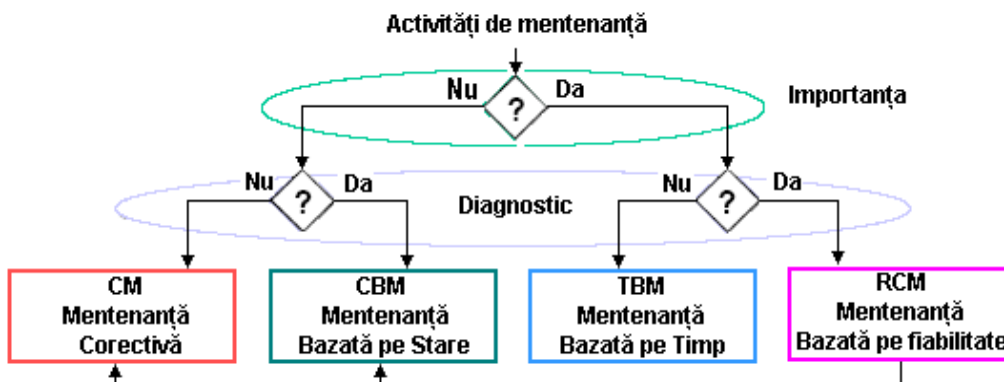


Fig. 2.1 Relațiile dintre diferite strategii de mentenanță

2.2. Tipuri de mentenanță

2.2.1. Mentenanța corectivă – CM

Înlocuirea sau reparația este efectuată numai dacă a apărut un defect. În cazul unui echipament la care costurile investiției sunt mici un defect va avea numai un efect minor, iar acest tip de mentenanță poate avea ca rezultat cel mai mic cost total. Această strategie este folosită în sistemele de joasă tensiune. Numai o defectare gravă a unui anumit tip de echipament va influența aceasta strategie.

2.2.2. Mentenanța bazată pe timp – TBM

Se realizează la intervale predefinite, stabilite empiric, acolo unde componentele sunt înlocuite după o perioadă dată de timp. Ea a fost practică de mulți ani în sistemele electrice din multe țări. În general aceasta strategie de mentenanță conduce la rezultate satisfăcătoare. Nu întotdeauna însă conduce la cel mai eficient cost întrucât echipamentele în general nu sunt solicitate la capacitatea lor nominală și nu rămân în funcțiune până la sfârșitul duratei lor de viață care este posibilă.

2.2.3. Mentenanța bazată pe stare – CBM sau evaluarea stării bazată pe timp – TBCA

Este mentenanța coordonată de starea tehnică a echipamentelor. În această strategie toți parametrii importanți ai echipamentelor sunt luați în considerare pentru a determina starea tehnică. Pentru aceasta este nevoie de informații detaliate folosind metode de diagnosticare performante și/sau sisteme de monitorizare.

Așa cum s-a menționat, mentenanța preventivă este un program de inspecție de rutină, de mentenanță și reparație a echipamentelor din rețea care are drept scop să asigure că deteriorarea echipamentelor este minimă. Programul de mentenanță preventiv este întocmit pentru cele mai proaste cazuri de funcționare. Obiectivul general este de a preveni probleme sau defecțiuni în funcționare.

Scopul programului de mentenanță este întreținerea / repararea echipamentului instalat la un anumit obiectiv. Fiecare companie trebuie să ia în considerare efectele financiare generate de o reducere a calității produselor, precum și de posibilele întreruperi în producerea, transportu și distribuția energiei electrice cu o mentenanță necorespunzătoare. Aceste efecte financiare trebuie comparate cu pierderile generate de întârzierea producerii, transportului și distribuției energiei electrice din cauza activităților de întreținere / mentenanță. Pentru a fi siguri că echipamentul va funcționa în caz de nevoie și pe întregul interval de timp (cât acesta funcționează), este necesară o abordare în perspectivă a programului de mentenanță. O astfel de abordare în perspectivă necesită implementarea unui puternic program de mentenanță preventivă care să determine amploarea activității de întreținere. Acesta este un proces complex de luare a deciziilor care compară cu atenție costurile de întreținere cu consecințele căderilor de echipamente (accidente, scăderea calității, întreruperea producției).

□ Beneficiile unui program de mentenanță preventivă corespunzător

1. Reduce efectul scoaterilor din funcțiune neplanificate. Acestea duc la pierderi generate de întreruperea serviciului precum și costuri asociate cu activități de reparație și întreținere neplanificate. Defecțiunile la instalații apar în general la momentele cele mai nepotrivite.

2. Reduce severitatea defecțiunii. O potențială defecțiune devine cu atât mai serioasă cu cât echipamentul afectat este păstrat mai mult în funcțiune fără ca problema să fie corectată. De exemplu, pornind de la o banală uzură în lagărul unei pompe, din cauza creșterii vibrațiilor se poate ajunge la o distrugere iremediabilă a carcasei sau a axului acesteia. Acest defect potențial poate să afecteze producția și în mod sigur va duce la o creștere a cheltuielilor de întreținere / reparații.

3. Un program efectiv de mentenanță preventivă, printr-o creștere a numărului de activități de mentenanță preventivă precum și a eficienței acestora, va reduce numărul și severitatea defecțiunilor. Activitățile de mentenanță preventivă pot fi planificate, și de aceea pot fi incluse în bugetul preliminar. Mentenanța repetitivă (preventivă) este mai eficientă (din punct de vedere al costului raportat la efecte) comparativ cu activitatea de mentenanță corectivă (care conduce la reparații). În plus este mai ușor să se planifice acest tip de activitate astfel încât pierderile în eficiență și disponibilitate datorate mentenanței să fie micșorate.

Mentanența preventivă are ca efect reducerea numărului defectelor la echipamente precum și a efectelor acestor defecte și în consecință instalațiile vor fi în stare de funcționare un timp procentual mai îndelungat. Aceasta va afecta desigur costurile de generare, transport și distribuție a energiei electrice precum și cheltuielile cu întreținerea și reparațiile și deci, în consecință vor afecta bilanțul final.

□ Caracteristicile unui program de mentenanță preventivă

1. Pentru a fi eficace, activitățile de mentenanță preventivă trebuie dezvoltate astfel încât resursele existente să fie alocate la diferite echipamente în mod optim în vederea creșterii fiabilității și disponibilității întregului sistem.

2. Trebuie dezvoltate metode pe baza de "feedback" (conexiune inversă) informațional referitoare la acțiunile de mentenanță preventivă care să asigure ca aceste activități devin și rămân în continuare eficiente. Obținerea de informații asupra efectului mentenanței preventive este esențial în ajustarea acestor activități.

3. Programul de mentenanță preventivă trebuie aplicat într-un mod unitar. Diferite abordări ale activităților de mentenanță preventivă produc rezultate cu grade diferite de eficiență; un program coerent va produce rezultate coerente.

4. Experiența specifică diferitelor locuri de munca trebuie încorporată în cadrul procesului de luare a deciziilor. Această experiență poate fi materializată sub forma unor rapoarte asupra activităților de întreținere / reparații. De asemenea, experiența celor implicați direct în repararea, operarea, supravegherea și controlul echipamentului și sistemelor este de neprețuit în ceea ce privește stabilirea unor activități eficiente de mentenanță preventivă. Documentația cu privire la activități anterioare, dacă există, poate fi, de asemenea, foarte folositoare.

5. Recomandări ale producătorilor diferitelor componente sau ale diferitelor societăți / grupuri din industrie. Recomandările acestor grupuri sunt bazate pe medieri făcute pe toate componentele vândute de un anumit producător. Nivelul de întreținere recomandat de aceste grupuri se bazează pe aceste valori medii. Un program efectiv de mentenanță preventivă este influențat de recomandările fabricantului, dar nu este strict determinat de aceste recomandări. Recomandările producătorului trebuie luate în considerare, dar nu ca cerințe absolute.

6. Trebuie aleasă o metodologie coerentă de luare a deciziilor. Trebuie selectată o metodă de analiză a deciziilor care este ușor de înțeles și simplu de utilizat. Pentru că anumite informații sunt dificil de găsit și folosit sau nu există pur și simplu, metoda de analiză a deciziilor nu trebuie să se bazeze pe astfel de elemente "critice". Metoda va fi folosită în viitor pentru a perfecționa planurile de mentenanță în așa fel încât să existe siguranța că această activitate devine eficientă și rămâne la fel și în continuare.

7. Trebuie alese în vederea analizei acele sisteme care au în mod clar probleme cu întreținerea, cu fiabilitatea sau cu disponibilitatea. Pentru a fi eficace, analiza trebuie să se concentreze asupra acelor componente și sisteme care oferă cel mai mult loc pentru îmbunătățiri.

8. Trebuie folosit personalul care va fi răspunzător de întreținerea sistemului după ce planurile vor fi definitivitate. Folosirea personalului cu cea mai multă experiență referitoare la echipamentul analizat și care va fi în continuare răspunzător de întreținerea acestui sistem, duce la o creștere a eficienței per total.

Pentru multe companii de electricitate, mentenanța constituie o activitate care este efectuată ca răspuns la întreruperi accidentale, străpungeri ale izolației sau alte evenimente nedorite. Ramificațiile acestui tip de evaluare pot fi importante, în special asupra funcționării sistemului, atunci când o componentă minoră poate scoate din funcțiune linii importante de transport sau poate determina avarii grave. În astfel de cazuri multe companii de electricitate au descoperit că costul total al scoaterilor din funcțiune și al reparațiilor efectuate "contracronometru" pot fi exorbitante.

Programul de mentenanță preventivă asigură continuitate în funcționare și scade probabilitatea de producere a incidentelor. Retragerile din exploatare a componentelor rețelei electrice, pentru mentenanță, au loc programat în perioade de inactivitate sau de folosință mai redusă și astfel problemele pot fi detectate în stadiile incipiente iar acțiunile corective pot fi efectuate înainte de producerea unor defecte extinse.

Relațiile dintre calitatea mentenanței și străpungerea izolației echipamentelor electrice în timpul funcționării, rezultat al unor studii efectuate de IEEE în SUA, se poate observa în tabelul 2.1.

Tabelul 2.1. Numărul de defecțiuni în funcție de calitatea mentenanței (pentru toate clasele de echipament)

Calitatea mentenanței	Numărul de defecte		Procent de defecte datorită mentenanței necorespunzătoare
	Toate cazurile	Mentenanță inadecvată	
Excelentă	311	36	11,6 %
Acceptabilă	863	154	18,1 %
Proastă	67	22	32,8 %
Total	1231	212	17,2 %

Având în vedere diversitatea companiilor de electricitate, problemele de mentenanță nu trebuie preluate identic de la o companie la alta. Există patru elemente cheie pentru un program de mentenanță preventivă:

- proiectarea și conducerea corectă a sistemului;
- echipament corespunzător și corect instalat;
- personal de mentenanță și exploatare instruit;
- planificare și grafic de acțiune corecte.

(i) Proiectarea și conducerea corectă a sistemului

Un sistem care nu este corect proiectat, construit și condus nu va asigura servicii fiabile, indiferent de cât de bine se execută sau cât de multă activitate de mentenanță se desfășoară.

Printr-o bună proiectare și conducere a sistemului trebuie:

- să se definească condițiile de încărcare / sarcină;
- să se includă un tablou complet care să arate locurile sarcinilor pe sistem;

- să se stabilească o listă de căutare;
- să se precizeze sarcinile critice;
- să se definească condițiile de exploatare a liniilor electrice;
- să se permită flexibilitate;
- să se determine condițiile sarcinilor neproductive (consumurile interne);
- să se prevadă posibilitatea de extindere ulterioară;
- să se asigure conformitatea cu codurile și standardele aplicabile.

(ii) Echipament corespunzător și instalat corect

Un echipament de bună calitate, specific destinației lui și corect instalat, este baza pe care se construiește programul de mentenanță preventivă.

De exemplu, echipamentele trebuie să fie amplasate astfel încât să existe suficient spațiu pentru accesul necesar realizării activității de mentenanță.

(iii) Personalul instruit corespunzător

Tehnologiile folosite în mentenanța preventivă sunt extrem de importante. Succesul sau defectul este dependent într-o mare măsură de testarea personalului care efectuează activitatea de mentenanță.

Personalul de mentenanță echipat corespunzător și instruit corect trebuie să aibă cunoștințe complete despre funcționarea echipamentului la care trebuie să facă inspecții și reparații. Folosirea unui personal neinstruit determină lucrări de slabă calitate și poate conduce la importante prejudicii și la avarii de echipamente.

(IV) Planificarea și graficul de lucrări

Un program de mentenanță preventivă poate fi efectiv numai dacă este bine planificat și îndeplinit regulat.

Planificarea necesită înțelegerea nevoilor sistemului, identificarea și prioritizarea cerințelor de mentenanță la echipamente și stabilirea graficului de lucrări de mentenanță.

Examinarea, testarea, activitățile de reparații și întreținere a echipamentelor sunt în general programate în perioada retragerilor programate din exploatare.

Concluziile studiului IEEE privind defectele în rețelele electrice din SUA a arătat că un plan anual de mentenanță este suficient pentru toate echipamentele electrice [29, 30, 127, 128,129]. Excepție sunt întreruptoarele și motoarele, în funcțiune, la care inspecțiile sunt realizate de regulă la intervale mai reduse.

Programe de mentenanță sunt cerute de unii furnizori de echipamente sau de companiile de asigurare.

Un program de mentenanță efectiv trebuie să cuprindă:

- graficul de timp a lucrărilor;
- planul concret de inspecție;
- fișele de întreținere a echipamentelor;
- fișele de analiză a defectiunilor.

2.2.4. Mentenanța bazată pe fiabilitate – RCM

În mod suplimentar față de mentenanța bazată pe starea tehnică a echipamentului, această strategie de mentenanță ia în considerare și importanța echipamentului în cadrul rețelei electrice (exemplu figura 2.2).

Unul din factorii importanți relevanți poate fi fiabilitatea rețelei sau nelivrarea energiei electrice. Starea tehnică a echipamentelor este pe ordonată iar importanța lor în sistem este pe axa abscisei.

Interpretând diagrama din figura 2.2, se poate afirma că echipamentele situate în colțul "stânga sus", deși au starea tehnică proastă ele nu ar cauza prin defectare consecințe majore pentru sistem / rețea. În schimb, echipamentele situate în partea dreapta de jos deși sunt în stare tehnică bună, o defectare a lor ar avea consecințe grave pentru sistem.

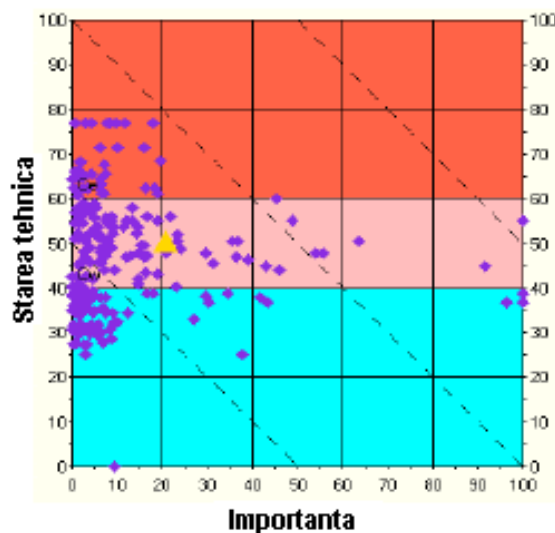


Fig. 2.2. Evaluarea întreruptoarelor de 110 kV folosind strategia RCM [Aoshima1998]

Mentenanța RCM utilizează o tehnică predictivă de a monitoriza anumiți parametri selectați de funcționare a echipamentelor, de a detecta și a corecta o posibilă problemă potențială înainte de a cauza un defect. Aceasta se realizează analizând tendința parametrilor mășurați care permit o comparație a parametrilor curenți cu cei anteriori, din baza de date. Pe baza acestei comparații, poate fi făcută o analiză pertinentă, calificată, privind acțiunile corective necesare.

Primele trei strategii de mentenanță, menționate, implică dezavantaje importante (de exemplu costuri, piese de schimb, toate componentele sunt tratate la fel), de aceea din ce în ce mai mult se acordă atenție celei de-a patra strategii.

În general mentenanța bazată pe fiabilitate poate fi considerată ca o formă supraordonată a mentenanței, așa cum se observă în figura. 2.2.

În cazurile în care nu se poate identifica indexul de importanță și starea unei piese din componența unui echipament, singura soluție este aplicarea mentenanței corective (CM).

Strategiile de mentenanță CM, CBM și TBM pot fi reprezentate pe baza strategiei RC, această legătură putând fi observată în figura 2.3. a și b.

Dacă se ia în considerare numai starea unui echipament (fig. 2.3.a), clasificarea activităților de mentenanță este dependentă de stare și anume:

- secțiunea I - inspecții;
- secțiunea II - activitate de mentenanță;
- secțiunea III - înlocuire a uneia din componentele instalației.

În conformitate cu feedback-ul de la inginerii de exploatare, înlocuirea unui echipament este necesară dacă indexul de stare a depășit nivelul C2.

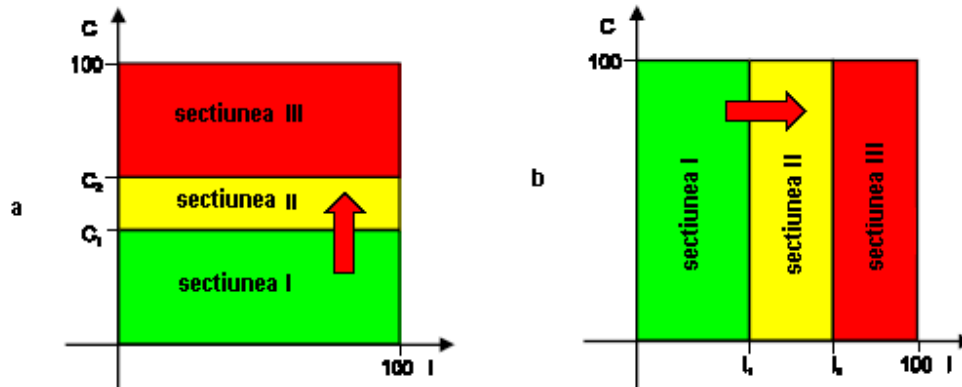


Fig. 2.3. Interpretarea strategiilor de mentenanță

a – mentenanța bazată pe stare (CBM);
b – mentenanța corectivă (CM) sau mentenanța bazată pe timp (TBM)

Așa cum se observă în fig. 2.3.b, echipamentul poate fi clasificat, în funcție de importanța lui, în trei categorii:

- secțiunea I - Fără mentenanță;
- secțiunea II - Mentenanța la fiecare $N1$ ani;
- secțiunea III - Mentenanța la fiecare $N2$ ani ($N2 < N1$).

Mentenanța corectivă (CM) corespunde secțiunii I iar mentenanța bazată pe timp (TBM) corespunde secțiunilor I și II.

Reprezentarea vizuală a evaluării unui anumit tip de echipament permite alegerea uneia din strategiile de mentenanță sau chiar combinarea lor.

□ Efectul benefic al mentenanței bazate pe fiabilitate

Mentenanța bazată pe fiabilitate (Reliability Centered Maintenance) este un proces de luare a deciziilor în legătură cu activitățile de mentenanță repetitive / preventive. Un program de mentenanță pe bază de fiabilitate poate fi benefic din următoarele motive:

1. Este un proces bazat pe funcționalitate. Deciziile sunt luate pe baza stării tehnice și a importanței componentei respective din punct de vedere funcțional în îndeplinirea misiunii echipamentului în care este instalat sau în cadrul rețelei electrice. Numai componentele importante din punct de vedere funcțional sunt obiectul activităților de mentenanță preventivă, cu excepția cazurilor în care costurile de întreținere pentru aceste componente au fost mari în trecut.

2. Procesul este sistematic, fiind analizate toate componentele sistemelor alese. Fiecare componentă trebuie trecută în revistă în calitate de suport în îndeplinirea funcției sistemului.

3. Procesul se bazează pe o filozofie standard de mentenanță preventivă. Această abordare standardizată asigură evaluarea fiecărei componente din aceeași perspectivă. Tipurile de defecțiuni și cauzele acestora sunt standardizate. Aceasta favorizează aplicarea în mod unitar a metodologiei la componente de același tip, de exemplu la întreruptoare etc. Sunt analizate efectele diferitelor defecțiuni și sunt dezvoltate planuri de mentenanță preventivă în scopul protejării împotriva acestor defecțiuni.

□ Alegerea sistemelor

Se aleg acele sisteme care au avut în mod clar probleme cu fiabilitatea, disponibilitatea sau mentenanța. Dacă unele probleme nu merită a fi analizate, ele

sunt excluse. Se recomandă să fie excluse acele sisteme care au un impact minim asupra funcționării rețelei sau sunt sisteme care au deja proceduri de mentenanță preventivă bine dezvoltate.

Exemplu de sisteme care pot fi excluse:

- a) Iluminarea incintelor – aceste sisteme de iluminat sunt înlocuite sau reparate când un anumit număr de lămpi sunt defecte;
- b) Sistemele de pază / securitate – aceste sisteme au propriile lor programe de mentenanță preventivă.

□ Pregătirea datelor

Pregătirea datelor constă în adunarea informației necesare procesului de analiză. Aceasta include descrierea sistemului, funcționarea sistemului, scheme, proceduri, manuale tehnice, reglementări, date la nivel de industrie, date referitoare la mentenanța componentelor în trecut, mentenanța preventivă desfășurată în prezent, rezultate ale evaluării riscurilor probabile, proiecte, evaluări inginerești / expertize tehnice, planuri de activitate sau orice altă sursă relevantă de informație. Dacă anumite date sunt dificil sau chiar imposibil de obținut, acest tip de informație trebuie exclus din proces.

Trebuie înțelese efectele excluderii anumitor informații din analiză și, dacă este necesar, lipsa acestor informații trebuie compensată în vreun fel.

□ Evaluarea datelor

Datele adunate precum și datele de la mentenanța preventivă standard trebuie trecute în revistă pentru a deveni familiari cu cerințele de proiectare, operare și întreținere a sistemului.

□ Contribuția specialiștilor / experților

Se recomandă a se discuta cu persoanele care sunt considerate ca fiind bune cunoscătoare a sistemului de analizat. Informațiile referitoare la recomandările rezultate de la mentenanța preventivă și cele privind starea în care se află sistemul sunt folosite pentru a obține o cunoaștere mai în detaliu a instalațiilor. Aceste persoane care au experiența nemijlocită sau sunt bine informate, pot fi inginerii de exploatare răspunzători de sistemul respectiv sau managerul de proces.

□ Identificarea recomandărilor și cerințelor specifice fiecărui element component

Datele de acest tip conțin recomandările și cerințele pentru echipament distribuite de către producător. Orice altă informație primită de la producătorul echipamentului pentru echipamentul livrat și evaluat este inclusă în datele folosite în cadrul mentenanței preventive.

□ Determinarea importanței funcționale

O componentă este importantă din punct de vedere funcțional dacă ea contribuie la îndeplinirea funcției sistemului respectiv. O componentă este de asemenea importantă din punct de vedere funcțional dacă sprijină cerințe de reglementare, cum ar fi: Specificații tehnice, Raportul final de analiză a siguranței în exploatare, Protecția contra incendiilor. Aceasta este clasificată ca fiind legată de Siguranța în exploatare sau este menționată în Raportul de Analiză Probabilistică a Riscului. Componentele sunt de asemenea importante dacă sunt folosite în protecția personalului, au o mare valoare economică, sau au generat în trecut cheltuieli de întreținere excesiv de mari.

□ Trecerea în revistă a activităților de mentenanță corectivă anterioare

Activitățile de reparații / întreținere anterioare sunt trecute în revistă cu scopul de a identifica tendințe și regularități în funcționarea echipamentului precum și alte informații referitoare la probleme legate de funcționarea acestuia. Numai informațiile relevante pentru problema în studiu sunt introduse în bazele de date. Istoria mentenanței pentru un anumit echipament este uneori foarte dificil de documentat. Această istorie fie nu există, ori dacă există, poate fi "ascunsă" în dosare voluminoase. În cazul în care nu se dispune de suficientă informație despre activitățile de întreținere / reparații anterioare se poate recurge la consultarea experților pentru a extinde sau a înlocui această informație.

□ Examinarea programelor de mentenanță preventivă existente

Este necesară trecerea în revistă a programelor de mentenanță preventivă existente. Aceasta va permite începerea analizei în condițiile în care efectele prezentului program de mentenanță preventivă sunt cunoscute. În felul acesta se obține un punct de pornire pentru evaluare. Se poate întâmpla ca programul de mentenanță preventivă existent să dea rezultate și atunci nu trebuie modificat.

Toate activitățile repetitive ale tuturor echipelor de lucru sunt incluse; un exemplu de mentenanță preventivă este testarea anuală desfășurată de o echipă de lucru în afară de mentenanța lor, iar supravegherea atentă a echipamentului este un alt exemplu. Aceasta permite, de asemenea, identificarea acelor activități de mentenanță preventivă care pot fi reduse.

□ Selectarea activităților de mentenanță preventivă

Se examinează datele standard de mentenanță preventivă. În cazul în care componenta în cauză se încadrează în condițiile datelor de mentenanță preventivă standard, atunci este folosit acest tip de mentenanță. Dacă situația este diferită, atunci se ajustează condițiile prezentate în standard astfel încât să se potrivească la situația reală. "Istoria" acelei componente va fi folosită drept justificare pentru a modifica activitatea de mentenanță preventivă.

Mentanța preventivă va fi îmbunătățită pe măsură ce se obține mai multă informație despre comportamentul componente respective. Activitățile de mentenanță preventivă se îndreaptă spre folosirea așa numitelor "tehnologii predictive de mentenanță". Aceste tehnologii vor permite controlul nedistructiv al componentelor și sistemelor. În consecință, cheltuielile se vor reduce comparativ cu alte metode de inspecție. Documentația referitoare la evaluare este creată pe măsură ce aceasta se desfășoară.

□ Analiza rezultatelor evaluărilor și formularea recomandărilor

Rezultatele evaluărilor sunt analizate de specialist / expert, de inginerul de sistem și de personalul departamental care urmează să pună în practică mentenanța preventivă. Recomandări pentru schimbări în programul de mentenanță preventivă sunt solicitate și aceste recomandări sunt dezvoltate și înaintate celor ce fac planificarea activităților.

□ Revizuirea și aprobarea

Proiectul de bază al programului de mentenanță preventivă este înaintat spre aprobare managerului de evaluare, de către conducătorul de proiect care este responsabil de programul de mentenanță pentru un anumit tip de echipamente (de exemplu transformatoare de putere și bobine de reactanță shunt). Este foarte important ca personalul cunoscător în domeniu să-și exprime părerile asupra programului, înainte de aprobarea lui.

□ Implementarea recomandărilor de mentenanță preventivă

Activitățile de mentenanță preventivă recomandate sunt planificate și puse în practică.

□ Modificarea analizei mentenanței bazate pe fiabilitate

Reacțiile de tip "feedback" primite din teren sunt folosite pentru a ajusta programul de mentenanță preventivă astfel încât analiza mentenanței pe baza de fiabilitate să dea rezultate în continuare. Acest fapt reprezintă o condiție esențială pentru ca programele de mentenanță preventivă să rămână în continuare o metodă eficace de menținere a fiabilității componentelor.

2.3. Strategii de mentenanță

2.3.1. Dependența strategiei de mentenanță de tipul și importanța componentei sistemului

Ancheta internațională a grupului de lucru CIGRE JWG B3/C2 2003, efectuată în 32 de țări participante la studiul privind mentenanța și managementul evaluării, a arătat că strategiile de mentenanță se diferențiază în funcție de tipul componentelor rețelei electrice de transport, așa cum se poate observa în figura 2.4 7 [Bodrogi2004].

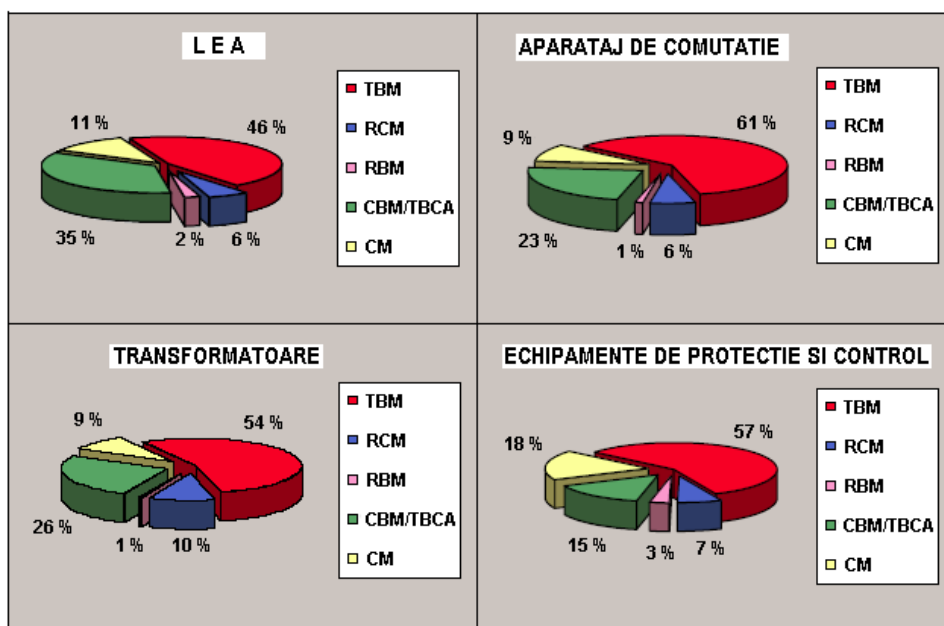


Fig. 2.4. Distribuția strategiilor de mentenanță în funcție de componentele rețelei de transport a energiei electrice

Ancheta menționată a scos în evidență de asemenea faptul că cel mai mult se folosesc strategiile de mentenanță preventivă bazate pe timp (TBM) și respectiv mentenanța bazată pe stare (CBM / TBCA).

2.3.2. Obiectivele și avantajele mentenanței

În cadrul unei strategii de îmbunătățire permanentă a mentenanței pentru o disponibilitate și o siguranță în funcționare mărite, trebuie parcurse următoarele etape:

- a. recunoașterea mentenanței ca funcție de execuție;
- b. stabilirea unei baze de date solidă care definește în termeni cantitativi nivelurile de mentenanță;
- c. revizuirea practicilor existente de mentenanță.

Sistemele de mentenanță pot cuprinde oricare din următoarele componente:

- sistemul de management al mentenanței (manual sau computerizat);
- sistemul de înregistrare a evenimentelor programate și a incidentelor;
- mentenanța preventivă planificată;
- mentenanța corectivă și de defecare (cădere).

Când costul mentenanței este foarte important, este necesară o altă abordare care este asigurată de mentenanța bazată pe fiabilitate (MBF).

Mentanța bazată pe fiabilitate reprezintă o abordare sistematică pentru menținerea fiabilității oricărui sistem ingineresc. Principiul conducător al metodei mentenanței bazate pe fiabilitate este că nu trebuie realizată nici o acțiune de mentenanță preventivă dacă aceasta nu contribuie la prevenirea unui incident. În aplicarea sa, mentenanța MBF se concentrează asupra funcției de proiectare, a incidentelor funcționale și a efectelor acestora. Pentru fiecare tip de defecțiune se dezvoltă un arbore logic de decizie. Răspunsurile la întrebările de pe arborele logic determină sarcinile de mentenanță ce trebuie realizate.

Scopul MBF este de a realiza un echilibru optim între mentenanța preventivă, predictivă și corectivă și reproiectarea echipamentului pentru a obține o îmbunătățire a comportării instalațiilor în exploatare, cu un cost optim de mentenanță.

Strategia de mentenanță se stabilește pentru fiecare echipament în parte.

Metodologia MBF permite realizarea numai a mentenanței necesare.

Mentanța MBF este o activitate de echipă care implică compartimentele tehnice, de întreținere și de exploatare în stabilirea cerințelor de mentenanță.

Obiectivele programului de mentenanță bazată pe fiabilitate sunt:

- reducerea ratei de defecare a componentelor;
- reducerea severității defecțiunilor;
- planificarea, programarea și cuprinderea în buget a activităților de mentenanță.

Programul de mentenanță se elaborează în perspectivă pentru ca un echipament să poată funcționa în caz de nevoie pe întregul interval de timp cât funcționarea lui este necesară. O astfel de abordare în perspectivă necesită implementarea unui puternic program de mentenanță preventivă care să determine activitatea de întreținere. Acesta este un proces complex de luare a deciziilor care compară costurile de întreținere cu consecințele căderilor de echipamente (accidente, scăderea calității, întreruperea funcționării etc.).

În acest context, programul de mentenanță preventivă prezintă următoarele avantaje:

- reduce efectul scoaterilor din funcțiune neplanificate care ar putea duce la întreruperea funcționării precum și la costuri asociate cu activități de reparație și întreținere neplanificată;
- reduce severitatea defecțiunii. O potențială defecțiune ar deveni cu atât mai serioasă cu cât echipamentul afectat este păstrat mai mult în funcțiune fără ca deficiența să fie corectată.

Acest defect potențial poate afecta funcționarea și în mod sigur va duce la o creștere a cheltuielilor de întreținere / reparații.

Mentenanța preventivă este mai eficientă din punct de vedere al costului aporțat la efecte, comparativ cu activitatea de mentenanță corectivă. De asemenea, este mai ușor de planificat acest tip de activitate astfel încât pierderile în eficiență și disponibilitate datorate mentenanței să fie micșorate.

Mentenanța bazată pe fiabilitate este un proces de luare a deciziilor în legătură cu mentenanța preventivă.

Avantajele aplicării unui program de mentenanță bazată pe fiabilitate sunt:

- a. programul este bazat pe funcționalitate. Numai componentele importante din punct de vedere funcțional sunt de regulă obiectul activităților de mentenanță preventivă cu excepția cazurilor în care costurile de înlocuire sunt mari;
- b. procesul este sistematic, astfel încât toate componentele sistemelor alese sunt analizate;
- c. procesul se bazează pe o filozofie standard de mentenanță preventivă.

Această abordare standardizată la nivel de unitate asigură evaluarea fiecărei componente din aceeași perspectivă. Tipurile de defecțiuni și cauzele acestora sunt considerate cunoscute. Aceasta favorizează aplicarea în mod unitar a metodologiei de mentenanță la componente de același tip.

Un program de mentenanță bazat pe fiabilitate cuprinde următoarele etape:

- selectarea sistemelor care au avut în mod clar probleme cu fiabilitatea, cu disponibilitatea sau cu mentenanța;
- pregătirea datelor: descrierea sistemului, funcționarea sistemului, diagrame, proceduri, manuale tehnice, reglementări, date anterioare de mentenanță ale componentelor, mentenanța preventivă desfășurată în prezent, evaluarea probabilistică a riscurilor, evaluări inginerești, planuri de activitate sau orice altă sursă relevantă de informație;
- revizuirea datelor adunate și datelor de mentenanță preventivă;
- contribuția experților care sunt buni cunoscători ai sistemului de analizat pentru o cunoaștere mai în detaliu a instalațiilor;
- identificarea recomandărilor și cerințelor specifice fiecărei componente pentru a fi incluse în datele distribuite de mentenanța preventivă;
- determinarea importanței funcționale a fiecărei componente pe baza unor criterii prestabilite: siguranța în exploatare, protecția contra incendiilor, protecția personalului, valoare economică și cheltuieli de întreținere excesiv de mari;
- trecerea în revistă a activităților de mentenanță corectivă anterioare cu scopul de a identifica tendințe și nereguli în funcționarea echipamentului;
- examinarea programelor de mentenanță preventivă existente care furnizează un punct de pornire pentru evaluarea situației prezentate;
- selectarea activităților de mentenanță preventivă;
- revizuirea evaluărilor și formularea recomandărilor se face de către inginerul de sistem și de personalul departamental care urmează să pună în practică mentenanța preventivă;
- revizuirea și aprobarea; proiectul de bază al programului de mentenanță preventivă este înaintat spre aprobare conducătorului de proiect care este responsabilul programului de mentenanță pe bază de fiabilitate - aceasta oferă posibilitatea personalului cunoscător în domeniu să-și exprime părerile;
- implementarea recomandărilor de mentenanță preventivă;
- modificarea analizei mentenanței bazate pe fiabilitate. Reacțiile de tip "feedback" primite din teren sunt folosite pentru a ajusta programul de mentenanță preventivă astfel încât analiza mentenanței pe bază de fiabilitate să dea rezultate cât mai bune.

Pentru desfășurarea eficientă a procesului de analiză a mentenanței bazate pe fiabilitate, este nevoie de un sistem informatic dezvoltat (hardware și software).

Pentru analiza procesului și documentarea deciziilor luate se folosește o bază de date relațională în care informația este introdusă o singură dată și legată la diferite componente (pe măsură ce analiza sistemului progresează).

Din ajustarea programului pe calculator se pot obține avantaje de utilizare cum ar fi: sortare, numere de identificare a cărților tehnice, producerea și tipărirea rapoartelor etc.

Implementarea unui program de mentenanță pe bază de fiabilitate se poate face din mers necesitând un număr limitat de persoane care să coordoneze acest proces.

Mentenanța bazată pe fiabilitate poate fi folosită în procesul de tranziție de la programul de mentenanță corectivă la un program de mentenanță preventivă.

Programul de mentenanță pe bază de fiabilitate poate fi adaptat astfel încât să favorizeze mentenanța preventivă în funcție de preferința companiei de electricitate. În funcție de condițiile economice aplicarea lui poate fi, fie un efort pe scară redusă, fie un proiect de anvergură.

2.3.3. Experiența în alte țări

2.3.3.1. Strategia de mentenanță în SUA

Departamentul Energiei al S.U.A. a dezvoltat un program de mentenanță a instalațiilor energetice astfel încât obiectul să fie menținut în stare de funcționare sigură, în condiții de securitate a muncii, de protecție a mediului și eficient din punct de vedere economic [***1999b], [***2005]. În cadrul programului s-a acordat o atenție deosebită problemei managementului mentenanței.

Managementul mentenanței constă în administrarea unui program care utilizează concepte cum ar fi: planificare, programe, proceduri, controlul costului și evaluarea performanțelor mentenanței, prevederi pentru interfața cu alte domenii (mediu, securitate, control de calitate, fiabilitate).

Acest program de management al mentenanței propus prin Ordinul Departamentului Energiei al S.U.A., cuprinde 39 de elemente grupate pe 7 ramuri.

EI este bazat pe conceptul abordării "pas cu pas" a elementelor programului de mentenanță. În cadrul dezvoltării și implementării unui program de management al mentenanței, elementele componente sunt alese în funcție de importanța lor în scheme, de realizare a funcției programate, de fiabilitatea, securitatea și protecția mediului pe care trebuie să o asigure.

Scopul ordinului a fost de a defini elementele programului de management al mentenanței aplicabil în tot ansamblul de activități.

Comaniile de electricitate împreună cu EPRI (Institutul de Cercetări în Domeniul Energetic), au realizat programe specifice pentru managementul stării tehnice și al mentenanței echipamentelor electrice de înaltă tensiune. Un exemplu, în acest sens, este Sistemul expert Xvizor pentru managementul stării și al mentenanței la transformatoarele de putere [EPRI2003], [EPRI2004].

2.3.3.2. Strategii de mentenanță în Germania

În concepția specialiștilor germani, mentenanța este privită prin impactul substanțial pe care aceasta îl are asupra fiabilității și al costurilor [Osztermayer2002],

[Junk2003], [Swan2006]. Strategiile de mentenanță se adoptă în baza unor factori cum ar fi:

- norme, normative și reglementări;
- prevederi provizorii și proceduri specifice;
- încărcarea și solicitarea instalațiilor;
- modul de exploatare al instalațiilor;
- experiența proprie de exploatare și reparare;
- recomandări ale furnizorilor de echipamente.

Factorii specifici individuali pot diferi substanțial astfel încât este dificil de elaborat o regulă universal valabilă care să poată fi legiferată.

Întreținerea instalațiilor existente este o preocupare de primă necesitate pentru care trebuie aplicate o serie de măsuri care cuprind:

- eliminarea sistematică a punctelor slabe provenite din fabricație;
- eliminarea cauzelor deteriorărilor datorate lipsurilor de natură organizatorică;
- utilizarea componentelor adecvate, cu disponibilitate mare care să asigure funcționarea instalației conform prescripțiilor tehnice.

În privința tipului de strategie ce urmează a fi adoptat, trebuie luate în considerare criteriile de securitate, cerințele de mediu, disponibilitatea și rentabilitatea economică.

Din strategiile de întreținere aplicate în mod curent și din cerințele specifice ale instalațiilor se deduce necesitatea corelării cerințelor de mentenanță ale componentelor cu strategia individuală aplicată, din această corelare rezultând strategia globală.

Întreținerea preventivă dependentă de stare (întreținere prin inspecție) capătă o nouă valoare în ceea ce privește poziția sa în generarea mentenanței globale.

Scopul este ca la o siguranță bună și de durată și la o disponibilitate corespunzătoare a instalației, să se reducă costurile de întreținere, erorile datorate operațiilor de montare / demontare și atingerea unui optim de programare a acestora prin înregistrarea tuturor activităților asociate.

Metodele clasice de mentenanță au următoarea semnificație [Pryor1998]:

a) *Metoda dependentă de defectare* (corectivă) are la bază principiul funcționării echipamentelor până la apariția unui defect. Acest concept poate fi aplicat la componentele sistemului care nu sunt relevante în privința disponibilității, nu au costuri ridicate de investiții și nu condiționează funcționarea instalației.

La aplicarea acestui concept se analizează în mod deosebit incidentele consecutive posibile la componentele corelate în serie. Prin această metodă de întreținere se economisesc costuri dar se pot genera incidente cu consecințe imprevizibile motiv pentru care, în general, se preferă aplicarea sa la un număr restrâns de componente.

b) *Metoda preventivă (dependentă de timp)* trebuie să garanteze că, în nici o împrejurare, cerințele de siguranță și disponibilitate ale instalației nu vor fi diminuate.

Volumul lucrărilor de întreținere se stabilește pe baza experienței acumulate în timp. Acesta este motivul pentru care, în general, se efectuează un volum mai mare de lucrări, decât cel real necesar.

Printre avantajele acestei metode se menționează:

- volumul de lucrări este cunoscut;
- se pretează la o planificare rațională;
- permite asigurarea pieselor de schimb necesare.

Dintre dezavantaje este de reținut:

- costuri ridicate datorită executării unor lucrări care nu sunt absolut necesare;
- deteriorări consecutive ale subsansamblelor datorită erorilor introduse la montări – demontări succesive;

- stocuri mari de piese de schimb;
- revizia ar putea fi: sau "mai devreme" sau "mai târziu" față de cerința reală de stare a componentei;
- cheltuielile de manoperă sunt în general mari.

c) *Întreținerea în funcție de stare (prin inspecție)* se bazează pe rezultatele inspecțiilor efectuate selectiv în vederea stabilirii volumului de lucrări de întreținere necesar a fi efectuate asupra instalației. Prin această metodă vor intra în revizie sau vor fi înlocuite numai acele componente la care s-au constatat uzuri sau alte defecte. Pentru a evita "căderile" echipamentelor, intervalele de inspecție trebuie să fie suficient de scurte pentru a putea conduce la depistarea eficientă a curbei de defectare a echipamentului. Procedul implică instrumente și tehnici, considerate de vârf, care să asigure supravegherea "on-line" și/sau "off-line", funcție de importanța componentei pentru securitatea sistemului.

Avantajul acestei metode constă în posibilitatea minimizării volumului de lucrări de întreținere pe baze reale cu efecte pozitive în ceea ce privește reducerea costurilor și a personalului. Se evită până la eliminare posibilitatea de introducere a erorilor de montare-demontare care pot genera viitoare defecte.

Dezavantajul metodei constă în dificultatea alegerii componentelor ce vor fi supuse întreținerii prin inspecție, a determinării ciclurilor reale de inspecție și a parametrilor supuși observației. De asemenea, se constată anumite dificultăți în ceea ce privește interpretarea rezultatelor și extinderea tehnicilor de diagnoză.

Apariția proceselor continue și/sau spontane de defectare pune întotdeauna două grupuri de probleme celor care răspund de mentenanță, și anume:

- întreținerea pieselor componente, în funcție de uzură, pe cât este posibil, înainte de "cădere";
- revizia componentelor supuse unor defecte.

Ambele probleme de întreținere sunt impuse de uzura diferită a reperelor unei componente și pot fi rezolvate din punct de vedere cantitativ.

Analiza și cunoașterea nivelului de uzură al fiecărui reper pot stabili factorul de decizie necesar fundamentării aplicării uneia din cele trei strategii:

- mentenanța bazată pe fiabilitate (în acest caz revizia are loc ca urmare a unei perturbații sau a unei defecțiuni);
- mentenanța bazată pe timp (în acest caz revizia se face la intervale planificate de timp, ca urmare a experienței, diagnosticării sau calculelor);
- mentenanța bazată pe stare tehnică (care se realizează ca urmare a unei diagnosticări).

Etapele de lucru în cadrul activității de întreținere sunt: prevenire, diagnosticare, revizie.

Diagnosticarea reprezintă investigarea și estimarea stării tehnice. Ea constituie o condiție de bază pentru întreținerea rațională, raportată la stare.

Una din problemele cele mai importante este "când" și "cum" se pot obține informații cu privire la starea instalației. Pentru aceasta se iau în considerare pentru situații de diagnosticare:

- diagnosticarea în timpul funcționării, care se poate efectua continuu sau discontinuu;
- diagnosticarea în timpul întreținerii, care se face prin măsurători și determinări în timpul opririi instalației, de regulă după demontarea parțială sau totală a echipamentului;

- diagnosticarea nu este necesară, în cazul unei componente care nu contribuie la o perturbație sau la o cădere în timpul unei solicitări normale pe durata de viață;
- diagnosticarea nu este posibil de făcut, dar uzura există. Asemenea procese de uzură care nu pot fi diagnosticate nu trebuie neglijate pentru că în anumite împrejurări pot conduce la consecințe grave privind funcționarea echipamentului.

Clasificarea tuturor componentelor funcționale în aceste grupuri de diagnoză constituie un prim pas în privința pregătirii pentru o întreținere raportată la starea tehnică.

Următoarea etapă în vederea organizării acestui tip de întreținere constă în analizarea tuturor subansamblelor în funcție de posibilitatea lor de diagnosticare și a categoriilor de întreținere aplicabile. Subansamblele care ori sunt ne semnificative ori au o fiabilitate remarcabilă, încât "nu este necesară o diagnosticare", vor fi corelate cu revizia neplanificată.

Foarte problematică este corelarea subansamblelor la care ar fi necesară o diagnosticare, însă este ori dificil de realizat ori nu este posibil. În acest caz beneficiarul este solicitat să facă aprecierea după alte criterii: disponibilitate, securitate, cheltuieli de întreținere. În funcție de acestea, acestor subansamble li se va aplica revizie neplanificată sau planificată.

Subansamblele la care poate fi făcută o diagnosticare fiabilă în timpul funcționării curente, vor fi corelate cu grupul de revizie operativă dacă volumul activităților sau regimul de funcționare o permit. Aceasta este și o trecere de la strategia raportată la timp la cea bazată pe stare tehnică.

Pentru subansamblele care pot fi diagnosticate numai în timpul întreținerii, revizia din acest ciclu rigid poate fi efectuată ori imediat ori la următoarea revizie planificată, în funcție de starea subansamblului. La aceste subansamble cercetarea metodelor de diagnosticare trebuie amplificată pentru aplicarea lor în timpul funcționării.

Practica demonstrează că practicienii buni, susținuți de o experiență dovedită de-a lungul timpului pot efectua, pur subiectiv estimarea necesității diagnosticării și a posibilităților de răspuns la diagnosticare cu o probabilitate de succes între 85-90%. Obiectivitatea necesară în luarea deciziilor finale (în aceste cazuri) poate fi făcută prin sisteme de caracteristici sau modele de calcul.

Strategia de abordare a problematicii întreținerii trebuie să țină cont de:

- randamentul diagnosticării;
- necesitatea diagnosticării;
- evaluarea eficienței aplicării principiului de diagnosticare;
- estimarea economică a costurilor diagnosticării.

Obținerea informațiilor și estimarea acestora, constituie cea mai importantă premiză pentru o întreținere raportată la starea tehnică. Acest domeniu rămâne, a fi în continuare cercetat.

Tendențele de dezvoltare ale acestui concept ce se pot recunoaște sunt următoarele:

- utilizarea noilor principii de acționare în diagnosticare (emisii sonore prin ultrasunete, utilizarea laserului pentru măsurarea oscilațiilor);
- dezvoltarea algoritmilor cantitativi de estimare pentru parametrii de diagnosticare;
- adaptarea tehnicilor de diagnosticare la condițiile și posibilitățile de utilizare (condiții și posibilități de manipulare, fiabilitate, precizie, preț);
- includerea sistemelor de diagnosticare în tehnica conducerii funcționării proceselor pentru echipamente relevante din punct de vedere al disponibilității.

Întreținerea raportată la stare nu este un scop în sine ci ea trebuie să conducă, la un proces mai eficient a menținerii instalației în stare optimă de funcționare. La aceasta contribuie utilizarea mai bună a rezervelor de uzură, reducerea defectărilor și a consecințelor acestora precum și reducerea costurilor de materiale și manoperă.

Remarcabilă este reducerea perturbațiilor ce se pot produce, pe un ciclu semnificativ, în cazul aplicării întreținerii pe bază de stare față de întreținerea strict programată. De asemenea, se poate observa o nivelare a situațiilor de alarmă ceea ce favorizează apariția unei rutine în luarea deciziilor.

Din punct de vedere al organizării, specialiștii germani au studiat două tipuri de modele de organizare a mentenanței:

- organizare centralizată;
- organizare descentralizată.

A. *Modelul de organizare centralizată* are la bază un departament central de planificare care analizează măsurile de mentenanță pentru toate instalațiile la care se practică mentenanța planificată. Acest departament central dispune de specialiști cu o bună experiență de exploatare și în repararea instalațiilor. La rândul ei unitatea dispune de un compartiment de conducere a mentenanței care are în subordine pe linie de execuție un număr relativ redus de reparatori, capabili să execute lucrări de mică amploare pe linie de reparații.

Atelierele pentru secțiunile mecanice, electrice și activitățile de control sunt centralizate. Aceasta asigură posibilitatea dotării cu mașini și dispozitive scumpe și o bună încărcare a acestora. Mentenanța centralizată conduce la reduceri substanțiale în ceea ce privește costurile, chiar dacă trebuie să acopere și cheltuielile de staționare și transport. Personalul utilizat în aceste centre atinge repede un bun nivel de specializare cu *efecte* benefice asupra calității lucrărilor executate. În raport cu mentenanța descentralizată se obține și o reducere cu circa 30-50% a personalului specializat. De asemenea, cu acest sistem se asigură și o bună dotare a acestor centre cu standarde, ghiduri și tehnologiile aplicabile.

B. *Modelul de organizare descentralizat* permite o bună autonomie unității în ceea ce privește secțiunile de planificare și de evaluare a performanțelor de mentenanță.

O mentenanță descentralizată presupune existența unei grupe de inginerie industrială puternic dezvoltate la nivelul unității. În cadrul acesteia se definesc liniile directe ce formează bazele de cooperare dintre diferitele compartimente pe baza procedurilor proprii și care urmăresc:

- elaborarea de prognoze de calcul a uzurii echipamentelor;
- elaborarea reglementărilor legate de organizarea și funcționarea compartimentărilor;
- înregistrarea și gestionarea bugetului;
- urmărirea costurilor;
- întocmirea de rapoarte interne și către unitatea coordonatoare.

Mentanța este realizată pe baza comenzilor date de organizațiile de exploatare. După clarificările tehnice, divizia de inginerie stabilește unde și când acționează secțiunea de mentenanță.

De regulă, se asigură 80% personal propriu și se utilizează 20% personal din exterior. Acesta asigură o bună încărcare a personalului, o dimensionare optimă a acestuia și o flexibilitate acceptată în abordarea lucrărilor.

În cazul defectărilor sau constatărilor de anomalii în funcționare este desemnată o echipa specială de constatare, care împreună cu secțiunea de inginerie clarifică problemele și asigură programarea lucrărilor analizând abaterile de la programul inițial planificat.

2.3.3.3. Strategii de mentenanță în Franța

Pentru înțelegerea modelului francez de rezolvare a problemelor de mentenanță, se vor prezenta principalele aspecte ale acestuia [Rajotte1996], [Taillebois2000], [Languille2002], [Buffiere2008].

(i) Aspectul economic

Costurile mentenanței se clasifică în următoarele categorii:

- *costuri directe*: personal de serviciu, piese de schimb consumabile, contracte încheiate;
- *costuri semidirecte*: stoc piese de schimb, personal pentru administrare și gestiune;
- *costuri indirecte*: reprezentate în principal de costurile din nerespectarea volumului de producție, investiții suplimentare, stocuri de siguranță.

Scopul analizei aspectelor economice este stabilirea unui sistem care să permită identificarea și estimarea diferitelor tipuri de costuri de mentenanță.

(ii) Aspectul metodologic al mentenanței

Cunoașterea acestor costuri ale mentenanței și ale ineficienței va permite optimizarea politicii de mentenanță.

Pentru a micșora în timp totalul costurilor de mentenanță și de ineficiență, poate fi admisă mărirea inițială a anumitor costuri de mentenanță.

Totuși, nu este exclus de a ajunge la reducerea simultană a costurilor de mentenanță și costurile de ineficiență ca urmare a apariției noilor metode și tehnici de mentenanță. Astfel, o evoluție și chiar o mutație a managementului, rezultă din dezvoltarea "*mentenanței predictive totale*".

Metoda mentenanței predictive totale presupune următoarele măsuri:

- a. îndeplinirea condițiilor de bază ale mentenanței prin curățirea echipamentelor (denumită și "mentenanța curățirii"), lubrifierea și gresarea elementelor mecanice etc.; scopul acestor activități curente este de a ușura detectarea anomaliilor în funcționarea echipamentelor;
- b. respectarea condițiilor de utilizare a echipamentelor;
- c. remarcarea tuturor degradărilor constatate;
- d. corectarea deficiențelor de concepție a echipamentelor;
- e. ameliorarea funcțiilor de exploatare și a celor de mentenanță.

(iii) Aspectele structurale ale mentenanței

Aplicarea noilor metode de mentenanță modifică vechile structuri ale mentenanței. Se asistă la o regrupare a diferitelor funcții de mentenanță și producție.

Se apreciază că 30-40% din activitatea de mentenanță va trece în responsabilitatea operatorilor de sistem.

Mentanța va fi sarcina concepției; din ce în ce mai tehnică, mentenanța va interveni mai puțin și doar în cazuri mai complicate. Rolul său va fi de a crea și da naștere la noi instrumente ca de exemplu sisteme expert care vor fi puse la dispoziția producției.

În cadrul serviciului de mentenanță, noi competențe sunt indispensabile și se regroupează adesea într-un birou de metode de mentenanță.

Pentru mulți, obiectivul este de a avea un birou de metode solide pentru a organiza întreaga activitate având la dispoziție un nucleu de specialiști cu înaltă calificare în toate domeniile.

(IV) Aspecte umane ale mentenanței

În condițiile actuale în care dezvoltarea tehnologică necesită investiții importante și când imperatiile economice obligă managerii să obțină maximul de rentabilitate a utilizării utilajelor, sculelor de mentenanță și echipamentelor, performanța oamenilor trebuie să dețină un loc la fel de important ca și fiabilitatea uneltelor și flexibilitatea sistemelor.

Aceasta performanță nu este numai de natură tehnică, pretinzând și o adeziune la sistemul de organizare.

Ea implică un angajament de responsabilitate, necesar să fie axat pe criterii de calitate și de cost.

Se integrează, de asemenea, o legătură între toate elementele care participă pe diferite niveluri la procesul de producție și are la bază circulația fluentă a informațiilor.

(V) Aspectul tehnic al mentenanței

Pentru creșterea disponibilității este necesar să se crească fiabilitatea și mentenabilitatea echipamentelor. În acest caz, trebuie implicată mentenanța cât mai mult posibil în ciclul de viață al unui produs. De asemenea, în momentul concepției, analize de tip arbore de defectare permit ameliorarea acestor criterii.

Este totodată necesar ca personalul de mentenanță să fie prezent în momentul montării de noi instalații.

(VI) Aspectul calității

De mai mult timp există opinia că scopul mentenanței este de a preveni și de a elimina incidentele pentru evitarea opririi producției.

Succesul acțiunilor de mentenanță este strâns legat de fiabilitatea echipamentelor, dar fiabilitatea, este o capacitate a echipamentelor dobândită în procesul lor de fabricație și este influențată de abaterile de reglaj ale componentelor echipamentului și respectiv de condițiile de funcționare.

Este deci necesară perfecționarea structurilor de control care să prevină pe fluxuri reglajele defectuoase ce influențează fiabilitatea finală a produsului.

Preocuparea continuă pentru creșterea calității la fabricantul echipamentului trebuie preluată și susținută prin acțiuni de control și de către echipele specializate care asigură mentenanța acestora.

În acest sens termenul de calitate a suferit în ultimul timp o mutație și a devenit o preocupare nu numai pentru fabricanții de echipamente ci și pentru echipele de întreținere proprii ale beneficiarilor.

Aliniindu-se conceptului acceptat astăzi în Japonia, S.U.A. și în multe state ale Europei Occidentale, specialiști francezi își propun adoptarea modelului "mentenanței totale" la propria industrie, sub denumirea de *topomentenanță*.

Topomentenanța este un sistem global de întreținere care asigură echipamentelor pe toată durata lor de viață un randament maxim.

Față de mentenanța care îți propune să asigure disponibilitatea echipamentului pentru funcționare, *topomentenanța* caută să asigure funcționarea echipamentului cu un randament optim corelat cu obiectivul procesului tehnologic.

Topomentenanța include participarea personalului de exploatare la buna îngrijire, inspecție, reglare, depanare și chiar efectuarea de lucrări de întreținere curentă. Acest concept nou cere o cunoaștere detaliată a funcționalității instalațiilor, a construcției părților componente, a necesităților de centrare, ungere, protecție, precum și a modalităților de măsurare și interpretare a valorii unor parametrii pentru a diagnostica o anumită stare de uzură. Toate aceste cunoștințe, sub forma unor

instrucțiuni sunt însușite de personalul de exploatare, care numai în urma unui test, primește atestarea pe post. Cunoașterea instalațiilor și implicarea personalului de exploatare în menținerea bunei funcționări sunt premise certe pentru randamente sporite, productivitate și eficiență.

Topomențința înlătură situația existentă azi, când unii strică utilajul și alții vin să-l repare. De altfel, chiar în denumirea noului concept, apare semnificația că mentenanța trebuie în primul rând efectuată în zona de lucru.

În cadrul acestei strategii se utilizează o accepțiune mai cuprinzătoare și mai riguroasă a randamentului unui echipament/unei instalații, în sensul de a urmări toate categoriile de opriri ale fluxului tehnologic, și de a lua în considerare cantitatea și calitatea produselor realizate într-o perioadă de timp. Acest randament sintetic sau global ar lua în considerare disponibilitatea, performanța utilajului și a procesului tehnologic aplicat, ca și calitatea produselor obținute.

2.3.3.4. Realizări în domeniul mentenanței în Marea Britanie

Experții britanici consideră aplicabile cu bune rezultate inspecțiile periodice, realizate de autorități independente, la perioade prescrise de timp. În baza standardelor de exploatare și mentenanță practicate de CEGB (Central Electricity Generating Board) se stabilesc intervalele de inspectare, în funcție de tipul și calitatea echipamentului [Bradley1998], [Reid2002], [Davey2008], [Martiney2008].

Strategia de mentenanță este astfel concepută încât să asigure minimizarea timpului necesar pentru remedieri.

Lucrările pot fi planificate și în avans la unele echipamente astfel ca să se producă minimum de perturbare în funcționare. Planificarea efectivă necesită o cunoaștere adecvată a duratelor și resurselor necesare pentru fiecare obiectiv din lucrările planificate și CEGB și-a alcătuit o bancă de date care asigură majoritatea informațiilor necesare în acest sens. Pentru identificarea părților critice din secvențe se utilizează un program computerizat iar planul poate fi modificat și datat după necesități pe parcursul desfășurării lucrărilor.

Selectarea judicioasă a pieselor de schimb este facilitată de existența de stocuri optime.

În privința monitorizării, specialiștii englezi au prezentat conceptele de practicare a mentenanței productive în contextul dezvoltării tehnicilor de detectare incipientă a deteriorărilor. De exemplu: măsurarea depunerilor în fluidul lubrefiant, înregistrarea și evaluarea vibrațiilor, măsurarea descărcărilor corona la înaltă tensiune etc. Dezvoltările ulterioare ale monitorizărilor ajută la definitivarea nivelului optim al lucrărilor de mentenanță care să conducă la o disponibilitate maximă.

O problemă cu care se confruntă modelele de mentenanță o constituie natura și cantitatea de date disponibile.

Scopul conceptului de mentenanță, în viziunea specialiștilor englezi, este de a minimiza costul unor acțiuni de mentenanță și duratele de nefuncționare.

Modelele matematice propuse sunt caracterizate de următoarele ipoteze:

A. Ipoteze generale:

- defectul este detectabil imediat ce se produce;
- un sistem defect trebuie reparat înainte de a fi reutilizat;
- înainte de a se produce un defect, o componentă trece printr-una sau mai multe stări imperfecte;
- numai prin inspecție se poate determina dacă o componentă este sau nu în stare imperfectă.

B. Ipoteze tipice pentru modelele relativ simple:

- singurul efect al mentenanței preventive asupra unui sistem este înlocuirea componentelor imperfecte;
- inspecțiile, reparațiile și înlocuirile componentelor defecte trebuie înlănțuite;
- inspecțiile au loc la aceleași intervale de timp;
- toate defectele identificate sunt reparate;
- inspecțiile și reparațiile durează un timp neglijabil;
- dacă un defect nu există, nu poate fi reparat;
- fiecare defect are aceeași probabilitate să fie detectat la inspecție și această probabilitate nu variază în timpul de când defectul a fost prima dată vizibil;
- toate costurile sunt fixe.

C. Ipoteze tipice pentru un model care urmărește componente - cheie:

- fiecare componentă are doar un singur mod de defectare;
- modelarea se face cu distribuții exponențiale sau Weibull;
- vârsta sistemului, distinctă de vârsta componentei nu influențează distribuțiile;
- reparațiile sunt considerate ca înlocuiri, astfel încât componenta defectă este adusă în condiția de "nouă";
- componentele cheie se presupun independente, astfel încât defectarea uneia nu afectează funcționarea celorlalte;
- dacă mai mult de un echipament dintr-un sistem este modelat, se presupune că echipamentele au comportare identică și se uzează uniform.

Primul set de ipoteze (A) nu poate fi modificat fără a înceta să avem un model "în așteptare" recunoscut. Seturile de ipoteze specifice (B și C) pot fi desigur modificate pentru a urmări problema reală.

În concluzie, specialiștii englezi consideră că, fiind dat un model construit cu una din variantele acestor ipoteze, activitatea de mentenanță poate fi destul de bine înțeleasă pentru a identifica politica optimă de adoptat pentru mentenanță. Această abatere oferă calea cea mai simplă pentru a găsi frecvența optimă a acțiunilor de mentenanță.

Dezvoltări ulterioare ale sarcinilor de mentenanță vor diferi în funcție de criteriul ales pentru optimizare, de exemplu, cost minim sau durată minimă de nefuncționare. Este posibilă, de asemenea, identificarea, de exemplu, a unei politici optime pentru modelarea urmăririi componentei la care acțiunile de mentenanță se realizează la intervale neregulate după înlocuiri. Este, de asemenea, posibil să se evalueze utilitatea și a altor politici: înlocuire numai la defect, înlocuire în funcție de vârstă, fără inspecție, continuarea utilizării componentei încă o perioadă după ce a fost detectat defectul.

Pentru cel care efectuează auditul este esențial să înțeleagă clar obiectivul, funcționarea obiectivului și criteriile de securitate sau disponibilitate în raport cu care va face evaluarea.

Disponibilitatea la nivelul sistemului sau evaluarea securității se va face utilizând metodele fiabilistice curente. Pentru auditurile de fiabilitate aceste evaluări trebuie făcute la cel mai simplu nivel, care permite reprezentarea corectă a disponibilității sau a funcțiilor de securitate, pe baza datelor disponibile.

Auditul va furniza celui care îl efectuează modelul care poate fi utilizat pentru a determina sensibilitatea funcțiilor de ieșire (de ex. disponibilitatea producției sau probabilitatea defectului major) pentru a schimba datele de intrare referitoare la frecvențele defectărilor și a timpilor de reparare. Aceste analize de sensibilitate constituie o parte importantă a auditului și arată unde este nevoie de o calitate mai bună a datelor de intrare sau de un studiu mai detaliat al subsistemului sau echipamentului.

Expertizarea inițială și analizele de sensibilitate vor identifica un număr de tipuri de sisteme și componente critice (de ex. sistemul de protecție automată sau echipamente rotative) pentru care este nevoie de analize mai detaliate. În primul rând, acest lucru va implica analize simple ale datelor de mentenanță pentru a obține rata medie a defectării și timpul mediu de reparare pentru modurile critice de defectare ale echipamentului. În anumite cazuri, aceste analize ar trebui susținute cu mai multe detalii privind efectul diferitelor moduri de defectare ale echipamentului.

Rezultatul acestei faze a auditului va fi o listă a modurilor de defectare asociate echipamentului care are un defect semnificativ asupra disponibilității instalației.

Din aceste situații detaliate este posibilă determinarea celei mai potrivite strategii de mentenanță sau testare ce va fi adoptată pentru îmbunătățirea performanței sau identificarea zonelor unde aplicarea modificărilor ar fi benefică pentru atingerea criteriilor de performanță.

Arborii de decizie sau matricea sarcinilor prioritare de mentenanță sunt instrumente utile departamentului de mentenanță și asigură faptul că eforturile sunt concentrate pentru controlarea productivității și securității celor mai importante obiective.

Pentru studiile MBF (mentenanța bazată pe fiabilitate) scopul este identificarea caracteristicilor defectelor echipamentelor care au o influență semnificativă asupra disponibilității instalației, astfel încât să se specifice în fiecare caz cel mai potrivit tip de mentenanță.

2.3.3.5. Strategii de mentenanță în România

Companiile de electricitate din România aplică în mod individual sau combinat în funcție de echipamente și instalații mentenanța corectivă (CM), mentenanța preventivă bazată pe timp (TBM), mentenanța bazată pe stare (CBM) sau evaluarea stării bazată pe timp (TBCA), iar mai recent se încearcă introducerea în CN Transelectrica și a mentenanței predictive bazată pe fiabilitate (MBF).

Activitatea de mentenanță se înscrie în concepția CN Transelectrica SA de management al activelor fixe (fig. 2.5) și este, conform practicii mondiale, componentă a acestuia [Gal1998], [Bărbulescu2003], [Ionescu2004], [Diaconu2004a], [Diaconu2005a], [Diaconu2005c] [Ene2006], [Bărbulescu2006a], [Diaconu2006b] [Bărbulescu2007], [Diaconu2007b], [Diaconu2008h], [Diaconu2008i], [Diaconu2008j].

□ Obiectivele activității de mentenanță în cadrul CN Transelectrica

Principalele obiective ale activității de mentenanță în cadrul CN Transelectrica se pot sintetiza în maniera următoare

- asigurarea funcționării sistemului electroenergetic în condiții de siguranță;
- asigurarea disponibilității ridicate a activelor, prin:
 - reducerea numărului și duratei evenimentelor accidentale;
 - reducerea numărului acțiunilor de mentenanță planificată;
 - reducerea duratei acțiunilor de mentenanță planificată;
- creșterea flexibilității în funcționare, prin:
 - soluții pentru abaterile de la programul de retrageri din exploatare;
 - soluții moderne;
- realizarea **optimizării costurilor**, cu privire la:
 - mentenanța preventivă;
 - mentenanța corectivă;
 - scăderea defectărilor induse de mentenanță.

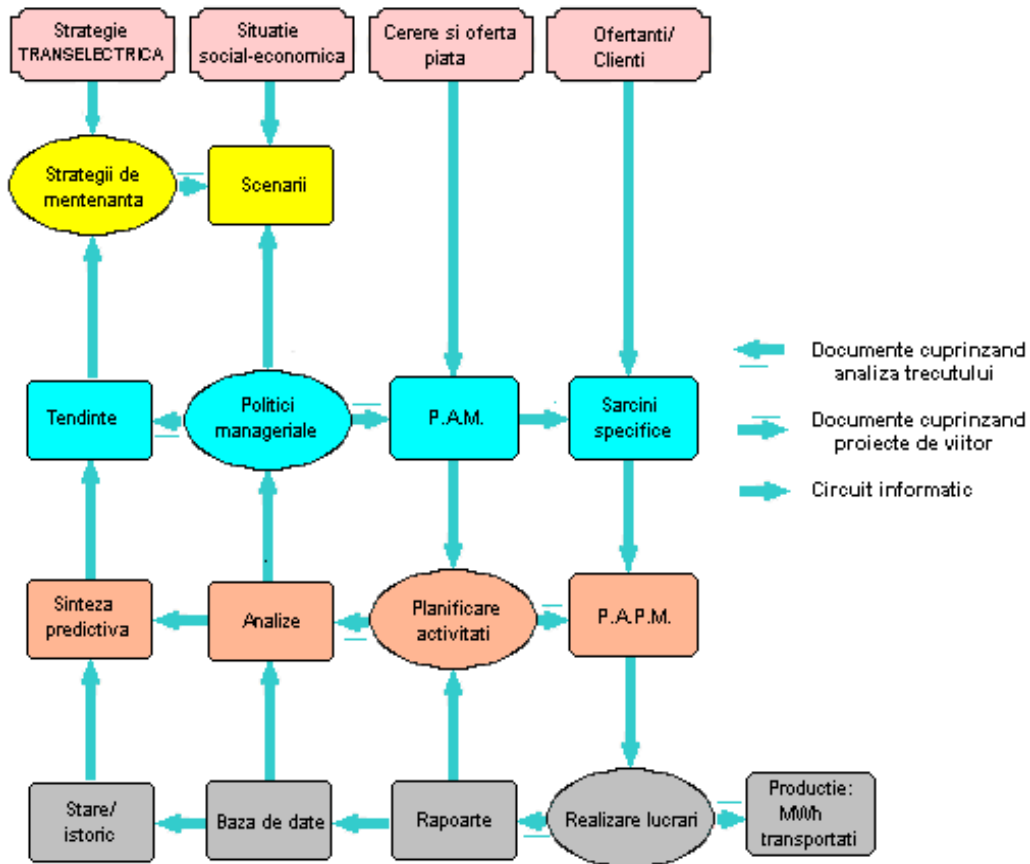


Fig. 2.5. Procesul iterativ de management al activelor fixe în cadrul CN Transelectrica SA

□ Programul de asigurare a mentenanței

Conform cerințelor ANRE, activitatea de mentenanță se desfășoară pe baza Programului de Asigurare a Mentenanței, care realizează:

- reglementarea activității;
- introducerea concepției moderne de optimizare și desfășurare a activității;
- stabilirea strategiei, a obiectivelor pe termen mediu și lung, a responsabilităților, cerințelor și a modului de îndeplinire a acestora, privind asigurarea desfășurării activității de mentenanță în cadrul CN Transelectrica SA.

Programul de asigurare a mentenanței se aplică tuturor componentelor activității de mentenanță (tehnice, economico-financiare, relaționale, organizatorice) efectuate asupra Structurilor, Instalațiilor (Sistemelor) și Componentelor – SISC – considerate active fixe, din cadrul Rețelei Electrice de Transport (RET).

□ Obiectivele strategiei de mentenanță

În cadrul activității de mentenanță s-au parcurs câteva etape importante dintre care se menționează: externalizarea întregii activități, aplicarea metodologiei

de Mentenanță Bazată pe Fiabilitate (MBF) aflată în faza de testare-implementare, organizarea pe proiecte.

Noua abordare a activității de mentenanță a impus stabilirea unor principii în cadrul unei strategii complexe care să conducă la îndeplinirea **obiectivelor strategice** ale acestei activități, ca suport pentru îndeplinirea obiectivelor companiei:

- furnizarea serviciului de transport la calitatea și în cantitatea cerute prin contractele cu beneficiarii serviciului;
- asigurarea siguranței în funcționare a SEN și a calității energiei electrice la standardele de calitate prevăzute prin Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport (RET);
- asigurarea accesului participanților la piața de energie electrică în mod transparent, echidistant și nediscriminatoriu;
- realizarea serviciilor proprii în mod competitiv (unde este posibil) și la cost minim;
- funcționarea SEN interconectat în sincron cu UCTE;
- limitarea impactului instalațiilor energetice proprii asupra mediului înconjurător;
- desfășurarea activității cu personal calificat și motivat, în condiții de securitate și sănătate în muncă.

□ Principiile strategiei de mentenanță

Principiile strategiei de mentenanță aplicate în cadrul CN Transelectrica sunt următoarele:

- elaborarea unui singur program de mentenanță al Companiei;
- utilizarea eficientă a fondurilor destinate activității de mentenanță, în conformitate cu prevederile legale;
- organizarea pe proiecte a programului de mentenanță al companiei, coordonate de directori de proiect / program de mentenanță;
- asigurarea unui stoc de echipamente de securitate;
- corelarea cu programul de re tehnologizare cuprins în planul de afaceri al companiei până în anul 2010;
- corelarea programului de mentenanță cu cel de investiții pe ansamblul activităților și la nivelul fiecărui proiect în parte;
- integrarea în derularea proiectelor a principiilor rezultate din sistemul de asigurare a calității, protecției mediului înconjurător, conceptul de securitate, inclusiv securitatea muncii.

□ Implementarea strategiei de mentenanță

Implementarea strategiei de mentenanță în cadrul CN Transelectrica se bazează pe o serie de factori, dintre care se menționează:

- prestarea pe baze contractuale a serviciilor de mentenanță de către entități specializate (agenți economici), exterioare Companiei, cu respectarea criteriilor de performanță stabilite;
- organizarea pe proiecte, în cadrul managementului activelor fixe: mentenanța la LEA, mentenanța la stații electrice de transformare, mentenanța la transformatoare / autotransformatoare de putere, mentenanța la cladiri tehnologice și alte instalații utilitare, mentenanța la infrastructura de tehnologia informației și comunicații, mentenanța la sistemele de măsurare a energiei electrice;
- promovarea lucrărilor de mentenanță în sistem „la cheie” (pachete de servicii incluzând livrări de echipamente și materiale / servicii de engineering și punere în funcțiune + proiectare + proiect tehnic și detalii de execuție);
- promovarea conceptului de service în activitatea de mentenanță;

- valorificarea suportului tehnic oferit de furnizorii de servicii de consultanță, de laboratorul de inginerie al Transelectrica, de soluțiile generale oferite de studiile continuate în planul de studii;
- crearea cadrului logistic de urmărire și derulare financiară a lucrărilor de mentenanță la nivelul directorilor de proiect (inclusiv cel informatic prin implementarea sistemului MIS-GIS interfațat cu MS Project, Primavera).

Întrucât s-a evidențiat necesitatea existenței unui flux unic și transparent de date și informații privitoare la activitatea de mentenanță, care să pună la dispoziție toate datele disponibile și facilități de control al calității acestora, pentru activitatea de mentenanță s-a creat o bază de date specifică și un sistem informațional pentru gestionarea, optimizarea și coordonarea tuturor acțiunilor de mentenanță, cu posibilitate de interfațare cu celelalte sisteme informatice. Informațiile de la furnizorii de servicii de mentenanță sunt transmise în format electronic pentru a fi utilizate în cadrul sistemului informatic specializat.

□ **Încadrarea în cerințele de calitate și siguranță ale RET**

Încadrarea în cerințele de calitate și siguranță ale RET, în conformitate cu poziția CN Transelectrica de membru UCTE impune respectarea normelor specifice privind protecția mediului înconjurător, securitate, inclusiv securitatea muncii, managementul calității, protecția împotriva incendiilor.

În activitatea de mentenanță se constată tendința de deplasare a accentului de la mentenanța bazată pe timp, pe mentenanța bazată pe stare, respectiv pe fiabilitate (RCM).

Aplicarea principiilor mentenanței RCM la ansamblurile funcționale și echipamentele din RET ține seama de aspecte privind:

- comportarea în exploatare constatată pe baza înregistrării și prelucrării anuale a datelor statistice;
- starea tehnică a instalațiilor și echipamentelor;
- importanța instalațiilor și echipamentelor în cadrul SEN.

Activitatea de urmărire a comportării în exploatare furnizează datele primare (de bază) care vor fi analizate prin diverse metode și în diferite scopuri, pe aceasta bază luându-se ulterior deciziile.

Activitatea de urmărire a comportării în exploatare se desfășoară sistematic în cadrul succursalelor de transport al energiei electrice și constă în culegerea, înregistrarea, validarea, stocarea, prelucrarea și transmiterea informațiilor privind funcționarea, întreținerea și repararea instalațiilor, echipamentelor și componentelor acestora din cadrul RET.

Istoricul comportării în exploatare și al lucrărilor de mentenanță servește analizei evoluției și tendințelor performanțelor SISC și în final, analizei eficienței mentenanței.

Pe baza datelor și informațiilor rezultate din activitatea de urmărire a comportării în exploatare (cu privire la istoria defectabilității, rezultatelor măsurărilor și acțiunilor de mentenanță întreprinse) se cuantifică starea tehnică a ansamblurilor funcționale și componentelor acestora aflate în gestiunea succursalelor de transport.

Starea tehnică se determină utilizând algoritmi de calcul specifici fiecărei categorii de ansamblu funcțional și echipament din componența acestuia, ținând seama și de caracteristicile tehnico-constructive ale acestora, precum și de componentele principale.

Se cuantifică și informațiile calitative privind constatările de la inspecțiile vizuale, precum și privind experiența cu tipul respectiv de echipament, pe baza unor

chestionare cu răspunsuri prestabilite. Algoritmii de calcul utilizează metode statistico-probabilistice.

Valorile / marjele limită cu care se compară rezultatele măsurătorilor sunt cele prevăzute în normative.

Importanța sub aspectul siguranței în funcționare a SEN oferită de instalațiile și echipamentelor din cadrul RET se stabilește pornind de la importanța nodurilor (bare colectoare din stațiile electrice) și legăturilor (linii electrice și transformatoare / autotransformatoare), rezultată prin prelucrările efectuate cu un program de calcul specializat, pe baza calculelor de regimuri staționare (curenți, tensiuni, blocaje de puteri în centrale, energie nelivrată consumatorilor, energie netranzitată între zone de sistem), stabilitate statică și tranzitorie și a unor algoritme elaborate în acest scop. Integrând rezultatele privind starea tehnică a tuturor echipamentelor / ansamblurilor funcționale aflate în gestionarea fiecărei sucursale de transport și importanța instalațiilor la nivelul RET, rezultă programul anual de lucrări de mentenanță necesare la nivelul fiecărei categorii de ansamblu funcțional, defalcate pe 4 niveluri (figura 2.6.).

Programul final de mentenanță, urmat de cel de retrageri din exploatare, rezultă printr-un proces iterativ.



Fig. 2.6. Categoriile de mentenanță

□ Posibilități de evaluare a eficienței mentenanței

Pentru evaluarea eficienței mentenanței se pot utiliza:

- *Criterii tehnice de eficiență a mentenanței* (la nivel de ansamblu funcțional):
 - coeficientul de disponibilitate în timp:

$$\frac{\text{timp efectiv de disponibilitate}}{\text{timp de observație}} \quad (2.1)$$

- rata de defectare a echipamentelor (și comparații indicatori locali cu media pe țară sau cu valorile medii înregistrate în perioada anterioară);
- probabilitatea de succes:

$$\frac{\text{timp efectiv de funcționare}}{\text{timp efectiv de funcționare} + \text{timp de indisponibilitate accidentală}} \quad (2.2)$$

- **Criteria economice de eficacitate a mentenanței:**
 - la nivel de ansamblu funcțional:

$$\frac{\text{costuri de mentenanță}}{\text{valoarea de înlocuire a ansamblului funcțional}} \quad (2.3)$$

$$\frac{\text{costuri de mentenanță corectivă}}{\text{valoarea de înlocuire a ansamblului funcțional}} \quad (2.4)$$

$$\frac{\text{costuri de mentenanță corectivă}}{\text{costuri totale de mentenanță}} \quad (2.5)$$

- la nivel de rețea electrică de transport (RET):

$$\frac{\text{costuri de mentenanță}}{\text{cifra de afaceri}} \quad (2.6)$$

$$\frac{\text{costuri de mentenanță}}{\text{energie totală transportată (MWh transportați)}} \quad (2.7)$$

- gradul de realizare a programului de mentenanță.
- **Criteria de calitate a serviciului, legate de:**
 - indicii specifici de incidente de exploatare (pe categorii de ansambluri funcționale și niveluri de tensiune; defalcare pe cauze, evidențierea ponderii incidentelor cauzate de mentenanță),
 - numărul de avarii extinse;
 - timpul mediu de restabilire după defect – MTR (pe categorii de ansambluri funcționale și comparații indicatori locali cu media pe țară sau cu valorile medii înregistrate în perioada anterioară).

□ Managementul riscului în cadrul CN Transelectrica

CN "Transelectrica" este operatorul național de transport și de sistem, asigurând accesul în mod reglementat, transparent și nepreferențial la infrastructura pieței energiei electrice, reprezentată de rețeaua electrică de transport (RET), precum și conducerea operațională a sistemului electroenergetic național (SEN) potrivit normelor de calitate, securitate și eficiență prevăzute de Codul tehnic al RET.

Orice decizie în ceea ce privește realizarea unui obiectiv nou, dezvoltări sau restructurări, antrenează un risc în obținerea rezultatelor estimate inițial datorită influenței schimbărilor ce se manifestă neîncetat în mediul tehnic, economic și social, intern și extern. Condițiile de incertitudine influențează evenimentele (variabilele) care concură la obținerea unor indicatori ce pot fi utilizați pentru evaluarea variantelor de realizare a unui proiect și fundamentarea deciziilor. Aceste schimbări, ca și existența unui mare număr de participanți la derularea activităților, fac necesară gestionarea

(“managementul”) riscului printr-o strategie coerentă, fără de care nici un participant serios nu poate să se angajeze în prezent la realizarea unei afaceri.

Se constată că analiza de risc a devenit în ultimii ani o practică tot mai răspândită în toate domeniile de activitate, servind în alegerea diverselor opțiuni posibile în cadrul acestora.

S-au dezvoltat macro-modele de evaluare, încorporând componente pentru opțiunile manageriale, între aceste componente existând interacțiuni complexe și relații de “feedback”. În aceste condiții, fiecare manager este încurajat să devină propriul său manager de risc. Se citează părerea lui Peter Drucker că “prima sarcină într-o afacere este să supraviețuiască și principiul călăuzitor nu este atât maximizarea profitului, cât evitarea pierderilor”, accentul fiind pus pe anticiparea și prevenirea riscurilor [FIST2001].

Pentru a putea fi influențat, riscul trebuie să fie perceptibil și cuantificabil.

Elementele procesului de management al riscului sunt elemente tehnice și analitice ale programului de management al riscului necesare pentru evaluarea riscurilor, identificarea căilor posibile de a le controla, de a aloca resursele de control al riscurilor, de a monitoriza performanțele și de a utiliza informațiile pentru a îmbunătăți procesul.

Dintre acestea se menționează:

a) Evaluarea riscului

Pentru evaluarea riscului trebuie să se răspundă la următoarele întrebări:

- Care sunt tipurile de risc la care se referă?
- Care sunt evenimentele adverse ce pot apărea?
- Cât este de probabil ca aceste evenimente să apară?
- Cât de severe sunt consecințele dacă aceste evenimente apar?

Evaluările de risc sunt efectuate de cele mai multe ori într-un mod iterativ, începându-se cu o evaluare sumară, preliminară (“screening level”), care permite să se evidențieze complexitatea programului și să se identifice acele zone care necesită efectuarea unor analize mai detaliate.

b) Controlul riscului și suportul deciziilor

În acest segment al programului de management de risc se examinează opțiunile de control al riscurilor identificate la pașii anteriori și se iau decizii privind activitățile precise de control al riscului necesar a fi desfășurate și termenele la care să le desfășoare.

Rezultatul acestui pas este identificarea unui ansamblu de activități de control al riscului care împreună contribuie la atingerea obiectivelor de management al riscului organizației și produce un nivel de siguranță egal sau mai mare decât cel anterior.

Trebuie să se răspundă la următoarele întrebări:

- Cum se poate controla riscul?
- Care sunt meritele relative ale diverselor opțiuni de control al riscului?
- Care set de activități ating cel mai bine scopurile managementului de risc?

c) Monitorizarea performanțelor

În acest segment al programului de management al riscului se stabilesc niveluri de performanță și căi de dezvoltare ce trebuie parcurse pentru a asigura realizarea efectelor intenționate prin acțiunile sale.

Trebuie să se răspundă la următoarele întrebări:

- Ce îmbunătățiri se așteaptă de la deciziile de control al riscului?
- Care sunt măsurile care conduc cel mai bine la rezultatele scontate?
- Activitățile de control al riscului au efectele intenționate?
- Cum poate fi îmbunătățit procesul de management al riscului?

Pentru a se răspunde la aceste întrebări, în **procesul de luare a deciziilor în cadrul managementului riscului** se parcurg următoarele etape:

- identificarea riscurilor și analiza expunerii la pierderi;
- dezvoltarea strategiilor de management al riscului;
- dezvoltarea și implementarea tehnicii (lor) de management al riscului;
- măsurarea și monitorizarea performanței;
- îmbunătățirea procesului de management al riscului.

□ **Procesul decizional în cadrul managementului activelor**

Managementul activelor necesită o asistare a deciziei prin care să se permită alegerea soluției optime între mai multe opțiuni posibile.

Procesul de **decizie** implică:

- evaluarea stării și riscurilor;
- algoritmul de decizie.

Luarea deciziei poate fi considerată ca un proces continuu bazat pe informații tehnice, economice și sociologice.

Informațiile tehnice se referă la starea echipamentelor. Informațiile financiare combină datele economice și tehnice asupra activelor, fiind orientate în special asupra fiabilității. Grupa informațiilor sociale combină datele privind compania cu informații sociologice pentru a lua decizii referitoare la riscuri.

Aceste categorii de date sunt:

- date **tehnice**: inventare, caracteristici, parametri de funcționare;
- date **economice**: evaluarea costurilor pe întreaga durată de viață (investiție, exploatare, mentenanță, casare), costurile consecințelor avariilor;
- date **sociologice**: aspecte sociale și de mediu (impactul evenimentelor accidentale, criticitate: numărul și durata evenimentelor accidentale), rezultând impactul social: imaginea asupra publicului și sentimentul de „securitate”.

Algoritmul de decizie se desfășoară pe niveluri ierarhice:

Nivelul 1: nivel componentă (activ)

Constă în evaluarea stării echipamentului, pe baza datelor și informațiilor tehnice. Se pot găsi numeroase scenarii influențând performanțele activelor în termeni de fiabilitate și disponibilitate.

Nivelul 2: nivel rețea (RET)

Prin combinarea informațiilor tehnice cu cele economice și informațiile asupra rețelei se cuantifică costurile. Acestea se exprimă de asemenea în termeni de fiabilitate, consecințe ale unor evenimente, riscuri.

În această etapă a procesului decizional se aplică metode moderne de evaluare și planificare a mentenanței (MBF).

Nivelul 3: nivel corporativ (Companie)

Se combină costurile, avantajele diverselor scenarii, cu riscurile pe care le prezintă fiecare pentru a lua decizia optimă.

Caracterul continuu al procesului decizional necesită **cele mai bune informații la timpul potrivit**.

În procesul decizional trebuie asigurate **calitatea, coerența și validitatea datelor și informațiilor**.

Datele de bază se referă la informații **istorice**, rezultate din urmărirea comportării în exploatare (UCE).

Este necesar un proces bine organizat de **feedback**.

Sunt necesare două tipuri de informații:

- performanțele de comportare a mijloacelor fixe;
- nivelurile acceptabile de risc / disponibilitate.

Se insistă în mod deosebit asupra necesității existenței unui **flux unic și** transparent de date și informații, așa cum s-a arătat anterior.

2.4. Concluzii

Pe baza elementelor prezentate în acest capitol se pot formula următoarele concluzii:

1. Procesul de management al activelor fixe din rețeaua electrică de transport a energiei electrice, sub toate aspectele sale complexe, este destinat să mențină funcționalitatea acestei rețele și prin aceasta a sistemului energetic în ansamblu.

2. Vârsta înaintată a echipamentelor electroenergetice, corelată cu restructurarea sectorului energetic, cu reducerea personalului, cu creșterea competiției pe piața serviciilor, a accentuat necesitatea și importanța conceperii și aplicării unor soluții și criterii noi pentru managementul stării tehnice momentane a echipamentelor, pentru evaluarea corectitudinii diagnozei, pentru stabilirea necesarului de lucrări de mentenanță și a eficienței acestora, pentru evaluarea riscului de funcționare (inclusiv implicațiile asupra mediului).

3. Procesele de management a stării tehnice a echipamentelor electrice de înaltă tensiune au fost dezvoltate ca elemente esențiale ale exploatării și dezvoltării rețelelor electrice de transport. Obiectivul principal al managementului stării tehnice și al mentenanței acestor echipamente este de a minimiza costurile totale ale sistemului de transport al energiei electrice prin optimizarea strategiilor de mentenanță, de reinvestiții și de eliminare a avariilor – asigurând totodată nivelele cerute privind calitatea serviciului prestat de transport al energiei electrice.

4. Una din cele mai dificile probleme ale managementului activelor este determinată de complexitatea corelării între costuri și calitate - în special separarea efectelor economice de cele tehnice.

5. Analiza costurilor operatorilor rețelelor electrice de transport a energiei electrice, scoate în evidență faptul că cel mai mare potențial pentru creșterea eficienței este optimizarea problemelor legate de componentele sistemului (principală contribuție la costul de capital) și respectiv menținerea echipamentelor în stare tehnică corespunzătoare pe o durată de timp cât mai mare, peste durata lor de viață standard (principală contribuție la costurile de operare).

6. În ceea ce privește starea tehnică momentană a echipamentelor electrice de înaltă tensiune aceasta este analizată din trei direcții principale și anume:

- factorii care influențează performanțele echipamentelor;
- responsabilitățile personalului de exploatare în gestionarea vieții echipamentelor;
- responsabilitățile top managementului companiei legate de managementul activelor (deci și a echipamentelor).

În ceea ce privește contribuțiile originale din cadrul acestui capitol, se evidențiază cea legată de realizarea unei concepții proprii privind managementul activelor, cu valabilitate generală pentru companiile de transport al energiei electrice și cu aplicabilitate practică directă la CN Transelectrica SA, care asigură:

- adaptarea la schimbările instituționale;
- maximizarea disponibilității rețelei de transport a energiei electrice (RET);

- fundamentarea deciziilor de mentenanță și/sau re tehnologizare;
- stabilirea strategiei, a obiectivelor, responsabilităților, cerințelor și a modului de îndeplinire a acestora, privind asigurarea desfășurării activității de mentenanță;
- asigurarea fiabilității echipamentelor și creșterea siguranței în funcționare;
- extinderea duratei de viață a mijloacelor fixe din cadrul RET;
- crearea unei strategii coerente de identificare, evaluare, tratare și administrare a riscurilor;
- asigurarea datelor și informațiilor specifice, necesare implementării în viitorul apropiat a managementului riscului;
- crearea și optimizarea fluxurilor informaționale necesare activităților și asigurarea unui feedback corespunzător;
- asigurarea interfețelor între entități diferite;
- identificarea, controlul și optimizarea costurilor;
- documentarea activităților;
- stabilirea, evaluarea și urmărirea criteriilor de performanță;
- stabilirea măsurilor eficiente de îmbunătățire a performanțelor.

3. EVALUAREA STĂRII MOMENTANE ȘI MANAGEMENTUL VIEȚII ECHIPAMENTELOR ELECTRICE DE ÎNALTĂ TENSIUNE DIN REȚEAUA ELECTRICĂ DE TRANSPORT

3.1. Factori care afectează managementul vieții echipamentelor

Starea momentană a echipamentelor electrice de înaltă tensiune din instalațiile de transport a energiei electrice trebuie analizată din trei direcții principale:

- factorii care influențează performanțele echipamentelor;
- care sunt responsabilitățile personalului de exploatare în gestionarea vieții echipamentului;
- responsabilitățile top managementului într-o companie de transport a energiei electrice legate de managementul activelor (deci și al echipamentelor).

În figura 3.1 sunt prezentați principalii factori care influențează durata de viață a echipamentelor, din momentul proiectării până în momentul retragerii lor din exploatare, pentru casare [CIGRE1998], [Davey2008], [Diaconu2007a], [Hinow2008], [Kiiveri1996], [Kapetanovici2003], [Moldoveanu2006c], [Moldoveanu2008], [Nichols2000], [Rechelt1996], [Reid2002], [Runde2006], [Smit2000], [Vasilchikov2000], [Wilson2004].

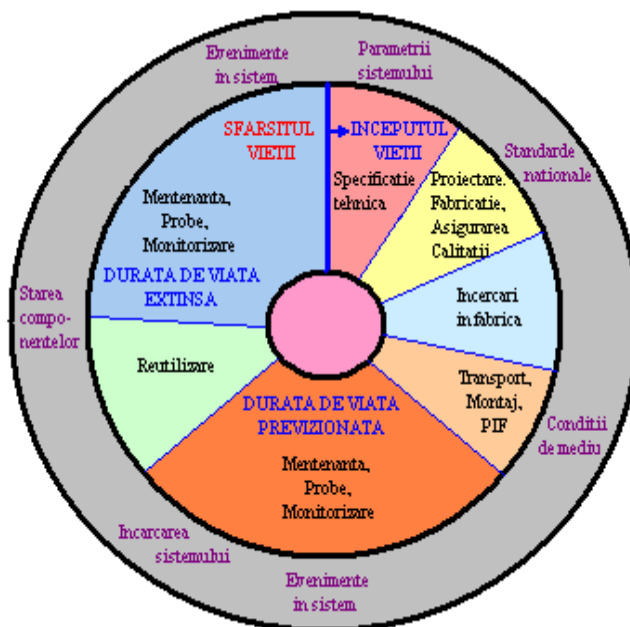


Fig. 3.1. Factori care afectează performanțele electrice de înaltă tensiune pe întreaga durată de viață [Allan1992]

Se observă că performanțele tehnice ale echipamentelor electrice de înaltă tensiune sunt influențate de factori importanți cum sunt:

- specificațiile tehnice de procurare (corectitudinea întocmirii lor în concordanță cu cerințele sistemului energetic, cu standardele specifice, cu cerințele de mediu);
- proiectul tehnic de execuție (respectarea în primul rând a cerințelor din specificațiile tehnice de procurare);
- fabricație (calitatea materialelor, calitatea execuției, respectarea proiectului tehnic);
- încercările la fabrica constructoare (respectarea cerințelor din specificația tehnică de procurare și din standardele specifice);
- transport, montaj, punere în funcțiune (respectarea cerințelor din cartea tehnică a echipamentelor și din specificația tehnică de procurare);
- mentenanță, probe, monitorizare (managementul exploatării și al mentenanței echipamentelor în perioada de viață standard / previzionată);
- revitalizarea / regenerarea în scopul prelungirii duratei de funcționare, peste durata de viață standard / previzionată;
- mentenanță, probe, monitorizare (managementul exploatării și al mentenanței echipamentelor în perioada de viață extinsă);
- starea componentelor principale cu rol decisiv în starea globală a echipamentelor;
- condițiile de mediu (gradul de poluare și natura agenților poluanți, keraunicitatea zonală, temperaturi scăzute, umiditate excesivă etc.);
- evenimentele din rețeaua electrică de transport (scurtcircuite, supratensiuni etc.).

Fiabilitatea și disponibilitatea echipamentelor pe întreaga lor durată de viață este variabilă (fig. 3.2) și poate fi în general divizată în trei faze distincte [***CEI2]:

- etapa I, este acoperită de regula de perioadă de garanție de bună execuție pe care o acordă furnizorul echipamentului și corespunde etapei așa numitelor "boli ale copilăriei" când deficiențele se produc preponderent datorită unor erori în procesul de fabricație; defecțiunile sunt remediate de producător pe cheltuiala proprie;
- etapa a II-a, este corespunzătoare perioadei utile de folosință a echipamentului, ea fiind subdivizată în două etape:
 - etapa corespunzătoare perioadei de funcționare standard (diferențiată în funcție de tipul echipamentului – 25 ani la transformatoare și bobine de reactanță șunt), când deficiențele sunt în mod normal reduse, iar lucrările de mentenanță sunt la nivel minor;

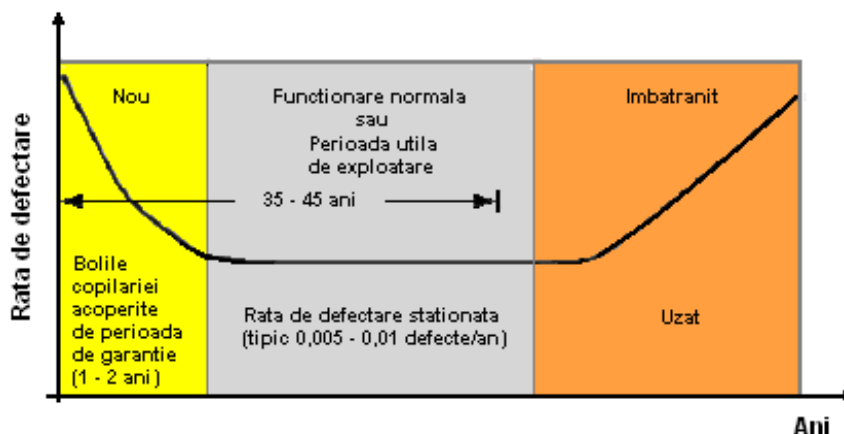


Fig. 3.2. Fiabilitatea echipamentelor electrice de înaltă tensiune în funcție de stare și de anii de funcționare

- b2) etapa corespunzătoare perioadei de funcționare extinsă (diferențiată în funcție de tipul echipamentului (45 chiar 50 ani în unele țări la transformatoare de putere), survenită după lucrări de revitalizare (figura 3.3 [***CEI2]); pe lângă lucrările de mentenanță în volum mai extins decât în etapa b1, sunt necesare măsuri suplimentare de monitorizare on și off line;
- c) etapa a III - a când echipamentul trebuie retras din exploatare și casat.

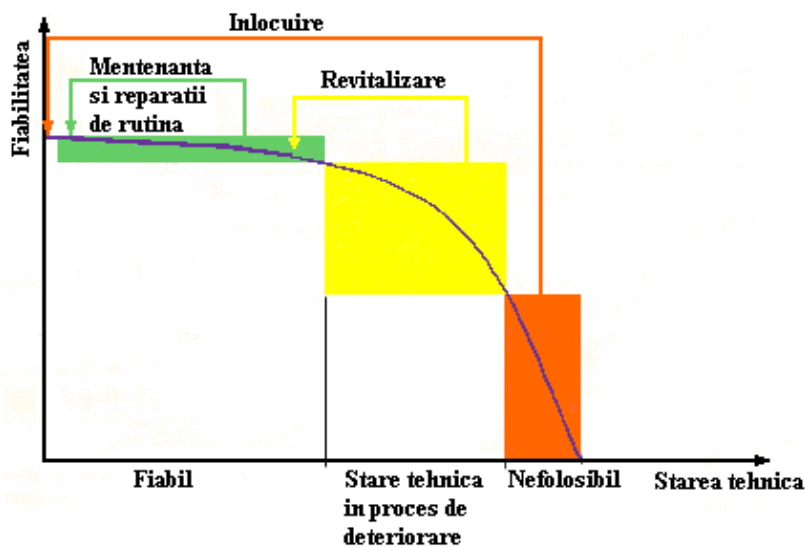


Fig. 3.3. Fazele de viață ale echipamentelor împreună cu unele dintre opțiunile deciziilor managementului la nivel înalt (reparare, recondiționare, înlocuire)

Aceasta este cheia în procesul de luare efectivă a deciziilor în domeniul Managementului Activelor

Conform analizelor efectuate de Comitetele de Studii ale CIGRE reunite: 23 (Stații electrice), 37 (Planificarea și dezvoltarea rețelelor), 12 (Transformatoare), 13 (Aparataj de comutație) și 22 (Linii electrice aeriene) și mai recent de Comitetul de Studii C1, pentru ca managementul activelor să fie eficient, o companie de transport a energiei electrice trebuie să aibă o structură organizatorică eficientă "pe orizontală" și "pe verticală" și un management performant. Sinteza studiului CIGRE [Wilson2004], realizat cu participarea a 16 țări, indică structura organizatorică a unei companii de transport a energiei electrice, din figura 3.4, ca cea mai răspândită și cea mai eficientă.

3.2. Evaluarea stării momentane a echipamentelor electrice de înaltă tensiune din exploatare

În cadrul CN Transelectrica evaluarea stării tehnice a echipamentelor electrice de înaltă tensiune (cu referire specială la transformatoarele de putere, bobinelor de reactanță șunt, întreruptoare, separatoare, transformatoare de curent, transformatoare de tensiune, descărcătoare de protecție la supratensiuni) se efectuează în conformitate cu prevederile Prescripțiilor de Exploatare (PE) și a Normelor Tehnice Interne (NTI).

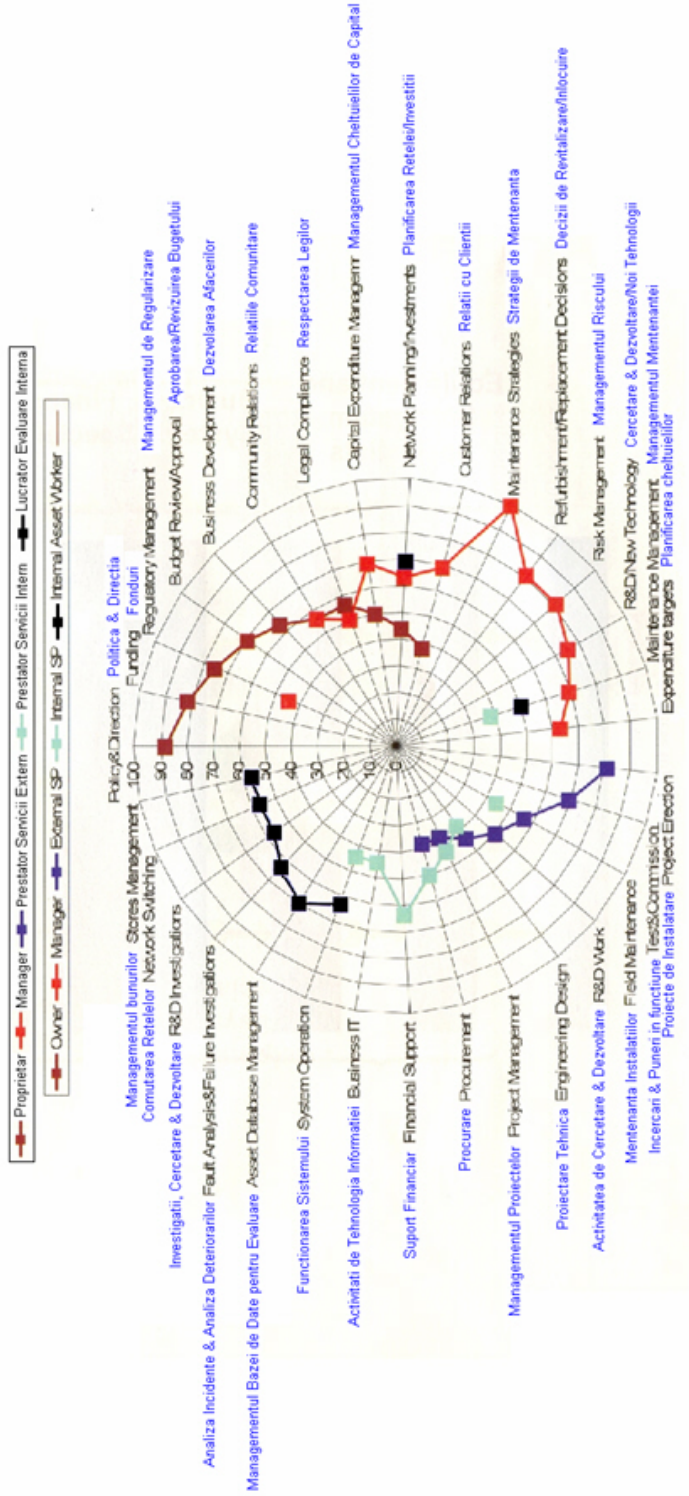


Fig. 3.4. Evaluarea rolurilor și a responsabilităților necesare funcțiilor de Management al Activelor aferente unei companii de transport a energiei electrice

3.2.1. Evaluarea stării momentane a transformatoarelor de putere

Pentru expertizarea stării tehnice momentane a transformatoarelor de putere din instalațiile CN Transelectrica SA se efectuează volumul de încercări precizat în figurile 3.5 - 3.11, care țin seama de experiența pe plan național și internațional de diagnosticare a acestui tip de echipamente [Bodrogi2004], [CIGRE2000], [Moldoveanu2006b], [FIST2000], [FIST2003], [FISHER2004], [Malewski1996], [Mardire2002], [Martiney2008], [Saha2000], [Tenbohlen2000], [Vanin2000], [Moore2000], [***IEEE1] - [***IEEE7], [***IEEE9] - [***IEEE19], [***IEEE15] - [***IEEE18], [***CEI1].

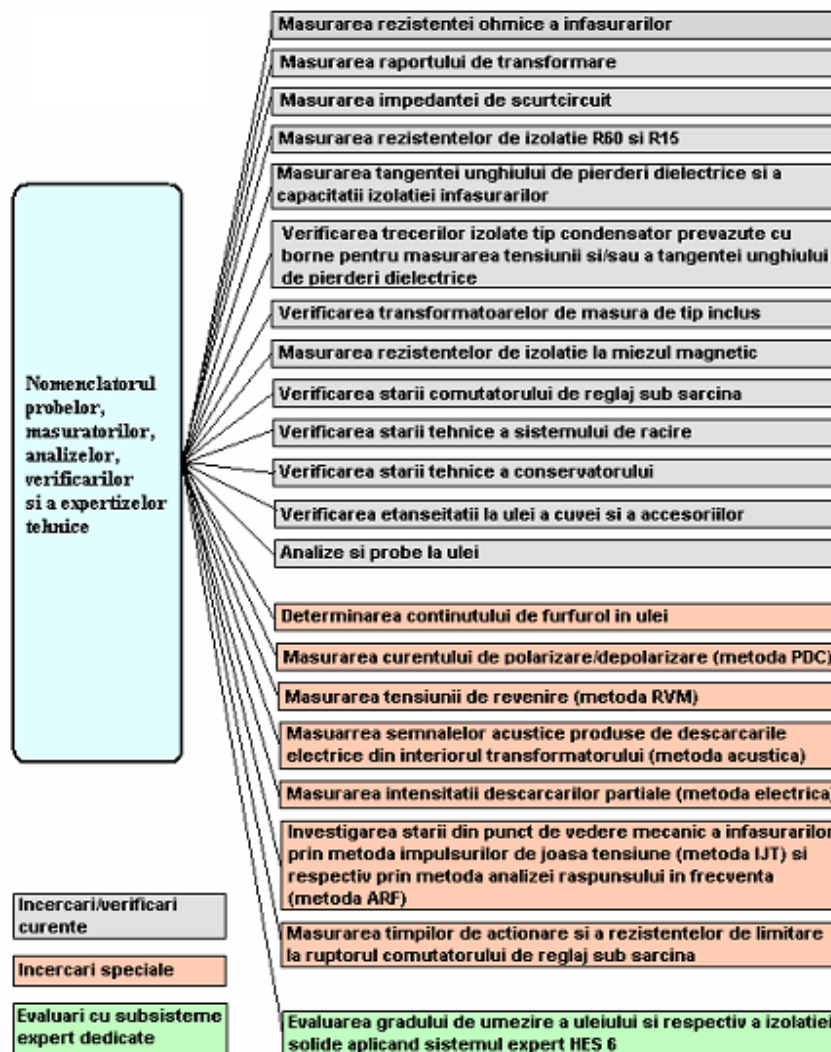


Fig. 3.5. Nomenclatorul general de probe, verificări, măsurători, analize la transformatoarele / autotransformatoarele de putere și bobinele de reactanță șunt

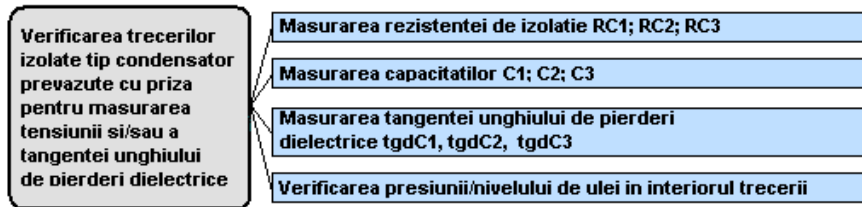


Fig. 3.6. Nomenclatorul de măsurători și verificări la trecerile izolate tip condensator



Fig. 3.7. Nomenclatorul de verificări și măsurători la comutatorul de reglaj sub sarcină

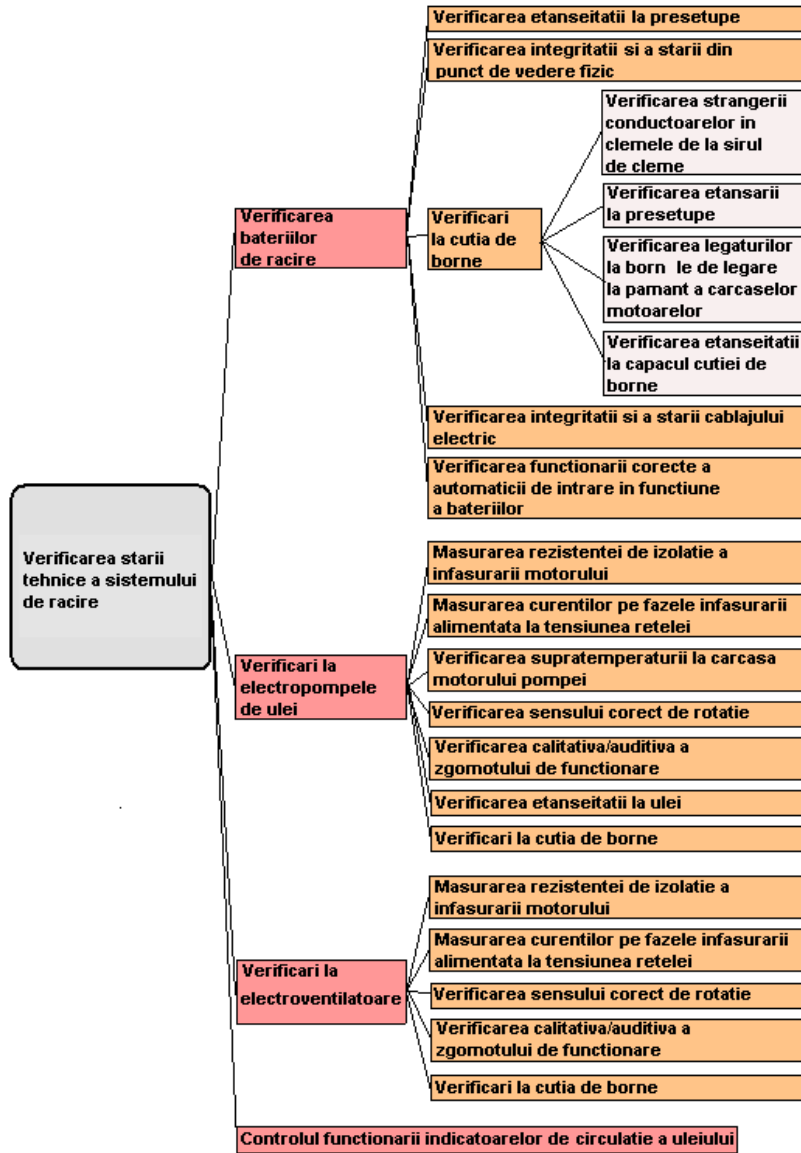


Fig. 3.8. Nomenclatorul de verificări și măsurători la sistemul de răcire



Fig. 3.9. Nomenclatorul de verificări la conservatorul de ulei

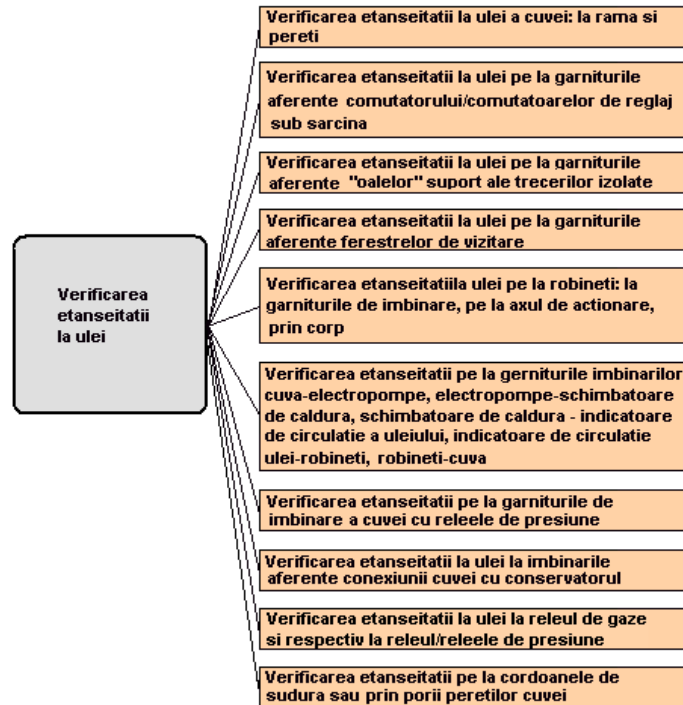


Fig. 3.10. Nomenclatorul de verificări la controlul etanșeității



Fig. 3.11. Nomenclatorul analizelor și a probelor la uleiul electroizolant

Condițiile și momentul de efectuare a probelor, precizate în normativul elaborat de CN Transelectrica – DMA în 2007, sunt menționate în Anexa 1.

3.2.2. Evaluarea stării tehnice a transformatoarelor de curent

Pentru expertizarea stării tehnice momentane a transformatoarelor de curent din exploatare, pe plan național (parțial) și internațional, se efectuează în prezent volumul de încercări precizat în fig. 3.12 - 3.16 [Bodrogi2004], [FIST2001], [Malewski1996], [Moldoveanu2006b], [***IEEE1] - [***IEEE2], [***IEEE10] - [***IEEE14].

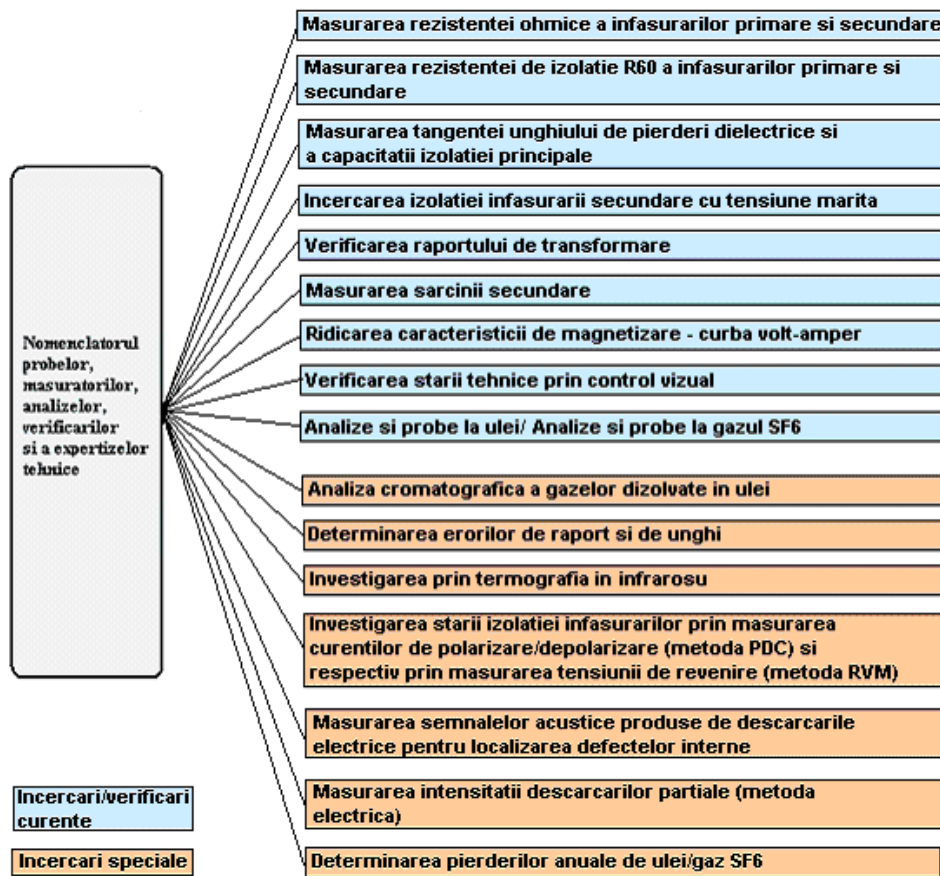


Fig. 3.12. Nomenclatorul general de probe, verificări, măsurători, analize la transformatoarele de curent de înaltă tensiune

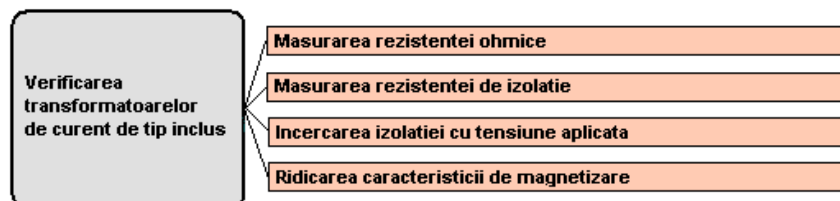


Fig. 3.13. Nomenclatorul de măsurători la transformatoarele de măsură de curent de tip inclus



Fig. 3.14. Nomenclatorul de verificări la controlul vizual

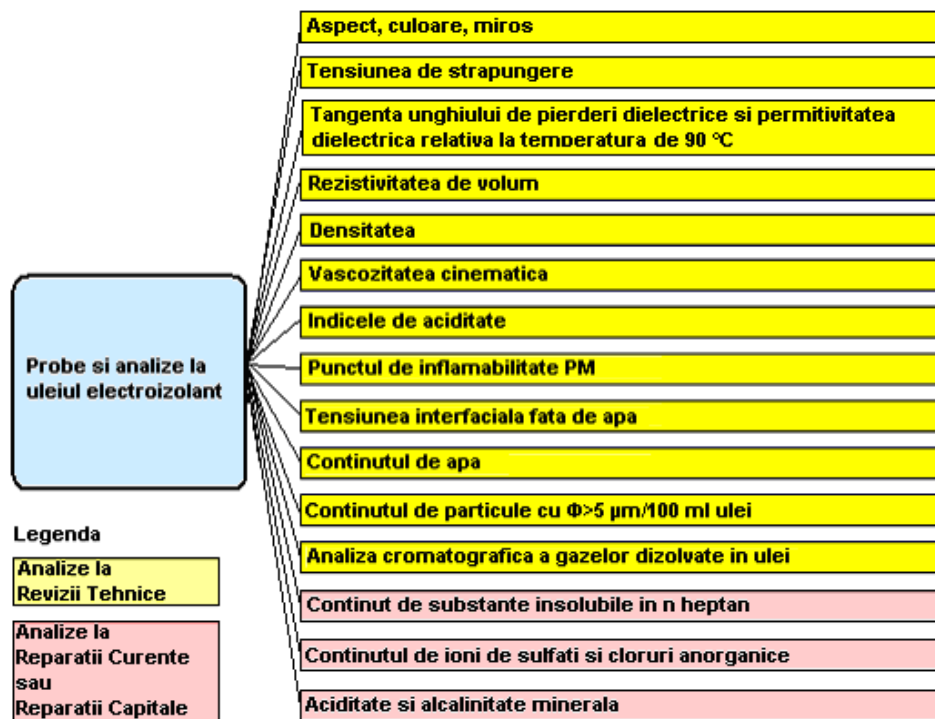


Fig. 3.15. Nomenclatorul de probe și analize la verificarea stării uleiului electroizolant

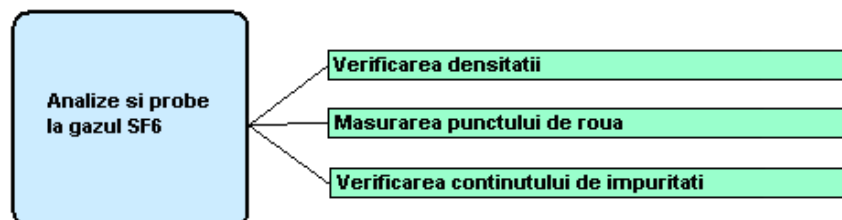


Fig. 3.16. Nomenclatorul de măsurători la privind gazul SF6

Condițiile și momentul de efectuare a probelor, precizate în normativul elaborat de CN Transelectrica – DMA în 2007, sunt menționate în Anexa 2.

3.2.3. Evaluarea stării tehnice a transformatoarelor de tensiune

Pentru expertizarea stării tehnice momentane a transformatoarelor de curent din exploatare, pe plan național (parțial) și internațional, se efectuează în prezent volumul de încercări precizat în fig. 3.17 - 3.20 [Bodrogi2004], [FIST2001], [Malewski1996], [Moldoveanu2006b], [***IEEE1] - [***IEEE2], [***IEEE10] - [***IEEE14].

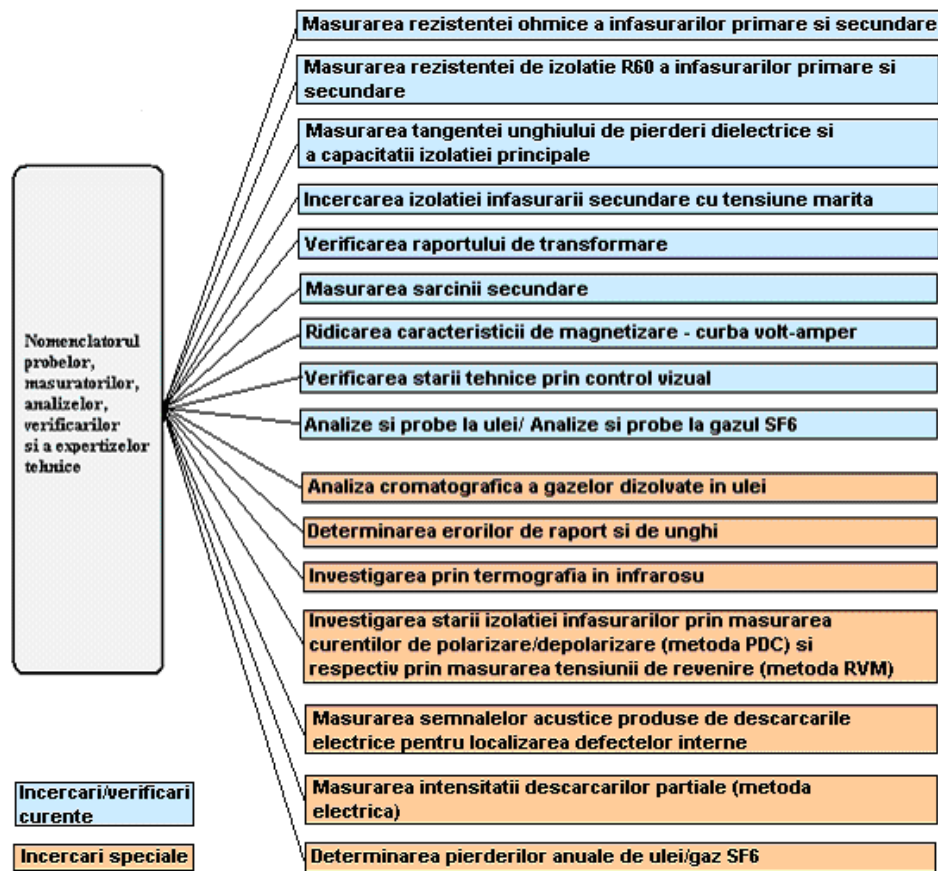


Fig. 3.17. Nomenclatorul general de probe, verificări, măsurători, analize la transformatoarele de tensiune de înaltă tensiune



Fig. 3.18. Nomenclatorul de verificări la controlul vizual

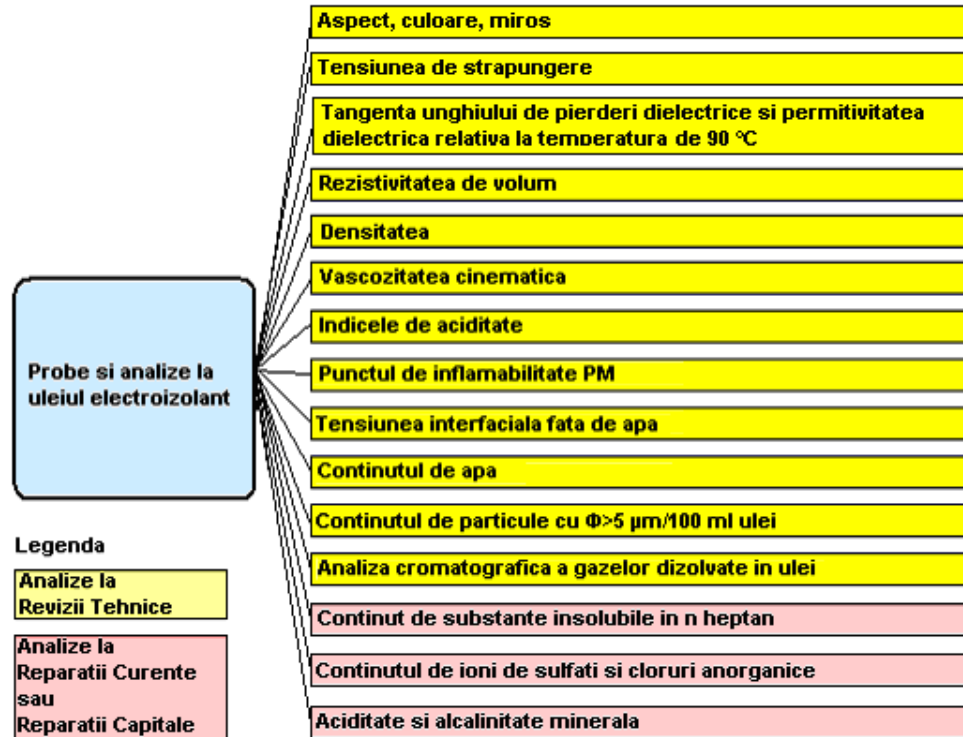


Fig. 3.19. Nomenclatorul de probe și analize la verificarea stării uleiului electroizolant

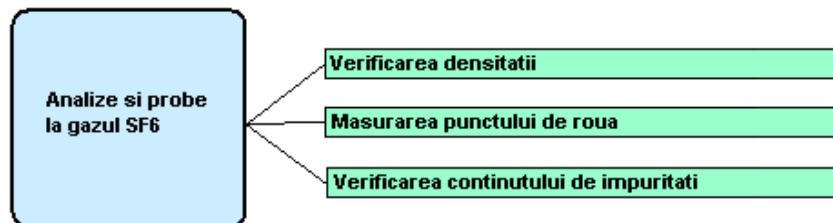


Fig. 3.20. Nomenclatorul de măsurători privind gazul SF6

Condițiile și momentul de efectuare a probelor, precizate în normativul elaborat de CN Transelectrica – DMA în 2007, sunt menționate în anexa 3.

3.2.4. Evaluarea stării tehnice a întreruptoarelor de înaltă tensiune

Pentru expertizarea stării tehnice momentane a întreruptoarelor de înaltă tensiune, pe plan național (parțial) și internațional se efectuează în prezent volumul de încercări precizat în fig. 3.21 - 3.23 [Bodrogi2004], [Moldoveanu2006b], [FIST1992a], [FIST1992b], [Janssen2000], [Moore2000], [Muhr2006], [***CEI2], [***CEI6], [***IEEE8], [***IEEE20].

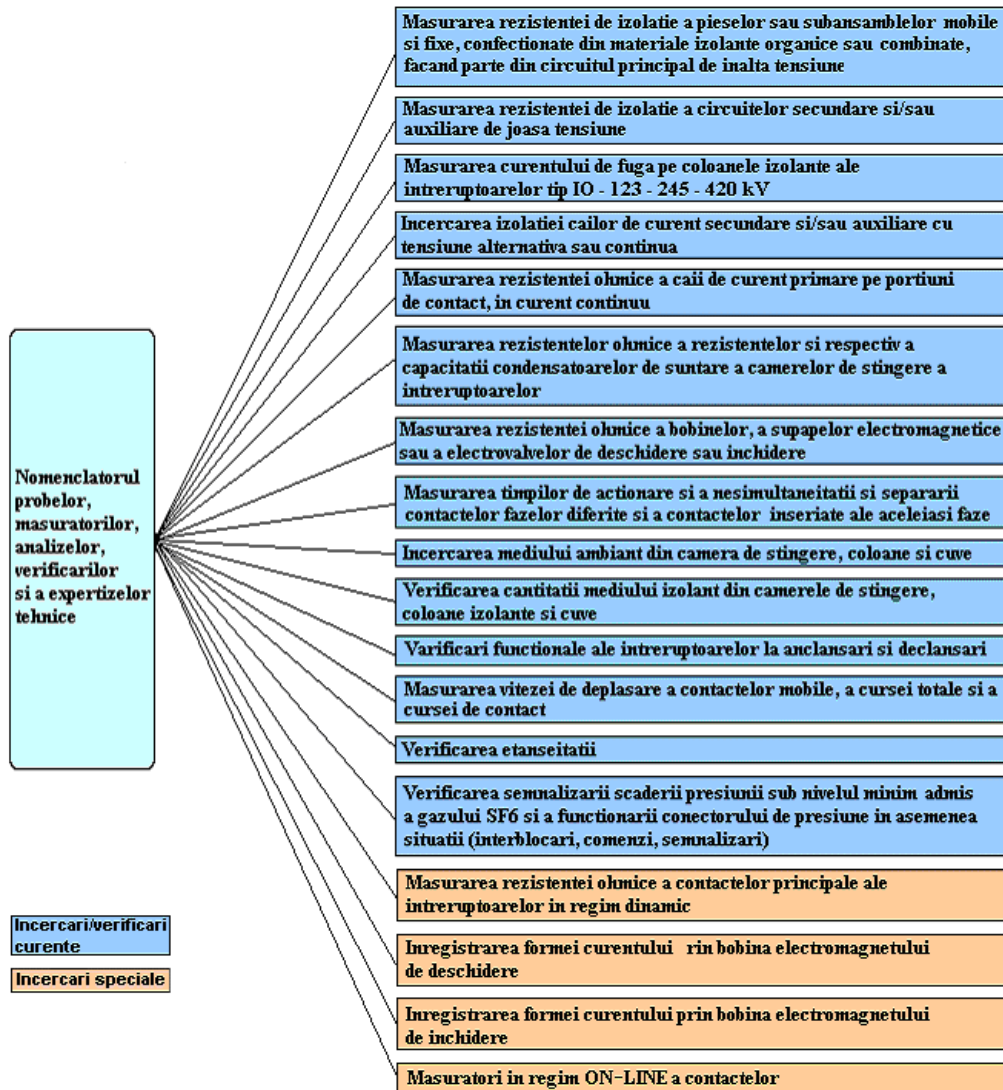


Fig. 3.21. Nomenclatorul general de probe, verificări, măsurători, analize la întreruptoarele de înaltă tensiune

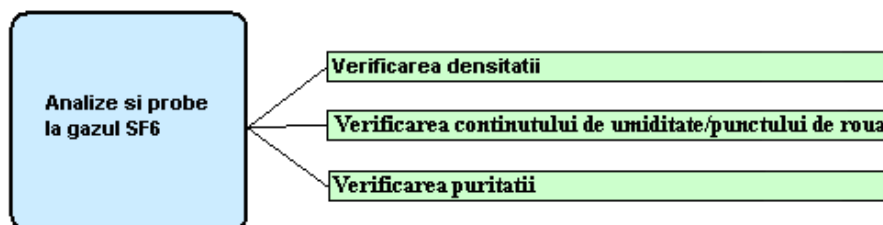


Fig. 3.22. Nomenclatorul de măsurători privind gazul SF6

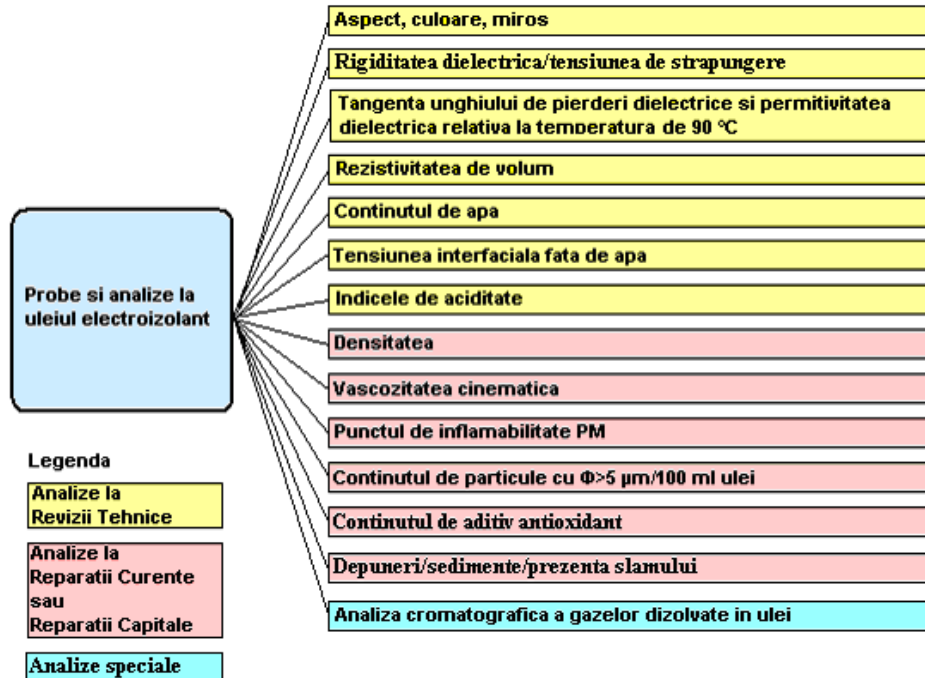


Fig. 3.23. Nomenclatorul de probe și analize la verificarea stării uleiului electroizolant

Condițiile și momentele de efectuare a probelor pentru evaluarea stării întreruptoarelor din rețeaua de înaltă tensiune, sunt menționate în anexa 4.

3.2.5. Evaluarea stării tehnice a separatoarelor de înaltă tensiune

Pentru expertizarea stării tehnice momentane a separatoarelor de înaltă tensiune, pe plan național (parțial) și internațional se efectuează în prezent volumul de încercări precizat în fig. 3.24 și 3.25 [Bodrogi2004], [Moldoveanu2006b], [FIST1991], [Muhr2006], [Martiney2008], [Moore2000], [***IEEE20] - [***IEEE22], [***CEI7], [***CEI8].

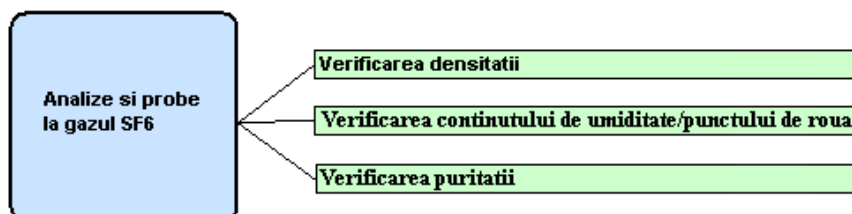


Fig. 3.24. Nomenclatorul de măsurători privind gazul SF6

Condițiile și momentul de efectuare a probelor, precizate în normativul elaborat de CN Transelectrica – DMA în 2007, sunt menționate în anexa 5.

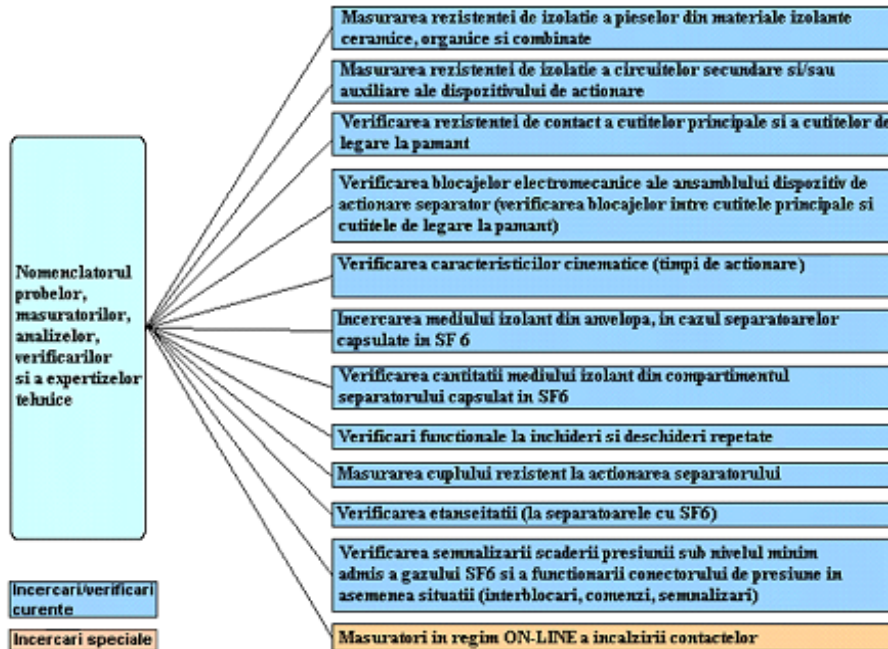


Fig. 3.25. Nomenclatorul general de probe, verificări, măsurători, analize la separatoarele de înaltă tensiune

3.2.6. Evaluarea stării tehnice a descărcătoarelor de protecție la supratensiuni

Pentru expertizarea stării tehnice momentane a separatoarelor de înaltă tensiune, pe plan național (parțial) și internațional se efectuează în prezent volumul de încercări precizat în fig. 3.26 [FIST1992c], [***CEI3] - [***CEI5].

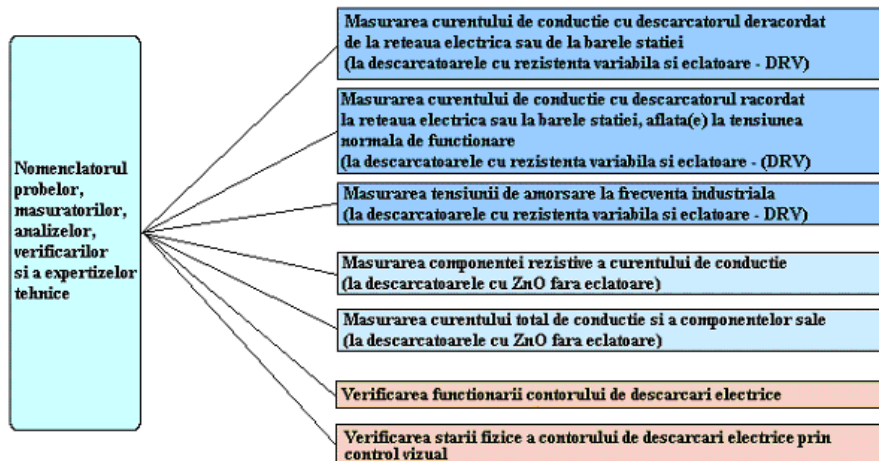


Fig. 3.26. Nomenclatorul general de probe, verificări, măsurători, analize la descărcătoarele de înaltă tensiune

Condițiile și momentul de efectuare a probelor, precizate în normativul elaborat de CN Transelectrica – DMA în 2007, sunt menționate în anexa 6.

3.3. Concluzii

Pe baza elementelor prezentate în acest capitol se pot formula următoarele concluzii:

1. Concepția menționată privind managementul activelor se bazează pe date și informații de calitate, coerente și valide privind performanțele tehnice ale mijloacelor fixe și respectiv nivelurile acceptabile de risc / disponibilitate.

2. Pentru reducerea costurilor de exploatare, ușurarea evaluării opțiunilor de mentenanță și respectiv pentru reducerea la minimum posibil a riscului unor scoateri din funcțiune neplanificate sau a unor decizii eronate de exploatare, sistemul de management conceput în cadrul lucrării se bazează pe folosirea sistemelor expert dedicate pentru:

- evaluarea stării tehnice;
- identificarea riscului în exploatare pe bază de încercări, diagnoze, analize și evaluare a datelor;
- determinarea necesității și a urgenței lucrărilor de mentenanță sau reparații;
- stabilirea ordinii de prioritate a lucrărilor de mentenanță;
- realizarea bazei de date informatizate.

4. SISTEME EXPERT ÎN DOMENIUL MANAGEMENTULUI STĂRII ȘI AL MENTENANȚEI ECHIPAMENTELOR DE ÎNALTĂ TENSIUNE

4.1. Considerații generale privind sistemele expert

Prin liberalizarea pieței de energie, una din problemele principale pentru producătorii de energie electrică și respectiv pentru operatorii rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice este aceea de a presta un serviciu public de calitate în condiții de eficiență economică reglementată. Obiectivul managementului stării tehnice și al mentenanței este acela de a minimiza costurile totale ale sistemului de producere, transport și distribuție a energiei electrice prin optimizarea strategiilor de mentenanță, de reinvestiții și de eliminare a avariilor - asigurând totodată nivelele cerute privind calitatea serviciului prestat.

În general managementul activelor ("asset management") ia în considerare performanța tehnică a echipamentului și a sistemului pe întreg ciclul de viață tehnic, cu focalizare în ceea ce privește aspectele de cost-eficiență și respectiv îndeplinirea tuturor cerințelor tehnice.

Exploatarea și mentenanța echipamentelor electrice de înaltă tensiune, implică o foarte bună corelare între particularitățile constructive și de funcționare a acestora, durata lor de viață, condițiile de funcționare, condițiile de evaluare a stării lor momentane și respectiv politica de monitorizare a lor.

Pentru raționalizarea activității de mentenanță și respectiv pentru gestiunea parcului de echipamente electrice de înaltă tensiune, este indispensabil să se constituie bănci de date informatizate, conținând ansamblul informațiilor necesare diagnosticării stării și estimării duratei de viață deja consumate.

Monitorizarea echipamentelor electroenergetice poate fi on-line (cu echipamentul în funcțiune) și respectiv off-line (cu echipamentul scos din funcțiune).

Conform studiilor CIGRE, factorii care trebuie luați în considerare de către personalul responsabil de managementul activelor, pentru a determina dacă și când trebuie să fie instalate echipamentele de monitorizare on-line sunt următorii [Brunner1992], [CIGRE1993a], [CIGRE1993b], [Gal1998], [Junk2003], [Martiney2008], [Kontogiannis2004], [Moldoveanu2006a], [Moldoveanu2006d], [Wester2004]:

- fiabilitatea echipamentului și costurile mentenanței;
- beneficiul fiabilității crescute sau a detecției în faza incipientă a unui defect evolutiv;
- costul echipamentului, instalației de monitorizare și al instruirii;
- reducerea costului asigurării;
- beneficiile viitoare ale unei informări suplimentare pentru determinarea stării echipamentului monitorizat;
- valoarea informației furnizate de monitor;
- costul arhivării datelor și al recuperării lor (sarcina IT).

Cel mai recunoscut beneficiu al detecției în faza incipientă a defectelor este reducerea importantă a costurilor reparației / mentenanței. Scopul monitorizării

on-line este deci acela de a încerca prevenirea defectelor catastrofale și de a le transforma în defecte care pot fi reparate la un preț redus în timpul unei retrageri din exploatare planificată.

Monitorizarea off-line a echipamentelor are o tradiție îndelungată și se realizează folosind metode de diagnoza și criterii de analiză diferite, de la o țară la alta și de la un utilizator la altul. Nomenclatoarele de probe în vederea diagnozei și condițiile de efectuare a lor sunt precizate în standarde, normative tehnice și/sau în descripții de exploatare. În România acestea sunt precizate în normativele de exploatare PE 116/94 și în instrucțiuni tehnice specifice. Monitorizarea off-line se folosește de la punerea în funcțiune până la detecția defectelor la echipamentului avariat. În prezent tendințele utilizatorilor sunt direcționate spre realizarea și utilizarea acelor mijloace care să asigure evaluarea continuă și universală a performanțelor și stării echipamentului investigat astfel încât să crească durata medie de viață a acestuia.

Pentru reducerea costurilor de exploatare, ușurarea evaluării opțiunilor de mentenanță și respectiv pentru reducerea la minimum posibil a riscului unor scoateri din funcțiune neplanificate sau a unor decizii eronate de exploatare sunt necesare sisteme expert dedicate [Brunner1992], [CIGRE1993a], [CIGRE1993b], [Martiney2008], [Moldoveanu2005a], [Moldoveanu2005b], [Moldoveanu2006a], [Moldoveanu2006b], [Moldoveanu2006d], [Kontogiannis2004], [Pencinger1998], [Wester2004], pentru:

- evaluarea stării tehnice;
- identificarea riscului în exploatare pe baza de încercări, diagnoze, analize și evaluare a datelor;
- determinarea necesității și a urgenței lucrărilor de mentenanță sau reparații;
- stabilirea ordinii de prioritate a lucrărilor de mentenanță;
- realizarea bazei de date informatizate.

Sistemul expert constituie una din ramurile inteligenței artificiale.

În literatura tehnică s-au dat numeroase definiții privind sistemul expert, multe din acestea fiind prea generale sau academice, și fără informații practice pentru utilizatori. Din această cauză grupa de specialiști internaționali CIGRE 39.03 a dat o definiție proprie a sistemului expert, exprimată astfel: "Un sistem expert este un program informatic conceput pentru a realiza o expertiza tehnică într-un domeniu precis, în locul unui expert uman" [CIGRE1993b].

Pentru o bună înțelegere a sistemelor expert destinate mentenanței și managementului activelor, în comparație cu sistemele software convenționale este necesar de a preciza clar ce este sistemul expert.

4.1.1. Arhitectura generală a unui sistem expert

În figura 4.1 se prezintă arhitectura generală al unui sistem expert, unde se remarcă următoarele elemente principale:

- interfața cu utilizatorul;
- baza de date;
- motor / algoritmi și proceduri de inferență;
- mediu de dezvoltare;
- baza de cunoștințe (de reguli).

În practică acest concept nu ia în mod obligatoriu forma unui sistem integrat în totalitate. De exemplu, anumite aplicații folosesc bazele de date ale altor sisteme. Există de asemenea alte sisteme care nu au componenta "mediu de dezvoltare".

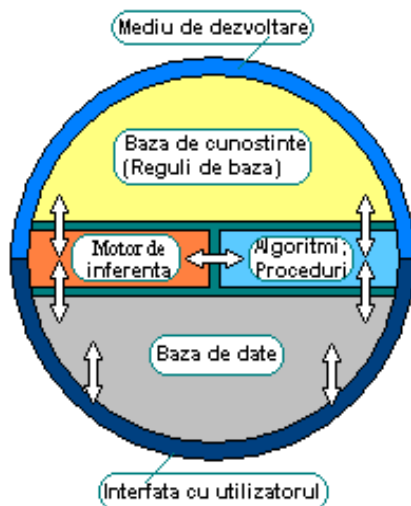


Fig. 4.1. Arhitectura sistemului expert

Comparativ cu sistemele software convenționale, **numai bazele de cunoștințe și motorul de inferență sunt module noi caracteristice unui sistem expert**. Acestea constituie partea "inteligentă" a sistemelor expert.

4.1.1.1. Modulul "baza de cunoștințe"

Componenta primară a sistemului expert este o bază de cunoștințe (reguli), care conține reguli de tipul

DACĂ <condiție>.....- ATUNCI <acțiune>....- DACĂ NU <acțiune>...

reprezentând cunoștințele necesare pentru rezolvarea problemelor. În măsura în care baza de reguli este o acumulare de numeroase cunoștințe, este dificil de a fi siguri vreodată că ea este exactă și completă.

Baza de reguli (baza de cunoștințe) este concepută de expert care pune la dispoziție cunoștințele sale și codul structurilor de cunoștințe corespunzătoare. Se apelează la cunoștințele privind diferite strategii de rezolvare specifice problemei care apare.

Metodele de calcul aferente unor aplicații logice algoritmice sunt adeseori reprezentate de organigrame și de ecuații matematice, ceea ce face ca metodele sau procedurile să fie mai explicite.

În contrast, într-un sistem pe bază de reguli, calea de raționament depinde mult de scenariul specific pe care sistemul expert îl rezolvă. Pentru problemele practice cum ar fi cele privind planificarea sau exploatarea rețelelor electrice, numărul de scenarii posibile este foarte ridicat.

Un sistem expert trebuie să mențină precizia pentru un mare număr de căi de raționamente pe care el le conține, fiecare cale de raționament corespunzând unuia sau mai multor scenarii. O verificare completă a scenariilor poate fi automatizată, dar necesită mult timp. O evaluare mult mai practică constă în a selecta un ansamblu de scenarii care să acopere cât mai complet baza de reguli, în scopul de a verifica

toate cunoștințele din bază. Când o regulă sau un ansamblu de reguli este modificat trebuie precizat(e) ce scenariu(i) va(or) trebui verificat(e).

Dacă sunt adăugate noi reguli sau dacă cele existente sunt modificate este important să se mențină consistența bazei de reguli. Trebuie să se evite ca regulile să se excludă reciproc sau să aibă dublă folosință. Sistemul expert trebuie să conțină algoritmi de verificare a consistenței regulilor (sau la verificarea relațiilor) care sunt folosiți la detecția automată a regulilor conflictuale sau redundante. Aceasta funcție este specifică sistemelor bazate pe reguli.

4.1.1.2. Motorul de inferență și funcțiile specifice

Motorul de inferență a unui sistem bazat pe reguli selectează regulile aplicabile și constituie o cale de raționament pentru un scenariu specific. Adeseori în sistemele expert sunt integrate funcții explicative. Pentru sistemele bazate pe reguli, explicația procesului de luare a deciziilor se fundamentează pe șirul de reguli selecționate de motorul de inferență (pentru un scenariu specific). Este posibil să se scrie regulile în limbaj natural și de a le cupla cu regulile în limbaj informatic (limbaj calculator) din baza de cunoștințe. În acest caz, când un șir de reguli este apelat pentru un scenariu considerat, o explicație este compusă automat.

Funcția explicativă permite să se folosească, să se testeze și să se țină la zi sistemele expert. Dacă una din reguli este modificată, este absolut necesar să se verifice explicația corespunzătoare pentru a se asigura precizia ei.

Motorul de inferență permite stabilirea / verificarea strategiei de rezolvare generală, de exemplu tehnica logică de analiză a faptelor.

Performanțele sistemului expert din punctul de vedere al vitezei de stabilire a soluției (pentru o problemă de funcționare curentă sau în caz de incident) depinde de cantitatea de cunoștințe (modulul "bază de cunoștințe") și de complexitatea mașinii de inferență.

4.2. Utilizarea sistemelor expert în domeniul ingineriei energetice, al managementului stării și al mentenanței

În ultimele două decenii sistemele expert au reprezentat obiectivele activității mai multor cercetători, dezvoltatori și utilizatori profesionali în diverse activități industriale și neindustriale. În multe țări nouă tehnologie s-a impus și în activitatea de exploatare și de conducere a sistemului energetic.

Evaluarea aplicabilității tehnicii sistemelor expert în sectorul energetic a făcut obiectul preocupărilor grupei de specialiști internaționali CIGRE TF 38.06.03. "Practical use of expert systems in planning and operation of power system" [CIGRE1993a] și continuă să stea în atenția organismelor internaționale din domeniu.

Potențialii utilizatori ai acestor sisteme expert, în contextul precizat, ar putea fi "oricine din domeniul exploatării și controlului sistemului energetic, din următoarele sectoare de activitate: management, mentenanță, planificarea exploatării, analiza post incident, exploatarea zilnică". Cele mai mari avantaje pot fi obținute de următorii utilizatori:

- operatorul centrului de control (dispecerul național sau teritorial) care exploatează rețeaua de transport a energiei electrice și/sau centralele electrice;
- responsabilul cu pregătirea exploatării, care planifică exploatarea rețelei și/sau producția de energie electrică;
- directorul departamentului de exploatare, responsabil de siguranța în funcționare și de rentabilitatea exploatării rețelei electrice. El este un important utilizator al informațiilor despre comportarea sistemului energetic și al datelor privind fiabilitatea, rentabilitatea și impactul asupra mediului.

Acești utilizatori potențiali sunt responsabili de exploatarea sistemului energetic, ale căror consecințe sunt adesea foarte importante din punct de vedere al costurilor, securității și ecologiei. Ei nu își pot permite să facă experimente. Aceasta explică în parte atitudinea lor rezervată vis-a-vis de noi echipamente și tehnologii.

4.2.1. Importanța sistemelor expert ca o tehnologie practică în exploatarea rețelelor electrice

În general, orice tehnologie care oferă suport efectiv personalului de exploatare, este relevantă activității de exploatare și control. Sistemele expert pot oferi un astfel de suport.

Companiile de energie electrică nu au toate aceleași probleme în materie de fiabilitate. La unele, se poate observa că perturbațiile constatate în timpul exploatării rețelelor electrice se diminuează pe măsură ce fiabilitatea componentelor rețelei crește. La altele, din contră, se observă o bruscă creștere a problemelor de siguranță după o lungă perioadă de exploatare fiabilă. Una din problemele importante ale companiilor de electricitate este aceea de a stabili în ce măsură personalul de exploatare suficient de experimentat, dar insuficient ca număr, poate face față schimbării structurale a fiabilității.

În consecință, utilizatorii au nevoie de un sistem expert prietenos și rapid care să le permită să evalueze starea electrică a instalațiilor și să ia cea mai bună decizie la momentul oportun, cu ocazia unui eveniment neașteptat. În mod similar, unele probleme de exploatare trebuie de asemenea să fie rezolvate, cum ar fi: modul de acțiune în cazul alarmelor, reglarea tensiunii și a puterii reactive, evaluarea securității statice și tranzitorii, planificarea producției în condiții complexe etc.

Din punctul de vedere al utilizatorului, sistemele expert sunt indicate pentru rezolvarea unor probleme complexe când:

1. nici o metodă analitică nu se poate aplica;
2. metoda analitică aferentă este cunoscută parțial;
3. metoda analitică aferentă este cunoscută, dar este puțin eficace.

Diagnosticul defecțiunilor din rețea și tratamentul stărilor de alarmă aparțin categoriei (1). Aceste operațiuni sunt în principal sarcini cognitive.

Programarea mentenanței, controlul puterii reactive și restaurarea stării sistemului după "black out" sunt operațiuni care aparțin categoriei (2).

Previțiunea căderilor accidentale face parte din categoria (3); în acest caz metoda evaluării este cunoscută, dar aceasta nu permite obținerea soluției în timp util.

Condițiile de utilizare a sistemelor expert la o problemă specifică sunt arătate în tabelul 4.1, tabel ce a fost realizat pe baza experienței generale internaționale în domeniul aplicațiilor sistemelor expert.

Tabelul 4.1. Condițiile în care se poate sau nu se poate folosi un sistem expert

Nr. crt.	Sistemul expert se poate folosi dacă	Sistemul expert nu se poate folosi dacă
1	Trebuie rezolvate probleme de diagnostic	Problemele algoritmice nu sunt formulate corect
2	Nici o teorie nu este stabilită	Formulele matematice nu sunt corect folosite
3	Există expertiza umană, dar experții sunt rari	Expertiza umană nu este disponibilă oricând și la un preț mic
4	Datele sau informațiile sunt posibil perturbate	Problemele sunt prost înțelese

Luând în considerare sarcinile din departamentele de exploatare, rolul sistemelor expert ar putea fi:

- de a analiza și emite soluții alături de cele ale unui expert uman în activități intelectuale, cum ar fi: restaurarea sistemului după incidente, analiza securității, planificarea funcționării, analiza performanțelor;
- de a înlocui expertul uman în activitățile intelectuale de nivel scăzut și mediu, cum ar fi: diagnoza, interpretarea datelor, coordonarea mentenanței;
- de a oferi suport pentru interfața om-mașină;
- de a oferi suport în activitatea de training;
- de a culege și organiza informațiile dintr-un domeniu specific și apoi de a asigura mentenanța și păstrarea acestora;
- de a oferi suport în deciziile referitoare la funcțiile de reglare și control, în situații critice, complexe;
- de a oferi suport în monitorizarea umană;
- de a oferi suport managementului în acțiunile rectificative.

Nu este posibilă folosirea unui sistem expert pentru:

- rezolvarea unor probleme pe care nici experții umani nu sunt capabili s-o facă;
- rezolvarea unor probleme soluționate cu succes de tehnologiile informatice tradiționale. În acest ultim caz folosirea sistemelor expert ar fi justificată dacă s-ar îmbunătăți performanța (de exemplu reglajul tensiune / putere ar putea fi realizat mai repede folosind sisteme expert).

Sistemele expert ar trebui privite ca o soluție complementară și nu ca una alternativă tehnologiilor informatice tradiționale. Cea mai mare eficiență a sistemelor expert este adesea văzută în combinație cu tehnologiile tradiționale, cu conceptele moderne de interfață om-mașina (de exemplu prin folosirea "tehnicilor fereastră") și cu alte tehnici de inteligență artificială. Tendința actuală orientată către un sistem hibrid "neuro-expert" poate oferi cadrul cooperării mai multor tehnici în contextul unui sistem de control.

Calitatea soluției obținute depinde de nivelul cunoștințelor expertului uman.

Aplicarea sistemelor expert este restricționată la domenii specifice limitate. Unul din avantajele sistemelor expert față de metodele numerice este abilitatea de a crește incremental. Orice sistem expert permite ca o nouă regulă să poată fi ușor adăugată, una veche ușor ștersă și o regulă individuală ușor modificată. Această operațiune se face cu mare atenție pentru a se evita contradicțiile sau pierderile nedorite de informații.

4.2.2. Cerințele utilizatorului și aspecte organizaționale

Utilizatorii se confruntă cu schimbări continue în sistemul energetic, schimbări în condițiile de muncă și în cerințele activității de exploatare. Ca urmare, sistemele expert trebuie să poată fi dezvoltate în funcție de evoluțiile din activitățile de exploatare și control.

Utilizatorii trebuie să cunoască și să aibă control asupra bazei de cunoștințe.

În general, ei stabilesc cerințele sistemelor expert în funcție de impactul acestuia asupra responsabilităților lor. Uneori solicită dreptul de a modifica datele pentru care ei sunt responsabili (de exemplu date privind unii parametri de funcționare).

4.2.2.1. Aspecte tehnice care trebuie luate în considerare înainte de implementarea unui sistem expert

Înainte de conceperea și implementarea unui sistem expert este necesar să se țină seama de următoarele:

- modul în care sunt obținute cunoștințele necesare și dificultățile în obținerea acestora (de exemplu găsirea experților competenți și convingerea acestora să folosească o parte din timpul lor pentru constituirea bazei de cunoștințe) și de a le modela;
- persoana care va conduce proiectul și persoana care îl va consilia: persoane calificate care au cunoștințe atât în ceea ce privește comportamentul și problemele utilizatorilor cât și în domeniul Inteligenței Artificiale;
- bilanțul experienței ce se poate obține în interiorul sau în exteriorul companiei în urma implementării sistemului expert;
- punctul de vedere al Managementului la următoarele probleme: "Cine va elabora proiectul?" și "Ce metode vor fi folosite?". Trebuie luate în calcul problemele tehnice, organizaționale și de personal, cum ar fi:
 - compatibilitatea cu aplicațiile existente;
 - cantitatea de muncă minimă atribuită activității expertului în timpul realizării bazei de cunoștințe;
 - schimbările intervenite în responsabilitățile și condițiile de muncă ale utilizatorilor.

4.2.2.2. Cerințele utilizatorului în ceea ce privește performanțele sistemelor expert

Cerințele generale ale utilizatorului față de sistemele expert se pot sintetiza în maniera următoare:

- a. fiabilitate și robustețe: capacitatea de a lucra cu informații incomplete și de a lua decizii adecvate pornind de la informațiile disponibile chiar și în situații ambigue;
- b. eficacitate și eficiență: acțiuni adecvate cu o utilizare eficientă a resurselor;
- c. Consistență: obținerea aceluiași rezultat în situații de exploatare identice;
- d. rapiditate și precizie: răspunsuri clare și rapide, în mod special în situații critice;
- e. transparentă: propunerea făcută trebuie să fie plauzibilă și reconstituibilă;
- f. flexibilitate și facilitare în mentenanță: adaptare la schimbarea condițiilor și respectiv mentenanță ușoară a bazei de date.

Dacă utilizatorul este operator de sistem, el va consulta sistemul expert și va obține de la el informațiile necesare prin intermediul:

- recomandărilor rapide însoțite de mesaje scurte și eficiente de "acțiune" și de "justificare a deciziilor luate" (se cere un nivel scăzut de justificare);
- indicațiilor referitoare la ordinea acțiunilor propuse;
- indicațiilor referitoare la gradul de încredere în recomandări (în cazul informațiilor incomplete).

Cu toate că indicarea gradului de încredere în recomandări poate conduce la confuzia operatorului în unele aplicații, acest lucru este preferabil față de o recomandare considerată certă dar eronată în realitate.

Fiind un sistem pe bază de cunoștințe, performanța unui sistem expert depinde de calitatea și cantitatea de cunoștințe disponibile. Unele activități de exploatare și control necesită informații on-line direct de la sistemul SCADA/EMS, caz în care un sistem expert dedicat controlului rețelei electrice folosește aceleași date pe care le văd și operatorii.

Pierderea unui sistem de control sau a uneia dintre componentele sale (RTU-urile, liniile de comunicații etc.) poate avea un efect negativ atât asupra operatorului cât și asupra sistemului expert.

Din acest motiv proiectele bazate pe Inteligența Artificială avansată ar putea să introducă funcții suport pentru a realiza, în situații dificile, o descriere plauzibilă a stării sistemului electric, din datele existente.

Mai mult de atât, cu ocazia proiectării Sistemului Expert, ar trebui făcute eforturi în sensul dezvoltării unor programe adiționale pentru up-datarea atât a interfeței om-mașină cât și a bazei de date pentru situațiile când are loc o schimbare în numărul componentelor de rețea.

Dacă utilizatorul sistemului expert este Managerul, acesta are nevoie suplimentar (față de cerințele generale) de:

- g. un nivel ridicat de justificare pentru deciziile luate;
- h. capacitatea de a studia evenimentele petrecute și de testare a celor viitoare.

De asemenea, ar trebui observat că inginerul de control este foarte familiarizat cu interfața om-mașină a sistemului SCADA/EMS. Astfel, el va sta în zona sistemului SCADA/EMS într-o situație de alarmă unde asistența sistemului expert ar trebui să fie disponibilă.

4.2.2.3. Avantaje și dezavantaje privind modul de realizare a sistemelor expert

Se pot distinge principalele avantaje, respectiv inconveniente, ale diferitelor modalități de realizare a sistemelor expert:

□ Dezvoltarea cu personalul din interior

• Avantaje:

- tehnologia ar putea fi cunoscută de către viitorii săi utilizatori prin contact direct, acestora fiindu-le mai ușor să se adapteze;
- dezvoltarea și mentenanța proiectului ar putea fi realizată fără asistență ulterioară.

• Dezavantaje:

- dificultatea de a termina proiectele la timp și de a nu depăși bugetul alocat;
- costurile pentru dezvoltare și training nu sunt întotdeauna transparente și competitive;
- există riscul unor concepții limitate, fără idei noi din exterior.

□ **Dezvoltarea și mentenanța printr-un serviciu exterior:**

• **Avantaje:**

- costuri transparente și competitive;
- controlul mai bun al finalizării la timp și al performanței;
- șanse mai mari de reușită.

• **Dezavantaje:**

- dezvoltarea unei competitivități interne mai reduse;
- dificultăți în ținerea la zi internă a bazei de date;
- proiectul este dedicat dar nu personalizat.

□ **Folosirea softurilor comerciale disponibile:**

• **Avantaje:**

- realizare rapidă;
- costuri reduse;
- suportul furnizorului;
- interfață om-mașină bine dezvoltată și eficientă.

• **Avantaje:**

- dificultăți în adaptarea software-lui standard la o problemă specifică;
- dependentă de buna reputație și flexibilitatea vânzătorului;
- probabilitate ridicată ca sistemul să nu corespundă cerințelor integrale ale utilizatorului.

Un sistem expert poate fi folosit în mod activ de către utilizatori dacă aceștia se pot baza în totalitate pe funcționalitatea lui. Din această cauză la început se limitează primele aplicații la funcții de consultare privind situații necritice până când fiabilitatea și eficacitatea sistemului sunt demonstrate.

4.2.2.4. Puncte forte și puncte slabe ale unui sistem expert

Performanțele unui sistem expert, în practica de zi cu zi, trebuie evaluate luând în considerare cerințele utilizatorului, costurile, comportamentul în situații practice și punctul de vedere a utilizatorilor care au folosit sistemul.

Caracteristicile speciale ale mentenanței, dezvoltarea regulilor de bază, a software-ului și a hardware-ului specifice realizării și utilizării sistemului expert necesită, de asemenea, multă atenție.

Principalele **argumente în favoarea utilizării sistemelor expert** sunt următoarele:

- expertiza la nivel înalt va fi întotdeauna disponibilă, independent de schimbările de personal, boli, vacanțe etc.;
- fiecare cerință sau situație este examinată cu aceeași profunzime de analiză și obiectivitate;
- extensia cunoștințelor este mai ușoară. Odată introduse, acestea sunt disponibile în totalitate;
- un sistem expert este capabil să explice calea sa de inferență și de deducție, de ce au fost cerute informații adiționale etc. În afară de faptul că el permite rezolvarea imediată a multor probleme de exploatare, analiza datelor de ieșire îmbunătățește capacitatea de înțelegere a inginerilor și indică modificările ce trebuie aduse bazei de cunoștințe;
- sistemul expert ia decizii de rutină în locul inginerilor, îmbunătățindu-le capacitățile de luare a deciziilor în situații complexe;

- după experimentarea cu succes a sistemelor expert și după acumularea unei experiențe suficiente în utilizarea lor, aplicarea lor poate fi extinsă;
- uneori, un operator trebuie să ia măsuri anormale sau contrare față de abordarea obișnuită (de exemplu deconectarea anumitor linii). În aceste cazuri, sistemul expert ar putea să-i întărească decizia prin confirmare (în schimb, dacă operatorul nu este de acord cu decizia / concluzia sistemului expert, atunci el este într-o poziție dificilă);
- dacă este necesar, sistemul expert își formulează recomandările folosind mai multe surse;
- procesul de acumulare de noi cunoștințe ar trebui să-i ajute pe specialiștii dintr-un domeniu să colecteze și să verifice propriile lor cunoștințe și să le compare cu cele ale altor specialiști;
- introducerea unui sistem expert îmbunătățește diseminarea cunoștințelor în interiorul firmelor și între acestea.

Punctele slabe ale unui sistem expert ar putea fi următoarele:

- un sistem expert poate da uneori recomandări / decizii eronate. Se pot accepta aceste decizii greșite, dacă consecințele sunt minore și nu pun în pericol securitatea personalului sau a alimentării cu energie la scară largă?
- este încă dificil să se obțină cunoștințe fiabile de la experții existenți. Unele date sunt neclare, vagi, motiv pentru care s-a sugerat să se folosească "raționamentul logicii fuzzy", pentru clarificare;
- nu este clar dacă existența unui sistem expert de succes ar slăbi capacitățile inginerilor de exploatare, care se vor afla în dificultate dacă sistemul nu ar mai fi disponibil;
- dispariția intuiției umane ar putea constitui un handicap;
- există posibilitatea progresului mai lent al cunoștințelor dintr-un domeniu anume datorită prezenței umane reduse;
- prezența unui sistem expert ar putea scădea motivarea salariaților și satisfacția muncii.

4.2.3. Beneficiile, costurile, riscurile și impactul adoptării unui sistem expert

Aplicarea unui sistem expert în centrele de control ale stațiilor electrice înseamnă mai mult decât adăugarea unui computer în plus, a unei baze de date sau a unui program de calculator la instalațiile existente.

Sistemul expert ar putea funcționa în mod independent dacă nu este necesar nici un fel de schimb de date cu echipamentul existent. Totuși, în multe situații, sistemul necesită un număr considerabil de informații și procesarea lor în timp real.

Schimbul rapid de date și consistența acestora adesea joacă un rol important în activitățile de exploatare și control. În asemenea cazuri, integrarea sistemelor expert în SCADA sau EMS poate conduce la o utilizare optimă a datelor disponibile și a funcțiilor software-ului.

Principalele condiții pentru o integrare de succes sunt: rapiditate foarte mare în execuția programelor software aferente sistemelor expert dedicate; cuplarea eficientă la facilitățile sistemului existent (baza de date on-line, interfața om-mașină, funcțiile de analiză ale rețelei electrice etc.) și respectiv ușurința în dezvoltarea și mentenanța acestui software.

4.2.3.1. Costuri

Costurile unui sistem expert depind de mediul în care se utilizează: de nivelul experienței personalului existent, de celelalte tehnici care sunt sau care ar putea fi utilizate pentru a ajuta personalul, de asistența și verificările realizate de om, de resursele disponibile în vederea dezvoltării și utilizării sistemului expert.

Mărimea și complexitatea sistemului expert, direct influențate de funcțiile sale, sunt de asemenea relevante în determinarea costurilor.

Dificultatea principală întâlnită în dezvoltarea sistemelor expert este achiziția cunoștințelor necesare. Majoritatea bazelor de cunoștințe de până acum au fost realizate de ingineri de IT prin interviuri cu experți din domeniu. Deși sunt cunoscute câteva tehnologii de învățare, procesul este foarte costisitor și din datele prezentate în literatura de specialitate rezultă că sunt necesari între 3-5 ani/om (participarea expertului în domeniu și/sau a utilizatorului fiind inclusă) pentru o aplicație sistem expert tipică.

Costurile adiționale pot fi foarte variabile. Următoarele exemple pentru un proiect tipic de sistem expert pot forma o idee despre costurile unor aplicații la scară mică / medie [CIGRE1993a]:

- pregătire (studiu de fezabilitate, caiet de sarcini, selectare, contractare): 10.000-50.000 US\$;
- costuri de achiziționare (în cazul unei achiziționări de la un furnizor de sistem expert): 10.000-50.000 US\$;
- costuri pentru training: 500-1.000 US\$/zi/persoană;
- costurile de suport / asistență tehnică ale vânzătorului: 1.000-1.500 US\$/zi/persoană;
- costuri de suport asistenta tehnică de la specialiști din altă țară (consultanți, ingineri de date): 2.000-3.000 US\$/zi;
- costuri de interfață om-mașină dedicate: 10.000-20.000 US\$;
- costuri de software adițional (baze de date și protocoale de comunicare): 10.000-20.000 US\$;
- costuri de platformă hardware (pentru sisteme autonome): 10.000-50.000 US\$ fiecare.

Utilizarea bazelor de cunoștințe dedicate împreună cu bazele de date deja existente constituie o îmbunătățire în arhitectura sistemului. Tehnicile bazate pe sisteme expert fac posibilă modificarea logicii unei aplicații la un preț mai mic decât în cazul sistemelor informatice tradiționale.

4.2.3.2. Riscurile principale și impactul asupra Companiei

Introducerea sistemelor expert în domeniul exploataării, controlului și poate, al protecției rețelei electrice poate avea succes numai dacă utilizatorul obține un câștig substanțial și durabil.

Până ce tehnologia sistemelor expert nu este perfect pusă la punct iar faza experimentală nu este în totalitate terminată, introducerea acestor tehnologii necesită o atenție mărită. O utilizare lipsită de succes în domeniul profesional ar putea face ca utilizatorul să revină la tehnicile tradiționale, ar atrage aversiunea

lui pentru noile tehnici și obstrucționarea reintroducerii sistemelor expert pentru o lungă perioadă de timp.

Personalul utilizatorului se poate teme de posibilul impact pe care sistemele expert le-ar putea avea asupra posturilor / locurilor de muncă. Este important ca utilizatorii să fie implicați cât mai devreme în activitatea de design a sistemului.

Pentru a se asigura acest lucru, imediat ce se ia decizia realizării unui sistem, utilizatorului final trebuie să i se acorde suficient timp să se organizeze și să găsească personalul necesar sau prestatorul pentru realizarea proiectului.

În multe cazuri, aplicarea unui sistem expert poate avea impact asupra organizării la utilizator. Aplicarea noi tehnologii se poate integra organizării existente sau poate cere schimbări în aceasta. Datorită structurii și posibilităților sistemului expert, rolul personalului de suport tehnic și al utilizatorilor se poate modifica.

Adesea, în funcție de mărimea și de complexitatea problemei, este posibil să fie necesară angajarea unor consultanți pentru a defini și construi sistemul expert, pentru a instrui utilizatorii și chiar pentru a-i asigura suportul necesar la folosirea lui curentă.

Utilizarea sistemului expert poate determina două atitudini extreme: fie că operatorii rețelei electrice ar fi în pericol dacă nu l-ar consulta, fie că oamenii ar fi în pericol să-și piardă locurile de muncă. Între cele două atitudini, există una moderată potrivit căreia noul sistem va fi acceptat odată ce se va dovedi că este util. Este general acceptat faptul că funcția sistemului expert este aceea de a oferi suport inginerilor și operatorilor, și nu de a-i înlocui.

Ar putea exista probleme în folosirea sistemelor expert pe calculatoarele EMS, deoarece: acestea sunt programate să ruleze programe numerice; trebuie disponibil un spațiu mare de memorie deoarece sistemele expert necesită mai multă memorie decât programele numerice; trebuie să existe o facilitate de comunicare între programele numerice și sistemul expert; majoritatea deciziilor sunt luate plecând de la bazele de date și de la rezultatele programelor de analiză.

4.2.3.3. Modalități de utilizare a sistemelor expert

Din punctul de vedere al utilizatorului, există trei modalități de introducere și de utilizare a sistemului expert:

- sistemul expert ca un experiment;
- sistemul expert ca o soluție matură și profesionistă pentru problemele curente de exploatare;
- sistemul expert ca o parte integrantă din sistemul de control, fiind suportul unui nou mod de exploatare, luând în considerare posibilitățile conceptelor interfeței moderne om-mașină.

4.2.3.4. Impactul sistemelor expert

Pe baza experienței internaționale referitoare la dezvoltarea și utilizarea sistemelor expert dedicate exploatarea rețelelor electrice de transport și distribuție a energiei electrice se pot preciza în mod cert următoarele concluzii:

- sistemele expert sunt folositoare dar nu pot înlocui omul complet;
- toate aspectele tehnice și organizaționale ale problemei trebuie bine înțelese și definite înainte ca cerințele sistemelor expert să fie elaborate;

- este indicat să se testeze printr-un mic proiect demonstrativ (prototip) și să se studieze impactul și accesibilitatea sistemelor expert;
- limbajul folosit pentru inteligența artificială sau pentru alte tehnologii specifice trebuie ales cu grijă. Noile tehnologii aflate încă în stadiu de dezvoltare / cercetare trebuie evitate pe cât posibil;
- trebuie implicat utilizatorul încă din stadiul de pregătire. Acest lucru va duce la o mai ușoară acceptare a sistemului;
- ciclul complet de viață a aplicației, inclusiv instruirea, upgradarea și mentenanța trebuie luat în considerare de la începutul proiectului;
- componentele hardware și software trebuie să fie compatibile cu ceea ce deja există în instalații;
- dezvoltatorii pot să nu fie întotdeauna conștienți de aspectele practice, de aceea utilizatorii și experți umani tehnologi trebuie să participe în mod activ la faza de dezvoltare.

4.2.4. Experiența privind utilizarea sistemelor expert în exploatarea și controlul rețelei electrice

Sistemele expert din domeniul exploatării rețelelor electrice, concepute și implementate până în prezent, au avut ca obiective [CIGRE1993a], [CIGRE1993b], [Martiney2008], [Moldoveanu2005a], [Moldoveanu2005b], [Moldoveanu2006a], [Moldoveanu2006d], [Kontogiannis2004], [Wester2004]:

- tratarea semnalizărilor;
- diagnoza defecțiunilor în rețelele și stațiile electrice;
- calculul distribuției sarcinii în rețelele electrice;
- reglarea circulației de putere reactivă și a tensiunii;
- estimarea stării sistemelor electroenergetice
- operațiuni de comutare;
- restaurarea sistemului electroenergetic după avarii majore;
- evaluarea siguranței în funcționare;
- probleme de stabilitate tranzitorie a sistemelor electroenergetice;
- instruirea operatorului;
- diagnoza și mentenanța echipamentelor electrice;
- automatizarea stațiilor;
- previziunea încărcării rețelelor;
- managementul puterilor consumate, respectiv generate;
- probleme specifice firmelor (restricții de mediu, rapoarte de management etc.).

Dintre sistemele expert dezvoltate pentru soluționarea unor probleme din rețelele electrice de transport și distribuție a energiei electrice, consemnate în literatura tehnică de specialitate, se menționează:

*Sistemul expert **PUB** suport al deciziilor operatorului sistemului de distribuție (implementat de Public Utilities Board din Singapore în colaborare cu Siemens) [Brunner1992]*

Sistemul a fost realizat de specialiștii de la Siemens, PUB furnizând informațiile referitoare la rețelele electrice. PUB a verificat baza de cunoștințe.

Proiectul s-a desfășurat pe o perioadă de doi ani. Implementarea sistemului expert nu a necesitat personal suplimentar.

*Sistemul expert **EVS** pentru procesarea semnalizărilor (implementat de Energie Versorgung SG, Germania) [Stelzner2006]*

Sistemul a devenit necesar din cauza numărului mare al semnalizărilor care au determinat decizii eronate de exploatare. Circa 6 % din semnalizări erau judecate incorect, iar deciziile erau eronate.

Baza de cunoștințe a fost realizată de către experți tehnologi, într-o perioadă de 2 ani și a necesitat un efort echivalent a 6 oameni-lună.

După introducerea sistemului expert, toate semnalizările primite în primele 10 s de la un defect în sistem au fost rezolvate foarte rapid și corect, în maxim 1 s.

*Sistemul expert **EDF** pentru analiza perturbațiilor în sistem (implementat de Electricité de France) [Brezillon 2000];*

Sistemul expert este dedicat analizelor "post factum". Sunt necesare 2 s pentru a realiza o diagnoză a înregistrărilor care conțin un număr foarte mare de evenimente.

Sistemul expert a fost realizat în laboratoarele EDF, implicând un efort echivalent a 73 oameni-lună.

*Sistemul expert **XVisor** pentru diagnosticarea stării transformatoarelor de putere (realizat de EPRI, SUA) [EPRI2003]*

Sistemul expert XVisor este a fost dezvoltat în perioada 1998-2005, realizând determinarea stării transformatoarelor și a componentelor anexe.

Utilizatorii de transformatoare pot efectua propria lor evaluare de stare pentru a determina dacă un transformator este deteriorat sau se află în fața unei defectări iminente. Sistemul expert determină, cu un grad rezonabil de încredere, dacă sunt necesare operații de mentenanță sau reparații.

XVisor servește de asemenea ca o bază de date permanentă pentru toate rezultatele încercărilor și inspecțiilor, reparațiilor, înlocuirilor și evenimentelor care pot afecta durata de viață a unui transformator. În final, asistența tehnică on-line definește termenii, mecanismele de defectare, încercările, inspecțiile, evenimentele, reparațiile.

Au fost dezvoltate noi versiuni, care includ trecerile izolate și tratează noile încercări de diagnosticare sofisticate, recent dezvoltate, cum ar fi încercările de răspuns în frecvență.

*Sistemul expert **NOVA - HES 6** pentru evaluarea gradului de umezire a izolației transformatoarelor de putere (realizat de Nova Industrial SA, România) [Nova 2006]*

Sistemul expert a fost dezvoltat în perioada 2004-2006 și evaluează umiditatea în izolația solidă a transformatoarelor de putere pe baza a șase metode de diagnoză diferite precizate în standarde internaționale sau proceduri operaționale:

- metoda bazată pe măsurarea conținutului de apă dizolvată în ulei;
- metoda bazată pe măsurarea rezistenței de izolație a înfășurărilor, respectiv a tangentei și permitivității dielectrice a uleiului;
- metoda bazată pe măsurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice a izolației înfășurărilor și respectiv a uleiului;
- metoda bazată pe măsurarea tensiunii de revenire a izolației înfășurărilor;
- metoda bazată pe măsurarea gradului de saturație cu apă a uleiului;
- metoda polarizării / depolarizării dielectricului.

Sistemul expert HES 6 constituie un sistem informatic independent, care realizează următoarele operații:

- evaluează cantitativ gradul de umezire a uleiului și respectiv a izolației solide a transformatoarelor de putere folosind **șase** metode de evaluare (mărind astfel încrederea în rezultatele obținute);
- face aprecieri privind certitudinea / incertitudinea rezultatelor măsurătorilor;
- compară valorile obținute pentru conținutul de apă în izolația hârtie-ulei cu limitele prescrise de normative;
- încadrează starea transformatorului în categoriile de stare predefinite: bună, acceptabilă, proastă sau inacceptabilă;
- face recomandări privind exploatarea ulterioară a transformatorului și respectiv necesitatea / urgența uscării / regenerării izolației.

Sistemul expert HES 6 poate fi folosit ca sistem informatic de sine stătător și/sau integrat în sistemul expert mai complexe pentru evaluarea stării tehnice momentane a transformatoarelor de putere din exploatare.

În tabelele 4.2. și 4.3. sunt prezentate criteriile de selecție și de utilitate a celor 5 sisteme expert:

Tabelul 4.2. Criteriile de selecție pentru utilizarea sistemelor expert

Nr. crt.	Sistemul expert	Prevenirea erorilor umane	Mentținerea cunoștințelor sistemului	Standardizarea acțiunilor rapide	Reducerea sarcinilor personalului de exploatare	Testarea tehnologia sistemelor expert
1	PUB		X		X	
2	EVS	X				
3	EDF			X	X	X
4	Xvisor	X			X	X
5	NOVA - HES 6	X			X	

Tabelul 4.3. Utilizarea sistemelor expert

Nr. crt.	Sistemul expert	Diagnosticare	Restaurarea condițiilor normale de funcționare	Procesarea semnalizărilor	Suport pentru personalul de exploatare	Măsuri de corecție și evaluare a siguranței
1	PUB	X	X	X	X	
2	EVS			X	X	X
3	EDF	X			X	X
4	Xvisor	X			X	
5	NOVA - HES 6	X			X	X

Se observă că 4 din cele cinci sisteme expert au fost dedicate în special diagnosticării stării tehnice a componentelor rețelelor electrice.

4.3. Concluzii

Pe baza elementelor prezentate în acest capitol se pot formula următoarele concluzii:

1. Sistemele expert în domeniul managementului și a mentenanței echipamentelor electrice de înaltă tensiune au rolul principal de a evalua starea tehnică momentană a instalațiilor și de a recomanda cea mai oportună decizie de exploatare și de mentenanță.

2. Sunt mai multe categorii de sisteme expert, în funcție de problemele complexe pe care trebuie să le rezolve ca de exemplu: evaluarea stării tehnice momentane a echipamentelor electrice de înaltă tensiune, calculul distribuției sarcinii în rețelele electrice, reglarea puterii reactive și a tensiunii, restaurarea sistemului energetic, evaluarea siguranței în funcționare etc.

5. SISTEMUL EXPERT TRANSPOWER

5.1. Prezentare generală

Mentenanța echipamentelor electrice din stațiile electrice de înaltă tensiune din cadrul sistemelor de transport al energiei electrice reprezintă o componentă importantă a disponibilității sistemului energetic și a costurilor operatorilor de transport și de sistem din întreaga lume.

Așa cum rezultă din cele precizate în capitolul 4, pentru reducerea costurilor, pentru ușurarea evaluării opțiunilor de mentenanță, respectiv pentru reducerea riscului unor scoateri din funcțiune neplanificate sau a unor decizii eronate de exploatare, elaborarea și utilizarea unor sisteme expert dedicate reprezintă cea mai bună soluție. Autorul tezei a militat constant pentru elaborarea unui asemenea sistem expert destinat necesităților Companiei Naționale de Transport a Energiei Electrice – CN Transelectrica SA [Diaconu2004a], [Diaconu2005b], [Diaconu2006a], [Diaconu2006c], [Diaconu2007a], [Diaconu2007g], [Diaconu2008a], [Diaconu2008b], [Diaconu2008g] care să realizeze diagnoza stării tehnice momentane a echipamentelor electrice de înaltă tensiune din rețeaua de transport a energiei electrice, managementului mentenanței acestora, elaborarea și actualizarea permanentă a unei baze de date care să cuprindă toate documentele legate de diagnoză și acțiunile de mentenanță (rezultatele încercărilor și analizelor, rapoartele de încercare și de expertiză, rapoartele de incidente, rapoartele de echipament deteriorat, rapoartele de reparații – operații și costuri, rapoartele de mișcare / înlocuire etc.).

În acest context, sub responsabilitatea tehnică directă și cu contribuția majoră a autorului, a fost dezvoltat și implementat sistemul expert având denumirea generică **TRANSPOWER** [Diaconu2004a], [Moldoveanu2004], [Diaconu2005b], [Diaconu2006a], [Moldoveanu2006a], [Moldoveanu2006b], [Moldoveanu2006d], [Diaconu2007a], [Diaconu2007g], [Diaconu2008b], [Diaconu2008g]

Sistemul expert **TRANSPOWER** este un sistem modular, destinat diagnozei, evaluării stării tehnice momentane și mentenanței echipamentelor electrice primare de 110-750 kV: transformatoare și autotransformatoare de putere, transformatoare de curent, transformatoare de tensiune, bobine de compensare, întreruptoare, separatoare, descărcătoare (figura 5.1).

5.2. Obiectivele sistemului expert TRANSPOWER

La dezvoltarea sistemului expert **TRANSPOWER** s-au avut în vedere următoarele obiective principale referitoare la managementul echipamentelor electrice primare de înaltă tensiune din instalațiile rețelei de transport al energiei electrice:

- optimizarea duratei de viață a echipamentelor pe termen lung și respectiv pe termen scurt;
- optimizarea fiabilității și a activității de mentenanță;
- impunerea unui regim strict de lucru cu prestatorii de servicii de măsurători și probe prin precizarea nomenclatorului de încercări (nomenclator diferențiat în funcție de prilejul efectuării probelor: punere în funcțiune, lucrări de mentenanță minoră sau majoră pe diverse nivele, după incidente, expertize tehnice), a datelor privind condițiile de efectuare a probelor / măsurătorilor / analizelor, a formularului de raport de încercare elaborat la terminarea probelor;

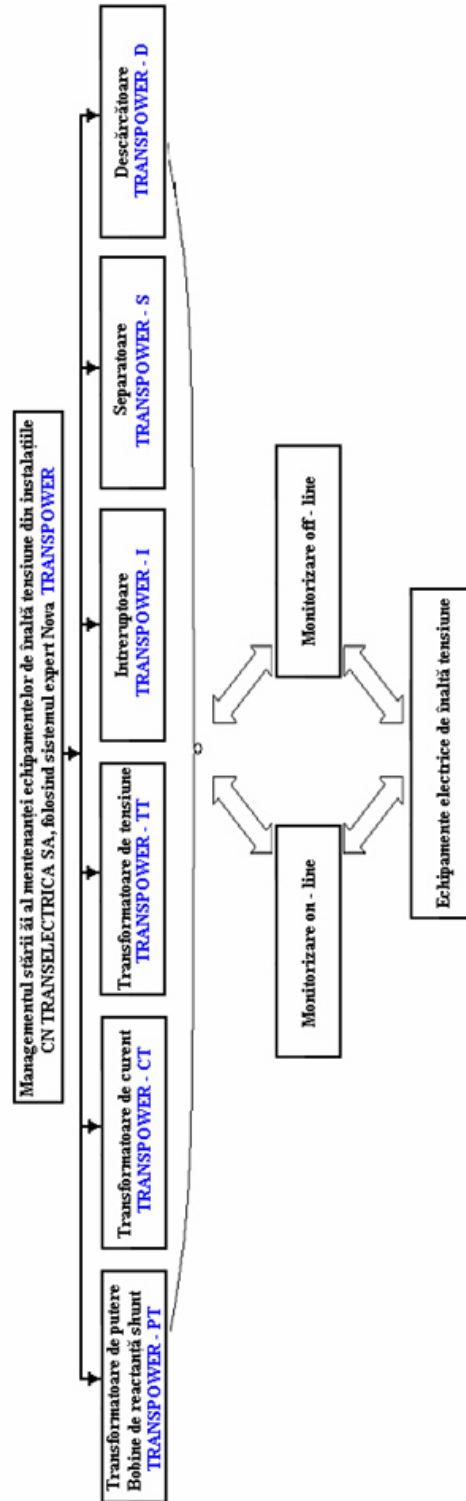


Fig. 5.1. Strategia pentru evaluarea echipamentelor electrice de înaltă tensiune cu ajutorul sistemului expert **TRANSPOWER** și monitorizarea on și/sau off line a acestora

- stabilirea criteriilor de evaluare a stării tehnice a echipamentelor primare de înaltă tensiune (transformatoare de putere, transformatoare de curent și de tensiune, bobine de compensare, întreruptoare, separatoare, descărcătoare), pe bază de încercări (probe, analize, măsurători și verificări) conforme cu cerințele standardelor și normativelor tehnice în vigoare, respectiv cu procedurile operaționale de diagnoză rezultate în urma experienței de exploatare sau a rezultatelor studiilor și a cercetărilor, confirmate în practică;
- prelucrarea rezultatelor încercărilor, raportându-le la valorile de referință (dacă este cazul) și calculând abaterile față de acestea (valorile de referință sunt preluate din rapoartele de încercare ale fabricii constructoare sau din alte documente tehnice normative de referință, prescrise);
- crearea posibilității de analiză rapidă (în câteva minute) a raportului de încercare, prezentat de prestator utilizatorului, sub aspectele: respectării nomenclatorului de probe și a condițiilor tehnice de execuție a lor, în conformitate cu comanda de servicii de probe;
- indicarea abaterii valorilor obținute la probele efectuate, în raport cu valorile de referință impuse de normativul / standardele de încercare, precizate în comanda de servicii de probe;
- încadrarea stării echipamentului diagnosticat în categoriile de stare predefinite: *bună, acceptabilă, proastă, inacceptabilă*;
- prescrierea de recomandări privind exploatarea în continuare a echipamentului diagnosticat și respectiv necesitatea / urgența retragerilor din exploatare și/sau a lucrărilor de mentenanță.

5.3. Procesul operațional tehnologic al sistemului expert TRANSPOWER

Sistemul expert a fost astfel conceput încât utilizatorul să poată folosi la maximum datele pe care trebuie să le furnizeze, în format electronic, prestatorii de servicii de „probe și măsurători” cu prilejul recepției lucrărilor efectuate la investigarea unui anumit tip de echipament.

Etapele optime de parcurs, în utilizarea sistemului expert **TRANSPOWER**, sunt următoarele:

Etapa 1

Utilizatorul impune prestatorului de servicii de încercare (probe măsurători, verificări, analize) a echipamentelor din stațiile de transformare următoarele:

- nomenclatorul de încercări care se vor efectua (anexele 1-6);
- standardele, prescripțiile, instrucțiunile sau procedurile operaționale de referință a încercărilor pe care el le-a solicitat;
- subprogramul de editare a raportului de încercare tip compatibil cu sistemul expert **TRANSPOWER**, pe care prestatorul trebuie să-l folosească la editarea raportului de încercare, în urma încercărilor pe care le-a efectuat.

Etapa 2

Prestatorul efectuează probele, măsurătorile, analizele și verificările, apoi întocmește raportul de încercare, folosind subprogramul menționat și predă acest raport (în formă scrisă și electronică) utilizatorului.

Etapa 3

Utilizatorul lansează programul specific sistemului expert, importând în baza de date noul raport de încercare.

Etapa 4

Utilizatorul comandă sistemului expert **TRANSPOWER**, expertizarea automată a datelor din raportul de încercare.

Sistemul expert **TRANSPOWER** va analiza datele și va furniza utilizatorului:

- a) informații privind modul în care raportul de încercare a fost sau nu corect întocmit (dacă sunt precizate toate datele de identificare a echipamentului investigat, dacă datele acestea sunt corecte);
- b) informații despre modul cum sunt îndeplinite condițiile de efectuare a probelor în conformitate cu documentele tehnice de referință, precizate de utilizator, semnalând existența unor eventuale incertitudini asupra rezultatelor sau certificând respectarea condițiilor tehnice impuse la probe;
- c) informații dacă rezultatele probelor, măsurărilor și analizelor efectuate corespund valorilor limită precizate în documentele de referință;
- d) informații despre starea echipamentului investigat sau a componentelor sale principale, *corespunde / nu corespunde*, în conformitate cu condițiile din documentele tehnice de referință;
- e) o evaluare a stării echipamentului și a componentelor sale principale, încadrând-o în următoarele stări prestabilite: *bună, acceptabilă, proastă, inacceptabilă*;
- f) încadrează starea echipamentului și a componentelor sale principale în stări prestabilite: *bună, acceptabilă, proastă, inacceptabilă*;
- g) face recomandări prestabilite pentru măsuri de exploatare și/sau mentenanță;
- h) acordă un punctaj caracteristic pentru rezultatele obținute la încercările efectuate;
- i) evaluează global starea echipamentului investigat și stabilește un punctaj caracteristic acestei stări, în funcție de care se poate stabili din punct de vedere tehnic necesitatea și urgența lucrărilor de mentenanță, respectiv ordinea din punct de vedere tehnic de intervenție într-un parc existent de transformatoare.

Etapa 5

În cazul în care raportul de încercare corespunde tuturor condițiilor în ceea ce privește nomenclatorul de încercări care trebuia efectuat și condițiile tehnice din documentele de referință, utilizatorul avizează favorabil acest raport, introduce datele de identificare a persoanei desemnată să verifice și să avizeze raportul, apoi salvează raportul în baza de date.

În cazul în care sistemul expert **TRANSPOWER** sesizează că raportul de încercare nu corespunde cerințelor din comanda de încercare, utilizatorul are două soluții:

1. să returneze raportul de încercare pentru completare, modificare etc.;
2. să-și ia responsabilitatea și să avizeze favorabil raportul de încercare.

Etapa 6

În cazul în care unele rezultate sunt necorespunzătoare, fapt sesizat de sistemul expert **TRANSPOWER**, utilizatorul poate apela la un specialist al său sau la un expert care, utilizând sistemul **TRANSPOWER**, va reface expertiza asigurând o interpretare proprie a rezultatelor și:

- a) va stabili în ce măsură abaterile de la condițiile tehnice impuse pentru execuția încercărilor, sau lipsa datelor despre modul de realizare a acestor măsurători, pot influența valorile rezultatelor obținute și respectiv concluziile referitoare la încercările efectuate;
- b) va stabili necesitatea repetării unora din încercări, de același sau de alt prestator, urgența repetării acestora;
- c) va stabili necesitatea efectuării unor încercări suplimentare și care sunt acestea;
- d) va stabili recomandări pentru posibili executanți ai încercărilor, care să aibă personal pregătit profesional, dotarea tehnică și experiența de încercare necesară pentru mai multe lucrări de acest gen;
- e) va analiza rezultatele obținute și dosarul de istorie a echipamentului, ținând seama de experiența sa tehnico-științifică în domeniu;
- f) va evalua rezultatele încercărilor și va trage concluzii privind starea tehnică a echipamentului investigat – pe componente și globală;
- g) va face recomandări pentru exploatare și/sau mentenanță;
- h) va acorda punctajul de evaluare globală a echipamentului.

Etapa 7

Salvarea raportului de expertiză în baza de date de tip **TRANSPOWER**.
Expertiza se consideră terminată.

Etapa 8

Efectuarea de noi măsurători pentru elucidarea problemelor apărute la prima serie de măsurători (dacă este cazul).

Etapa 9

Idem etapa 4.

Etapa 10

Idem etapa 5.

Etapa 11

În cazul în care unele rezultate sunt necorespunzătoare, sesizate și de sistemul expert **TRANSPOWER**, utilizatorul va apela din nou la un specialist al său sau la un expert care utilizând sistemul **TRANSPOWER**:

- a) va stabili în ce măsură abaterile de la condițiile tehnice impuse pentru execuția încercărilor, sau lipsa datelor despre modul de realizare a acestor măsurători, pot influența valorile rezultatelor obținute și respectiv concluziile referitoare la încercările efectuate;
- b) va evalua rezultatele încercărilor și va trage concluzii privind starea tehnică a echipamentului investigat - pe componente și globală;
- c) va face recomandări pentru exploatare și/sau mentenanță;
- d) va acorda punctajul de evaluare globală a echipamentului.

Etapa 12

Salvarea raportului de expertiză în baza de date de tip **TRANSPOWER**.
Expertiza se consideră terminată.

Diagrama procesului operațional al sistemului expert **TRANSPOWER**, în conformitate cu etapele menționate, este prezentată în figurile 5.2.a și b.

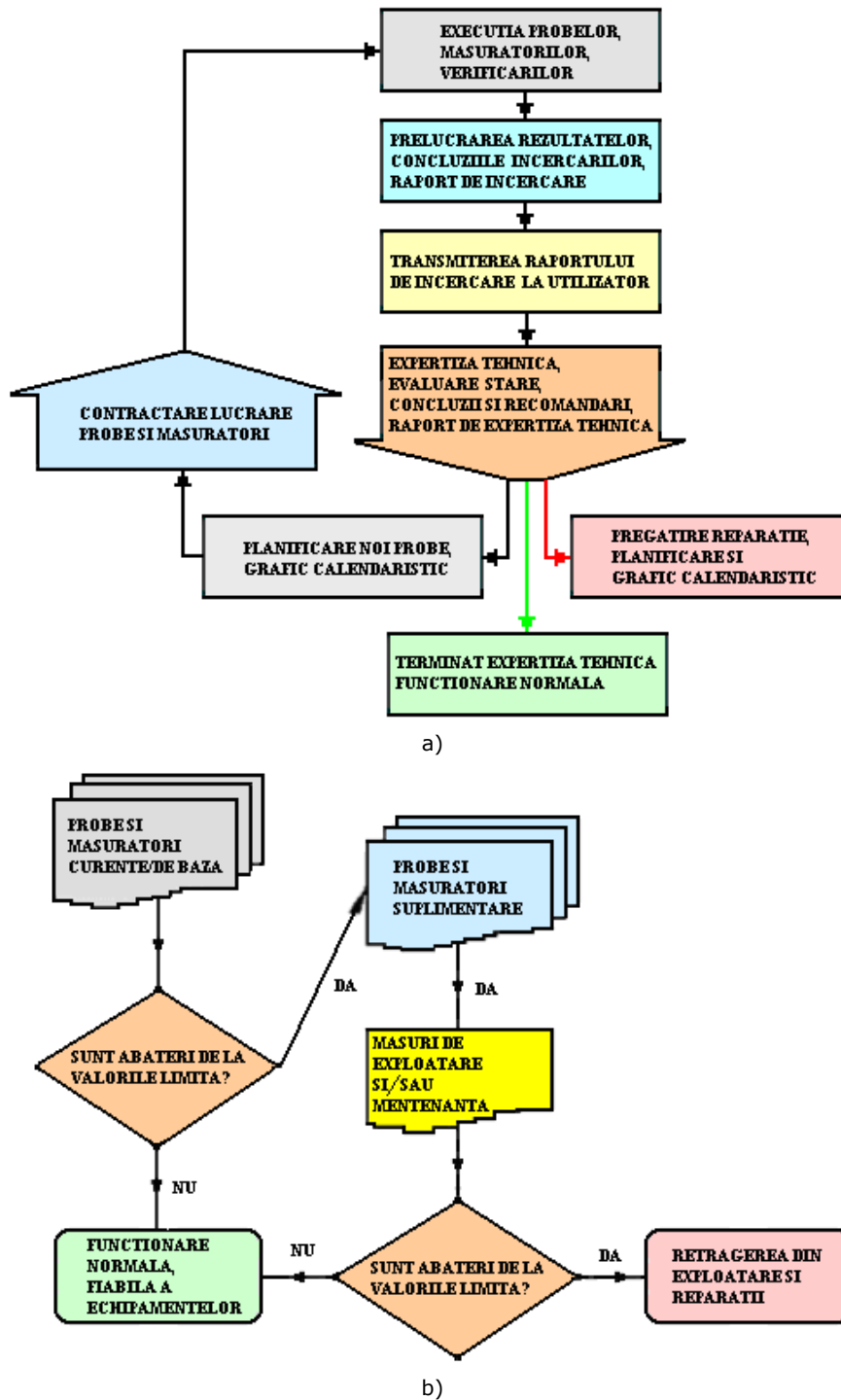


Fig. 5.2. Diagrama procesului operațional tehnologic de evaluare a stării tehnice a echipamentelor, specifica sistemului expert **TRANSPOWER**

5.4. Arhitectura sistemului expert

Arhitectura sistemului expert este formată din patru componente: intrarea sistemului expert, partea logică a sistemului expert, feedback-ul sistemului expert și ieșirea sistemului expert (fig. 5.3 și 5.4).

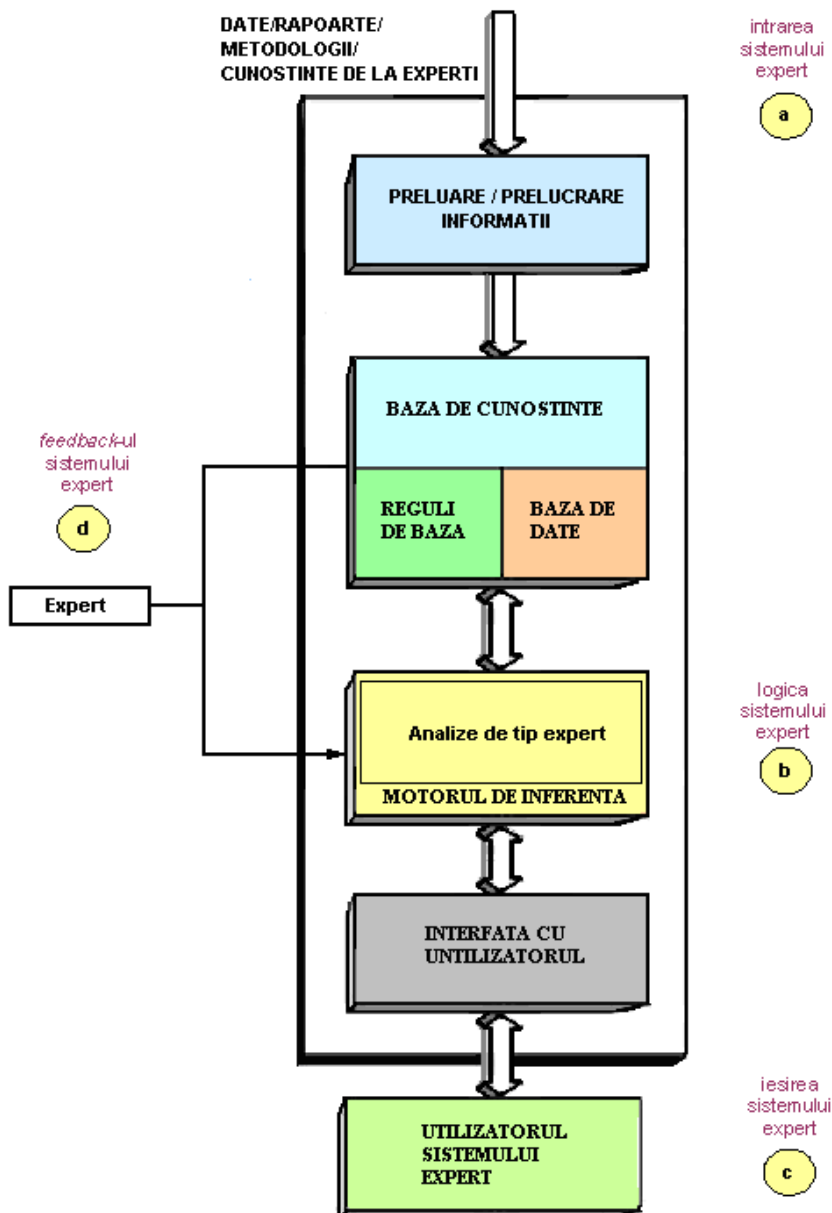
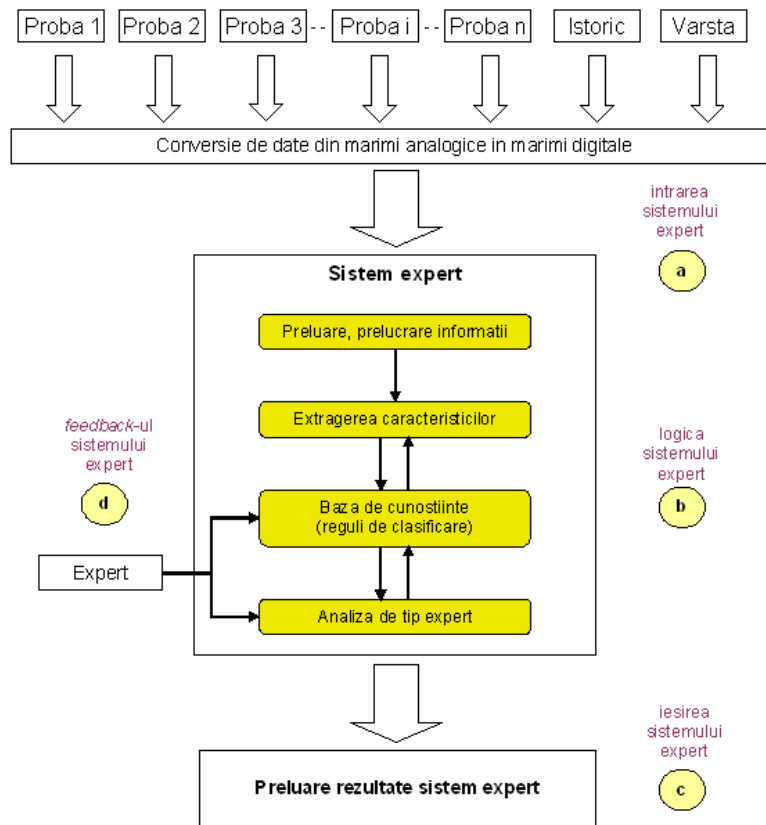


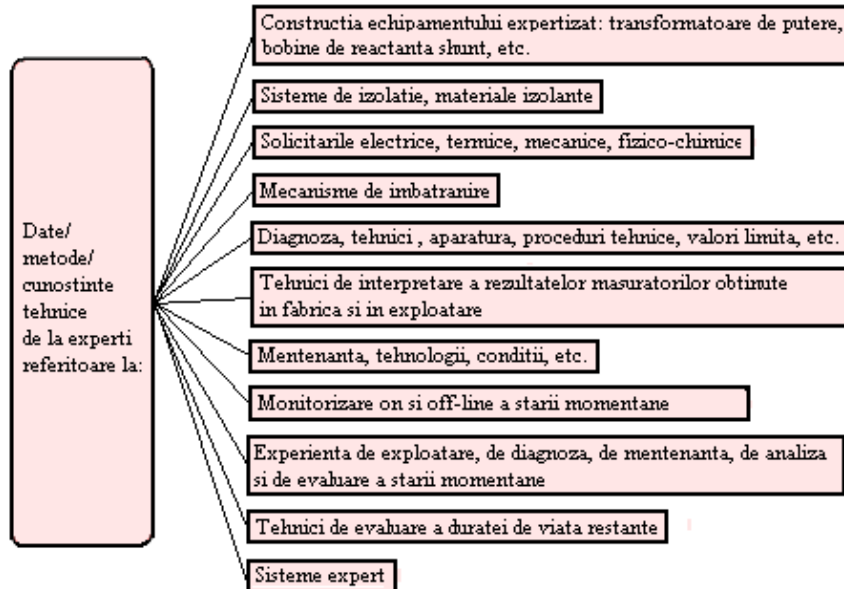
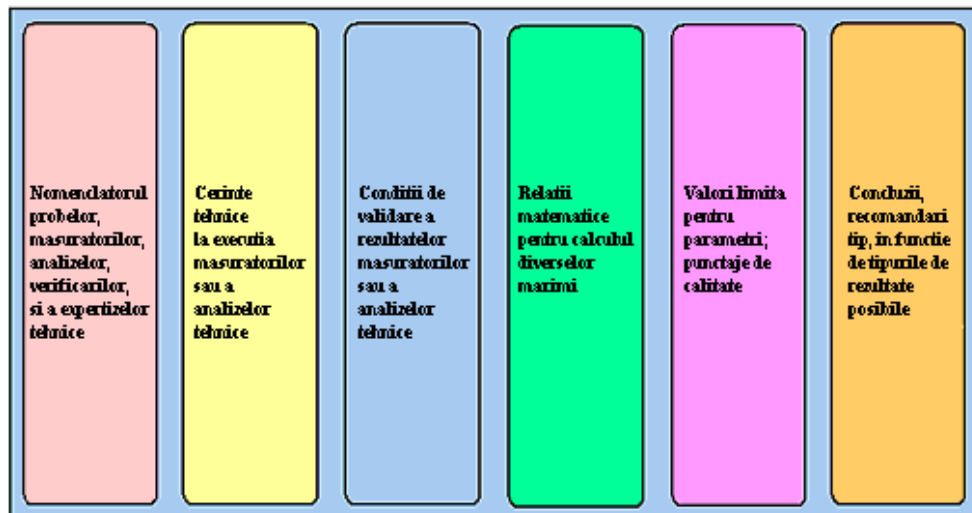
Fig. 5.3. Structura sistemului expert **TRANSPOWER**

Fig. 5.4. Arhitectura sistemului expert **TRANSPOWER**

Intrarea sistemului expert este accesibilă utilizatorului, pentru a introduce diverse date tehnice și rezultate ale unor măsurători, specifice fiecărei metode de evaluare. Această componentă asigură de asemenea validarea sau invalidarea datelor introduse (de exemplu prin verificarea îndeplinirii condițiilor tehnice impuse la măsurători).

Partea logică a sistemului expert este structurată pe 4 niveluri.

1. *Preluarea și prelucrarea informațiilor.* Nivelul reprezintă interfața dintre componentele de intrare și logica din cadrul sistemului expert. Astfel, sistemul expert preia datele de la componenta de intrare, le validează și le face disponibile nivelului următor din cadrul logicii sistemului expert.
2. *Extragerea caracteristicilor.* În cadrul acestui nivel sistemul expert prelucrează informația validă, obținută de la pasul anterior, rezultând o serie de caracteristici specifice metodei de analiză.
3. *Baza de cunoștințe.* În acest nivel, sistemul expert aplică asupra caracteristicilor obținute în pasul anterior o serie de reguli de clasificare. Acestea au la bază date, metodologii și cunoștințe ale experților tehnici în domeniu (fig. 5.5) și regulile de bază privind diagnoza, validarea și interpretarea datelor (fig. 5.6).
4. *Analiza de tip expert.* Acesta reprezintă ultimul și cel mai important nivel, întrucât este cel care implementează analiza specifică metodei utilizate. Informațiile rezultate la pasul anterior sunt evaluate, apoi procesul de analiză duce la decizia finală privitoare la gradul de umezire a izolației echipamentului verificat.

Fig. 5.5. Date, metodologii și cunoștințe de la experți aferente sistemului expert **TRANSPOWER**Fig. 5.6. Reguli de bază aferente sistemului expert **TRANSPOWER**

Între cele patru niveluri există legături uni sau bi direcționale. Fiecare nivel preia date de la nivelul imediat inferior, cu excepția nivelului de preluare și prelucrare de informații, care preia informații direct de la componenta de intrare a sistemului expert. Pentru nivelurile care prelucrează datele specifice – nivelul extragere a caracteristicilor; nivelul bază de cunoștințe și nivelul analiză de tip expert – sunt formate și legăturile inverse, nivelul inferior putând prelua date de la nivelul superior. Prin această organizare se asigură o separare clară a funcționalităților în cadrul logicii sistemului expert, ceea ce duce la o verificare mult mai simplă a funcționalităților implicate și la posibilitatea de a adapta rapid diversele niveluri la eventuale noi cerințe.

Nivelurile de clasificare și analiză – nivelul bază de cunoștințe și nivelul analiză de tip expert – necesită uneori informații suplimentare, venite de la un expert uman. Acest fapt duce la o mai bună integrare a procedurii de diagnosticare, prin combinarea metodelor computerizate cu analiza umană.

Feedback-ul sistemului expert oferă utilizatorului uman posibilitatea de a interveni în procesul de diagnosticare, prin introducerea de informații noi chiar în timpul evaluării.

Ieșirea sistemului expert oferă utilizatorului avizat concluziile rezultate în urma analizei de tip expert. Înglobate în rapoarte specifice, aceste concluzii constituie baza procesului de diagnoză a gradului de umezire a izolației transformatoarelor de putere și a bobinelor de reactanță aflate în exploatare.

5.5. Diagrama operațională software a sistemului expert TRANSPOWER

Arhitectura aplicației **TRANSPOWER** conține trei componente logice principale: modulul utilizator, modulul baza de date și modulul logica sistemului expert, între care au loc diverse operații și schimburi de date. Diagrama operațională a sistemului este prezentată în figura 5.7.

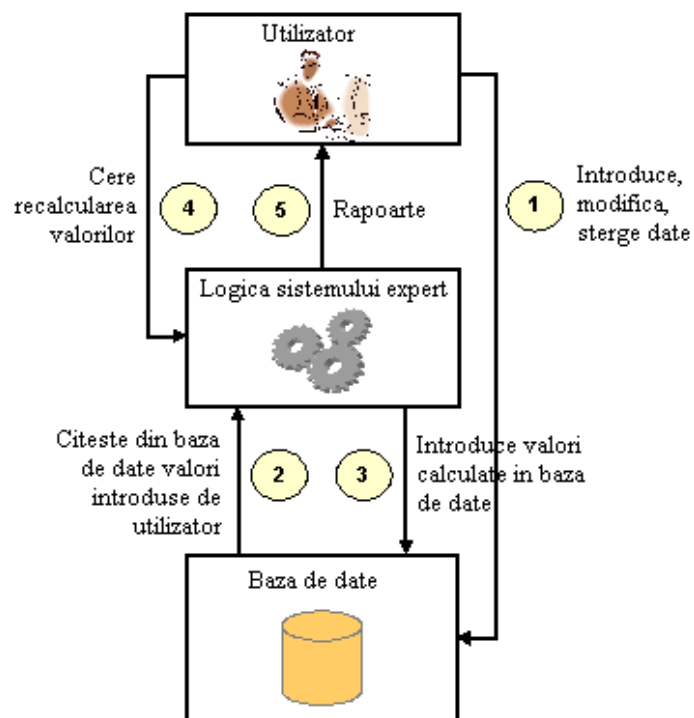


Fig. 5.7. Diagrama operațională a sistemului expert **TRANSPOWER**

Utilizatorul introduce înregistrări în baza de date. O înregistrare conține mai multe date, structurate în 2 categorii: date generale și date necesare aplicării metodelor tehnologice specifice.

Operațiile de gestiune de date care pot fi efectuate sunt: introducerea de înregistrări, modificare sau ștergere. La introducerea sau modificarea înregistrărilor, baza de date este completată automat cu o serie de date suplimentare, furnizate de către logica sistemului expert, pe baza datelor introduse sau modificate.

În baza de date pot intra și datele rezultate din monitorizările on-line.

Utilizatorul poate cere direct logicii sistemului expert recalcularea rezultatelor.

Datele introduse sau calculate de către sistemul expert se pot vizualiza și tipări sub formă de rapoarte.

Operațiile de gestiune pe care un utilizator le poate efectua în cadrul sistemului sunt de două tipuri principale: operații de gestiune de date și operații de gestiune de rapoarte.

- *Operațiile de gestiune de date* se împart în: navigarea între datele introduse, introducerea de date noi, modificarea de date și ștergerea de date.
- *Operațiile de gestiune de rapoarte* se împart în: navigarea între rapoartele generate, generarea de rapoarte noi, salvarea unor copii ale rapoartelor generate, ștergerea de rapoarte și tipărirea de rapoarte. Utilizarea tuturor operațiilor este restricționată în funcție de categoria utilizatorilor.

O serie de alte funcții generale, precum oferirea de informații despre aplicație, afișarea și tipărirea licenței de utilizare sau ieșirea din sistem a utilizatorului curent, sunt disponibile tuturor categoriilor de utilizatori.

Pentru protecția informațiilor stocate în sistem se folosește un sistem de validare a drepturilor de acces la operațiile de gestiune, prin verificarea unei perechi nivel utilizator / parolă. Există 2 niveluri de acces: operator nivel 1, respectiv nivel 2. În tabelul 5.1 se prezintă drepturile corespunzătoare nivelurilor de acces, pentru fiecare operație.

Tabelul 5.1. Niveluri de acces

	Date				Rapoarte			
	I	N	M	S	I	N	S	T
Operator nivel 1	X	X			X	X		X
Operator nivel 2	X	X	X	X	X	X		X

I – introducere informații noi; N – navigare; M – modificare informații;
S – ștergere informații; T – tipărire informații

Diagrama de utilizare (*use case diagram*) reprezintă schematic fluxul activităților utilizatorilor. Utilizatorii trebuie să se înregistreze mai întâi în sistem, pentru a avea acces la funcționalitățile acestuia (fig. 5.8). În diagramă, nivelurile utilizatorilor au asociate diverse culori, care se regăsesc în dreptul operațiilor legate de gestiunea datelor sau a rapoartelor, pentru a arăta disponibilitatea acestor operații pentru un utilizator care și-a validat drepturile de acces la nivelul respectiv.

Modelul tehnologic implementat în interiorul logicii sistemului expert se bazează pe (n) metode de investigare distincte (anexele 1-6), specifice tipului de echipament de înaltă tensiune expertizat: transformatoare de putere, bobine de reactanță șunt, transformatoare de tensiune, transformatoare de curent, întreruptoare, separatoare, descărcătoare de protecție la supratensiuni. De asemenea, fiecare modul al sistemului expert ține seama de istoricul de exploatare și de mentenanță al echipamentului expertizat, respectiv de vârsta acestuia.

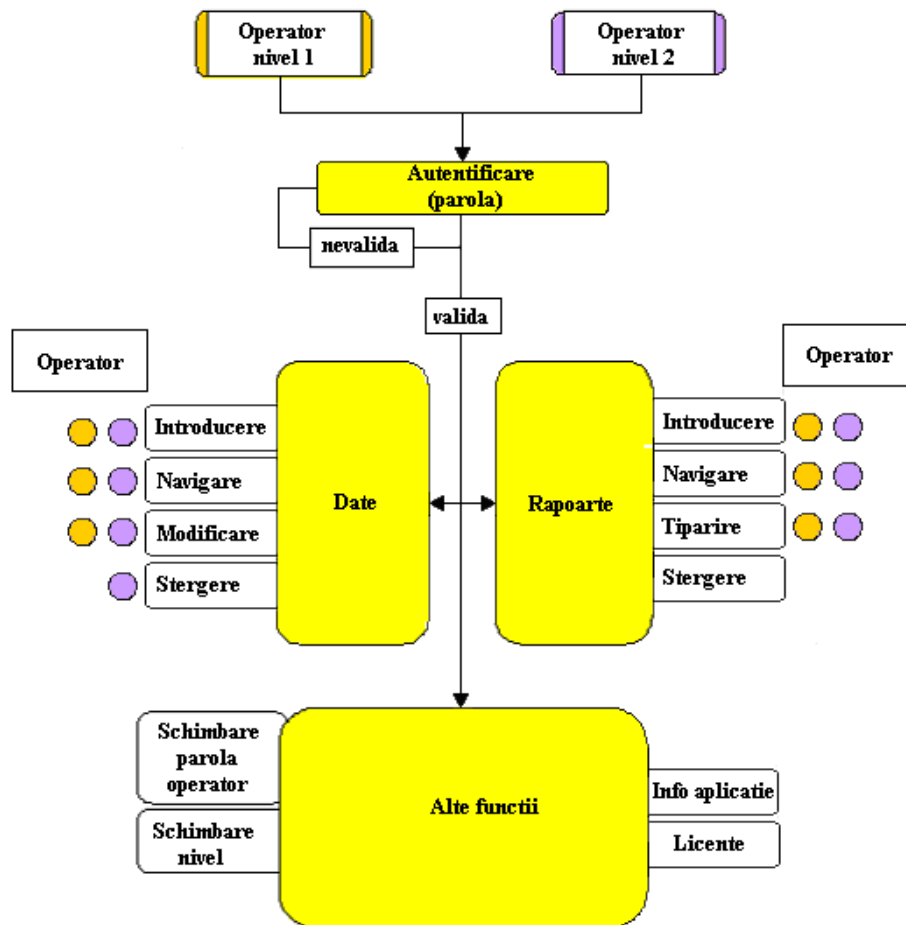


Fig. 5.8. Diagrama cazurilor de utilizare

5.6. Software-ul specific sistemului expert TRANSPOWER

5.6.1. Elemente caracteristice

Sistemul expert **TRANSPOWER** permite agregarea și diseminarea informației pe diferite niveluri ierarhice și accesul facil și selectiv al tuturor categoriilor de utilizatori autorizați.

Sistemul expert **TRANSPOWER** este un sistem modular, destinat evaluării stării și respectiv a mentenanței echipamentelor electrice primare de 110 - 750 kV:

- modulul **TRANSPOWER – PT**: transformatoare de putere și bobine de reactanță sunt;
- modulul **TRANSPOWER – TC**: transformatoare de curent;
- modulul **TRANSPOWER – TT**: transformatoare de tensiune;
- modulul **TRANSPOWER – I**: întreruptoare de înaltă tensiune;
- modulul **TRANSPOWER – S**: separatoare;
- modulul **TRANSPOWER – D**: descărcătoarele de protecție la supratensiuni).

La baza elaborării fiecărui modul, componentă a sistemului expert, se află o componentă tehnologică bine documentată și elaborată, care stabilește nomenclatorul încercărilor pentru evaluarea stării tehnice momentane a echipamentului cărui îi este destinat modulul respectiv, condițiile de efectuare a probelor și de validare a rezultatelor investigațiilor, limitele admise diferențiat pe cele patru categorii de stare (*bună, acceptabilă, proastă, inacceptabilă*), recomandările de mentenanță / exploatare pentru fiecare investigație specifice celor patru categorii de stare menționate, conținutul rapoartelor de încercare și respectiv de expertiza tehnică în funcție de scopul / prilejul investigațiilor (punere în funcțiune, inspecție tehnică – mentenanță de nivel 1, revizii tehnice – mentenanță de nivel 2, reparații curente – mentenanță de nivel 3, reparații capitale – mentenanță de nivel 4, expertize tehnice cu prilejul unor incidente sau analize tehnice speciale).

Fiecare din cele șase module menționate ale sistemului expert **TRANSPOWER** este format, în principal, din trei componente:

- baza de date relațională referitoare la echipamentul primar respectiv;
- interfața grafică unitară pentru module diferite, comună pentru toate categoriile de utilizatori;
- software de administrare și comunicație.

Pentru o mai mare flexibilitate, modulele sistemului expert pot rula în două moduri:

- a) independent, folosind un fișier de date propriu aplicației software;
- b) conectat la o bază de date centrală (server Oracle).

Software-ul aferent sistemului expert **TRANSPOWER** permite:

- stabilirea sistemului de organizare a principalelor categorii de date analizate: tipurile de date, nomenclatoare, coduri; regulile de analiză a datelor; gradele de securitate a informațiilor.
- stabilirea unor fluxuri informaționale la nivel de companie și sucursale: persoanele și grupurile de persoane care vor avea acces, locațiile unde sunt aceste persoane și grupuri și drepturile lor de acces (vizualizare, încărcare, întreținere, administrare); volumul și traficul de date; formatul în care se vor vehicula datele.
- stabilirea unor structuri optimizate care să acopere întreaga activitate de încărcare, prelucrare, consultare și raportare.

Programele aferente sistemului expert **TRANSPOWER** folosesc platforma Microsoft.NET Framework și limbajul de programare C. Este prevăzută protecție hardware (chei HASP sau Sentinel și procedura de activare a aplicațiilor) și software. Soluțiile tehnice sunt deschise, integrate, scalabile și compatibile cu tehnologiile Web.

Software-ul care administrează băncile de date specifice modulelor sistemului expert **TRANSPOWER** (prin componentele sale) asigură:

- identificarea în mod unic a echipamentelor primare gestionate;
- preluarea interactivă, validarea și stocarea în baza de date a informațiilor descriptive referitoare la: prescripții de exploatare, standarde etc.;
- consultarea bazei de date (vizualizări, editări, rapoarte, statistici etc);
- controlul accesului la conținutul bazelor de date;
- interfața de interogare a bazelor de date și construcția customizată a diverselor raportări pentru monitorizarea sistemului informatic și a serviciilor prestate;
- posibilitate de sincronizare între două baze de date locale și între o bază de date locală și serverul bazei de date;
- posibilitatea de modificare a structurii rapoartelor stocate în baza de date fără a fi necesară refacerea modulelor software;
- editarea de rapoarte în format HTML;
- posibilitatea de căutare în rapoarte după orice parametru conținut de acestea;

- un modul distinct care să permită unui prestator de servicii livrarea rezultatelor probelor efectuate, în format electronic, compatibil cu restul modulelor software;
- posibilitatea de încărcare în baza de date a unor fișiere (de orice tip) asociate diverselor entități conținute de aceasta în vederea consultării ulterioare;
- elaborarea procedurilor folosind instrumente din tehnologia Oracle 9i sau mai nouă, pentru realizarea de aplicații informatice cu baze de date;
- administrarea datelor se va face în condițiile utilizării SGBD Oracle.

5.6.2. Prezentarea ghidului de utilizare a programelor aferente sistemului expert TRANSPOWER

Sistemul informatic tip expert **TRANSPOWER** a fost conceput pentru a optimiza fluxul de date atât în cadrul organizației beneficiarului cât și între beneficiar și prestatorii de servicii.

Pentru a putea evalua starea unui echipament, sunt necesari următorii pași:

1. Utilizatorul introduce echipamentul în baza de date. Presupunând că baza de date este goală, utilizatorul va trebui să adauge în baza de date echipamentul și să introducă parametrii săi de construcție prin intermediul aplicației **TRANSPOWER**. Această introducere inițială se va face o singură dată pentru fiecare echipament. Dacă echipamentul există deja în baza de date, acest pas nu este necesar.

2. Utilizatorul creează apoi un raport de încercare nou pentru echipamentul respectiv în baza de date și exportă datele inițiale pentru acest raport ca fișier de date (formular de raport preliminar), selectând probele pe care le dorește a fi efectuate de către prestator. Fișierul de date obținut este predat prestatorului de servicii împreună cu aplicația necesară încărcării acestui fișier.

3. Prestatorul de servicii face măsurătorile solicitate și completează treptat fișierul de date cu parametrii obținuți în urma probelor. Pentru măsurătorile la care se solicită compararea / raportarea la valorile măsurate în fabrică, sistemul informatic expert **TRANSPOWER** calculează automat aceste abateri, condiția de bază fiind aceea ca în raportul de încercare să fi fost introduse și rezultatele măsurătorilor din fabrică.

4. La terminarea probelor, prestatorul de servicii predă beneficiarului său direct, fișierul de date (raportul de încercare completat), care este încărcat în baza de date întregind raportul de încercare corespunzător. Utilizatorul poate interveni asupra datelor furnizate de către prestatorul de servicii în cazul în care sesizează erori la introducerea datelor.

5. În această fază Utilizatorul poate comanda sistemului expert **TRANSPOWER** reverificarea datelor din raportul de încercare, calculul abaterilor față de valorile măsurate în fabrică, compararea rezultatelor cu valorile limită impuse de documentele tehnice de referință și verificarea încadrării rezultatelor în condițiile tehnice impuse.

6. După verificarea raportului de încercare Utilizatorul poate comanda expertiza automată a rezultatelor măsurătorilor. La această comandă sistemul **TRANSPOWER** evaluează rezultatele măsurătorilor, le încadrează în limitele prestabilite în funcție de care caracterizează starea momentană a echipamentului (stare *bună*, *acceptabilă*, *proastă*, *inacceptabilă*) și acordă un punctaj caracteristic. În funcție de punctajul acordat se evaluează starea principalelor componente ale echipamentului și starea lui globală.

7. Pe baza rezultatelor expertizei automate efectuate, sistemul expert **TRANSPOWER** face recomandări de exploatare / mentenanță.

8. Aplicația **TRANSPOWER** utilizează logica de tip expert, generând raportul de expertiză tehnică și salvându-l automat în baza de date.

9. Utilizatorul verifică raportul de expertiză, îl editează dacă este cazul, salvează modificările și tipărește raportul final.

În cele ce urmează se prezintă modul concret de folosire a sistemului expert **TRANSPOWER**, exemplificat pentru modulul **TRANSPOWER – PT**.

La prima rulare a aplicației utilizatorul va avea posibilitatea să selecteze tipul de rulare și fișierul de date inițial, care ulterior poate fi schimbat oricând.

5.6.2.1. Selectarea modului de rulare

Selectarea fișierului de date local

Utilizatorul va selecta din fereastra de *Selectare mod de rulare* opțiunea "Fișier de date local" (fig. 5.9) și va selecta fișierul de date ce se dorește a fi folosit.

În cazul în care utilizatorul nu are nici un fișier de date completat, se va selecta fișierul de date predefinit inclus în kitul de instalare al aplicației.

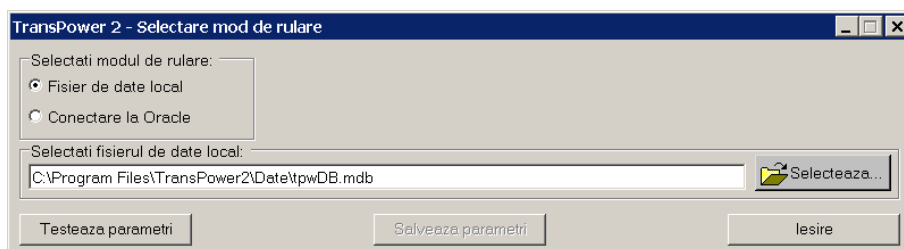


Fig. 5.9. Fereastra de selectare a fișierului de date local

Selectarea bazei de date centralizate

Pentru a folosi o astfel de baza de date, utilizatorul trebuie să instaleze suplimentar și să configureze software-ul necesar (clientul) pentru conectarea la serverul SGBD dorit.

Utilizatorul va selecta din fereastra de *Selectare bază de date* opțiunea "Conectare la un SGBD central" (fig. 5.10) și va introduce parametrii conexiunii (în funcție de setările clientului pentru SGBD).

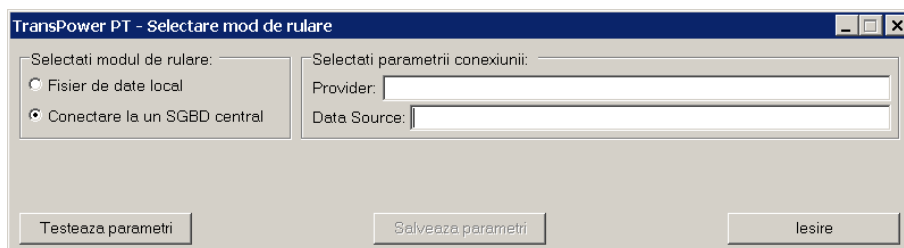


Fig. 5.10. Fereastra de selectare a bazei de date centralizate

În ambele cazuri, după introducerea parametrilor corespunzători, se va apăsa pe butonul "Salvează parametri". În cazul în care parametrii sunt valizi, va apărea mesajul "Conexiunea a fost efectuată cu succes" (5.11):

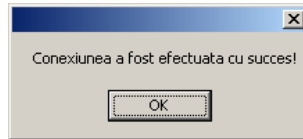


Fig. 5.11. Confirmarea efectuării cu succes a conexiunii

5.6.2.2. Completarea bazei de date cu datele din raportul de fabrică

Pentru completarea datelor referitoare la măsurătorile din fabrică, date ce vor fi folosite la calcule și validare, se va apăsa butonul "Raport fabrică" (fig. 5.12). Va apărea următoarea fereastră:

TransPower PT - Rapoarte

RAPORT DE INCERCARE/EXPERTIZA TEHNICA

Raport Nr. F. Data 28/05/2005

Executant	FABRICA	Cod		Numar si an de fabricatie	95431/74
Beneficiar	Compania:	CN TRANSELECTRICA SA	Cod	Echipamentul incercat:	Statia de transformare
	Sucursala:	SUCURSALA DE TRANSPORT SIBIU	Cod	Autotransformator de putere	ST. 400 KV SIBIU SUD
	Centrul:	CENTRUL DE EXPLOATARE SIBIU	Cod SUCEE 713		CELULA 220KV AT2
				Prilejul incercarii	

1 Caracteristicile principale ale echipamentului incercat

1.1 Tip echipament: Autotransformator de putere Trifazat

1.2 Fabrica constructoare: EP Craiova Cod fabricatie: Tip constructiv ATUS FS Nr. si an de fabricatie 95431/74

1.3 Caracteristica: Infasurarea:

1.4 Puterea nominala Sn /MVA/	200	Media tensiune	200	Joasa tensiune	60	
1.5 Tensiunea nominala Un /KV/	231		121		10,5	
1.6 Curentul nominal In /A/	500		954,5		3299	
1.7 Grupa de conexiune	YN-0 (au)		YNd-5		YNd-5	
1.8 Numarul comutatoarelor de reglaj sub sarcina	3					
1.9 Numarul treptelor de reglaj	25					
1.10 Locul de dispunere a prizelor de masura	Inalta Tensiune					
1.11 Trecerile izolate tip condensator, cu priza de masura sunt aferente infasurarii si fazei:	A1 DA DA DA DA	B1 DA DA DA DA	C1 DA DA DA DA	N	A2 DA DA DA DA	
1.12 Numarul transformatoarelor de curent de tip inclus aferente infasurarii si fazei	Unitate trifazata		Faza		Total	
	A1	B1	C1	A2	B2	C2
					1	
1.13 Posibilitatea de control a izolatiei miezului magnetic pe la placa de borne	DA					
1.14 Materialul din care sunt realizate infasurarile	Cupru					
1.15 Sistemul de racire	Tip OFAF	Nr. baterii 5	Nr. pompe 5	Nr. ventilatoare 15		
1.16 Masa totala /t/	185					
1.17 Masa de ulei /t/	56					

Validare Salvare Inapoi

Fig. 5.12. Fereastra de completare a bazei de date cu datele din raportul de fabrică

Se completează câmpurile privind caracteristicile principale ale echipamentului încercat / expertizat și se validează prin apăsarea butonului "Validare".

În cazul în care un câmp necesar nu este completat va apărea următoarea fereastră de avertizare (fig. 5.13).

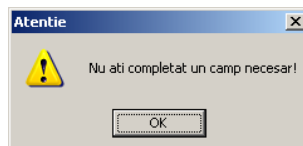


Fig. 5.13. Fereastra de invalidare a datelor introduse

După validare, va fi disponibil și butonul "Salvare"; prin apăsarea acestui buton, datele din raport sunt salvate în baza de date (fig. 5.14).



Fig. 5.14. Salvarea datelor în baza de date

După ce au fost salvate datele, va apărea fereastra din fig. 5.15.

RAPORT DE ÎNCERCARE/EXPERTIZA TEHNICĂ			
Raport Nr. F. Data 28/05/2005			
Executant	FABRICA	Cod	Numar si an de fabricatie 96431/74
	Compania: CN TRANSELECTRICA SA	Cad	Statia de transformare Cod
	Sucursala: SUCURSALA DE TRANSPORT SIBIU	Cad	ST. 400 KV SIBIU SUD SUCEE7132
Beneficiar	Centrul: CENTRUL DE EXPLOATARE SIBIU	Cad SUCEE 713	Cellula CELULA 220KV AT2 Cod
Echipamentul încercat: Autotransformator de putere			
Prilejul încercării			
1 Caracteristicile principale ale echipamentului încercat			
1.1 Tip echipament Autotransformator de putere Trefazat			
1.2 Fabrica constructoare FP Craiova			
Cad fabricatie		Tip constructiv ATIS FS	Nr. si an de fabricatie
Selectați proba:			

Fig. 5.15. Fereastra de selectare a probei ce se dorește a fi completată

În partea de sus a ferestrei a fost preluată automat pagina corespunzătoare caracteristicilor principale ale echipamentului.

Se poate alege proba ce se dorește a fi completată prin selectarea uneia dintre opțiunile disponibile în meniul rulant (fig. 5.16).

Selectați proba:

1. Măsurarea rezistenței ohmice a înfășurărilor
2. Măsurarea raportului de transformare
3. Măsurarea impedanței de scurtcircuit
4. Măsurarea rezistențelor de izolație R60 și R15 a înfășurărilor; determinarea coeficientului de absorbție $K_{ab}=R_{60}/R_{15}$
5. Măsurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice și a capacității izolației înfășurărilor
6. Verificarea trecerilor izolate tip condensator prevăzute cu borne de măsură a capacității și a tangentei unghiului de pierderi dielectrice
7. Verificarea transformatoarelor de curent de tip inclus
8. Măsurarea rezistențelor de izolație la miezul magnetic

Fig. 5.16. Meniul rulant pentru selectarea probei

După selectare vor fi afișate automat, în partea de jos a ferestrei, datele corespunzătoare probei selectate (fig. 5.17).

După ce au fost completate datele necesare pentru această probă se apasă butonul "Validare" pentru a valida datele introduse, apoi se salvează prin apăsarea butonului "Salvează".

5.6.2.3. Selectarea rapoartelor de încercare din baza de date

Se selectează un echipament și se apasă butonul "Raport de încercare". Apare fereastra din figura 5.18.

102 Sistemul expert TRANSPOWER

TransPower PT - Rapoarte

RAPORT DE INCERCARE/EXPERTIZA TEHNICA

Raport Nr. F Data 28/05/2005

Executant	FABRICA	Cod		Numar si an de fabricatie	95431/74
Beneficiar	Compania: CN TRANSELECTRICA SA	Cod		Statie de transformare	Cod SUCEE7132
	Sucursala: SUCURSALA DE TRANSPORT SIBIU	Cod		Autotransformator de putere	
	Centrul: CENTRUL DE EXPLOATARE SIBIU	Cod SUCEE 713		Celula	Cod CELULA 220KV AT2
Prilejul incercarii					
1 Caracteristicile principale ale echipamentului incercat					
1.1	Tip echipament	Autotransformator de putere		Trifazat	
1.2	Fabrica constructoare	EP Craiova	Cod fabricatie	Tip constructiv	ATUS FS Nr. si an de fabricatie

Selectati proba: 1.Masurarea rezistentei ohmice a infasurarilor

RAPORT DE INCERCARE/EXPERTIZA TEHNICA

2.1. Masurarea rezistentei ohmice a infasurarilor	
2.1.1.	Executantul masuratorilor
	Denumirea intreprinderii Denumirea centrului/sectiei/serviciului/echipei Locatia echipei Responsabilul pentru Executia masuratorilor Verificarea corectitudinii masuratorilor
2.1.2. Conditii specifice efectuarii masuratorilor in statie	
2.1.2.1	Date privind executia operatiilor de masurare
	Data: zi/luna/an Ora inceperii masurarii rezistentelor ohmice Ora terminarii masurarii rezistentelor ohmice
2.1.2.2	Starea echipamentului inainte de efectuarea masuratorilor
	Starea de functionare Timpul scurs din momentul deconectarii de la retea sau de la sursa de incalzire, pina la momentul inceperii masuratorilor
2.1.2.3	Temperatura echipamentului (a uleiului la partea superioara a cuvei) /°C/
	Stabilizata, cu o variatie de minim 1 °C/h, pe perioada de 4 ore anterior masurarii In timpul masuratorilor
2.1.2.4	Conditii climatice
	Umiditatea relativa a mediului ambiant %/ Temperatura mediului ambiant /°C/ Documentul tehnic de referinta Tip Fabrica constructoare a aparatelor

Validare Salvare Inapoi

Fig. 5.17. Fereastra de completare a datelor probei selectate

TransPower PT - Rapoarte

Informatii Echipament

Tip echipament Autotransformator de 200/200/60 MVA
Tip constructiv ATUS FS
Fabrica constructoare EP CRAIOVA
Cod fabricatie
Numar si an fabricatiei 95431/74
Celula CELULA 220KV AT2
Statie ST. 400 KV SIBIU SUD
Centru CENTRUL DE EXPLOATARE SIBIU
Sucursala SUCURSALA DE TRANSPORT SIBIU

Adauga raport

Report

- ▶ Raport Nr. 1 din 01/05/2005 - Autotransformator de 200/200/60 MVA

Fig. 5.18. Fereastra cu rapoartele existente în baza de date pentru echipamentul selectat

În partea stângă a ferestrei apar rapoartele existente în baza de date pentru echipamentul selectat.

În urma selectării unui raport existent, vor apărea următoarele opțiuni accesibile (fig. 5.19): vizualizare raport; editare raport; raport de expertiză.

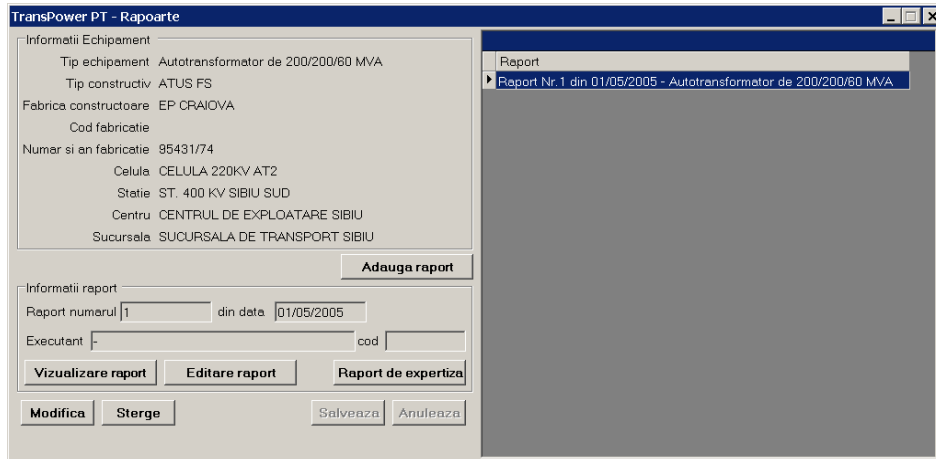


Fig. 5.19. Fereastra cu opțiunile posibile pentru raportul existent selectat

În urma selectării opțiunii de vizualizare raport, apare o nouă fereastră (fig. 5.20) conținând datele din raport, fără posibilitatea de modificare:

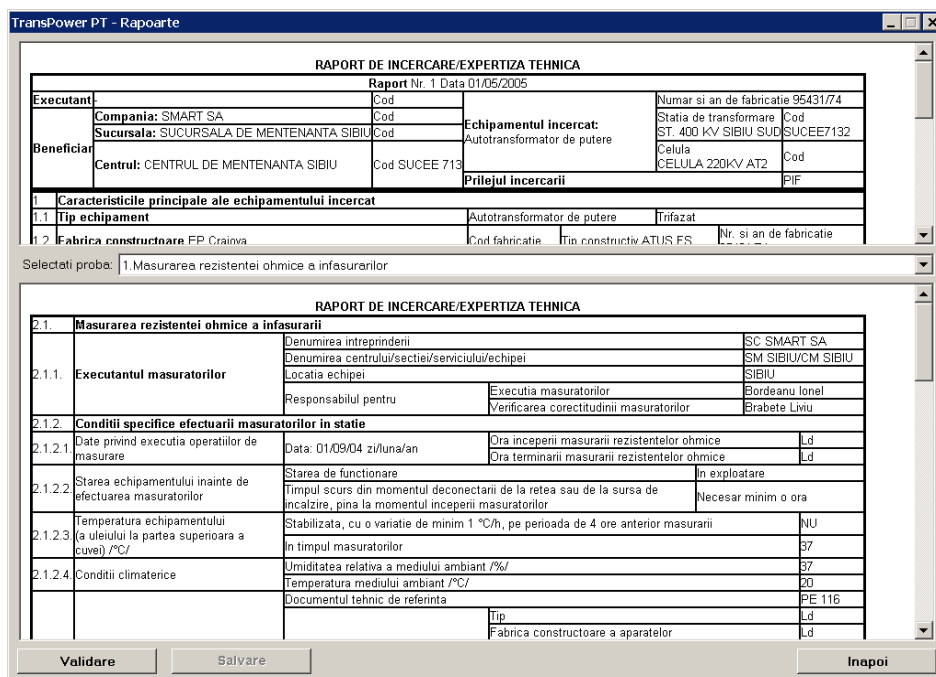


Fig. 5.20. Fereastra de vizualizare a datelor din raportul selectat

În partea de sus a ferestrei sunt afișate caracteristicile principale ale echipamentului selectat.

Utilizatorul va selecta probele ce trebuie să fie efectuate de către prestatorul de servicii, prin apăsarea pe butonul "Selectare probe". Va apărea fereastra de selectare probe (fig. 5.21).

TransPower PT - Rapoarte		Prilejul efectuării expertizei:
2. Nomenclatorul probelor, măsurătorilor, analizelor, verificărilor, expertizelor specifice		RT
2.1.	Măsurarea rezistenței ohmice a înfășurării	<input checked="" type="checkbox"/>
2.2.	Măsurarea raportului de transformare	<input type="checkbox"/>
2.3.	Măsurarea impedanței de scurtcircuit	<input type="checkbox"/>
2.4.	Măsurarea rezistențelor de izolație R60 și R15 a înfășurării/lor, determinarea coeficientului de absorbție $K_{ab}=R60/R15$	<input checked="" type="checkbox"/>
2.5.	Măsurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice și a capacității izolației înfășurării/lor	<input checked="" type="checkbox"/>
2.6.		a - Controlul vizual exterior <input checked="" type="checkbox"/>
2.7.	Verificarea trecerilor izolate tip condensator prevăzute cu borne de măsură a capacității și a tangentei unghiului de pierderi dielectrice	b - Măsurarea rezistențelor de izolație $R60_{C1}$, $R60_{C2}$, $R60_{C3}$ <input checked="" type="checkbox"/>
2.8.		c - Măsurarea capacităților C1, C2, C3 <input checked="" type="checkbox"/>
2.9.		d - Măsurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice tg_{C1} , tg_{C2} , tg_{C3} <input checked="" type="checkbox"/>
2.10.		a - Controlul vizual exterior <input checked="" type="checkbox"/>
2.11.	Verificarea transformatoarelor de curent de tip inclus	b - Măsurarea rezistenței ohmice <input checked="" type="checkbox"/>
2.12.		c - Măsurarea rezistenței de izolație <input checked="" type="checkbox"/>
2.13.		d - Verificarea caracteristicilor de magnetizare <input checked="" type="checkbox"/>
2.14.		a - Proba cu tensiune aplicată, 50 Hz, 1 minut <input checked="" type="checkbox"/>
2.15.		a - Miez - masa <input type="checkbox"/>
2.16.		b - Schele 1 - masa <input type="checkbox"/>
2.17.	Măsurarea rezistențelor de izolație la miezul magnetic R60	c - Schele 2 - masa <input type="checkbox"/>
2.18.		d - Miez - Schele 1 <input type="checkbox"/>
2.19.		e - Miez - Schele 2 <input type="checkbox"/>
2.20.		f - Schele 1 - Schele 2 <input type="checkbox"/>
2.21.		g - Între pachetele de tole <input type="checkbox"/>
2.22.		a - Corectitudinea conexiunilor cuvei ruptorului comutatorului de reglaj la cuva transformatorului și respectiv, la conservator <input checked="" type="checkbox"/>
2.23.		b - Existența scurgerilor de ulei pe la gamitun <input checked="" type="checkbox"/>
2.24.		c - Starea de funcționare a mecanismului de acționare <input checked="" type="checkbox"/>
2.25.		d - Starea de funcționare a degazorului (dacă există) <input checked="" type="checkbox"/>
		e - Corectitudinea funcționării comutatorului și acționarea <input type="checkbox"/>

Setari pagina Salvare Tiparire Resetare probe Inapoi

Fig. 5.21. Fereastra de selectare a probelor

În cadrul meniului rulant pentru selectarea probei, se poate alege proba (numai cea corespunzătoare pentru echipamentul selectat) pentru care să se vizualizeze datele.

Sunt afișate detaliile pentru următoarele probe:

- măsurarea rezistenței ohmice a înfășurărilor;
- măsurarea raportului de transformare;
- măsurarea impedanței de scurtcircuit;
- măsurarea rezistențelor de izolație R60 și R15 a înfășurărilor, determinarea coeficientului de absorbție $K_{ab} = R60/R15$;
- măsurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice și a capacității izolației înfășurărilor;
- verificarea trecerilor izolate tip condensator prevăzute cu borne de măsură a capacității și a tangentei unghiului de pierderi dielectrice;
- verificarea transformatoarelor de curent de tip inclus;
- măsurarea rezistențelor de izolație la miezul magnetic;
- verificarea stării tehnice a comutatorului de reglaj sub sarcină;
- verificarea stării tehnice a sistemului de răcire;
- verificarea stării tehnice a conservatorului;
- verificarea etanșeității la ulei a cuvei și a accesoriilor;
- analize și probe la uleiul electroizolant;
- investigarea stării izolației înfășurărilor prin măsurarea curenților de polarizare / depolarizare (PDC) și respectiv prin măsurarea tensiunii de revenire (RVM);
- măsurarea semnalelor acustice produse de descărcările electrice pentru localizarea defectelor interne (metoda acustică);
- evaluarea gradului de umezire a uleiului și respectiv a izolației solide aplicând sistemul expert HES6.

Selecția probelor se face prin bifare. Lista probelor selectate va fi salvată (prin apăsarea pe butonul "Salvare") și apoi tipărită (prin apăsarea butonului "Tiparire") pentru a fi predată prestatorului.

După selectarea opțiunii "Adaugă raport" (fig. 5.22) trebuie completate următoarele câmpuri:

- numărul raportului;
- data raportului;
- executantul raportului;
- codul executantului.

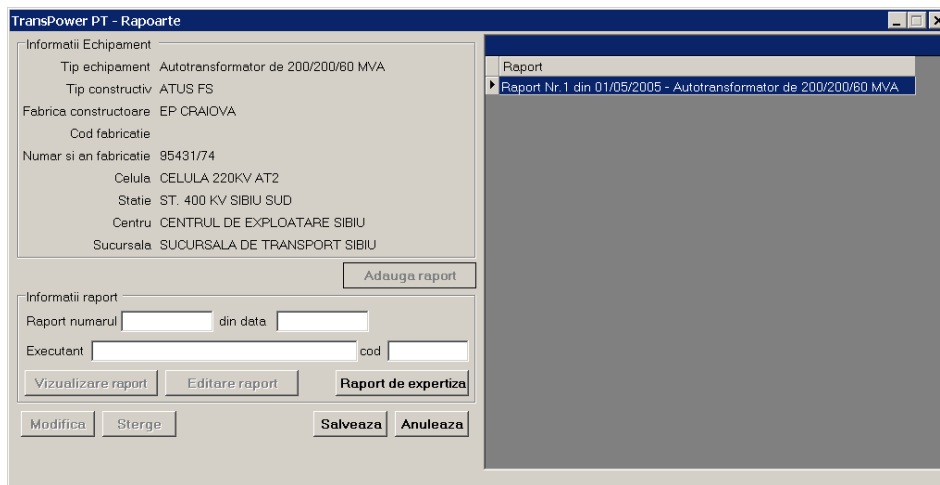


Fig. 5.22. Fereastra de adăugare a unui raport

Datele generale pot fi salvate prin apăsarea butonului "Salvează" sau adăugarea poate fi abandonată prin apăsarea butonului "Anulează".

După selectarea probelor, utilizatorul va genera fișierul de date (conținând formularul de raport completat cu datele de fabrică) necesar prestatorului. Pentru aceasta, se va apăsa butonul "Export" (fig. 5.23).

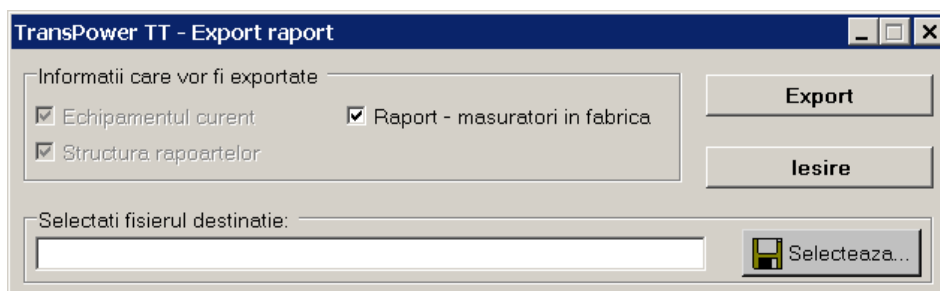


Fig. 5.23. Fereastra de exportare (salvare) a fișierului de date generat

Prestatorul de servicii sau direct utilizatorul (dacă se introduce un raport scris) va introduce rezultatele măsurătorilor efectuate în căsuțele corespunzătoare măsurătorilor în stație (din raportul de încercare) selectând pe rând fiecare probă disponibilă (fig. 5.24).

TransPower PT - Rapoarte

RAPORT DE INCERCARE

Raport Nr. 1 Data 01/05/2005

Executant:	Compania: CN TRANSELECTRICA SA	Cod:	Numar si an de fabricatie 95431/74
Beneficiar:	Sucursala: SUCURSALA DE TRANSPORT SIBIU	Cod:	Statia de transformare Cod
	Centrul: CENTRUL DE EXPLOATARE SIBIU	Cod SUCEE 713	ST. 400 KV SIBIU SUD SUCEE7132
			Autotransformator de putere
			CELULA 220KV AT2 Cod
			RT

1 Caracteristicile principale ale echipamentului incercat

1.1 Tip echipament Autotransformator de putere Trifazat

1.2 Fabrica constructoare EP Craiova Cod fabricatie Tip constructiv ATUS FS Nr. si an de fabricatie

Selectati proba: 1. Masurarea rezistentei ohmice a infusurilor

RAPORT DE INCERCARE

2.1. Masurarea rezistentei ohmice a infusurilor

2.1.1 Executantul masuratorilor	Denumirea intreprinderii	SC SMART SA
	Denumirea centrului/sectiei/serviciului/echipei	SM SIBIU/CM SIBIU
	Locatia echipei	SIBIU
	Responsabilul pentru	Bordeanu Ionel
	Executia masuratorilor	Borbet Livi
	Verificarea corectitudinii masuratorilor	

2.1.2. Conditii specifice efectuării măsurătorilor în stație

2.1.2.1 Date privind execuția operațiilor de măsurare

Data: 01/09/04 zi/luna/an	Ora începerii măsurării rezistențelor ohmice	Ld
	Ora terminării măsurării rezistențelor ohmice	Ld

2.1.2.2 Starea echipamentului înainte de efectuarea măsurătorilor

Starea de funcționare	In exploatare
Tempul scurs din momentul deconectării de la rețea sau de la sursa de încălzire, pînă la momentul începerii măsurătorilor	Necesar minim o ora

2.1.2.3 Temperatura echipamentului (a uleiului la partea superioară a cuvei) /°C/

Stabilizată, cu o variație de minim 1 °C/h, pe perioada de 4 ore anterior măsurării în timpul măsurătorilor	NU
	37
	37

2.1.2.4 Condiții climatice

Umiditatea relativă a mediului ambiant /%/	37
Temperatura mediului ambiant /°C/	20

Verificare Salvare Calcule raport Inapoi

Fig. 5.24. Fereastra de introducere a rezultatelor măsurătorilor pentru fiecare probă

Pentru completarea raportului propriu-zis, se apasă pe butonul "Editare raport". Va apărea fereastra de editare raport (fig. 5.25).

TransPower PT - Rapoarte

RAPORT DE INCERCARE/EXPERTIZA TEHNICA

Raport Nr. 1 Data 01/05/2005

Executant:	Compania: CN TRANSELECTRICA SA	Cod:	Numar si an de fabricatie 95431/74
Beneficiar:	Sucursala: SUCURSALA DE TRANSPORT SIBIU	Cod:	Statia de transformare Cod
	Centrul: CENTRUL DE EXPLOATARE SIBIU	Cod SUCEE 713	ST. 400 KV SIBIU SUD SUCEE7132
			Autotransformator de putere
			CELULA 220KV AT2 Cod
			PIF

1 Caracteristicile principale ale echipamentului incercat

1.1 Tip echipament Autotransformator de putere Trifazat

1.2 Fabrica constructoare EP Craiova Cod fabricatie Tip constructiv ATUS FS Nr. si an de fabricatie 95431/74

Selectati proba:

Validare Salvare Copiere date fabrica Inapoi

Fig. 5.25. Fereastra de completare a raportului

În partea de sus a ferestrei vor fi disponibili pentru vizualizare parametrii constructivi ai echipamentului, ei neputând fi modificați.

Pentru completarea automată a noului raport de încercare cu măsurătorile din fabrică (dacă acestea au fost introduse anterior) se va apăsa butonul "Copiere date fabrică". După apăsarea acestui buton, măsurătorile din fabrică existente în baza de date vor fi copiate automat în noul raport pentru toate probele disponibile pentru echipamentul respectiv. Măsurătorile din fabrică nu pot fi modificate direct. Pentru a le completa sau corecta se va folosi opțiunea "Măsurători din fabrică" pentru echipamentul respectiv.

Utilizatorul poate, în acest moment, să exporte raportul completat numai cu datele de fabrică pentru a-l furniza prestatorului de servicii. În continuare, prestatorul (sau direct utilizatorul dacă se introduce un raport scris) va introduce rezultatele măsurărilor efectuate în căsuțele corespunzătoare măsurătorilor în stație din raportul de încercare, selectând pe rând fiecare probă disponibilă (fig. 5.26).

TransPower PT - Rapoarte

RAPORT DE ÎNCERCARE/EXPERTIZA TEHNICA

Raport Nr. 1 Data 01/05/2005

Executant:	Compania: CN TRANSELECTRICA SA	Cod	Numar si an de fabricatie	95431/74
Beneficiar:	Sucursala: SUCURSALA DE TRANSPORT SIBIU	Cod	Statia de transformare	ST 400 KV SIBIU SUD SUCEEE7132
	Centrul: CENTRUL DE EXPLOATARE SIBIU	Cod SUCEEE 713	Echipamentul incercat:	Autotransformator de putere
			Cellula	CELULA 220KV AT2
			Cod	
			Prilejul incercarii	PIF

1 Caracteristicile principale ale echipamentului incercat

1.1 Tip echipament

Autotransformator de putere	Trifazat
-----------------------------	----------

1.2 Fabrica constructoare EP Craiova

Cod fabricatie	Tip constructiv ATUS FS	Nr. si an de fabricatie	95431/74
----------------	-------------------------	-------------------------	----------

Selectati proba: 1. Masurarea rezistentei ohmice a infasurarilor

RAPORT DE ÎNCERCARE/EXPERTIZA TEHNICA

2.1 Masurarea rezistentei ohmice a infasurarilor

2.1.1 Executantul masuratorilor	Denumirea intreprinderii	SC SA
	Denumirea centrului/sectiei/serviciului/echipei	SM SII
	Locatia echipei	SIBIU
	Responsabilul pentru	Borde
	Executia masuratorilor	Brabe
	Verificarea corectitudinii masuratorilor	

2.1.2 Conditii specifice efectuării măsurătorilor în stație

2.1.2.1 Date privind executia operatiilor de masurare	Data: [01/09/04] zi/luna/an	Ora inceperii masurarii rezistentelor ohmice	Ld
		Ora terminarii masurarii rezistentelor ohmice	Ld
2.1.2.2 Starea echipamentului inainte de efectuarea masuratorilor	Starea de functionare	In exploatare	
	Timpul scurs din momentul deconectarii de la retea sau de la sursa de incalzire, pina la momentul inceperii masuratorilor	Necesar minim o ora	
2.1.2.3 Temperatura echipamentului (a uleiului la partea superioara a cuvei) /°C/	Stabilizata, cu o variatie de minim 1 °C/h, pe perioada de 4 ore anterior masurarii	NU	
	In timpul masuratorilor	37	
2.1.2.4 Conditii climatice	Umiditatea relativa a mediului ambiant /%/	37	
	Temperatura mediului ambiant /°C/	20	

Validare Salvare Calcule raport Inapoi

Fig. 5.26. Fereastra de introducere a rezultatelor măsurătorilor pentru fiecare probă

Nu este nevoie ca rezultatele măsurătorilor să fie introduse toate odată, completarea raportului putând fi reluată oricând fără a se pierde datele deja introduse.

După completarea tuturor datelor disponibile pentru o anumită probă, se va apăsa butonul "Validare" (pentru a verifica datele) și, dacă nu apare nici o avertizare, se va apăsa butonul "Salvare".

În acest moment se poate trece la completarea datelor pentru altă probă (prin selectarea ei din nomenclatorul de probe) sau se poate abandona temporar completarea de date (prin apăsarea pe butonul "Ieșire").

În momentul în care o probă a fost finalizată și toate datele au fost încărcate în raportul de încercare, se va apăsa pe butonul "Calcule Raport" (fig. 5.27) pentru proba respectivă. Sistemul expert va calcula automat toate abaterile de la măsurătorile de fabrică (dacă această operație s-a cerut prin documentul tehnic normativ de referință), va afișa rezultatele calculelor și va salva toate datele.

TransPower PT - Rapoarte

RAPORT DE ÎNCERCARE/EXPERTIZĂ TEHNICĂ

Raport Nr. 1 Data 01/05/2005

Executant:	Compania: CN TRANSELECTRICA SA		Cod	Numar si an de fabricatie 95431/74	
Beneficiar:	Sucursala: SUCURSALA DE TRANSPORT SIBIU		Cod	Statia de transformare ST. 400 KV SIBIU SUD	
	Centrul: CENTRUL DE EXPLOATARE SIBIU		Cod SUCEE 713	SUCCEE7132	
	Echipamentul incercat: Autotransformator de putere			Cod	
	Prilejul incercarii			Cod	
1. Caracteristicile principale ale echipamentului incercat					
1.1. Tip echipament		Autotransformator de putere		Trifazat	
1.2. Fabrica constructoare EP Craiova		Cod fabricatie		Tip constructiv ATUS FS	
				Nr. si an de fabricatie 95431/74	

Selectati proba: 1. Masurarea rezistentei ohmice a infasurarilor

2.1.3. Rezultatele masurarilor, abateri

Nr. crt.	Infasurarea	Priza	Masuratori in fabrica, T_{u_f} : $^{\circ}C/24$			Masuratori in statie, T_{u_s} : $^{\circ}C/20$			raportat la temperatura din fabrica la temperatura de masura T_{u_f} : $^{\circ}C/24$			Abaterile fata de valorile din fabrica, la temperatura de fabrica		
			RAIN _F VQ/	RB1N _F VQ/	RC1N _F VQ/	RAIN _S VQ/	RB1N _S VQ/	RC1N _S VQ/	RAIN _{SF} VQ/	RB1N _{SF} VQ/	RC1N _{SF} VQ/	RAIN %	RB1N %	RC1N %
2		1	0,414	0,4125	0,413	0,405	0,406	0,405	0,412019	0,41334	0,41212	2,08	-1,41	-1,82
3		2	0,407	0,407	0,407	0,4001	0,401	0,3991	0,406531	0,407852	0,406327	-1,72	-1,4	-1,77
4		3	0,401	0,401	0,401	0,3931	0,3941	0,395	0,400229	0,401042	0,401551	1,8	-1,6	-1,47
5		4	0,396	0,396	0,395	0,3881	0,389	0,387	0,394335	0,395656	0,394131	-2,02	-1,69	-1,82
6		5	0,39	0,39	0,39	0,3821	0,3841	0,383	0,388237	0,390269	0,389355	2,05	-1,54	-1,77
7		6	0,383	0,383	0,383	0,3761	0,377	0,376	0,382749	0,383663	0,382545	-1,67	-1,44	-1,72
8		7	0,378	0,376	0,378	0,3711	0,372	0,371	0,377057	0,378175	0,37726	-1,85	-1,04	-1,8
9		8	0,371	0,37	0,371	0,364	0,365	0,365	0,370858	0,371772	0,371061	1,64	-1,14	-1,59
10	inalta tensiune	9	0,366	0,365	0,365	0,359	0,360	0,360	0,365166	0,366284	0,365878	-1,83	-1,26	-1,37
11		10	0,357	0,357	0,356	0,353	0,353	0,353	0,358865	0,359576	0,35917	-1,09	-0,9	-0,73
12		11	0,352	0,351	0,351	0,347	0,348	0,348	0,353173	0,354291	0,353682	1,28	0,68	0,85

Validare Salvare Calcule raport Inapoi

Fig. 5.27. Fereastra de vizualizare comparativă a rezultatelor

Opțiunea de "Calcule raport" este funcțională decât dacă în baza de date există măsurătorile de fabrică pentru echipamentul respectiv. În cazul apariției unor erori, datele greșite vor fi reintroduse și se va apăsa din nou butonul "Calcule raport".

La terminarea probelor, prestatorul de servicii predă utilizatorului (în formă scrisă și electronică), fișierul de date (raportul de încercare completat), care este încărcat în baza de date, întregind raportul de încercare corespunzător. Utilizatorul licențiat poate interveni asupra datelor furnizate de către prestatorul de servicii în cazul în care sesizează erori la introducerea datelor.

Utilizatorul lansează programul de importare în baza de date a noului raport, prin selectarea raportului corespunzător și apăsarea butonului „Import” (fig. 5.28).

TransPower PT - Importare raport

Selectati fisierul sursa:

Fig. 5.28. Fereastra de selectare a raportului și de importare în baza de date

Utilizatorul licențiat (sau prestatorul) va putea verifica imediat rezultatele calculului. Pentru aceasta se comandă sistemului expert **TRANSPOWER - PT** analiza și expertizarea automată a datelor din raportul de încercare (primit de la prestator și introdus în baza de date). Pentru aceasta se va folosi opțiunea „Editare raport de expertiză” pentru raportul dorit și apoi va apăsa butonul „Calcule raport”.

Sistemul expert **TRANSPOWER - PT** va analiza foarte rapid datele și va furniza utilizatorului:

- informații privind respectarea comenzii în ceea ce privește volumul probelor efectuate;

- b) informații privind modul în care raportul de încercare a fost sau nu corect întocmit (dacă sunt precizate toate datele de identificare a echipamentului investigat, dacă datele acestea sunt corecte);
- c) informații despre modul cum sunt îndeplinite condițiile de efectuare a probelor în conformitate cu documentele tehnice de referință, precizate de utilizator, semnalând existența unor eventuale incertitudini asupra rezultatelor sau certificând respectarea condițiilor tehnice impuse la probe;
- d) informații dacă rezultatele probelor, măsurărilor și analizelor efectuate corespund valorilor limită precizate în documentele de referință;
- e) informații despre starea echipamentului investigat sau a componentelor sale principale, *corespunde / nu corespunde*, în conformitate cu condițiile din documentele tehnice de referință;
- f) o evaluare a stării echipamentului și a componentelor sale principale, încadrând-o în următoarele stări prestabilite: *bună, acceptabilă, proastă, inacceptabilă*;
- g) încadrează starea echipamentului și a componentelor sale principale în stări prestabilite: *bună, acceptabilă, proastă, inacceptabilă*;
- h) face recomandări prestabilite, pentru măsuri de exploatare și/sau mentenanță;
- i) acordă un punctaj caracteristic pentru rezultatele obținute la încercările efectuate;
- j) evaluează global starea transformatorului și acordă un punctaj caracteristic acestei stări, în funcție de care se poate stabili din punct de vedere tehnic necesitatea și urgența lucrărilor de mentenanță, respectiv ordinea din punct de vedere tehnic de intervenție într-un parc existent de transformatoare (fig. 5.29).

Starea tehnica / Punctaj de stare		Stare:	AUTO.	EXP.
Componentele principale				
Uleiul electroizolant	■		0,8	<input type="checkbox"/>
Infasurarile / Infasurarea	■ ■ ■		SI	<input type="checkbox"/>
Circuitul magnetic	■			<input type="checkbox"/>
Partea activa	■ ■		2,5	<input type="checkbox"/>
Accesoriiile principale				
Trecerile izolate	■		0,4	<input type="checkbox"/>
Comutatorul de reglaj sub sarcina	■		0	<input type="checkbox"/>
Transformatoarele de curent de tip inclus	■		0	<input type="checkbox"/>
Cuva si conservatorul	■		0,1	<input type="checkbox"/>
Sistemul de racire	■		0	<input type="checkbox"/>

Stare: Buna ■ / Acceptabila ■ / Proasta ■ / Inacceptabila ■
 Evaluare: AUTO. - Automata; EXP. - Expert uman

5. Concluzia "Echipamentul CORESPUNDE/NU CORESPUNDE conditiilor tehnice impuse";
 Este declarata "Stare Inacceptabila" (SI) in ceea ce priveste siguranta in functionare a echipamentului?

Proba/Analiza	Concluzii Corespunde /Nu corespunde	Recomandari
5.1 2.1	CORESPUNDE	Exploatare normala

Fig. 5.29. Fereastra de evaluare globală a stării echipamentului

Sistemul informatic va calcula în mod automat punctajele pentru fiecare probă, va compara rezultatele obținute la probe diferite și pe baza logicii interne de tip expert va genera raportul de expertiză. Acest raport va evalua starea echipamentului și va sugera eventualele măsuri care trebuie luate.

Raportul de expertiză va putea fi completat, pe lângă punctajele calculate automat, cu punctaje atribuite de un expert uman, dacă se va considera că acest lucru este necesar, apoi va putea fi salvat în baza de date și tipărit.

5.7. Baza de date aferentă sistemului informatic TRANSPOWER

5.7.1. Caracteristici specifice

Baza de date aferentă fiecărui modul al sistemului expert **TRANSPOWER** este construită ierarhic pe șapte niveluri, specifice unei companii de transport al energiei electrice (în România CN Transelectrica SA):

- Compania
- Sucursalele companiei
- Centrele sau Secțiunile de Înaltă Tensiune
- Stațiile electrice
- Celulele electrice
- Echipamentele

și cuprinde (nelimitativ):

- fișele cu date tehnice specifice pentru echipamentele electrice de înaltă tensiune;
- istoria sub formă de rapoarte de încercare (la fabrica constructoare, la punerea în funcțiune și ulterior în perioada de exploatare);
- rapoarte de expertiză tehnică;
- istoria de mentenanță sub formă de fișe (conținând lucrările efectuate și costurile aferente);
- istoria sub formă de fișe de comportare în exploatare a echipamentului (fișe de incidente cauzate de echipamentele din baza de date și respectiv fișe de echipament deteriorat);
- istoria sub formă de fișe de mutare a echipamentului (în celule diferite ale aceleiași stații sau în stații electrice diferite);
- fișele de identificare și de definire a companiei, sucursalelor, centrelor (secțiilor) de înaltă tensiune, stațiilor electrice, celulelor electrice, echipamentelor etc. (fig. 5.30).

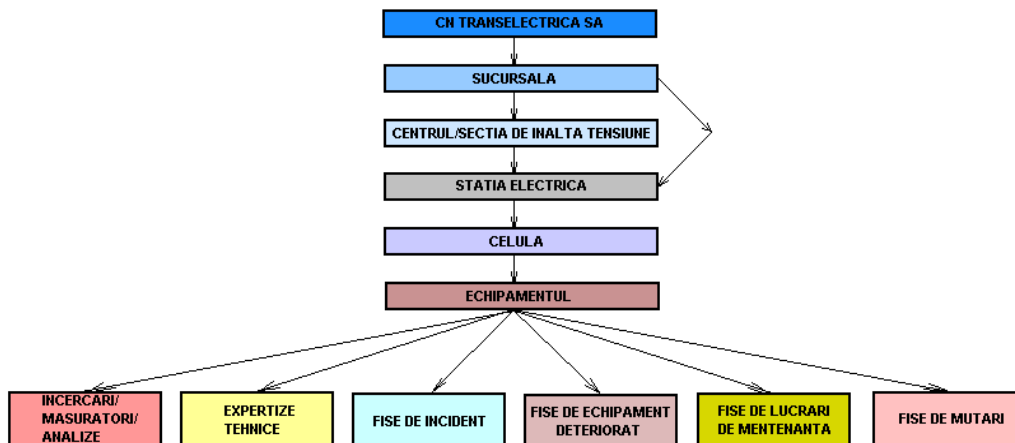


Fig. 5.30. Structura bazei de date aferente sistemului expert **TRANSPOWER**

În cele ce urmează se prezintă baza de date aferentă sistemului expert **TRANSPOWER**, exemplificat pentru modulul **TRANSPOWER – PT**.

5.7.2. Fereastra principală de navigare în baza de date aferentă modulului TRANSPOWER - PT

În cadrul ferestrei principale a aplicației (fig. 5.31), utilizatorul are următoarele opțiuni:

- folosirea barei principale de meniuri;
- folosirea butoanelor aflate sub meniul principal al aplicației pentru selectarea societăților comerciale, sucursalelor, centrelor, stațiilor, celulelor, echipamentelor;
- alegerea unei înregistrări din fereastra din dreapta corespunzătoare opțiunii selectate: societăți comerciale, sucursale, centre, stații, celule, echipamente,
- vizualizare detalii pentru înregistrarea selectată,
- poziționarea pe hartă a înregistrării selectate,
- selecția rapidă.

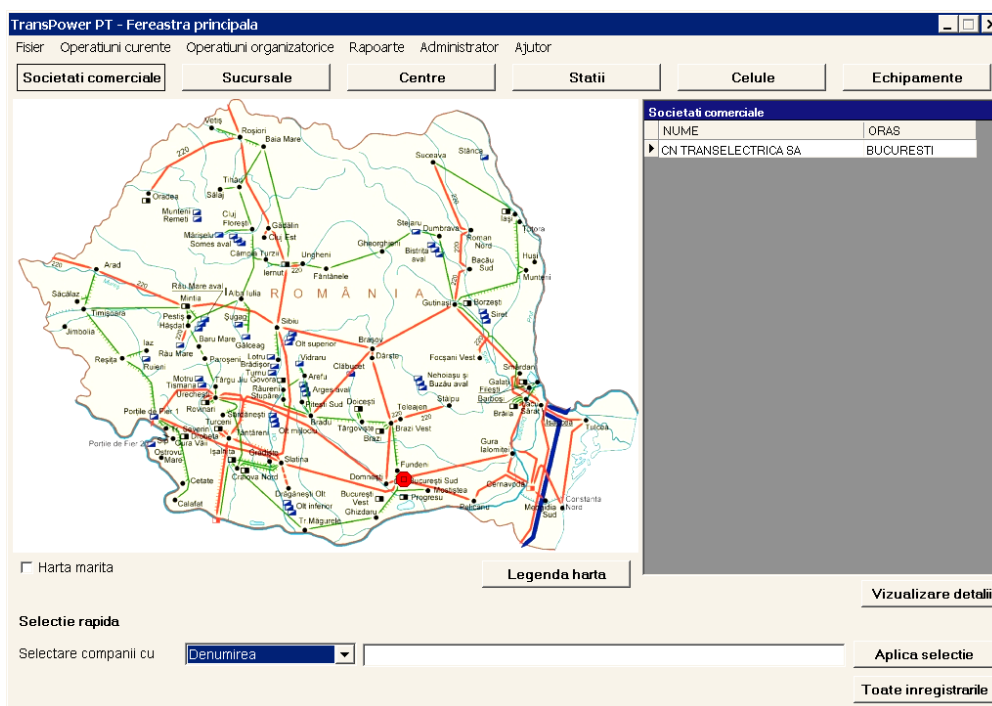


Fig. 5.31. Fereastra principală a aplicației

5.7.3. Bara principală de meniuri

În cadrul ferestrei principale sunt disponibile următoarele meniuri (fig. 5.32):

- *Fisier;*
- *Operațiuni curente;*
- *Operațiuni organizatorice;*
- *Rapoarte;*
- *Administrator;*
- *Ajutor.*



Fig. 5.32. Meniurile ferestrei principale principal

5.7.3.1. Meniul "Fișier"

În cadrul meniului "Fișier" sunt disponibile următoarele opțiuni (fig. 5.33):

- *Schimbare bază de date;*
- *Import bază de date;*
- *Export bază de date;*
- *Ieșire.*

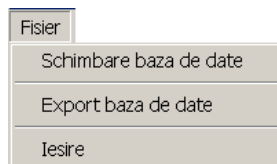


Fig. 5.33. Opțiunile meniului "Fișier"

Schimbare bază de date

Aplicația poate să funcționeze cu 2 tipuri de baze de date: fișier de date local și sistem SGBD (sistem de gestiune a bazelor de date) central. Prin această opțiune se poate schimba modul de funcționare sau fișierul local folosit cu alt fișier local.

Import bază de date

Cu ajutorul acestei opțiuni se pot importa rapoarte dintr-un fișier de date local.

Export bază de date

Cu ajutorul acestei opțiuni se pot exporta parțial sau total înregistrările și structura bazei de date curente în format de date local.

5.7.3.2. Meniul "Operațiuni curente"

În cadrul acestui meniu este disponibilă următoarea opțiune: *Catalogul RET* (fig. 5.34):

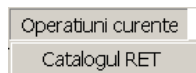
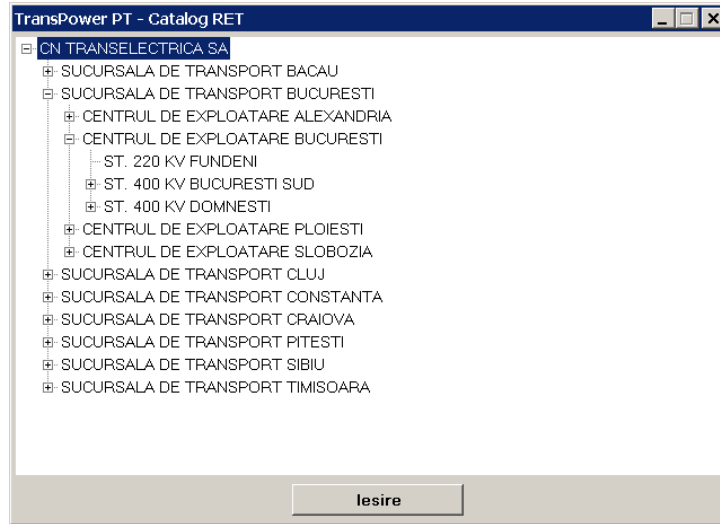


Fig. 5.34. Opțiunile meniului "Opțiuni curente"

În urma selectării acestei opțiuni, va apărea fereastra *Catalog RET* (fig. 5.35), care oferă utilizatorului toate înregistrările din baza de date, într-o structură ierarhică.

Fig. 5.35. Opțiunile ferestrei *Catalog RET*

5.7.3.3. Meniul "Operațiuni organizatorice"

În cadrul acestui meniu este disponibilă opțiunea "Redistribuire" (fig. 5.36); prin selectarea acestei opțiuni va apărea fereastra de redistribuire (fig. 5.37).

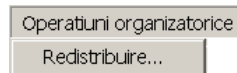


Fig. 5.36. Opțiunile meniului "Operațiuni organizatorice"

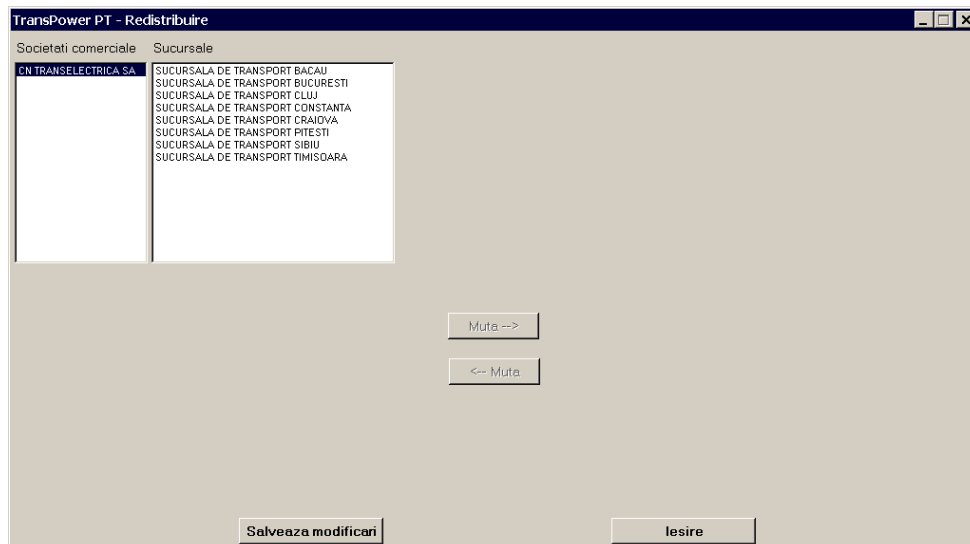


Fig. 5.37. Fereastra de redistribuire

Pentru redistribuire trebuie selectate 2 societăți comerciale, 2 sucursale, 2 centre, 2 stații sau 2 celule: se selectează o unitate, apoi se ține apăsat butonul *ctrl* și se selectează și cea de-a doua unitate (fig. 5.38).

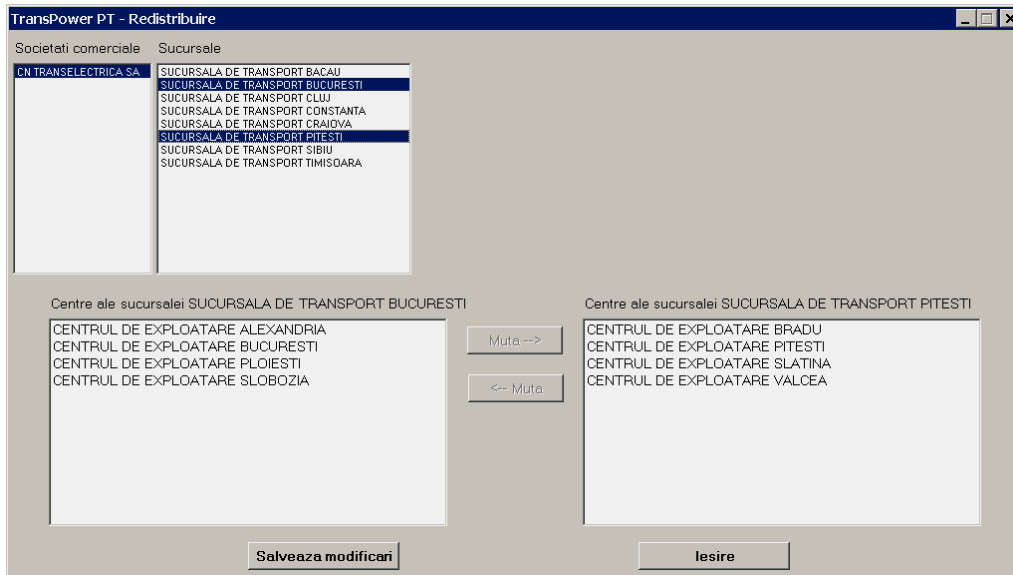


Fig. 5.38. Selectarea entităților implicate în operația de redistribuire

În partea stângă a ecranului vor apărea sucursalele sau centrele sau stațiile sau celulele corespunzătoare primei înregistrări, și în partea dreaptă a ecranului vor apărea sucursalele sau centrele sau stațiile sau celulele corespunzătoare celei de-a doua înregistrări.

Sunt disponibile opțiunile:

- "Muta→" ce are ca efect mutarea unei sucursale, centru, stație sau celulă selectate din cadrul primei înregistrări în cadrul celei de-a doua înregistrări;
- "←Muta" ce are efectul invers.

Aceste operațiuni sunt disponibile doar în cadrul unor înregistrări de același nivel, adică între două societăți comerciale (se face mutare de sucursale corespunzătoare) sau între două sucursale (se face mutare de centre) sau între două centre (se face mutare de celule) sau între două celule (se face mutare de echipamente).

Modificările se pot salva prin apăsarea butonului "Salvează modificari" sau se anulează prin apăsarea butonului "Ieșire".

5.7.3.4. Meniul "Rapoarte"

Prin selectarea opțiunii "Raport de încercare" (fig. 5.39) va apărea o nouă fereastră ce conține toate rapoartele de încercare existente în baza de date.

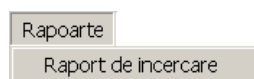


Fig. 5.39. Opțiunile meniului "Rapoarte"

5.7.4. Butoanele principale de selecție

Prin intermediul butoanelor de selecție aflate sub bara de meniuri a ferestrei principale se poate selecta una din următoarele opțiuni (fig. 5.40):

- *Societăți comerciale;*
- *Sucursale;*
- *Centre;*
- *Stații;*
- *Celule;*
- *Echipamente.*



Fig. 5.40. Butoanele principale de selecție

5.7.4.1. Butonul "Societății comerciale"

În urma selectării opțiunii "Societăți comerciale" (fig. 5.41), în partea dreaptă a ecranului apar societățile comerciale existente în baza de date.

Societati comerciale	
NUME	ORAS
▶ CN TRANSELECTRICA SA	BUCURESTI

Fig. 5.41. Fereastra cu societățile comerciale existente în baza de date

Se selectează una dintre înregistrările existente în baza de date și se apasă butonul "Vizualizare Detalii" (fig. 5.42) aflat în partea de jos a ecranului.



Fig. 5.42. Butonul de "Vizualizare Detalii"

În partea stângă a listei de societăți comerciale, vor apărea detaliile pentru societatea selectată (fig. 5.43).

Sunt disponibile opțiuni referitoare la:

- modificare detalii ("Modifică");
- ștergere detalii ("Șterge");
- adăugare detalii ("Adaugă").

De asemenea, se poate adăuga o nouă sucursală corespunzătoare societății comerciale selectate prin apăsarea butonului "Adaugă sucursală" (fig. 5.44).

După introducerea detaliilor pentru sucursală, datele se pot salva prin apăsarea butonului "Salvează" sau se pot anula prin apăsarea butonului "Anulează".

TransPower PT - Fereastra principala

Fisier Operatiuni curente Operatiuni organizatorice Rapoarte Administrator Ajutor

Societati comerciale Sucursale Centre Statii Celule Echipamente

Detalii societate comerciala

Denumire societate comerciala: CN TRANSELECTRICA SA Cod: []

Adresa: B-DUL GENERAL GHEORGHE MAGHERU NR. 33 SECTOR 1

Localitate: BUCURESTI

Cod Postal: 70164

Telefon 1: []

Telefon 2: []

Fax: []

Director General: []

email Director General: []

Director DMA: []

Sef Serviciu Exploatare: []

Sef Serviciu Tehnic: []

Adauga sucursala

Modifica Sterge Adauga Salveaza Anuleaza Vizualizare harta

Societati comerciale

NUME	ORAS
CN TRANSELECTRICA SA	BUCURESTI

Selectie rapida

Selectare companii cu: Denumirea [] Aplica selectie

Toate inregistrarile

Fig. 5.43. Detaliile despre societatea comercială selectată

TransPower PT - Fereastra principala

Fisier Operatiuni curente Operatiuni organizatorice Rapoarte Administrator Ajutor

Societati comerciale Sucursale Centre Statii Celule Echipamente

Detalii sucursala

Denumire sucursala: [] Cod: []

Societate comerciala: CN TRANSELECTRICA SA

Adresa: []

Localitate: []

Cod Postal: []

Telefon 1: []

Telefon 2: []

Fax: []

Director: []

e-mail Director: []

Inginer Sef: []

Sef Serviciu Exploatare: []

Sef Serviciu Tehnic: []

Adauga centru

Modifica Sterge Salveaza Anuleaza Vizualizare harta

Sucursale

NUME	ORAS
SUCURSALA DE TRANSPORT BAC	BACAU
SUCURSALA DE TRANSPORT BUC	BUCURESTI
SUCURSALA DE TRANSPORT CLU	CLUJ
SUCURSALA DE TRANSPORT CO	CONSTANTA
SUCURSALA DE TRANSPORT CRA	CRAIOVA
SUCURSALA DE TRANSPORT PIT	PITESTI
SUCURSALA DE TRANSPORT SIBI	SIBIU
SUCURSALA DE TRANSPORT TIMI	TIMISOARA

Selectie rapida

Selectare sucursale cu: [] Aplica selectie

Selectare sucursale care apartin de: societatea comerciala [] CN TRANSELECTRICA SA Toate inregistrarile

Fig. 5.44. Fereastra aferentă opțiunii "Adaugă sucursală"

5.7.4.2. Butonul "Sucursale"

Prin selectarea uneia din sucursalele disponibile în baza de date (fig. 5.45), vor apărea în partea stângă a ecranului detaliile corespunzătoare acestora.

Fig. 5.45. Fereastra corespunzătoare unei sucursale

Se pot efectua modificări asupra înregistrării selectate sau se poate șterge din baza de date. Modificările se pot salva prin apăsarea butonului "Salvează" sau se pot anula prin apăsarea butonului "Anulează".

Prin apăsarea butonului "Adaugă centru" se poate adăuga un nou centru la sucursala selectată.

5.7.4.3. Butonul "Centre"

Prin apăsarea butonului "Centre" (fig. 5.46) sunt afișate centrele existente în baza de date.

Detaliile pentru fiecare centru sunt afișate în partea stângă a ecranului atunci când se selectează una din înregistrările disponibile. Se pot modifica detaliile pentru centrul selectat prin apăsarea butonului "Modifică" sau se poate șterge centrul selectat prin apăsarea butonului "Șterge".

Modificările se pot salva prin apăsarea butonului "Salvează" sau se pot anula prin apăsarea butonului "Anulează".

Se poate adăuga o nouă stație electrică corespunzătoare centrului selectat prin apăsarea butonului "Adaugă stație".

TransPower PT - Fereastra principala

Fisier Operatiuni curente Operatiuni organizatorice Rapoarte Administrator Ajutor

Societati comerciale **Sucursale** Centre **Statii** Celule Echipamente

Detalii centru

Denumire centru: CENTRUL DE EXPLOATARE BUCURESTI Cod: SUCEE 213

Sucursala: SUCURSALA DE TRANSPORT BUCURESTI

Adresa: _____

Localitate: BUCURESTI

Cod Postal: _____

Telefon 1: _____

Telefon 2: _____

Fax: _____

Director: _____

e-mail Director: _____

Sef Centru: _____

Adauga statie

Modifica Sterge Salveaza Anuleaza

Centre

NUME	ORAS
CENTRUL DE EXPLOATARE ALEX	ALEXANDRIA
CENTRUL DE EXPLOATARE BACA	BACAU
CENTRUL DE EXPLOATARE BAJA	BAIN MARE
CENTRUL DE EXPLOATARE BRAD	BRADU
CENTRUL DE EXPLOATARE BRAS	BRASOV
CENTRUL DE EXPLOATARE BUCU	BUCURESTI
CENTRUL DE EXPLOATARE CLUJ	CLUJ
CENTRUL DE EXPLOATARE CONS	CONSTANTA
CENTRUL DE EXPLOATARE CRAI	CRAIOVA
CENTRUL DE EXPLOATARE DEVA	DEVA
CENTRUL DE EXPLOATARE GALA	GALATI
CENTRUL DE EXPLOATARE IASI	IASI
CENTRUL DE EXPLOATARE MURE	TIRGU MURES
CENTRUL DE EXPLOATARE PITES	PITESTI
CENTRUL DE EXPLOATARE PLOIE	PLOIESTI
CENTRUL DE EXPLOATARE RESIT	RESITA
CENTRUL DE EXPLOATARE SIBIU	SIBIU
CENTRUL DE EXPLOATARE SLATI	SLATINA
CENTRUL DE EXPLOATARE SLOB	SLOBOZIA
CENTRUL DE EXPLOATARE SUCE	SUCEAVA
CENTRUL DE EXPLOATARE TARG	TARGU JIU
CENTRUL DE EXPLOATARE TIMIS	TIMISOARA
CENTRUL DE EXPLOATARE TULC	TULCEA
CENTRUL DE EXPLOATARE TURN	TURNU SEVERIN
CENTRUL DE EXPLOATARE VAH C	RAMNICUL VANEI

Vizualizare harta

Selectie rapida

Selectare centre cu: _____ Aplica selectie

Selectare centre care apartin de: _____ Toate inregistrari

Fig. 5.46. Fereastra corespunzătoare unui centru

5.7.4.4. Butonul "Stații"

Prin apăsarea butonului "Stații" (fig. 5.47) sunt afișate stațiile de transformare existente în baza de date.

TransPower PT - Fereastra principala

Fisier Operatiuni curente Operatiuni organizatorice Rapoarte Administrator Ajutor

Societati comerciale Sucursale Centre **Statii** Celule Echipamente

Detalii statie

Denumire statie: ST. 400 KV DOMNESTI Cod: SUCEE2133

Centru: CENTRUL DE EXPLOATARE BUCURESTI

Sucursala: SUCURSALA DE TRANSPORT BUCURESTI

Clasificare: STATII DE TRANSFORMARE SI DE CONEXIUNI (RIGLE, CADRE ETC.)

Adresa: _____

Localitate: DOMNESTI

Cod Postal: _____

Telefon 1: _____

Telefon 2: _____

Fax: _____

Sef Statie: _____

Adauga celula

Modifica Sterge Salveaza Anuleaza

Statii

NUME	ORAS
ST. 220 KV TURNU MAGURELE	TURNU MAGUREL
ST. 220 KV TURNU SEVERIN EST	TURNU SEVERIN
ST. 220 KV UNGHENI	UNGHENI
ST. 220 KV VETIS	VETIS
ST. 400 KV ARAD	ARAD
ST. 400 KV BRADU	BRADU
ST. 400 KV BRASOV	BRASOV
ST. 400 KV BRAZI VEST	BRAZI
ST. 400 KV BUCURESTI SUD	BUCURESTI
ST. 400 KV CERNAVODA	CERNAVODA
ST. 400 KV CLUJ EST	CLUJ
ST. 400 KV CONSTANTA NORD	CONSTANTA
ST. 400 KV DARSTE	DARSTE
ST. 400 KV DOMNESTI	DOMNESTI
ST. 400 KV DRAGANESTI	DRAGANESTI OLT
ST. 400 KV GURA IALOMITEI	GURA IALOMITEI
ST. 400 KV GUTINASI	GUTINASI
ST. 400 KV IERNUT	IERNUT
ST. 400 KV LACU SARAT	LACU SARAT
ST. 400 KV MEDGIDIA SUD	MEDGIDIA
ST. 400 KV MINTIA	MINTIA
ST. 400 KV PELICANU	PELICANU
ST. 400 KV PORTILE DE FIER	PORTILE DE FIER
ST. 400 KV ROSIORI	ROSIORI
ST. 400 KV SIBIU SUD	SIBIU

Vizualizare harta

Selectie rapida

Selectare statii cu: _____ Aplica selectie

Selectare statii care apartin de: _____ Toate inregistrari

Fig. 5.47. Fereastra corespunzătoare unei stații

Se poate adăuga o celulă corespunzătoare stației curente prin apăsarea butonului "Adaugă celulă". Se pot modifica detaliile corespunzătoare stației selectate prin apăsarea butonului "Modifică" sau se pot șterge detaliile prin apăsarea butonului "Șterge".

Modificările detaliilor pentru stația curentă se pot salva prin apăsarea butonului "Salvează" sau se pot anula prin apăsarea butonului "Anulează".

5.7.4.5. Butonul "Celule"

Prin apăsarea butonului "Celule" sunt afișate celulele existente în baza de date (fig. 5.48).

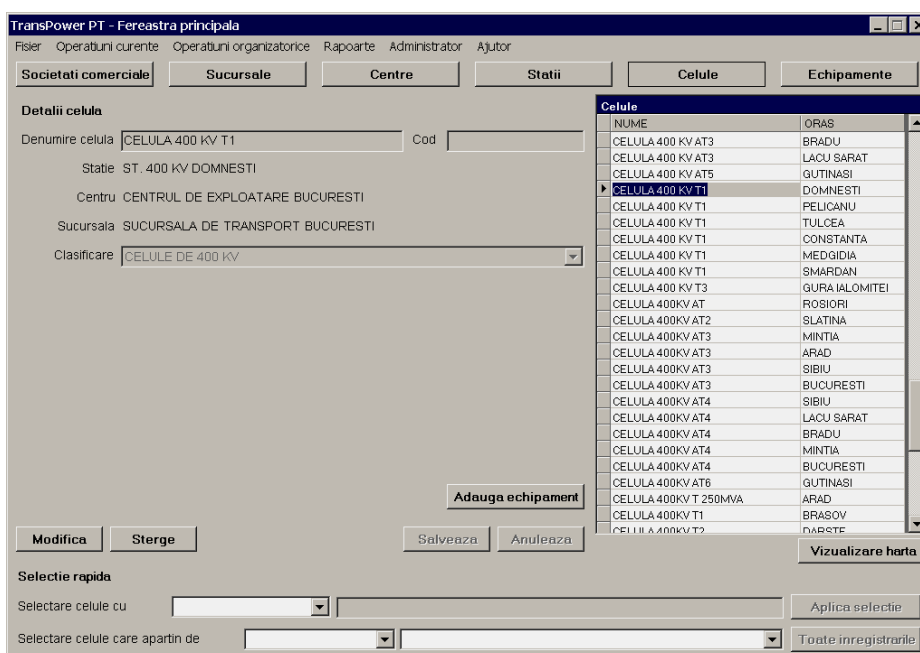


Fig. 5.48. Fereastra corespunzătoare unei celule

Detaliile corespunzătoare celulei selectate se pot modifica prin apăsarea butonului "Modifică" sau se pot șterge prin apăsarea butonului "Șterge". Se poate adăuga un echipament corespunzător celulei selectate prin apăsarea butonului "Adaugă echipament".

Modificările pot fi salvate prin apăsarea butonului "Salvează" sau anulate prin apăsarea butonului "Anulează".

5.7.4.6. Butonul "Echipamente"

Prin apăsarea butonului "Echipamente" sunt afișate echipamentele existente în baza de date (fig. 5.49).

Informațiile generale pentru echipamentul selectat pot fi modificate prin apăsarea butonului "Modifică" sau pot fi șterse prin apăsarea butonului "Șterge" (fig. 5.50).

120 Sistemul expert TRANSPOWER

Fig. 5.49. Fereastra corespunzătoare unui echipament

Fig. 5.50. Fereastra de modificare a informațiilor generale referitoare al un echipament

Modificările pot fi salvate prin apăsarea butonului “Salvează” sau pot fi anulate prin apăsarea butonului “Anulează”.

Detaliile pentru echipamentul selectat se pot modifica prin apăsarea butonului “Modifică detalii” (fig. 5.51).

Fig. 5.51. Fereastra de modificare a detaliilor referitoare la un echipament

Sunt disponibile pentru modificare toate detaliile în afară de cele aflate pe prima pagină, referitoare la informații generale ale echipamentului.

Modificările pot fi salvate prin apăsarea butonului "Salvează" sau pot fi anulate prin apăsarea butonului "Anulează".

În cadrul modului **TRANSPOWER – PT** sunt disponibile următoarele tipuri de echipamente (de tip transformator, autotransformator sau bobină de reactanță):

- autotransformator monofazat;
- autotransformator trifazat;
- transformator special de reglaj;
- transformator trifazat;
- bobina de reactanță șunt monofazată;
- bobina de reactanță șunt trifazată.

Autotransformator monofazat

Sunt disponibile următoarele detalii despre acest echipament (fig. 5.52):

- informații echipament;
- caracteristici tehnice generale;
- nivelul de izolație la înfășurări;
- izolația miezului magnetic;
- treceri izolate de înaltă tensiune tip condensator;
- treceri izolate de medie tensiune tip condensator;
- trecerea izolată tip condensator de pe neutrul comun al înfășurărilor de înaltă tensiune și medie tensiune;
- sistemul de răcire;
- comutatorul de reglaj sub sarcină;
- conservatorul de ulei etc.

TransPower PT - Fereastra principala

Fisier Operatiuni curente Operatiuni organizatorice Rapoarte Administrator Ajutor

Societati comerciale Sucursale Centre Statii Celule Echipamente

Detalii echipament

Info echipament | Car. Tehnice generale | Nivelul de izolatie la infasurari | Izolatia miezului ma

Tip echipament: Autotransformator de 41741780 MVA Cod

Tip constructiv

Fabrica constructoare

Cod fabricate

Numar si an fabricatie: 125066/83

Proprietar

Data expedierii

Data PIF

Validare date

Celula CELULA 750KV AT1 FAZA R
Statie ST. 750 KV ISACCEA
Centru CENTRUL DE EXPLOATARE TULCEA
Sucursala SUCURSALA DE TRANSPORT CONSTANTA

Modifica detalii Raport de fabrica Rapoarte de incercare

Modifica Sterge Salveaza Anuleaza Vizualizare harta

Selectie rapida

Selectare echipamente cu Tipul *TRANS* Aplica selectie

Selectare echipamente care apartin de societatea comerciala CN TRANSELECTRICA SA Toate inregistrările

Echipamente

NUME	ORAS
Autotransformator de 400400160 MVA UP	LACU SARAT
Autotransformator de 41741780 MVA Nr. 10	ISACCEA
Autotransformator de 41741780 MVA Nr. 10	ISACCEA
Autotransformator de 41741780 MVA Nr. 10	ISACCEA
Autotransformator de 41741780 MVA Nr. 10	ISACCEA
Autotransformator de 41741780 MVA Nr. 10	ISACCEA
Autotransformator de 41741780 MVA Nr. 10	ISACCEA
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 10	SMARDAN
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 10	CONSTANTA
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 10	MEDGIDIA
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 10	DOMNESTI
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 10	CONSTANTA
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 10	TULCEA
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 10	PELICANU
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 10	DOMNESTI
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 10	DARSTE
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 10	BRASOV
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 11	BRASOV
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 11	CLUJ
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 11	GURAJLOMIT
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 11	DRAGANESTI
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 13	TULCEA
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 13	MEDGIDIA
Transformatorul de 250/250/80 MVA Nr. 13	DRAGANESTI

Fig. 5.52. Fereastra de modificare a detaliilor pentru un autotransformator monofazat

Autotransformator trifazat

Sunt disponibile următoarele detalii despre acest echipament (fig. 5.53):

- informații echipament;
- caracteristici tehnice generale;
- nivelul de izolație la înfășurări;

TransPower PT - Fereastra principala

Fisier Operatiuni curente Operatiuni organizatorice Rapoarte Administrator Ajutor

Societati comerciale Sucursale Centre Statii Celule Echipamente

Detalii echipament

Info echipament | Car. Tehnice generale | Nivelul de izolatie la infasurari | Izolatia miezului ma

Tip echipament: Autotransformator de 100/100/30 MVA Cod

Tip constructiv

Fabrica constructoare: IEPC

Cod fabricate

Numar si an fabricatie: 61380/69

Proprietar

Data expedierii

Data PIF

Validare date

Celula CELULA 220KV AT2
Statie ST. 220 KV CRAIOVA NORD
Centru CENTRUL DE EXPLOATARE CRAIOVA
Sucursala SUCURSALA DE TRANSPORT CRAIOVA

Modifica detalii Raport de fabrica Rapoarte de incercare

Modifica Sterge Salveaza Anuleaza Vizualizare harta

Selectie rapida

Selectare echipamente cu Aplica selectie

Selectare echipamente care apartin de Toate inregistrările

Echipamente

NUME	ORAS
Autotransformator de 100/100/30 MVA	CRAIOVA
Autotransformator de 100/100/30 MVA	TIHAIU
Autotransformator de 100/100/30 MVA	ARGES ANAL
Autotransformator de 200/200/60 MVA	GUTINASI
Autotransformator de 200/200/60 MVA	GRADISTE
Autotransformator de 200/200/60 MVA	GRADISTE
Autotransformator de 200/200/60 MVA	CALAFAT
Autotransformator de 200/200/60 MVA	VETIS
Autotransformator de 200/200/60 MVA	TELEAJEN
Autotransformator de 200/200/60 MVA	TARGU JIU
Autotransformator de 200/200/60 MVA	SALAJ
Autotransformator de 200/200/60 MVA	ALBA IULIA
Autotransformator de 200/200/60 MVA	FANTANELE
Autotransformator de 200/200/60 MVA	BRAZI
Autotransformator de 200/200/60 MVA	HASDAT
Autotransformator de 200/200/60 MVA	SIBIU
Autotransformator de 200/200/60 MVA	SARBOGI
Autotransformator de 200/200/60 MVA	TURNU SEVERIN
Autotransformator de 200/200/60 MVA	AREFU
Autotransformator de 200/200/60 MVA	FOCSANI
Autotransformator de 200/200/60 MVA	BARU MARE
Autotransformator de 200/200/60 MVA	BAIA MARE
Autotransformator de 200/200/60 MVA	ROMAN
Autotransformator de 200/200/60 MVA	PITESTI
Autotransformator de 200/200/60 MVA	MANTENI

Fig. 5.53. Fereastra de modificare a detaliilor pentru un autotransformator trifazat

- izolația miezului magnetic;
- treceri izolate de înaltă tensiune tip condensator;
- treceri izolate de medie tensiune tip condensator;
- trecerea izolată tip condensator de pe neutrul înfășurărilor de înaltă tensiune și medie tensiune;
- sistemul de răcire;
- comutatorul (comutatoarele) de reglaj sub sarcină;
- conservatorul de ulei etc.

Transformatorul special de reglaj

Sunt disponibile următoarele detalii despre acest echipament (fig. 5.54):

- informații echipament;
- caracteristici tehnice generale;
- nivelul de izolație la înfășurări;
- izolația miezului magnetic;
- treceri izolate de înaltă tensiune tip condensator;
- treceri izolate de joasă tensiune;
- sistemul de răcire;
- comutatoarele de reglaj sub sarcină;
- conservatorul de ulei etc.

Fig. 5.54. Fereastră de modificare a detaliilor pentru un transformator special de reglaj

Transformator trifazat cu trei sau cu două înfășurări

Sunt disponibile următoarele detalii despre acest echipament (fig. 5.55):

- informații echipament;
- caracteristici tehnice generale;
- nivelul de izolație la înfășurări;
- izolația miezului magnetic;
- treceri izolate de înaltă tensiune tip condensator;
- treceri izolate de medie tensiune tip condensator;

124 Sistemul expert TRANSPOWER

The screenshot shows the 'Fereastra principala' window with the 'Echipamente' tab selected. The 'Detalii echipament' section on the left contains the following fields:

- Info echipament: Car. Tehnice generale | Nivelul de izolatia la infasurari | Izolatia miezului ma
- Tip echipament: Transformatorul de 250/250/80 MVA
- Tip constructiv: [Empty]
- Fabrica constructoare: EPC
- Cod fabricatie: [Empty]
- Numar si an fabricatie: 104128/1981
- Proprietar: [Empty]
- Data expedierii: [Empty]
- Data PIF: [Empty]
- Validare date: [Empty]
- Celula: CELULA 400 KV T1
- Statie: ST. 400 KV DOMNESTI
- Centru: CENTRUL DE EXPLOATARE BUCURESTI
- Sucursala: SUCURSALA DE TRANSPORT BUCURESTI

The 'Echipamente' list on the right shows a table with columns 'NUME' and 'ORAS'. The list includes various transformer models and locations, such as 'Autotransformator de 400/400/160 M' and 'Transformatorul de 250/250/80 MVA'.

Fig. 5.55. Fereastra de modificare a detaliilor pentru un transformator trifazat

- trecerea izolată tip condensator de pe neutru în înfășurările;
- sistemul de răcire;
- conservatorul de ulei etc.

Bobina de reactanță șunt monofazată (trifazată)

Sunt disponibile următoarele detalii despre acest echipament (fig. 5.56):

- informații echipament;
- caracteristici tehnice generale;

The screenshot shows the 'Fereastra principala' window with the 'Echipamente' tab selected. The 'Detalii echipament' section on the left contains the following fields:

- Info echipament: Car. Tehnice generale | Trecerile izolate de IT tip condensator | Trecerea i
- Tip echipament: Bobina de reactanta shunt unitate trifazata
- Tip constructiv: [Empty]
- Fabrica constructoare: EPC
- Cod fabricatie: [Empty]
- Numar si an fabricatie: 11373121/94
- Proprietar: [Empty]
- Data expedierii: [Empty]
- Data PIF: [Empty]
- Validare date: [Empty]
- Celula: CELULA TRAFU 1 250 MVA
- Statie: ST. 400 KV SMARDAN
- Centru: CENTRUL DE EXPLOATARE GALATI
- Sucursala: SUCURSALA DE TRANSPORT CONSTANTA

The 'Echipamente' list on the right shows a table with columns 'NUME' and 'ORAS'. The list includes various shunt reactor models and locations, such as 'Autotransformator de 400/400/160 MVA UP' and 'Bobina de reactanta shunt unitate trifazata'.

Fig. 5.56. Fereastra de modificare a detaliilor pentru o bobină de reactanță șunt

- nivelul de izolație la înfășurare;
- izolația miezului magnetic (dacă există posibilitate de control în exploatare);
- trecerile izolate de înaltă tensiune tip condensator;
- sistemul de răcire;
- conservatorul de ulei etc.

5.7.5. Poziționarea pe hartă

În cazul selectării unei societăți comerciale, sucursale, centru, stație, celulă sau echipament, în partea stângă a ferestrei principale va fi afișată localizarea pe hartă pentru respectiva înregistrare (fig. 5.57).

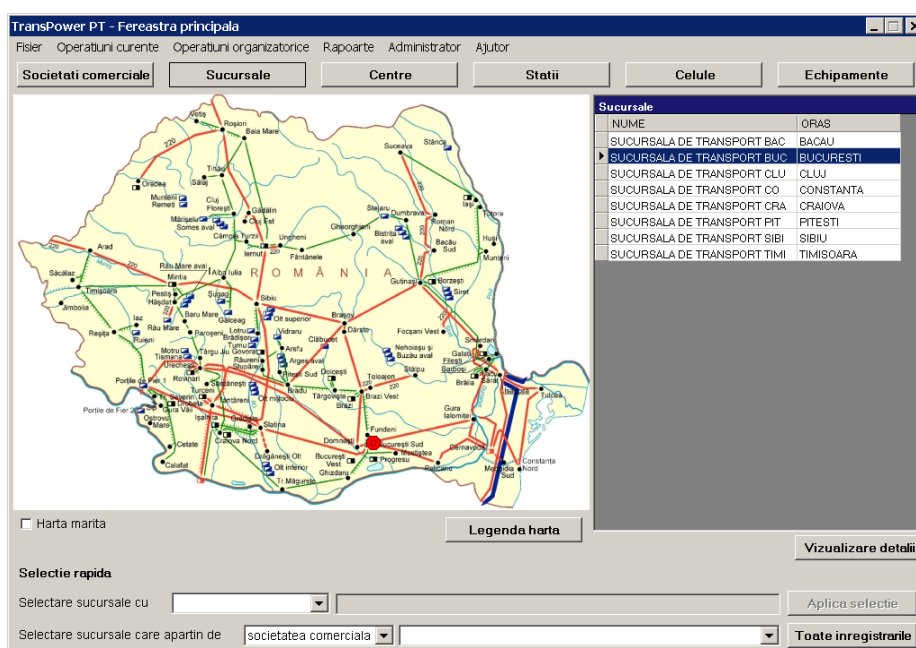


Fig. 5.57. Localizarea pe hartă a entității selectate

Sub hartă, în partea stângă a ferestrei, este disponibilă și opțiunea “Harta mărită”.

Prin selectarea acesteia, va fi afișată în cadrul ferestrei o hartă mărită pentru o mai mare precizie în localizarea înregistrării selectate (fig. 5.58).

Pentru identificarea elementelor poziționate pe hartă este disponibilă și opțiunea “Legendă hartă” (fig. 5.59).

5.7.6. Opțiunea “Selectie rapidă”

În partea de jos a ferestrei principale este disponibilă opțiunea de selecție rapidă (fig. 5.60).

Pentru societățile comerciale criteriile de selecție sunt următoarele: denumire, cod, localitate.

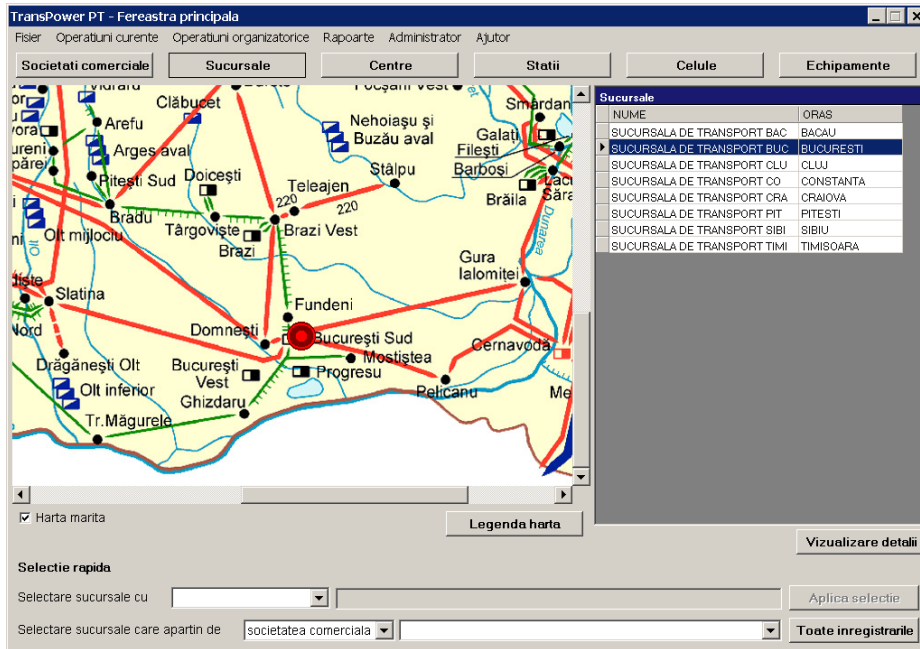


Fig. 5.58. Vizualizarea hărții mărite pentru entitatea selectată

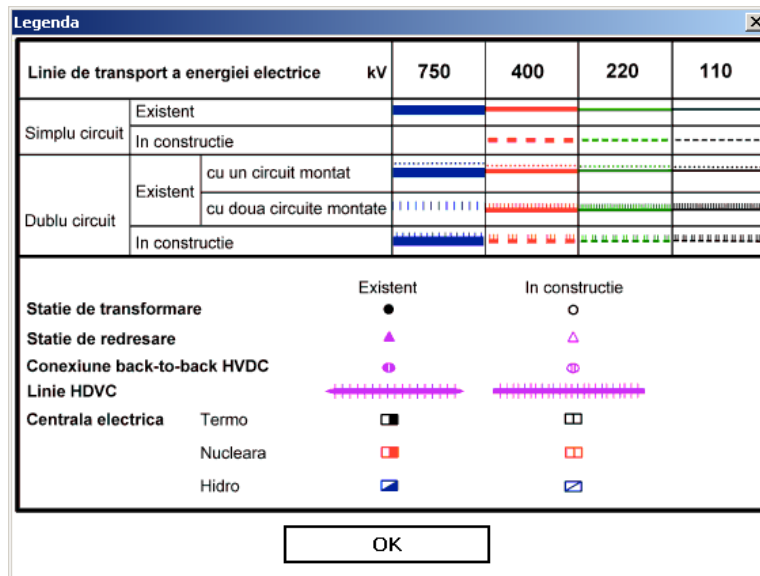


Fig. 5.59. Vizualizarea legendei pentru hartă

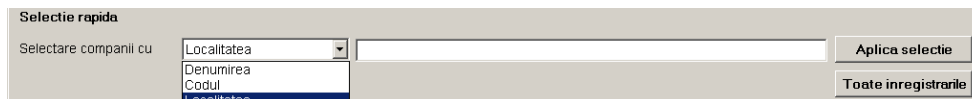


Fig. 5.60. Opțiunea de selecție rapidă

În urma selectării uneia dintre aceste opțiuni, se completează în câmpul din dreapta textul dorit și se apasă butonul "Aplică selecție". În partea dreaptă a ecranului vor fi afișate înregistrările corespunzătoare selecției făcute (fig. 5.61).

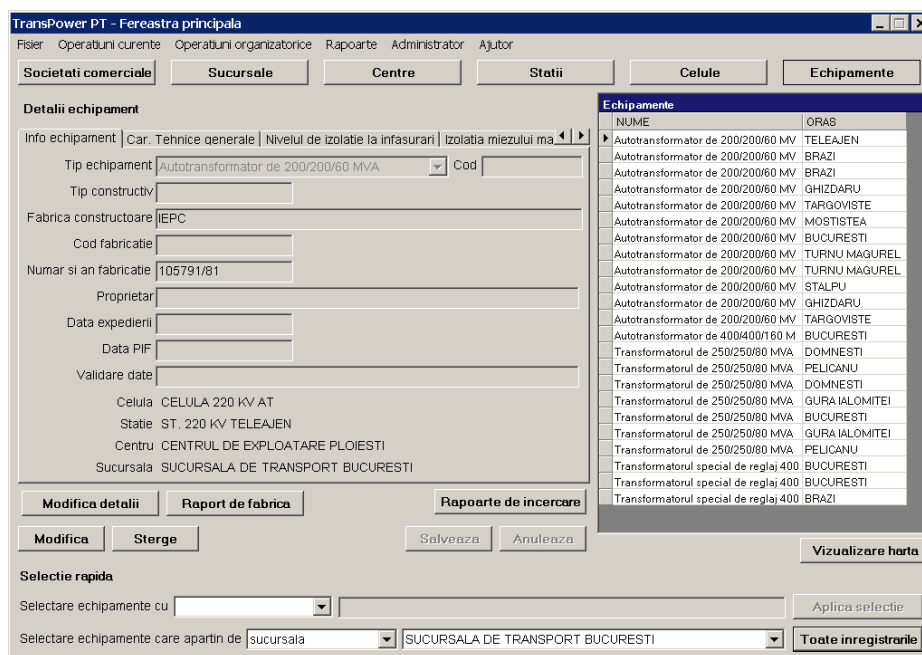


Fig. 5.61. Fereastra de vizualizare a elementelor selecției efectuate

Dacă se dorește afișarea tuturor înregistrărilor din baza de date, se apasă butonul "Toate înregistrările" (fig. 5.62).

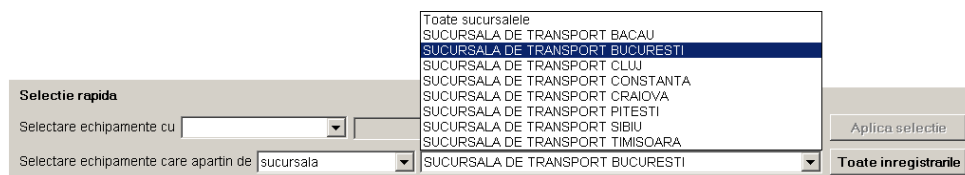


Fig. 5.62. Selectarea entității pentru afișarea tuturor înregistrărilor

Pentru sucursale sunt disponibile aceleași criterii: denumire, cod sau localitate, dar pot fi selectate și în funcție de societatea comercială de care aparțin.

Pentru centre sunt disponibile următoarele criterii: denumire, cod sau localitate, dar pot fi selectate și în funcție de societatea comercială sau sucursalele de care aparțin.

Pentru stații sunt disponibile următoarele criterii: denumire, cod sau localitate, dar pot fi selectate și în funcție de societatea comercială, sucursalele sau centrele de care aparțin.

Pentru echipamente sunt disponibile următoarele criterii: denumire, cod sau localitate, dar pot fi selectate și în funcție de societatea comercială, sucursalele, centrele, stațiile sau celulele de care aparțin.

5.7.7. Interogarea bazei de date

Utilizatorul are posibilitatea de a căuta în toate rapoartele de un anumit tip, orice valoare, din orice câmp, folosind nomenclatorul corespunzător tipului de raport în care se realizează căutarea. Listarea rezultatelor se poate face după echipament sau după rapoarte. De asemenea, căutarea se poate face în rapoartele dintr-un anumit an sau, dacă anul nu se specifică, căutarea se face în toate rapoartele existente în baza de date. O astfel de căutare avansată se poate apela din meniul "Rapoarte", prin apăsarea pe butonul "Căutare avansată rapoarte..." (fig. 5.63, 5.64).

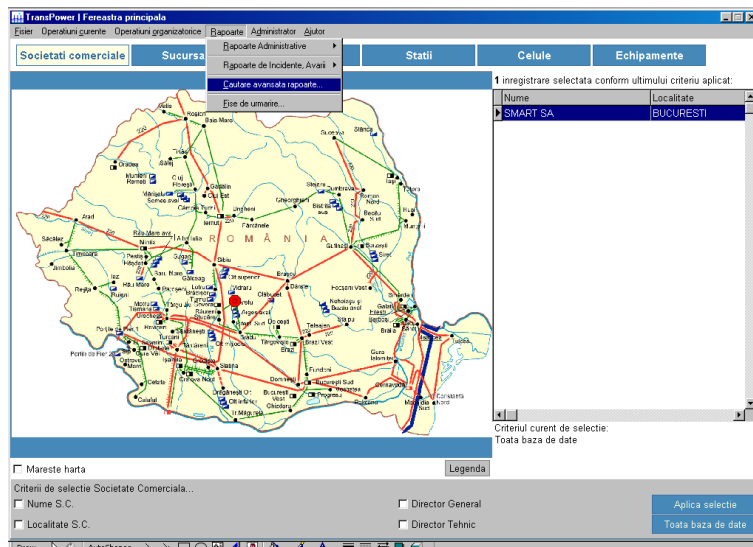


Fig. 5.63. Apelarea căutării avansate din meniul "Rapoarte"

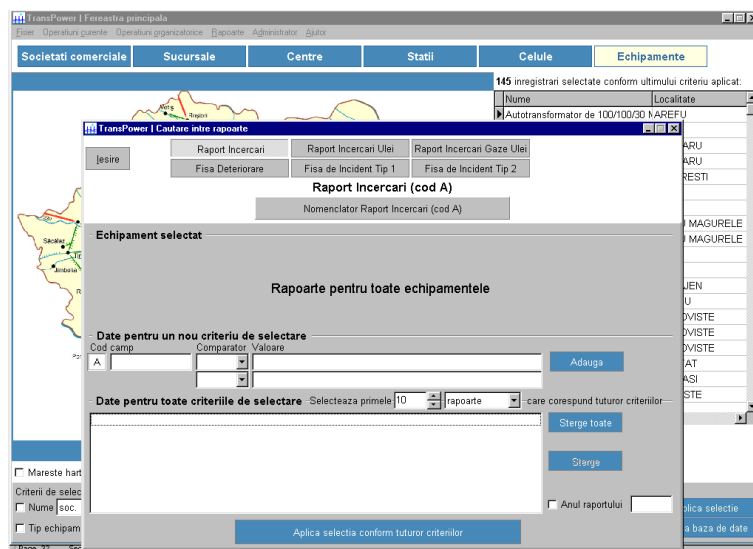


Fig. 5.64. Fereastra rezultată din apăsarea butonului "Căutare avansată rapoarte"

Utilizatorul sistemului informatic **TRANSPOWER** poate să interogheze baza de date pentru a afla răspunsul la întrebări de tipul: ce transformatoare de putere au avut la măsurătorile efectuate în anul X, un parametru Y cu valori mai mari sau mai mici decât valoarea Z?

În exemplul prezentat în fig. 5.65 se solicită informații din baza de date din care să rezulte câte rapoarte de încercare, elaborate în urma măsurătorilor din anul 2007, conțin valori ale rezistenței de izolație $R_{60 (IT+MT)-(JT+m)}$ (câmpul NM din *Nomenclator raport încercări*) mai mici de 600 M Ω și evidențierea echipamentelor la care s-au constatat aceste valori. Răspunsul interogării bazei de date existente: 11 din 246 rapoarte de încercare din 2007, conțin valori $R_{60 (IT+MT)-(JT+m)} < 600$ M Ω , indicându-se cele 11 echipamente care au aceste rezultate (fig. 5.66).

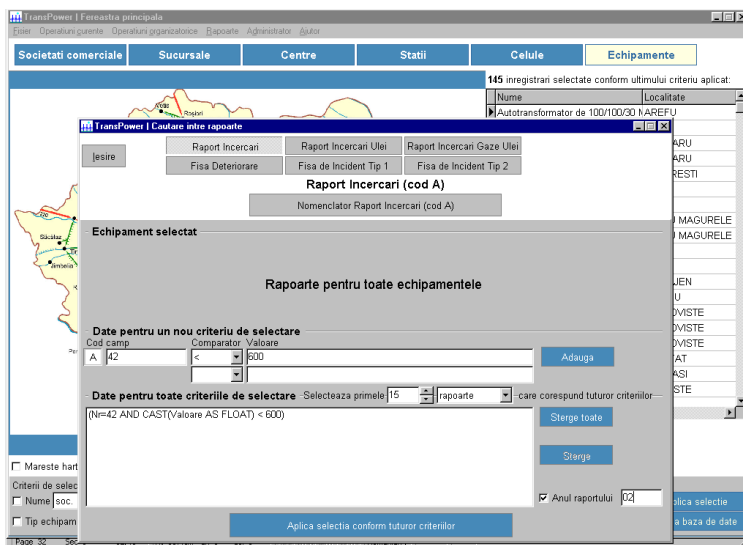


Fig. 5.65. Interogarea bazei privind la $R_{60 (IT+MT)-(JT+m)} < 600$ M Ω

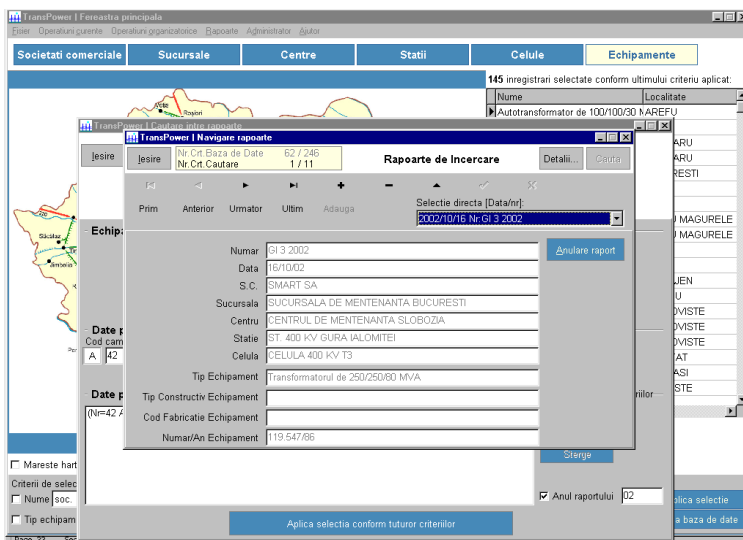


Fig. 5.66. Indicarea numărului de rapoarte și echipamentele la care $R_{60 (IT+MT)-(JT+m)} < 600$ M Ω

Vizualizarea rapoartelor care au îndeplinit condiția impusă se poate face cu ajutorul butonului "Detalii" (fig. 5.66).

Interogând baza de date se pot afla o multitudine de informații referitoare la echipamentele din bază de date, ca de exemplu informații despre starea tehnică a unui echipament sau familii de echipamente de același tip (fig. 5.67), informații despre fiabilitate, date despre costurile activității de mentenanță etc.

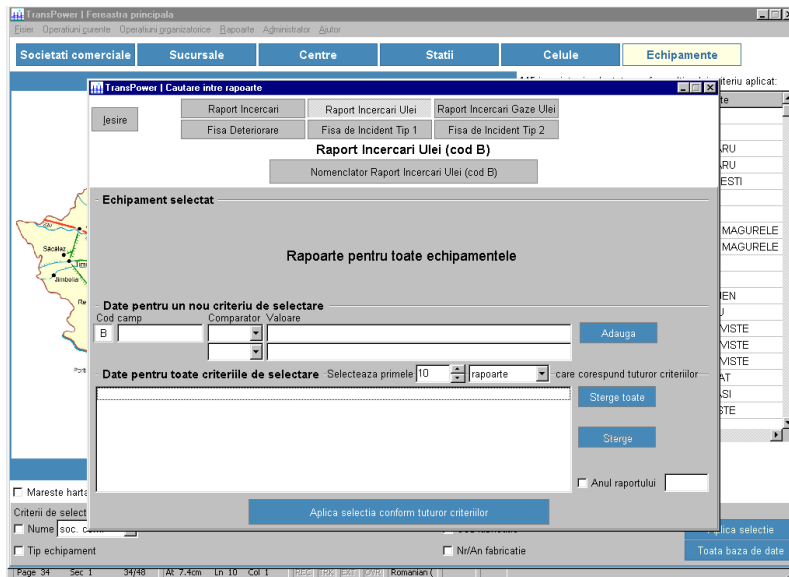


Fig. 5.67. Fereastra rezultată în urma apăsării butonului **Căutare avansată rapoarte**

5.8. Concluzii

Pe baza elementelor prezentate în acest capitol se pot formula următoarele concluzii:

1. Sistemul expert dezvoltat sub coordonarea și responsabilitatea tehnică directă a autorului are denumirea generică **TRANSPOWER** și este destinat diagnozei stării tehnice momentane a echipamentelor electrice de înaltă tensiune din rețeaua de transport a energiei electrice, managementului mentenanței acestora și realizării bazei de date informatizate pentru toate rezultatele încercărilor și analizelor, rapoartele de încercare și de expertiză, rapoartele de incidente, rapoartele de echipament deteriorat, rapoartele de reparații (operații și costuri), rapoartele de mișcare / înlocuire etc.

2. Sistemul expert **TRANSPOWER** este un sistem modular, destinat diagnozei, evaluării stării tehnice momentane și respectiv mentenanței echipamentelor electrice primare de 110-750 kV: transformatoare, autotransformatoare de putere și bobine de reactanță șunt (modulul **TRANSPOWER PT**), transformatoare de curent (modulul **TRANSPOWER TC**), transformatoare de tensiune (modulul **TRANSPOWER TT**), întreruptoare (modulul **TRANSPOWER I**), separatoare (modulul **TRANSPOWER S**), descărcătoare (modulul **TRANSPOWER D**).

3. La dezvoltarea sistemului expert **TRANSPOWER** s-au avut în vedere următoarele obiective principale ale strategiei privind managementul echipamentelor

electrice primare de înaltă tensiune din instalațiile companiilor de transport al energiei electrice (CN Transelectrica SA în România):

- optimizarea duratei de viață a echipamentelor pe termen lung și respectiv pe termen scurt;
- optimizarea fiabilității și a activității de mentenanță;
- impunerea unui regim strict de lucru cu prestatorii de servicii de probe și măsurători prin precizarea nomenclatorului de încercări (nomenclator diferențiat în funcție de prilejul efectuării probelor și anume: punere în funcțiune, lucrări de mentenanță minoră sau majoră pe diverse nivele, după incidente, expertize tehnice), a datelor privind condițiile de efectuare a probelor, măsurătorilor și analizelor, a formularului de raport de încercare pe care trebuie să-l predea prestatorul la utilizator, la terminarea prestației;
- stabilirea criteriilor de evaluare a stării tehnice a echipamentelor primare de înaltă tensiune (transformatoare de putere, transformatoare de curent și de tensiune, întreruptoare, separatoare, descărcătoare), pe bază de încercări (probe, analize, măsurători și verificări) conforme cu cerințele standardelor și normativelor tehnice în vigoare, respectiv cu procedurile operaționale de diagnoza rezultate în urma experienței de exploatare sau a rezultatelor studiilor și a cercetărilor, confirmate în practica curentă;
- prelucrarea rezultatelor încercărilor, raportându-le la valorile de referință (dacă este cazul) și calculând abaterile față de acestea (valorile de referință sunt preluate din rapoartele de încercare ale fabricii constructoare sau din alte documente tehnice normative de referință, prescrise);
- crearea posibilității de analiză rapidă a raportului de încercare sub aspectele respectării nomenclatorului de probe și a condițiilor tehnice de execuție a lor, în conformitate cu comanda de servicii de probe;
- indicarea abaterii valorilor obținute la probele efectuate, în raport cu valorile de referință impuse de normativele și standardele de încercare, precizate în comanda de servicii de probe;
- încadrarea stării echipamentului diagnosticat în categoriile de stare predefinite: *bună, acceptabilă, proastă, inacceptabilă*;
- prescrierea de recomandări privind exploatarea în continuare a echipamentului diagnosticat și respectiv necesitatea / urgența retragerilor din exploatare și/sau a lucrărilor de mentenanță.

4. Sistemul expert **TRANSPOWER** a fost astfel conceput încât utilizatorul să poată folosi la maximum datele pe care trebuie să le furnizeze, în format electronic, orice prestator de servicii de „probe și măsurători” cu prilejul recepției lucrărilor efectuate la investigarea unui anumit tip de echipament de înaltă tensiune.

5. Aplicarea sistemului expert **TRANSPOWER** implică parcurgerea mai multor etape, relativ simple, dar extrem de riguroase, atât de către utilizator, cât și de către prestatorul de servicii de probe și măsurători.

6. Sistemul expert **TRANSPOWER** necesită transmiterea de către prestatorul de servicii a rezultatelor probelor, măsurătorilor și analizelor efectuate, în format electronic, raportul de încercare fiind compatibil cu sistemul expert menționat.

7. Sistemul expert **TRANSPOWER** are o mulțime de avantaje dintre care se menționează următoarele:

- este astfel conceput încât să ajute atât utilizatorii-neexperți cât și pe experții în domeniu, la determinarea stării echipamentelor electrice de înaltă tensiune și a componentelor acestora;
- utilizatorii pot verifica într-un timp extrem de scurt raportul de încercare prezentat de prestatorul de servicii de încercare, în ceea ce privește: corespondența dintre

încercările solicitate și încercările efectuate, corectitudinea efectuării încercărilor în conformitate cu condițiile impuse în documentele tehnice de referință din comanda de încercări, completitudinea datelor din raportul de încercare;

- utilizatorii pot efectua, în modul de lucru „automat”, propria evaluare de stare, pot determina dacă echipamentul expertizat este defect sau este subiectul unei defectări iminente și pot obține recomandările pentru serviciile de exploatare / mentenanță necesare;
- este un instrument consultativ privind activitatea de mentenanță referitoare la echipamentele electrice de înaltă tensiune, el integrând rezultatele încercărilor cu cunoștințele și experiența specialiștilor în domeniu;
- poate servi de asemenea ca bază de date permanentă pentru toate rezultatele încercărilor și inspecțiilor, reparațiilor, înlocuirilor sau evenimentelor care pot afecta durata de viață a echipamentelor electrice de înaltă tensiune;
- este de ajutor utilizatorilor din punct de vedere tehnic și prin aceea că definește termenii, condițiile de defectare, încercările, inspecțiile, evenimentele și reparațiile;
- contribuie la reducerea costurilor de exploatare și mentenanță la orice companie din domeniul energiei electrice, prin utilizarea evaluării la nivel ridicat a propriilor echipamente de înaltă tensiune.

8. Baza de date ce se realizează folosind sistemul expert **TRANSPOWER**, mult mai completă decât cele clasice, oferă un suport tehnic solid pentru programarea lucrărilor de mentenanță, respectiv pentru deciziile operative, în cadrul companiilor de transport al energiei electrice.

6. Rezultate ale aplicării sistemului expert **TRANSPOWER** în practică

6.1. Considerații preliminare

Sistemul expert **TRANSPOWER** este utilizat la ora actuală pentru diagnoza, evaluarea stării tehnice momentane și mentenanța echipamentelor electrice primare de 110-750 kV din rețeaua de transport al energiei electrice a operatorului național de transport și sistem CN Transelectrica SA: transformatoare și autotransformatoare de putere, transformatoare de curent, transformatoare de tensiune, bobine de compensare, întreruptoare, separatoare, descărcătoare.

Ținând cont și de elementele prezentate relativ mai în detaliu în capitolul 5, studiul de caz din acest capitol se referă la utilizarea modulului **TRANSPOWER – PT**, care are ca obiect transformatoarele, autotransformatoarele și bobinele de compensare. El are ca obiect evaluarea stării tehnice momentane a unui autotransformator cu trei înfășurări, de 200/200/60 MVA, 231/121/10,5 kV, din stația de transformare 220 kV FAI, aparținând de CN Transelectrica SA – ST Bacău.

Rezultatele și concluziile prezentate pot fi "extrapolate" și la celelalte tipuri de echipamente de înaltă tensiune.

6.2. Studiu de caz: evaluarea stării tehnice a unui autotransformator de 200 MVA, 220/110 kV, din stația de transformare FAI, aparținând CN Transelectrica SA – ST Bacău

Studiul de caz se referă la elaborarea raportului de încercare (redactat în format electronic compatibil cu sistemul expert **TRANSPOWER**) și la raportul de expertiză tehnică rezultat în urma analizei rezultatelor încercărilor efectuate, utilizând sistemul expert **TRANSPOWER** la evaluarea stării tehnice momentane a unui autotransformator de 200/200/60 MVA 231/121/10,5 kV din stația de transformare 220 kV FAI aparținând de CN Transelectrica SA – ST Bacău.

În cele 38 pagini ale raportului de încercare se prezintă:

- modulul de identificare și codificare a companiei, centrului, stației, echipamentului, respectiv de selecție a probelor efectuate (fig. 6.1.);
- unele dintre rezultatele obținute la „măsurarea rezistenței ohmice a înfășurărilor” (fig. 6.2), „măsurarea rezistenței de izolație a înfășurărilor” (fig. 6.3.) și „măsurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice a izolației înfășurărilor” (fig. 6.4);
- modulul de concluzii privind starea autotransformatorului încercat (fig. 6.5).

Raportul de expertiză tehnică conține rezultatele expertizei automate, efectuată de sistemul informatic **TRANSPOWER - PT**, pe baza datelor menționate în raportul de încercare prezentat anterior.

În vederea evaluării stării tehnice a autotransformatorului discutat, modulul **TRANSPOWER - PT** al sistemului expert compară rezultatele menționate în raportul de încercare cu datele precizate în normele tehnice, încadrează rezultatele în cele patru categorii de stare: *bună, acceptabilă, proastă, inacceptabilă*, dă punctajul corespunzător atât pentru fiecare probă, cât și pe ansamblu funcțional (de exemplu: înfășurări, circuitul magnetic, partea activă, ulei electroizolant, treceri izolate etc.), face recomandări de exploatare / mentenanță corelate cu probele și verificările efectuate, respectiv cu categoria de stare respectivă (fig. 6.6.a, b, c, d, e, f).

Nova Industrial - Sistem Expert TransPower PT - RAPORT DE INCERCARE Nr. 711 / 11/12/2007										
Executant	SC SMART SA		Coda				Serie si an de fabricatie 94792/73			
Beneficiar	Compania: CNTEE TRANSELECTRICA SA		Cod	Echipamentul incercat:			Statie de transformare Cod			
	Sucursala: SUCURSALA DE TRANSPORT BACAU		Cod	Autotransformator de putere			ST. 220 KV FAI Cod SUCEE1341			
	Centrul: CENTRUL DE EXPLOATARE IASI		Cod SUCEE 134				Celula CELULA 220 KV AT1 Cod			
				Prilejul incercarii			RT			
1 Caracteristicile principale ale echipamentului incercat										
1.1	Tip echipament			Autotransformator de putere			Trifazat			
1.2	Fabrica constructoare			Cod fabricatie		Tip constructiv		Serie si an de fabricatie 94792/73		
1.3	Caracteristica			Infasurarea:						
1.4	Puterea nominala Sn /MVA/			Inalta tensiune		Media tensiune		Joasa tensiune		
1.5	Tensiunea nominala Un /kV/			231		121		10.5		
1.6	Curentul nominal In /A/			500		954.4		3299		
1.7	Grupa de conexiune			YN - 0 (autotransf)		YN - 0		d - 5		
1.8	Numarul comutatoarelor de reglaj sub sarcina			1						
1.9	Numarul treptelor de reglaj			25						
1.10	Locul de dispunere a prizelor de reglaj			Inalta Tensiune						
1.11	Trecerile izolate tip condensator, cu priza de masura sunt aferente infasurarii si fazei:			A1	B1	C1	N	A2	B2	C2
				DA	DA	DA	DA	DA	DA	DA
1.12	Numarul transformatoarelor de curent de tip inclus aferente infasurarii si fazei			Unitate trifazata			Total			
				A1	B1	C1	N	A2	B2	C2
								1		
1.13	Posibilitatea de control a izolatiei miezului magnetic pe la placa de borne			DA		Numarul de pachete de tole 10				
1.14	Materialul din care sunt realizate infasurarile			Cupru						
1.15	Sistemul de racire			Tip OFAF		Nr. baterii 5		Nr. pompe pe baterie 1		Nr. ventilatoare pe baterie 3
1.16	Masa totala /t/									
1.17	Masa de ulei /t/									
2 Nomenclatorul probelor, masuratorilor, analizelor, verificarilor, expertizelor specifice										
2.1	Masurarea rezistentei ohmice a infasurarii/lor									
2.2	Masurarea raportului de transformare									
2.3	Masurarea impedantei de scurtcircuit									
2.4	Masurarea rezistentelor de izolatie R60 si R15 a infasurarii/lor;determinarea coeficientului de absorbtie Kab=R60/R15									
2.5	Masurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice si a capacitatii izolatiei infasurarii/lor									
2.6	Verificarea trecerilor izolate tip condensator prevazute cu borne de masura a capacitatii si a tangentei unghiului de pierderi dielectrice									
2.7	Verificarea transformatoarelor de curent de tip inclus									
2.8	Masurarea rezistentelor de izolatia la miezul magnetic									
2.9	Verificarea starii tehnice a comutatorului de reglaj sub sarcina									
2.10	Verificarea starii tehnice a sistemului de racire									
2.11	Verificarea starii tehnice a conservatorului									
2.12	Verificarea etanseitatii la ulei a cuvei si a accesoriilor									
2.13	Analize si probe la uleiul electroizolant									
2.14	Investigarea starii izolatiei infasurarilor prin masurarea curentilor de polarizare/depolarizare (PDC) si respectiv prin masurarea tensiunii de revenire (RVM)									
2.15	Investigare termografica									
2.16	Masurarea descarcarilor partiale									
2.17	Investigarea starii infasurarilor din punct de vedere mecanic prin metoda impulsurilor de joasa tensiune (UT) si respectiv metoda analizei raspunsului in frecventa (ARF)									
2.18	Determinarea duratei de viata restante a izolatiei solide									
2.19	Expertize specifice			Evaluarea gradului de umezire a uleiului si respectiv a izolatiei solide aplicand sistemul expert HES 6						

Fig. 6.1. Modulul de identificare și codificare a companiei, centrului, stației, echipamentului, respectiv de selecție a probelor efectuate

Nova Industrial - Sistem Expert TransPower PT - RAPORT DE INCERCARE Nr. 711 / 11/12/2007										Pagina 2 / 36					
2.1. Masurarea rezistentei ohmice a infasurarii															
2.1.1.	Executantul masuratorilor	Denumirea intreprinderii								SC Smart SA					
		Denumirea centrului/sectiei/serviciului/echipei								SM Sibiu					
		Locatia echipei								Sibiu					
		Responsabilul pentru				Executia masuratorilor				Bordean Ioan					
				Verificarea corectitudinii masuratorilor				Brabete Lucian							
2.1.2. Conditii specifice efectuării măsurătorilor în stație															
2.1.2.1.	Date privind executia operatiilor de masurare	Data: 26/11/2007 zi/luna/an						Ora inceperii masurarii rezistentelor ohmice			Ld				
								Ora terminarii masurarii rezistentelor ohmice			Ld				
2.1.2.2.	Starea echipamentului inainte de efectuarea masuratorilor	Starea de functionare								Retras din exploatare					
		Timpul scurs din momentul deconectarii de la retea sau de la sursa de incalzire, pina la momentul inceperii masuratorilor								Necesar minim o ora					
2.1.2.3.	Temperatura echipamentului (a uleiului la partea superioara a cuvei) /°C/	Stabilizata, cu o variatie de maxim 1 °C/h, pe perioada de 4 ore anterior masurarii													
		In timpul masuratorilor								44					
2.1.2.4.	Conditii climatice	Umiditatea relativa a mediului ambiant /%/								75					
		Temperatura mediului ambiant /°C/								4					
2.1.2.5.	Conditii de efectuare a masuratorilor	Documentul tehnic de referinta								Ld					
		Aparatele folosite pentru masurare:								Tip			MEEGER BM11		
										Fabrica constructoare a aparatelor			Ld		
										Nr. de fabr.			4469		
										Anul de fabricatie al aparatelor			Ld		
										Domeniul de masura			Ld		
										Precizia de masura $\geq 0,2\%$					
		Curentul de masura $> 0,2 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{0n}$? (unde I_{0n} este curentul de mers in gol al infasurarii la care se face masurarea rezistentei ohmice)													
		Curentul de masura este $< 0,1 \cdot I_n$ (unde I_n este curentul nominal al infasurarii la care se face masurarea rezistentei?)													
		Curentul de masura /A/				Valoarea la care s-a facut masuratoarea				Ld					
				Domeniul de variatie a curentului la care s-a facut masuratoarea				Ld							
Rezistentele se masoara in aceeași combinatie de masura ca in fabrica sau atelierul de reparatie (daca s-a efectuat RK in atelier)															
2.1.3. Rezultatele masuratorilor, abateri															
Nr. crt.	Infasurarea	Masuratori in fabrica, T_{uF} : /°C/ 24									Masuratori in stație, T_{uS} : /°C/ 44			Abaterile fata de valorile din fabrica, raportate la temperatura de fabrica	
		Priza	la temperatura de masura T_{uS} : /°C/ 44			raportat la temperatura din fabrica T_{uF} : /°C/ 24									
	RA1N _F /Ω/		RB1N _F /Ω/	RC1N _F /Ω/	RA1N _S /Ω/	RB1N _S /Ω/	RC1N _S /Ω/	RA1N _{SF} /Ω/	RB1N _{SF} /Ω/	RC1N _{SF} /Ω/	ε _{RA1N} %	ε _{RB1N} %	ε _{RC1N} %		
2		1	0,401	0,4025	0,402	0,4342	0,4346	0,4338	0,403075	0,403446	0,402703	0,52	0,24	0,17	
3		2	0,397	0,396	0,398	0,4280	0,4292	0,4284	0,397319	0,398433	0,39769	0,08	-99,9	-0,08	
4		3	0,388	0,3904	0,390	0,4215	0,4229	0,4223	0,391285	0,392585	0,392028	0,85	0,56	0,52	
5		4	0,383	0,3845	0,3844	0,4150	0,4160	0,4154	0,385251	0,386179	0,385622	0,59	0,44	0,32	
6		5	0,3783	0,3793	0,379	0,4088	0,4101	0,4098	0,379495	0,380702	0,380424	0,32	0,37	0,38	
7		6	0,371	0,373	0,373	0,4029	0,4043	0,4038	0,374018	0,375318	0,374854	0,81	0,62	0,5	
8		7	0,365	0,3674	0,367	0,3970	0,3981	0,3974	0,368541	0,369562	0,368913	0,97	0,59	0,52	
9		8	0,36	0,362	0,3615	0,3902	0,3912	0,3907	0,362229	0,363157	0,362693	0,62	0,32	0,33	
10	Inalta tensiune	9	0,354	0,3564	0,356	0,3838	0,3849	0,3852	0,356287	0,357309	0,357587	0,65	0,25	0,45	
11		10	0,345	0,354	0,351	0,3772	0,3788	0,3791	0,350161	0,351646	0,351924	1,5	-0,67	0,26	
12		11	0,342	0,344	0,3433	0,3716	0,3725	0,3727	0,344962	0,345797	0,345983	0,87	0,52	0,78	
13		12	0,336	0,332	0,332	0,3625	0,3666	0,3661	0,336514	0,34032	0,339856	0,15	2,51	5,55	
14		13	0,3306	0,332	0,332	0,3589	0,3598	0,3586	0,333172	0,334008	0,332894	0,78	0,6	0,27	
15		14	0,336	0,338	0,338	0,3649	0,3666	0,3657	0,338742	0,34032	0,339485	0,82	0,69	0,44	
16		15				0,3735	0,3743	0,3758							
17		16				0,3800	0,3807	0,3817							
18	17				0,3863	0,3872	0,3877								

Fig. 6.2. Rezultatele obținute la „măsurarea rezistenței ohmice a înfășurărilor”

Nova Industrial - Sistem Expert TransPower PT - RAPORT DE INCERCARE Nr. 711 / 11/12/2007						Pagina 8 / 36					
2.4. Masurarea rezistenței de izolație R60 și R15; determinarea coeficientului de absorbție Kab=R60/R15											
2.4.1.	Executantul masuratorilor:	Denumirea întreprinderii		SC SMART SA							
		Denumirea centrului/sectiei/serviciului/echipei		ST Bacau							
		Locatia echipei		Sibiu							
		Responsabil pentru	Execuția masuratorilor	Bordean Ioan							
		Verificarea corectitudinii masuratorilor		Brabete Lucian							
2.4.2. Conditii specifice efectuării masuratorilor în stație											
2.4.2.1.		Date privind execuția operațiilor de măsurare		Data: 26/11/2007 zi/luna/an		Ora începerii măsurării rezistențelor de izolație: Ld					
						Ora terminării măsurării rezistențelor de izolație: Ld					
2.4.2.2.		Starea echipamentului înainte de efectuarea masuratorilor:		Starea de funcționare		Retras din exploatare					
				Timpul scurs din momentul deconectării de la rețea sau de la sursa de încălzire, pînă la momentul începerii masuratorilor							
2.4.2.3.		Lucrări de mentenanță efectuate în perioada de la măsuratoarea anterioară, lucrări care au implicat manipularea, completarea, tratarea uleiului din echipament		Data ultimei măsuratori: zi Ld /luna Ld /an Ld							
				S-au efectuat în această perioadă lucrări care au presupus manipularea/completarea/recondiționarea uleiului din echipament?							
2.4.2.4.		Temperatura echipamentului (a uleiului la partea superioară a cuveii) /°C/		Înainte de măsuratori pe perioadă de 72 h anterioară masuratorilor (valoarea medie):		Ld					
				În timpul masuratorilor (necesar ≥ 10 /°C/)		46,5					
2.4.2.5.		Condiții climatice		Umiditatea relativă a mediului ambiant		75					
				Temperatura mediului ambiant /°C/		4					
2.4.2.6.		Starea suprafeței exterioare a trecerilor izolate		Curățate cu alcool de 90 ° sau similar							
2.4.2.7.		Condiții de măsură		Documentul normativ de referință		PE 116					
				Aparatul folosit pentru măsurare		Tip MEGGER BM11					
						Fabrica constructoare a aparatului Ld					
						Nr. de fabr. 4469					
						Anul de fabricație al aparatului Ld					
						Domeniul de măsură					
						Tensiunea de măsură 2500 Vcc DA					
						Puterea sursei de tensiune a megohmmetrului ≥ 3 mA					
						Precizia de măsură Ld					
				Înainte de fiecare măsurătoare toate bornele înfășurării/lor echipamentelor sunt scurtcircuitate și legate la pământ timp de minim 5 minute							
				Toate bornele accesibile înfășurării/lor se leagă între ele (se scurtcircuitază)							
2.4.3. Rezultatele masuratorilor, abateri											
Nr. crt.	Masuratori în fabrica, T_{uF} /°C/ 24			Masuratori în stație, T_{uS} /°C/ 46,5 T_{amb} /°C/ 4 Umiditate ur % 75			Rezistența R_{60S} raportată la temperatura T_{uF} /MQ/	Abateră ϵ_{R60} a rezistenței R_{60S} față de R_{60F} , raportată la temperatura T_{uF} /% /	Rezistența R_{60S} raportată la temperatura de referință de 20 °C /MQ/		
	Conexiunea	R_{60F} /MQ/	R_{15F} /MQ/	K_{ab}	Conexiunea	R_{60S} /MQ/				R_{15S} /MQ/	K_{ab}
9.	(IT+MT) - (JT+m)	650	325	2	(IT+MT) - (JT+m)	316	193	1.637	777,234583	19,57	912,093233
10.	JT - (IT+MT+m)	1150	450	2,556	JT - (IT+MT+m)	350	146	2,397	860,861089	-25,14	1010,229846
11.	(IT+MT+JT)-m				(IT+MT+JT)-m	200	107	1,869	491,920622		577,274198
12.	(IT+MT)-JT	1400	600	2,333	(IT+MT)-JT	510	252	2,024	1254,397587	-10,4	1472,049205
19	Concluzia prestatorului de servicii: probe și masuratori			CORESPUNDE							
20	Încertitudină asupra rezultatelor masuratorilor și a datelor?			NU							
21	Rezultatele masuratorilor/verificarilor/analizelor se validează?			DA							
22	Concluzie:			CORESPUNDE							
23	Punctaj			0							
24	Starea echipamentului			Stare buna							
25	Recomandari			- Exploatare normala							

Fig. 6.3. Rezultatele obținute la „măsurarea rezistenței de izolație a înfășurărilor”

Nova Industrial - Sistem Expert TransPower PT - RAPORT DE INCERCARE Nr. 711 / 11/12/2007				Pagina 9 / 36			
2.5. Masurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice si a capacitatii izolatiei infasurarilor							
2.5.1.	Executantul masuratorilor:	Denumirea intreprinderii		SC SMART SA			
		Denumirea centrului/sectiei/serviciului/echipei		SM Sibiu			
		Locatia echipei		Sibiu			
		Responsabilul pentru	Executia masuratorilor	Bordean Ioan			
			Verificarea corectitudinii masuratorilor	Brabete Lucian			
2.5.2. Conditii specifice efectuării măsurătorilor în stație							
2.5.2.1.	Date privind executia operatiilor de masurare	Data: 26/11/2007 zi/luna/an	Ora inceperii masurarii tangentei de izolatii:	Ld			
			Ora terminarii masurarii tangentei de izolatii:	Ld			
2.5.2.2.	Starea echipamentului inainte de efectuarea masuratorilor:	Starea de functionare		Retras din exploatare			
		Timpul scurs din momentul deconectării de la retea sau de la sursa de incalzire, pina la momentul inceperii masuratorilor					
2.5.2.3.	Lucrari de mentenanta efectuate in perioada de la masuratoarea anterioara	Data ultimei masuratori: zi Ld /luna Ld /an Ld					
		S-au efectuat in aceasta perioada, lucrari care au presupus manipularea/completarea/reconditionarea uleiului din echipament?					
2.5.2.4.	Temperatura echipamentului (a uleiului la partea superioara a cuvei) /°C/	Inainte de masuratori pe perioada de 72 h anterioara masuratorilor (val. medie)		Ld			
		In timpul masuratorilor		46.5			
2.5.2.5.	Conditii climatice	Umiditatea relativa a mediului ambiant %/		75			
		Temperatura mediului ambiant /°C/		4			
2.5.2.6.	Starea suprafetei exterioare a trecerilor izolate	Curatate cu alcool de 90° sau similar		DA			
		Documentul normativ de referinta		PE 116			
2.5.2.7.	Conditii de masura	Aparatul folosit pentru masurare	Tip	Punte DELTA			
			Fabrica constructoare a aparatului	Ld			
			Nr. de fabr.	D2K-02			
			Anul de fabricatie al aparatului	Ld			
			Domeniul de masura	Ld			
			Precizia de masura ≥0.1%				
			Aparatul are viza metrologica in termen?				
			Tensiunea de masura egala cu 10 kV, c.a.	DA			
			Inainte de fiecare masuratoare toate bornele infasurarii/lor echipamentelor sunt scurtcircuitate si legate la pamant min. 5 minute				
			Toate bornele accesibile infasurarii/lor se leaga intre ele (se scurtcircuitaza)				
2.5.3. Rezultatele masuratorilor, abateri							
Nr. crt.	Masuratori in fabrica, $T_{uF} : /°C/ 18$		Masuratori in stație, $T_{uS} : /°C/ 46.5$ $T_{amb} /°C/ 4$ Umiditate ur % 75		Abateri de la valoarea raportata la temperatura T_{uF} , fata de valoarea $Tg\delta_F$ masurata in fabrica, $\epsilon_{Tg\delta} /%$	Tangenta $Tg\delta_S$ masurata si raportata la temperatura de referinta de 20 °C	
	Conexiunea	$Tg\delta_F /%$ C /pF/	Conexiunea	$Tg\delta_S /%$ C /pF/			
9.	(IT+MT) - (JT+m)	0.535	(IT+MT) - (JT+m)	0.48	17824	-59.33	0.23
10.	JT - (IT+MT+m)	0.515	JT - (IT+MT+m)	0.55	30953	-51.59	0.264
11.	(IT+MT+JT)-m		(IT+MT+JT)-m	0.56	31552		0.268
12.	(IT+MT)-JT		(IT+MT)-JT	0.46	8615.8		0.22
19	Concluzia prestatorului de servicii: probe si masuratori	CORESPUNDE					
20	Incertitudini asupra rezultatelor masuratorilor si a datelor?	NU					
21	Rezultatele masuratorilor/verificarilor/analizelor se valideaza?	DA					
22	Concluzie:	CORESPUNDE					
23	Punctaj	0					
24	Starea echipamentului	Stare buna					
25	Recomandari	Exploatare normala					

Fig. 6.4. Rezultatele obținute la „măsurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice a izolației înfășurărilor”

138 Rezultate ale aplicării sistemului expert TRANSPOWER în practică – 6

Nova Industrial - Sistem Expert TransPower PT - RAPORT DE INCERCARE Nr. 711 / 11/12/2007			Pagina 36 / 36
2.18.	Expertiza folosind sistemul expert HES6		
2.18.1.	Raportul de expertiza nr. din (anexat)		
2.18.2.	Executantul expertizei	Denumirea intreprinderii	SC NOVAINDUSTRIAL SA
		Denumirea centrului/sectiei/serviciului/echipei	STAE
		Locatia echipei	Bucuresti
		Responsabilul pentru	Chirita Alin
		Executia masuratorilor	Goni Florin
		Verificarea corectitudinii masuratorilor	
2.18.3.	Conditii specifice efectuării măsurătorilor în stație		
2.18.3.1.	Date privind executia operatiilor de masurare	Data: 28/11/2008 zi/luna/an	Ora inceperii masuratorilor: 9.00 Ora terminarii masuratorilor: 17.00
2.18.3.2.	Temperatura echipamentului (a uleiului la partea superioara a cuvei) /°C/	Inainte de masuratori pe perioada de 72 h anterioara masuratorilor (valoarea medie): In timpul masuratorilor	Ld
2.18.3.3.	Conditii climatice	Umiditatea relativa a mediului ambiant %/ Temperatura mediului ambiant /°C/	
2.18.4.	Rezultatele expertizei tehnice		
Nr. crt.	Caracteristicile masurate	Rezultate: Corespund/Nu corespund DA/NU	
1	Continutul de apa in ulei la temperatura de referinta de 20 °C / ppm/	3.15	CORESPUNDE
2	Continutul de apa in izolatie solida la temperatura de referinta de 20 °C %masa/	2.40	NU CORESPUNDE
3	Concluzia prestatorului de servicii: probe si masuratori		
4	Incertitudini asupra rezultatelor masuratorilor si a datelor?		
5	Rezultatele masuratorilor/verificarilor/analizelor se valideaza?	DA	
6	Concluzii	NU CORESPUNDE	
7	Punctaj	2	
8	Starea echipamentului	Stare proasta	
9	Recomandari	- Mentinerea in exploatare numai in caz de necesitate - Programarea si executia lucrarii de revitalizare a izolatiei	
3.	Operator sistem expert TRANSPOWER PT		
3.1.	Numele si prenumele	Chirita Alin Ionut	
3.2.	Semnatura		
3.3.	Functia	Inginer	
4.	Aprobat		
4.1.	DIRECTOR GENERAL		
4.2.	Numele si prenumele	dr. ing. Constantin Moldoveanu	
4.3.	Semnatura		
4.4.	Stampila		

Fig. 6.5. Concluzii privind starea autotransformatorului încercat

Nova Industrial - Sistem Expert TransPower PT - RAPORT DE EXPERTIZA TEHNICA Nr. 713 / 11/12/2007			
Executant	SC SMART SA	Coda	Serie si an de fabricatie 94792/73
Beneficiar	Compania: CNTEE TRANSELECTRICA SA	Cod	Statia de transformare Cod
	Sucursala: SUCURSALA DE TRANSPORT BACAU	Cod	ST. 220 KV FAI SUCEE1341
	Centrul: CENTRUL DE EXPLOATARE IASI	Cod SUCEE 134	CELULA Cod
			CELULA 220 KV AT1 RT
1	Caracteristicile principale ale echipamentului incercat		
1.1	Tip echipament	Autotransformator de putere	Trifazat
1.2	Fabrica constructoare	Cod fabricatie	Tip constructiv
1.3	Caracteristica	Serie si an de fabricatie 94792/73	
1.4	Puterea nominala Sn /MVA/	Inalta tensiune	Media tensiune
1.5	Tensiunea nominala Un /kV/	200	200
1.6	Curentul nominal In /A/	231	121
1.7	Grupa de conexiune	500	954.4
1.8	Numarul comutatoarelor de reglaj sub sarcina	YN - 0 (autotrans)	YNd -5
1.9	Numarul treptelor de reglaj	YNd -5	YNd -5
1.10	Locul de dispunere a prizelor de reglaj	1	
1.11	Trecerile izolate tip condensator, cu priza de masura sunt aferente infasurarii si fazei:	Inalta Tensiune	
1.12	Numarul transformatoarelor de curent de tip inclus aferente infasurarii si fazei	Faza	
1.13	Posibilitatea de control a izolatiei miezului magnetic pe la placa de borne	Faza	
1.14	Materialul din care sunt realizate infasurarile	Faza	
1.15	Sistemul de racire	Faza	
1.16	Masa totala /t/	Faza	
1.17	Masa de ulei /t/	Faza	

a)

Nova Industrial - Sistem Expert TransPower PT - RAPORT DE EXPERTIZA TEHNICA Nr. 713 / 11/12/2007						Pagina 2 / 7	
2.	Nomenclatorul probelor, masuratorilor, analizelor, verificarilor, expertizelor specifice	Rezultate valide?	Starea echipamentului rezultata din probele/masuratorile/verificarile efectuate	Punctaj AUTO	Punctaj EXPERT		
2.1.	Masurarea rezistentei ohmice a infasurarii	DA	Stare proasta	1			
2.2.	Masurarea raportului de transformare	DA	Stare buna	0			
2.3.	Masurarea impedantei de scurtcircuit	DA	Stare buna	0			
2.4.	Masurarea rezistentelor de izolatie R60 si R15 a infasurarii/lor; determinarea coeficientului de absorbtie Kab=R60/R15	DA	Stare buna	0			
2.5.	Masurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice si a capacitatii izolatiei infasurarii/lor	DA	Stare buna	0			
2.6.		a - Controlul vizual exterior	DA	Stare buna	0		
2.7.	Verificarea trecerilor izolate tip condensator prevazute cu borne de masura a capacitatii si a tangentei unghiului de pierderi dielectrice	b - Masurarea rezistentelor de izolatie R60 _{C1} , R60 _{C2} , R60 _{C3}	DA	Stare buna	0		
2.8.		c - Masurarea capacitatiilor C1, C2, C3	DA	Stare buna	0		
2.9.		d - Masurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice tgδ _{C1} , tgδ _{C2} , tgδ _{C3}	DA	Stare buna	0		
2.10.		Sinteza treceri izolate 2.6 - 2.9	DA	Stare buna	0		
2.11.		a - Controlul vizual exterior	DA	Stare buna	0		
2.12.	Verificarea transformatoarelor de curent de tip inclus	b - Masurarea rezistentei ohmice	DA	Stare buna	0		
2.13.		c - Masurarea rezistentei de izolatie	DA	Stare buna	0		
2.14.		d - Verificarea caracteristicii de magnetizare					
2.15.		e - Proba cu tensiune aplicata, 50 Hz; 1 minut	DA	Stare buna	0		
2.16.		Sinteza transformatoare de curent 2.11 - 2.15	DA	Stare buna	0		
2.17.		a - Miez - masa	DA	Stare inacceptabila (posibila degradare importanta)	SI		
2.18.		b - Schela 1 - masa	DA	Stare inacceptabila (posibila degradare importanta)	SI		
2.19.		c - Schela 2 - masa	DA	Stare inacceptabila (posibila degradare importanta)	SI		
2.20.	Masurarea rezistentelor de izolatie la circuitul magnetic R60	d - Miez - Schela 1	DA	Stare inacceptabila (posibila degradare importanta)	SI		
2.21.		e - Miez - Schela 2	DA	Stare inacceptabila (posibila degradare importanta)	SI		
2.22.		f - Schela 1 - Schela 2	DA	Stare inacceptabila (posibila degradare importanta)	SI		
2.23.		g - Intre pachetele de tole	DA	Stare buna	0		
2.24.		Sinteza miez magnetic 2.17-2.23	DA	Stare inacceptabila (posibile deteriorari importante)	SI		
2.25.		a - Corectitudinea conexiunilor cuvei ruptorului comutatorului de reglaj la cuva transformatorului si respectiv, la conservator	DA	Stare buna	0		
2.26.		b - Existenta scurgerilor de ulei pe la garnituri	DA	Stare buna	0		
2.27.		c - Starea de functionare a mecanismului de actionare	DA	Stare buna	0		
2.28.		d - Starea de functionare a degazorului (daca exista)	DA	Stare buna	0		
2.29.		e - Corectitudinea functionarii comutatorului prin actionarea electrica sau actionarea manuala	DA	Stare buna	0		
2.30.	Verificarea starii tehnice a comutatorului de reglaj sub sarcina	f - Corespondenta intre priza pe care se afla comutatorul, cu indicatorul de pozitie a mecanismului de actionare si respectiv cu cea a indicatorului de pozitie a selectorului (indicatorul de pe capul ruptorului)	DA	Stare buna	0		
2.31.		g - Functionarea blocajului electric la limite de cursa	DA	Stare buna	0		
2.32.		h - Functionarea blocajului mecanic la limitele de cursa	DA	Stare buna	0		
2.33.		i - Existenta ruginei, oxidarii sau a apei in stare libera in interiorul cuvei ruptorului sau pe ruptor	DA	Stare buna	0		
2.34.		j - Gradul de erodare a contactelor mobile si fixe	DA	Stare buna	0		
2.35.		k - Rigiditatea dielectrica a uleiului din cuva ruptorului	DA	Stare buna	0		
2.36.		l - Functionarea corecta a ruptorului (timpul de actionare, succesiunea inchiderii contactelor, etc.)	DA	Stare buna	0		
2.37.		m - Starea selectorului si a inversorului	DA	Stare buna	0		
2.38.		n - Starea pieselor izolante	DA	Stare buna	0		
2.39.		Sinteza comutator de reglaj sub sarcina 2.25 - 2.38	DA	Stare buna	0		

b)

140 Rezultate ale aplicării sistemului expert TRANSPOWER în practică – 6

Nova Industrial - Sistem Expert TransPower PT - RAPORT DE EXPERTIZA TEHNICA Nr. 713 / 11/12/2007						Pagina 3 / 7	
2.	Nomenclatorul probelor, masuratorilor, analizelor, verificarilor, expertizelor specifice	Rezultate valide?	Starea echipamentului rezultata din probele/masuratorile/verificarile efectuate	Punctaj AUTO	Punctaj EXPERT		
2.40.	Verificarea starii tehnice a sistemului de racire	a - Starea tehnica a electroventilatoarelor	DA	Stare buna	0		
2.41.		b - Corectitudinea sensului de rotire a ventilatoarelor	DA	Stare buna	0		
2.42.		c - Vibratii sau zgomote anormale la functionarea electroventilatoarelor	DA	Stare buna	0		
2.43.		d - Starea tehnica a electropompelor de ulei	DA	Stare buna	0		
2.44.		e - Corectitudinea sensului de rotire a electropompelor de ulei	DA	Stare buna	0		
2.45.		f - Vibratii sau zgomote anormale la functionarea electropompelor de ulei	DA	Stare buna	0		
2.46.		g - Rezistenta de izolatie a infasurarii statorului motorului electric fata de masa	DA	Stare buna	0		
2.47.		h - Curentii pe fazele infasurarii motorului electric aferent pompei de ulei, alimentata la tensiunea retelei de c.a	DA	Stare buna	0		
2.48.		i - Corectitudinea functionarii sistemului de racire la comanda electrica a grupelor de racire in functie de temperatura echipamentului	DA	Stare buna	0		
2.49.		j - Neetanseitati la ulei (la radiatoare, la robineti, la imbinarile cu garnitura, etc.)	DA	Stare buna	0		
2.50.		k - Starea indicatoarelor de circulatie a uleiului	DA	Stare buna	0		
2.51.		Sinteza sistem de racire 2.40-2.50	DA	Stare buna	0		
2.52.		a - Neetanseitati la ulei	DA	Stare buna	0		
2.53.		b - Starea membranei de protectie a uleiului	DA	Stare buna	0		
2.54.	Verificarea starii tehnice a conservatorului de ulei	c - Nivelul uleiului in conservator si incadrarea corespundenta acestuia cu temperatura transformatorului	DA	Stare buna	0		
2.55.		d - Starea indicatorului de nivel al uleiului	DA	Stare buna	0		
2.56.		e - Starea filtrului de aer	DA	Stare buna	0		
2.57.	Sinteza conservator de ulei 2.52-2.56	DA	Stare buna	0			
2.58.	Verificarea etanseitatii la ulei a cuvei si a accesoriilor	a - Neetanseitati pe la ramele oalelor suport a trecerilor izolate	DA	Stare buna	0		
2.59.		b - Neetanseitati pe la ferestrele de vizitare	DA	Stare buna	0		
2.60.		c - Neetanseitati pe la imbinarile dintre cuva si robinetii de legatura cu racitoarele	DA	Stare buna	0		
2.61.		d - Neetanseitati intre cuva principala si cuva comutatorului de reglaj sub sarcina	DA	Stare buna	0		
2.62.		e - Neetanseitati intre cuva clopot si rama (sau intre capac si cuva)	DA	Stare buna	0		
2.63.		f - Neetanseitati pe la cordoanele de sudura	DA	Stare buna	0		
2.64.		g - Pierderi masive de ulei	DA	Stare buna	0		
2.65.	Sinteza etanseitate la ulei 2.58-2.64	DA	Stare buna	0			
2.66.	Analize si probe la ulei	a - Aspect, culoare si miros	DA	Stare buna	0		
2.67.		b - Tensiunea de strapungere	DA	Stare acceptabila	1		
2.68.		c - Tangenta unghiului de pierderi dielectrice la temperatura de 90 °C	DA	Stare buna	0		
2.69.		d - Rezistivitatea de volum la temperatura de 20 °C	DA	Stare acceptabila	1		
2.70.		e - Densitatea	DA	Stare proasta	2		
2.71.		f - Viscozitatea cinematica	DA	Stare proasta	2		
2.72.		g - Aciditatea	DA	Stare proasta	2		
2.73.		h - Continutul de substante insolubile in normal heptan	DA	Stare buna	0		
2.74.		i - Punctul de inflamabilitate	DA	Stare buna	0		
2.75.		j - Tensiunea interfaciala ulei-apa	DA	Stare acceptabila	1		
2.76.		k - Continutul de apa raportat la temperatura de 20 °C	DA	Stare acceptabila	1		
2.77.		l - Numarul de particule cu Ø 2 , 5, 15 mm/100ml ulei	DA	Stare proasta	2		
2.78.		m - Continutul de aditiv antioxidant	DA	Stare proasta	2		
2.79.		n - Identificare ioni sulfati si cloruri anorganice	DA	Stare proasta	2		
2.80.		Sinteza ulei 2.66-2.79	DA	Stare proasta	2		
2.81.		o - Analiza cromatografica a gazelor dizolvate in ulei	DA	Stare inacceptabila (posibile deteriorari importante)	SI		
2.82.	p - Continutul de furfural	DA	Stare buna	0			

c)

Nova Industrial - Sistem Expert TransPower PT - RAPORT DE EXPERTIZA TEHNICA Nr. 713 / 11/12/2007				Pagina 4 / 7																																																	
2.	Nomenclatorul probelor, masuratorilor, analizelor, verificarilor, expertizelor specifice	Rezultate valide?	Starea echipamentului rezultata din probele/masuratorile/verificarile efectuate	Punctaj AUTO	Punctaj EXPERT																																																
2.83.	Probe speciale	a - Investigarea starii izolatiei infasurarilor prin masurarea curentilor de polarizare/depolarizare (PDC) si respectiv prin masurarea tensiunii de revenire (RVM)	DA	Stare Inacceptabila	SI																																																
2.84.		b - Investigare termografica	DA	Stare acceptabila	1																																																
2.85.		c - Masurarea descarcilor partiale	DA	Stare proasta	2																																																
2.86.		d - Investigarea starii infasurarilor din punct de vedere mecanic prin metoda impulsurilor de joasa tensiune (IJT) si respectiv metoda analizei raspunsului in frecventa (ARF)	DA	Stare buna	0																																																
2.87.	Expertize specifice	a - Evaluarea gradului de umezire a uleiului si respectiv a izolatiei solide aplicand sistemul expert HES 6	DA	Stare proasta	2																																																
2.88.	Analiza dosarului de istorie	<input type="checkbox"/> Mentenanta si functionare normala <input type="checkbox"/> S-au intamplat unele stari de functionare anormale si/sau a fost necesara mentenanta suplimentara peste cea normala <input type="checkbox"/> A fost necesara functionarea semnificativa in afara regimului normal si/sau mentenanta suplimentara, sau au aparut scoateri din exploatare fortate, sau scoaterile din exploatare sunt in mod regulat extinse datorita problemelor de mentenanta, sau unitati similare sunt cu probleme <input type="checkbox"/> Intreruperi de functionare fortate sunt repetate; mentenanta nu este eficienta, sau pierderi majore de ulei sau gaz; unitati similare s-au defectat																																																			
2.89.	Analiza finand seama de varsta echipamentului - ani			0																																																	
3	Rezultatele masuratorilor / verificarilor / analizelor sunt validate?	DA (Moldoveanu Constantin - Director General)																																																			
4.	Starea tehnica a principalelor componente constructive ale echipamentului																																																				
<div style="text-align: center;"> Starea tehnica / Punctaj de stare </div> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th>Stare:</th> <th>AUTO.</th> <th>EXP.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="4">Componentele principale</td> </tr> <tr> <td>Uleiul electroizolant</td> <td></td> <td>2</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Infasurarile / Infasurarea</td> <td></td> <td>SI</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Circuitul magnetic</td> <td></td> <td>SI</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Partea activa</td> <td></td> <td>SI</td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="4">Accesorile principale</td> </tr> <tr> <td>Trecerile izolate</td> <td></td> <td>0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Comutatorul de reglaj sub sarcina</td> <td></td> <td>0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Transformatoarele de curent de tip inclus</td> <td></td> <td>0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Cuva si conservatorul</td> <td></td> <td>0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Sistemul de racire</td> <td></td> <td>SI</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>Stare: Buna / Acceptabila / Proasta / Inacceptabila </p> <p>Evaluare: AUTO. - Automata; EXP. - Expert uman</p>							Stare:	AUTO.	EXP.	Componentele principale				Uleiul electroizolant		2		Infasurarile / Infasurarea		SI		Circuitul magnetic		SI		Partea activa		SI		Accesorile principale				Trecerile izolate		0		Comutatorul de reglaj sub sarcina		0		Transformatoarele de curent de tip inclus		0		Cuva si conservatorul		0		Sistemul de racire		SI	
	Stare:	AUTO.	EXP.																																																		
Componentele principale																																																					
Uleiul electroizolant		2																																																			
Infasurarile / Infasurarea		SI																																																			
Circuitul magnetic		SI																																																			
Partea activa		SI																																																			
Accesorile principale																																																					
Trecerile izolate		0																																																			
Comutatorul de reglaj sub sarcina		0																																																			
Transformatoarele de curent de tip inclus		0																																																			
Cuva si conservatorul		0																																																			
Sistemul de racire		SI																																																			

d)

Nova Industrial - Sistem Expert TransPower PT - RAPORT DE EXPERTIZA TEHNICA Nr. 713 / 11/12/2007		Pagina 5 / 7	
Concluzia "Echipamentul CORESPUNDE/NU CORESPUNDE conditiilor tehnice impuse"; Este declarata "Stare Inacceptabila" (SI) in ceea ce priveste siguranta in functionare a echipamentului?			
5.	Proba/Analiza	Concluzie Corespunde / Nu corespunde	Recomandari
5.1	2.1	Corespunde	- Exploatare normala
5.2	2.2	Corespunde	- Exploatare normala
5.3	2.3	Corespunde	- Exploatare normala
5.4	2.4	Corespunde	- Exploatare normala
5.5	2.5	Corespunde	- Exploatare normala
5.6	2.6	Corespunde	- Exploatare normala
5.7	2.7	Corespunde	- Exploatare normala
5.8	2.8	Nu corespunde	- Mentinerea echipamentului in stare retras din exploatare - Consultarea expertilor pentru solutii de remediere - Analiza rezultatelor si in corelare cu cele obtinute la alte probe (de ex. analiza cromatografica) - Remedierea defectiunii i inainte de repunerea in functiune a echipamentului
5.9	2.9	Corespunde	- Exploatare normala
5.10	2.10	Corespunde	- Exploatare normala
5.11	2.11	Corespunde	- Exploatare normala
5.12	2.12	Corespunde	- Exploatare normala
5.13	2.13	Corespunde	- Exploatare normala
5.14	2.14		
5.15	2.15	Corespunde	- Exploatare normala
5.16	2.16	Corespunde	- Exploatare normala
5.17	2.17	Nu corespunde	- Mentinerea echipamentului in stare retras din exploatare - Consultarea expertilor pentru solutii de remediere - Analiza rezultatelor si in corelare cu cele obtinute la alte probe (de ex. analiza cromatografica) - Remedierea defectiunii i inainte de repunerea in functiune a echipamentului
5.18	2.18	Nu corespunde	- Mentinerea echipamentului in stare retras din exploatare - Consultarea expertilor pentru solutii de remediere - Analiza rezultatelor si in corelare cu cele obtinute la alte probe (de ex. analiza cromatografica) - Remedierea defectiunii i inainte de repunerea in functiune a echipamentului
5.19	2.19	Nu corespunde	- Mentinerea echipamentului in stare retras din exploatare - Consultarea expertilor pentru solutii de remediere - Analiza rezultatelor si in corelare cu cele obtinute la alte probe (de ex. analiza cromatografica) - Remedierea defectiunii i inainte de repunerea in functiune a echipamentului
5.20	2.20	Nu corespunde	- Mentinerea echipamentului in stare retras din exploatare - Consultarea expertilor pentru solutii de remediere - Analiza rezultatelor si in corelare cu cele obtinute la alte probe (de ex. analiza cromatografica) - Remedierea defectiunii i inainte de repunerea in functiune a echipamentului
5.21	2.21	Nu corespunde	- Mentinerea echipamentului in stare retras din exploatare - Consultarea expertilor pentru solutii de remediere - Analiza rezultatelor si in corelare cu cele obtinute la alte probe (de ex. analiza cromatografica) - Remedierea defectiunii i inainte de repunerea in functiune a echipamentului
5.22	2.22	Nu corespunde	- Mentinerea echipamentului in stare retras din exploatare - Consultarea expertilor pentru solutii de remediere - Analiza rezultatelor si in corelare cu cele obtinute la alte probe (de ex. analiza cromatografica) - Remedierea defectiunii i inainte de repunerea in functiune a echipamentului
5.23	2.23	Corespunde	- Exploatare normala
5.24	2.24	Nu corespunde	- Mentinerea echipamentului in stare retras din exploatare - Analiza rezultatelor in corelare si cu cele obtinute la alte probe (de ex. analiza cromatografica) - Consultarea expertilor pentru solutii de remediere - Remedierea defectiunilor inainte de repunerea echipamentului in functiune
5.25	2.25	Corespunde	- Exploatare normala
5.26	2.26	Corespunde	- Exploatare normala
5.27	2.27	Corespunde	- Exploatare normala
5.28	2.28	Corespunde	- Exploatare normala
5.29	2.29	Corespunde	- Exploatare normala
5.30	2.30	Corespunde	- Exploatare normala

e)

Nova Industrial - Sistem Expert TransPower PT - RAPORT DE EXPERTIZA TEHNICA Nr. 713 / 11/12/2007		Pagina 6 / 7	
Concluzia "Echipamentul CORESPUNDE/NU CORESPUNDE conditiilor tehnice impuse"; Este declarata "Stare Inacceptabila" (SI) in ceea ce priveste siguranta in functionare a echipamentului?			
5.	Proba/Analiza	Concluzie Corespunde / Nu corespunde	Recomandari
5.31	2.31	Corespunde	- Exploatare normala
5.32	2.32	Corespunde	- Exploatare normala
5.33	2.33	Corespunde	- Exploatare normala
5.34	2.34	Corespunde	- Exploatare normala
5.35	2.35	Corespunde	- Exploatare normala
5.36	2.36	Corespunde	- Exploatare normala
5.37	2.37	Corespunde	- Exploatare normala
5.38	2.38	Corespunde	- Exploatare normala
5.39	2.39	Corespunde	- Exploatare normala
5.40	2.40	Corespunde	- Exploatare normala
5.41	2.41	Corespunde	- Exploatare normala
5.42	2.42	Corespunde	- Exploatare normala
5.43	2.43	Corespunde	- Exploatare normala
5.44	2.44	Corespunde	- Exploatare normala
5.45	2.45	Corespunde	- Exploatare normala
5.46	2.46	Corespunde	- Exploatare normala
5.47	2.47	Corespunde	- Exploatare normala
5.48	2.48	Corespunde	- Exploatare normala
5.49	2.49	Corespunde	- Exploatare normala
5.50	2.50	Corespunde	- Exploatare normala
5.51	2.51	Corespunde	- Exploatare normala
5.52	2.52	Corespunde	- Exploatare normala
5.53	2.53	Corespunde	- Exploatare normala
5.54	2.54	Corespunde	- Exploatare normala
5.55	2.55	Corespunde	- Exploatare normala
5.56	2.56	Corespunde	- Exploatare normala
5.57	2.57	Corespunde	- Exploatare normala
5.58	2.58	Corespunde	- Exploatare normala
5.59	2.59	Corespunde	- Exploatare normala
5.60	2.60	Corespunde	- Exploatare normala
5.61	2.61	Corespunde	- Exploatare normala
5.62	2.62	Corespunde	- Exploatare normala
5.63	2.63	Corespunde	- Exploatare normala
5.64	2.64	Corespunde	- Exploatare normala
5.65	2.65	Corespunde	- Exploatare normala
5.66	2.66	Corespunde	- Exploatare normala
5.67	2.67	Corespunde	- Exploatare normala
5.68	2.68	Corespunde	- Mentineria in exploatare - Consultarea expertului - Analiza rezultatelor in corelare si cu cele obtinute la alte probe (continut de apa, continut de particule, tensiunea de strapungere, aciditatea, tensiunea interfaciala) - Repetarea mas uratorilor la intervale mai reduse - Programarea lucrarii de regenerare/inlocuire a uleiului - Regenerarea/inlocuirea uleiului
5.69	2.69	Corespunde	- Exploatare normala - Analiza rezultatelor in corelare si cu cele obtinute la alte probe (continut de apa, continut de particule, tensiunea de strapungere, aciditatea, tensiunea interfaciala) - Repetarea masuratorilor la intervale mai reduse
5.70	2.70	Corespunde	- Mentineria in exploatare - Consultarea expertului
5.71	2.71	Corespunde	- Mentineria in exploatare - Consultarea expertului
5.72	2.72	Corespunde	- Mentineria in exploatare - Consultarea expertului - Analiza rezultatelor in corelare si cu cele obtinute la alte probe (de ex. prezenta slamului si a sedimentelor) - Repetarea masuratorilor la intervale mai reduse - Programarea lucrarii de regenerare/inlocuire a uleiului - Regenerarea/inlocuirea uleiului

f)

Fig. 6.6. Rezultatele evaluării stării tehnice a autotransformatorului

Sistemul expert **TRANSPOWER – PT** a validat rezultatele măsurătorilor efectuate de prestatorul servicii, a făcut evaluarea rezultatelor comparându-le cu cele din fabrică (acolo unde prescripțiile de exploatare au impus aceasta) sau cu pragurile limită impuse de norma tehnică internă a CN Transelectrica, și a încadrat rezultatele în categoriile *corespunde / Nu corespunde* condițiilor tehnice impuse.

După cum se observă din raportul de expertiză tehnică, autotransformatorul expertizat nu corespunde condițiilor din normele tehnice în vigoare, în ceea ce privește:

- izolația miezului magnetic;
- starea părții active (concentrații mari pentru gazele specifice defecțiunilor de natură termică – cel mai probabil defecțiunile sunt la sistemul de precomprimare a bobinelor înfășurărilor);
- gradul excesiv de umezire a izolației solide.

În cazul autotransformatorului de 200/200/60 MVA 231/121/10,5 kV AT1 din stația 220 kV FAI expertizată, sistemul expert recomandă retragerea din exploatare a autotransformatorului și apelarea la expert uman pentru analizarea și de către acesta a rezultatelor, stabilirea concluziilor proprii privind deficiențele și măsurile de exploatare / mentenanță, respectiv pentru elaborarea propunerilor de remediere.

6.3. Concluzii

Pe baza elementelor prezentate în acest capitol se pot formula următoarele concluzii:

1. Sistemul expert **TRANSPOWER** se dovedește a fi funcțional și extrem de util cu prilejul folosirii lui pentru diagnoza, evaluarea stării tehnice momentane și mentenanța echipamentelor electrice primare de 110-750 kV din rețeaua de transport al energiei electrice a operatorului național de transport și sistem CN Transelectrica SA: transformatoare și autotransformatoare de putere, transformatoare de curent, transformatoare de tensiune, bobine de compensare, întreruptoare, separatoare, descărcătoare.

2. Baza de date realizată de sistemul expert **TRANSPOWER** cuprinde un volum de date informații tehnice ce caracterizează starea tehnică momentană a echipamentelor primare de înaltă tensiune din rețeaua de transport al energiei electrice, mult mai completă, mult mai adaptată specificului din țara noastră și mult mai apropiată de cerințele și condițiile aplicării Mentenanței Bazate pe Fiabilitate (**RCM**), decât cea realizată de pachetul de programe **Solutiona**, folosit în perioada 2003 - 2008 de CNE Transelectrica. Această bază de date poate servi la expertizele tehnice ca sursă de informații (dosar de istorie) privind comportarea în exploatare a fiecărui echipament de înaltă tensiune din rețeaua de transport al energiei electrice, la evaluarea stării lor tehnice momentane, la trasarea diagramelor și graficelor evoluției în timp a parametrilor tehnici monitorizați prin probe și măsurători, la determinarea indicatorilor specifici de fiabilitate, la determinarea momentelor optime pentru efectuarea mentenanței etc.

3. Up-gradarea sistemului expert **TRANSPOWER** în scopul integrării în și a componentei sistemului **MBF/RCM** pentru fundamentarea tipului de mentenanță, a permis utilizatorului să afle pentru un anumit echipament nu numai informații despre starea lui tehnică momentană, ci și informații despre tipul de mentenanță care trebuie efectuată. În acest fel sistemul informatic **TRANSPOWER** integrează atât concluziile proprii sistemului expert cât și concluziile rezultate folosind metodologia MBF.

7. CONCLUZII GENERALE ȘI CONTRIBUȚII PERSONALE

A. Concluzii

Elementele teoretice și practice prezentate în cadrul tezei de doctorat evidențiază următoarele **concluzii cu caracter mai general**:

1. Procesul de management al activelor fixe din rețeaua electrică de transport al energiei electrice, sub toate aspectele sale complexe, este destinat să mențină funcționalitatea acestei rețele și prin aceasta a sistemului energetic în ansamblu.

2. Vârsta înaintată a echipamentelor electroenergetice, corelată cu restructurarea sectorului energetic, cu reducerea personalului, cu creșterea competiției pe piața serviciilor, a accentuat necesitatea și importanța conceperii și aplicării unor soluții și criterii noi pentru managementul stării tehnice momentane a echipamentelor, pentru evaluarea corectitudinii diagnozei, pentru stabilirea necesarului de lucrări de mentenanță și a eficienței acestora, pentru evaluarea riscului de funcționare (inclusiv implicațiile asupra mediului).

3. Procesele de management a stării tehnice a echipamentelor electrice de înaltă tensiune au fost dezvoltate ca elemente esențiale ale exploatării și dezvoltării rețelelor electrice de transport. Obiectivul principal al managementului stării tehnice și al mentenanței acestor echipamente este de a minimiza costurile totale ale sistemului de transport al energiei electrice prin optimizarea strategiilor de mentenanță, de reinvestiții și de eliminare a avariilor – asigurând totodată nivelele cerute privind calitatea serviciului prestat de transport al energiei electrice.

4. Una din cele mai dificile probleme ale managementului activelor este determinată de complexitatea corelării între costuri și calitate – în special separarea efectelor economice de cele tehnice.

5. Analiza costurilor operatorilor rețelelor electrice de transport a energiei electrice, scoate în evidență faptul că cel mai mare potențial pentru creșterea eficienței este optimizarea problemelor legate de componentele sistemului (principala contribuție la costul de capital) și respectiv menținerea echipamentelor în stare tehnică corespunzătoare pe o durată de timp cât mai mare, peste durata lor de viață standard (principala contribuție la costurile de operare).

6. În cadrul lucrării a fost realizată o concepție proprie privind managementul activelor, cu aplicabilitate practică directă la CN Transelectrica SA, operatorul de transport și de sistem din România, care asigură:

- adaptarea la schimbările instituționale;
- maximizarea disponibilității rețelei de transport a energiei electrice (RET);
- fundamentarea deciziilor de mentenanță și/sau rețehnologizare;
- stabilirea strategiei, a obiectivelor, responsabilităților, cerințelor și a modului de îndeplinire a acestora, privind asigurarea desfășurării activității de mentenanță;
- asigurarea fiabilității echipamentelor și creșterea siguranței în funcționare;
- extinderea duratei de viață a mijloacelor fixe din cadrul RET;
- crearea unei strategii coerente de identificare, evaluare, tratare și administrare a riscurilor;
- asigurarea datelor și informațiilor specifice, necesare implementării în viitorul apropiat a managementului riscului;

- crearea și optimizarea fluxurilor informaționale necesare activităților și asigurarea unui feedback corespunzător;
- asigurarea interfețelor între entități diferite;
- identificarea, controlul și optimizarea costurilor;
- documentarea activităților;
- stabilirea, evaluarea și urmărirea criteriilor de performanță;
- stabilirea măsurilor eficiente de îmbunătățire a performanțelor.

7. În ceea ce privește starea tehnică momentană a echipamentelor electrice de înaltă tensiune aceasta este analizată din trei direcții principale și anume:

- factorii care influențează performanțele echipamentelor;
- responsabilitățile personalului de exploatare în gestionarea vieții echipamentelor;
- responsabilitățile top managementului companiei legate de managementul activelor (deci și a echipamentelor).

8. Concepția menționată privind managementul activelor se bazează pe date și informații de calitate, coerente și valide privind performanțele tehnice ale mijloacelor fixe și respectiv nivelurile acceptabile de risc / disponibilitate.

9. Pentru reducerea costurilor de exploatare, ușurarea evaluării opțiunilor de mentenanță și respectiv pentru reducerea la minimum posibil a riscului unor scoateri din funcțiune neplanificate sau a unor decizii eronate de exploatare, sistemul de management conceput în cadrul lucrării se bazează pe folosirea sistemelor expert dedicate pentru:

- evaluarea stării tehnice;
- identificarea riscului în exploatare pe bază de încercări, diagnoze, analize și evaluare a datelor;
- determinarea necesității și a urgenței lucrărilor de mentenanță sau reparații;
- stabilirea ordinii de prioritate a lucrărilor de mentenanță;
- realizarea bazei de date informatizate.

10. Sistemul expert dezvoltat sub responsabilitatea mea tehnică directă are denumirea generică **TRANSPOWER** și este destinat diagnozei stării tehnice momentane a echipamentelor electrice de înaltă tensiune din RET, managementului mentenanței acestora și respectiv realizării bazei de date informatizate pentru toate rezultatele încercărilor și analizelor, rapoartele de încercare și de expertiză, rapoartele de incidente, rapoartele de echipament deteriorat, rapoartele de reparații (operații și costuri), rapoartele de mișcare / înlocuire etc.

11. Sistemul expert **TRANSPOWER** este un sistem modular, destinat diagnozei, evaluării stării tehnice momentane și respectiv mentenanței echipamentelor electrice primare de 110-750 kV: transformatoare de putere (modulul **TRANSPOWER PT**), transformatoare de curent (modulul **TRANSPOWER TC**), transformatoare de tensiune (modulul **TRANSPOWER TT**), întreruptoare (modulul **TRANSPOWER I**), separatoare (modulul **TRANSPOWER S**), descărcătoare (modulul **TRANSPOWER D**).

12. La dezvoltarea sistemului expert **TRANSPOWER** s-au avut în vedere următoarele obiective principale ale strategiei privind managementul echipamentelor electrice primare de înaltă tensiune (transformatoare de putere, bobine de reactanță sunt, transformatoare de curent, transformatoare de tensiune, întreruptoare, separatoare, descărcătoare) din instalațiile unei companii de transport al energiei electrice:

- optimizarea duratei de viață a echipamentelor pe termen lung și respectiv pe termen scurt;
- optimizarea fiabilității și a activității de mentenanță;

- impunerea unui regim strict de lucru cu prestatorii de servicii de probe și măsurători prin precizarea nomenclatorului de încercări (nomenclator diferențiat în funcție de prilejul efectuării probelor și anume: punere în funcțiune, lucrări de mentenanță minoră sau majoră pe diverse nivele, după incidente, expertize tehnice), a datelor privind condițiile de efectuare a probelor, măsurătorilor și analizelor, a formularului de raport de încercare;
- stabilirea criteriilor de evaluare a stării tehnice a echipamentelor primare de înaltă tensiune (transformatoare de putere, transformatoare de curent și de tensiune, întreruptoare, separatoare, descărcătoare), pe bază de încercări (probe, analize, măsurători și verificări) conforme cu cerințele standardelor și normativelor tehnice în vigoare, respectiv cu procedurile operaționale de diagnoza rezultate în urma experienței de exploatare sau a rezultatelor studiilor și a cercetărilor, confirmate în practica curentă;
- prelucrarea rezultatelor încercărilor, raportându-le la valorile de referință (dacă este cazul) și calculând abaterile față de acestea (valorile de referință sunt preluate din rapoartele de încercare ale fabricii constructoare sau din alte documente tehnice normative de referință, prescrise);
- crearea posibilității de analiză rapidă (în câteva minute) a raportului de încercare, prezentat de prestator utilizatorului, sub aspectele: respectării nomenclatorului de probe și a condițiilor tehnice de execuție a lor, în conformitate cu comanda de servicii de probe;
- indicarea abaterii valorilor obținute la probele efectuate, în raport cu valorile de referință impuse de normativele și standardele de încercare, precizate în comanda de servicii de probe;
- încadrarea stării echipamentului diagnosticat în categoriile de stare predefinite: *bună, acceptabilă, proastă sau inacceptabilă*;
- prescrierea de recomandări privind exploatarea în continuare a echipamentului diagnosticat și respectiv necesitatea sau urgența retragerilor din exploatare și/sau a lucrărilor de mentenanță.

13. Sistemul expert **TRANSPOWER** a fost astfel conceput încât utilizatorul să poată folosi la maximum datele pe care trebuie să le furnizeze, sub format electronic, orice prestator de servicii de „probe și măsurători” cu prilejul recepției lucrărilor efectuate la investigarea unui anumit tip de echipament de înaltă tensiune (din tipurile menționate).

14. Aplicarea sistemului expert **TRANSPOWER** implică parcurgerea mai multor etape, relativ simple, dar extrem de riguroase, atât de către utilizator cât și de către prestatorul de servicii de probe și măsurători.

15. Sistemul expert **TRANSPOWER** necesită transmiterea de către prestatorul de servicii a rezultatelor probelor, măsurătorilor și analizelor efectuate, în format electronic, raportul de încercare fiind compatibil cu sistemul expert menționat.

16. Sistemul expert **TRANSPOWER** are o mulțime de avantaje dintre care se menționează următoarele:

- este astfel conceput încât să ajute atât utilizatorii-neexperți cât și pe experții în domeniu, la determinarea stării echipamentelor electrice de înaltă tensiune și a componentelor acestora;
- utilizatorii pot verifica într-un timp extrem de scurt raportul de încercare prezentat de prestatorul de servicii de încercare, în ceea ce privește: corespondența dintre încercările solicitate și încercările efectuate, corectitudinea efectuării încercărilor în conformitate cu condițiile impuse în documentele tehnice de referință din comanda de încercări, completitudinea datelor din raportul de încercare;

- utilizatorii pot efectua, în modul de lucru „automat”, propria evaluare de stare, pot determina dacă echipamentul expertizat este defect sau este subiectul unei defectări iminente și pot obține recomandările pentru serviciile de exploatare / mentenanță necesare;
- este un instrument consultativ privind activitatea de mentenanță referitoare la echipamentele electrice de înaltă tensiune, el integrând rezultatele încercărilor cu cunoștințele și experiența specialiștilor în domeniu;
- poate servi de asemenea ca bază de date permanentă pentru toate rezultatele încercărilor și inspecțiilor, reparațiilor, înlocuirilor sau evenimentelor care pot afecta durata de viață a echipamentelor electrice de înaltă tensiune;
- este de ajutor utilizatorilor din punct de vedere tehnic și prin aceea că definește termenii, condițiile de defectare, încercările, inspecțiile, evenimentele și reparațiile;
- contribuie la reducerea costurilor de exploatare și mentenanță la orice companie din domeniul energiei electrice, prin utilizarea evaluării la nivel ridicat a propriilor echipamente de înaltă tensiune.

17. Sistemul expert **TRANSPOWER** s-a dovedit a fi funcțional și extrem de util cu prilejul folosirii lui la cele peste 30 unități de transformare de medie și mare putere expertizate.

18. Baza de date realizată folosind sistemul expert **TRANSPOWER**, mult mai completă, comparativ cu alte sisteme expert, va constitui suportul tehnic principal pentru programarea lucrărilor de mentenanță și respectiv pentru deciziile tehnice în cadrul CN Transelectrica SA.

19. Testele efectuate la CN Transelectrica SA au dovedit ca fișele tip de identificare a echipamentelor electrice de înaltă tensiune din exploatare pot fi completate cu date de către utilizatorul sistemului expert, pot fi salvate în baza de date a sistemului expert **TRANSPOWER**, iar datele din acestea pot fi transferate automat în rubricile corespondente din rapoartele de încercare de fabrica sau în exploatare specifice sistemului expert.

B. Contribuții personale

Se prezintă în continuare principalele **contribuții teoretice și aplicative cuprinse în cadrul tezei de doctorat:**

1. Realizarea unei sinteze bibliografice critice referitor la starea actuală și tendințele pe plan mondial referitoare la managementului activelor fixe din rețeaua electrică de transport.

2. Prezentarea unui mod original de abordare a obiectivelor și a funcțiilor managementului activelor, cu evidențierea specificului acestora pentru domeniul energetic, respectiv al transportului energiei electrice.

3. Stabilirea și implementarea strategiei de mentenanță în cadrul rețelei de transport al energiei electrice:

- managementul stării tehnice momentane a echipamentelor;
- evaluarea corectitudinii diagnozei;
- stabilirea necesarului de lucrări de mentenanță și a eficienței acestora;
- evaluarea riscului de funcționare (inclusiv implicațiile asupra mediului).

4. Implementarea în cadrul rețelei electrice de transport a metodologiei de mentenanță bazată pe fiabilitate și fundamentarea deplasării accentului de pe mentenanța bazată pe timp pe mentenanța bazată pe stare.

5. Evidențierea și sintetizarea factorilor care afectează performanțele tehnice ale echipamentelor de înaltă tensiune.

6. Identificarea factorilor care influențează starea tehnică momentană a echipamentelor electrice de înaltă tensiune.

7. Stabilirea unei concepții proprii privind managementul activelor, bazat pe utilizarea sistemului expert **TRANSPOWER**, cu aplicabilitate practică directă la CN Transelectrica SA, operatorul de transport din România.

8. Coordonarea din punct de vedere tehnic și implicarea directă în dezvoltarea versiunii finale a sistemului expert **TRANSPOWER**, destinat:

- evaluării, respectiv diagnozei stării tehnice momentane a echipamentelor electrice de înaltă tensiune din rețeaua electrică de transport (110 - 750 kV);
- managementului mentenanței acestora;
- realizării bazei de date informatizate pentru toate rezultatele încercărilor și analizelor;
- rapoartelor de încercare și de expertiză;
- rapoartelor de incidente;
- rapoartelor de echipament deteriorat;
- rapoartelor de reparații (operații și costuri);
- rapoartelor de mișcare / înlocuire etc.

9. Sistemul expert dezvoltat este un sistem modular, ceea ce îi permite o extindere ulterioară facilă. El se poate utiliza sub sistemele de operare Microsoft Windows, beneficiind din plin de facilitățile de interfață specifice acestor sisteme de operare, asigurând o utilizare facilă a sa.

10. În cadrul cercetărilor întreprinse pentru elaborarea tezei au fost implementate următoarele module:

- transformatoare și autotransformatoare de putere, bobine de compensare inductivă transversală (modulul **TRANSPOWER PT**);
- transformatoare de curent (modulul **TRANSPOWER TC**);
- transformatoare de tensiune (modulul **TRANSPOWER TT**);
- intreruptoare (modulul **TRANSPOWER I**);
- separatoare (modulul **TRANSPOWER S**);
- descărcătoare (modulul **TRANSPOWER D**).

11. Aplicarea sistemului expert **TRANSPOWER** la cele peste 30 unități de transformare de medie și mare putere expertizate.

12. Coordonarea realizării bazei de date unice, **TRANSPOWER – RCM**, la nivelul operatorului de transport din România, CN Transelectrica SA, care constituie suportul tehnic principal pentru programarea lucrărilor de mentenanță și pentru deciziile tehnice privind rețeaua de transport al energiei electrice.

C. Valorificare

Cercetările teoretice și practice efectuate de autor pe parcursul elaborării tezei de doctorat **au fost în mare parte valorificate** pe următoarele căi:

1. Implementarea sistemului expert **TRANSPOWER** în strategia operatorului de transport din România, CN Transelectrica SA privind managementul stării tehnice și al mentenanței echipamentelor electrice din rețeaua electrică de transport.

2. Utilizarea sistemului expert **TRANSPOWER** la evaluarea stării tehnice momentane a echipamentelor electrice de înaltă tensiune din exploatare.

3. Implementarea modulelor **TRANSPOWER – LIGHT** la evaluarea de către prestatorii de servicii a echipamentelor electrice de înaltă tensiune și, respectiv, la elaborarea rapoartelor de încercări, în format electronic, compatibil cu sistemul expert **TRANSPOWER**.

4. Completarea bazei de date, pentru echipamentele electrice de înaltă tensiune din rețeaua electrică de transport, cu rapoarte de încercare rezultate la măsurătorile conform programului de mentenanță.

5. Diseminarea informațiilor prin publicarea a 48 de lucrări, în calitate de prim autor (25) sau de coautor(23), în reviste de specialitate de prestigiu și în volumele unor manifestări științifice recunoscute din țară (34) și din străinătate (14), 3 dintre ele fiind cotate ISI (accesibile și în bazele de date Compendex, Scopus, INSPEC și IEEE).

D. Perspective de continuare

Cercetările efectuate în cadrul activității de elaborare a tezei de doctorat și rezultatele obținute **deschid o serie de perspective și direcții de continuare și aprofundare ulterioară:**

1. Sistemul expert **TRANSPOWER**, de tip "deschis" și "modular", poate fi dezvoltat astfel încât să preia funcții noi, ca de exemplu fișele de incidente pentru echipamentele electrice de înaltă tensiune din rețeaua electrică de transport, în vederea stabilirii indicatorilor de fiabilitate pe tipuri constructive de echipament.

2. În același context, sistemul expert **TRANSPOWER** poate fi de asemenea dezvoltat încât să preia în baza de date și să prelucreze informațiile nu numai de la monitorizarea off-line a echipamentelor de înaltă tensiune, ci și informațiile de la monitorizarea on-line, întregind astfel volumul de informații necesare unui management corect al echipamentelor și instalațiilor din RET.

Anexa 1. Condițiile de execuție, valori de control și momentul de efectuare a probelor la transformatoarele de putere

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control				Momentul efectuării probei	
1. Încercarea uleiului								
1.1	Aspect	Examinare vizuală	Limpede, fără particule în suspensie				PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4	
1.2	Culoare ASTM	ASTM D 1500	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
			Bună	≤1				
			Acceptabilă	>1 - ≤2,5				
			Proastă	>2,5 - ≤4				
			Inacceptabilă	>4				
1.3	Densitatea relativă /g/cm ³ /	STAS 35	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
			Bună	≤0,89				
1.4	Tensiunea de străpungere /kV/	SR EN 60156	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
			Bună	>70	>65	>60	>55	
			Acceptabilă	≤70 - >65	≤65 - >60	≤60 - >57,5	≤55 - >45	
			Proastă	≤65 - ≥62,5	≤60 - ≥57,5	≤57,5 - ≥55	≥45 - ≤50	
			Inacceptabilă	<62,5	<57,5	<55	<45	
1.5	Tangenta unghiului de pierderi dielectrice la 90°C /%/	SR CEI 60247	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
			Bună	<1	<1	<1	<1	
			Acceptabilă	≥1 - <3	≥1 - <3	≥1 - <5	≥1 - <5	
			Proastă	≥3 - ≤5	≥3 - ≤5	≥5 - ≤10	≥5 - ≤10	
			Inacceptabilă	>5	>5	>10	>10	
1.6	Rezistivitatea, la 20 °C x10 ⁹ /Ωm/	SR CEI 60247	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
			Bună	>200	>200	>60	>60	
			Acceptabilă	≥20-<200	≥20-<200	≥4 - <60	≥4 - <60	
			Proastă	≥5 - <20	≥5 - <20	≥1 - <4	≥1 - <4	
			Inacceptabilă	<5	<5	<1	<1	

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control						Momentul efectuării probei
			Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF	
1.7	Punctul de inflamabilitate PM /°C/	STAS 5488	Bună	Nu se constată modificări față de valoarea inițială					Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
			Acceptabilă	A scăzut cu cel mult 5 % față de valoarea inițială					
			Proastă	A scăzut cu cel mult 10 % față de valoarea inițială					
			Inacceptabilă	A scăzut cu mai mult de 10 % față de valoarea inițială					
1.8	Indicele de neutralizare (aciditatea organică /mgKOH/g ulei/	STAS 23	Bună	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4	
			Acceptabilă	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05		
			Proastă	≥0,05-	≥0,05-	≥0,05-	≥0,05-		
			Inacceptabilă	<0,075	<0,075	<0,075	<0,075		
1.9	Vâscozitatea cinematică 20 °C, 40 °C și/sau 50 °C	SR ISO 3104	Bună	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4	
				Nu se constată modificări față de valoarea inițială					
1.10	Tensiunea interfacială ulei-apă	STAS 9654	Bună	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4	
			Acceptabilă	≥37,5	≥37,5	≥37,5	≥37,5		
			Proastă	<37,5 -	<37,5 -	<37,5 -	<37,5 -		
			Inacceptabilă	≥35	≥35	≥30	≥28		
1.11	Conținutul de apă (Karl Fischer), la 20 °C	SR CEI 60814	Bună	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4	
			Acceptabilă	≤5	≤5	≤5	≤10		
			Proastă	>5 - ≤10	>5 - ≤10	>5 - ≤10	>5 - ≤15		
			Inacceptabilă	>10 - ≤15	>10 - ≤15	>10 - ≤15	>15 - ≤20		
1.12	Conținutul de substanți insolubile în solvenți organici		Bună	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4	
			Acceptabilă	Lipsa					
			Proastă	Lipsa					
			Inacceptabilă	≤0,02	≤0,02	≤0,02	≤0,02		

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control				Momentul efectuării probei	
			Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV		<110 kV
1.13	Conținutul de particule în ulei (număr și mărime) la 100ml ulei cu Ø ≥ 25 μm	SR CEI 60970	Bună	≤1.000				PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
			Acceptabilă	>1.000 și ≤10.000				
			Proastă	>10.000 și ≤30.000				
			Inacceptabilă	>30.000				
1.14	Conținutul de particule metalice în ulei: Cu, Al, Fe, etc.		Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 3 și 4
			Bună					
			Acceptabilă	Conform procedurii specifice				
			Proastă					
			Inacceptabilă					
1.15	Conținutul de furfural (2-furfural) /ppmv	SR CEI 61198	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 4
			Bună					
			Acceptabilă	Conform procedurii specifice				
			Proastă					
			Inacceptabilă					
1.16	Analiza cromatografică a gazelor dizolvate și a gazelor libere /ppmv	SR CEI 60567	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
			Bună					
			Acceptabilă	Conform procedurii specifice				
			Proastă					
			Inacceptabilă					
1.17	Conținutul total de gaze dizolvate în ulei /% vol/	SR CEI 60567	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
			Bună	≤ 0,5				
			Acceptabilă	>0,5 - ≤ 0,85				
			Proastă	>0,85 - ≤ 0,95				
			Inacceptabilă	>0,95				
1.18	Conținutul de aditiv antioxidant (dacă inițial uleiul din care transformatorul a avut aditiv antioxidant) /% masă/	STAS 12044	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 4
			Bună	Conținutul de aditiv este >60 % din valoarea inițială				
			Acceptabilă	Conținutul de aditiv este 40 - 60 % din valoarea inițială, aciditatea este sub 0,06 mg KOH/g ulei, iar tensiunea interfacială este ≥30 mN/m				
			Proastă	Conținutul de aditiv este < 40 % din valoarea inițială, aciditatea este >0,06 mg KOH/g ulei, iar tensiunea interfacială este <30 mN/m				
			Inacceptabilă	Conținutul de aditiv este < 25 % din valoarea inițială				

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control				Momentul efectuării probei
			Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	
1.19	Coroziunea pe lamela de cupru	SR ISO 2160	Bună	Lipsă			PIF Lucrări de mentenanță de nivel 4 Analize speciale
1.20	Sabilitatea la oxidare cu bombă rotativă	ASTM D 2112	Bună	Conform procedurii specifice			PIF Lucrări de mentenanță de nivel 4 Analize speciale
1.21	Conținutul de PCB	SR CEI 60997	Bună	Lipsă			PIF
1.22	Compatibilitatea la amestecare	SRCEI 60422	Bună	Caracteristicile uleiului în amestec nu trebuie să fie mai proaste decât cele ale uleiului cu caracteristicile cele mai slabe			PIF Lucrări de mentenanță de nivel 4 Analize speciale
2.	Măsurarea rezistențelor de izolație a înfășurărilor R_{60} și R_{15} ; determinarea coeficientului de absorbție R_{60}/R_{15}	Măsurarea se execută cu megohm-metrul, la o valoare a tensiunii de încercare de 2500 Vcc, conform instrucțiunilor de exploatare	<p>1. Măsurarea rezistenței de izolație se face cu transformatorul având toate bornele trecerilor izolate aferente înfășurărilor, complet libere (deracordate de la barele stației) și cu comutatorul de reglaj pe poziția corespunzătoare maximumului de spire ale înfășurării (de regulă plotul 1).</p> <p>2. Pentru transformatoarele cu două înfășurări, măsurătorile se vor face cel puțin pentru combinațiile: IT - (JT + cuvă + masă); JT - (IT + cuvă + masă); (IT+JT) - (cuvă + masă).</p> <p>3. Pentru transformatoarele de putere cu 3 înfășurări, măsurătorile se vor face cel puțin pentru combinațiile: IT - (MT + JT + cuvă + masă); MT - (IT + JT + cuvă + masă); JT - (IT + MT + cuvă + masă); (IT+MT+JT) - (cuvă + masă).</p> <p>4. Pentru autotransformatoarele de putere măsurătorile se vor face cel puțin pentru combinațiile: (IT + MT) - (JT + cuvă + masă); JT - (IT + MT + cuvă + masă).</p>				PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei																																										
			<p>5. Măsurătorile se vor efectua la temperatura transformatorului de minim 20 °C, dar apropiat de aceasta. Drept temperatură a transformatorului se ia temperatura uleiului la partea superioară a cuvei.</p> <p>6. Măsurătorile se efectuează la umiditatea relativă a mediului ambiant de maxim 80 %</p> <p>7. Înainte de începerea măsurării, toate înfășurările se pun la pământ cel puțin 10 min, iar între încercări toate înfășurările vor fi puse la pământ cel puțin 5 min.</p> <p>8. Valorile rezistenței de izolație R60 se raportează la temperatura de referință de 20 °C folosind relația:</p> $R60 \Big _{T_0} = R60 \Big _{T_1} \times K_{10}^{\frac{\Delta T}{10}}$ <p>unde :</p> <p>R60_{T0} este rezistența de izolație R60 la temperatura de T0;</p> <p>R60_{T1} - rezistența de izolație R60 la temperatura T1.</p> <p>T₁ - temperatură transformatorului în timpul măsurării rezistenței de izolație;</p> <p>T₀ - temperatura de raportare: 20°C;</p> $\Delta T = T_1 - T_0;$ <p>K₁₀ - coeficientul de corecție a rezistenței de izolație cu temperatura și are următoarele valori, dacă $\Delta T = T_1 - T_0 > 0$:</p> <table border="1" data-bbox="954 611 1023 1328"> <tr> <td>$\Delta T = T_1 - T_0$ [°C]</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>3</td> <td>4</td> <td>5</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>$K_{10} = K_{10}^{\frac{\Delta T}{10}}$</td> <td>1,04</td> <td>1,08</td> <td>1,13</td> <td>1,17</td> <td>1,22</td> <td>1,5</td> </tr> </table> <table border="1" data-bbox="1042 611 1110 1328"> <tr> <td>$\Delta T = T_1 - T_0$ [°C]</td> <td>15</td> <td>20</td> <td>25</td> <td>30</td> <td>35</td> <td>40</td> </tr> <tr> <td>$K_{10} = K_{10}^{\frac{\Delta T}{10}}$</td> <td>1,84</td> <td>2,25</td> <td>2,75</td> <td>3,4</td> <td>4,15</td> <td>5,1</td> </tr> </table> <table border="1" data-bbox="1134 611 1203 1328"> <tr> <td>$\Delta T = T_1 - T_0$ [°C]</td> <td>45</td> <td>50</td> <td>55</td> <td>60</td> <td>65</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>$K_{10} = K_{10}^{\frac{\Delta T}{10}}$</td> <td>6,2</td> <td>7,5</td> <td>9,2</td> <td>11,2</td> <td>13,9</td> <td>17</td> </tr> </table> <p>Dacă $\Delta T = T_1 - T_0 < 0$</p> $R60 \Big _{T_0} = R60 \Big _{T_1} / K_{10}$	$\Delta T = T_1 - T_0$ [°C]	1	2	3	4	5	10	$K_{10} = K_{10}^{\frac{\Delta T}{10}}$	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	$\Delta T = T_1 - T_0$ [°C]	15	20	25	30	35	40	$K_{10} = K_{10}^{\frac{\Delta T}{10}}$	1,84	2,25	2,75	3,4	4,15	5,1	$\Delta T = T_1 - T_0$ [°C]	45	50	55	60	65	70	$K_{10} = K_{10}^{\frac{\Delta T}{10}}$	6,2	7,5	9,2	11,2	13,9	17	
$\Delta T = T_1 - T_0$ [°C]	1	2	3	4	5	10																																								
$K_{10} = K_{10}^{\frac{\Delta T}{10}}$	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5																																								
$\Delta T = T_1 - T_0$ [°C]	15	20	25	30	35	40																																								
$K_{10} = K_{10}^{\frac{\Delta T}{10}}$	1,84	2,25	2,75	3,4	4,15	5,1																																								
$\Delta T = T_1 - T_0$ [°C]	45	50	55	60	65	70																																								
$K_{10} = K_{10}^{\frac{\Delta T}{10}}$	6,2	7,5	9,2	11,2	13,9	17																																								

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei												
3	Măsurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice ($\tan \delta$) și a capacității izolației complexe a înfășurărilor	Măsurarea $\tan \delta$ și a capacității izolației înfășurărilor transformatorului se execută conform instrucțiunilor de exploatare. Măsurarea se execută la 10 kV, c.a. sau la valoarea tensiunii de încercare care nu trebuie să depășească	<p>9. Pentru transformatoarele noi, la punerea în funcțiune valoarea R_{60} nu va scădea sub 70% din valoarea de fabrică.</p> <p>10. Pentru transformatoarele care au suferit o reparație în fabrică sau în ateliere specializate, cu înlocuirea parțială sau totală a izolației înfășurărilor și/sau care au fost tratate și uscate corespunzător (atât izolația, cât și uleiul), valoarea R_{60} după tratare și uscare, la punerea în funcțiune, nu va fi mai mică de 70% din valoarea măsurată în fabrică sau în atelierul de reparație.</p> <p>11. Valori minime admise pentru rezistența de izolație $R_{60} _{T=20^{\circ}\text{C}}$, la transformatoarele din exploatare:</p> <table border="1" data-bbox="523 723 834 1339"> <thead> <tr> <th>Tensiunea nominală a înfășurării [kV]</th> <th>Valoarea minimă admisă pentru rezistența de izolație $R_{60} _{T=20^{\circ}\text{C}}$ [MΩ]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>750</td> <td>1.500</td> </tr> <tr> <td>400</td> <td>1.000</td> </tr> <tr> <td>220</td> <td>600</td> </tr> <tr> <td>110</td> <td>600</td> </tr> <tr> <td>6, 10, 20 kV</td> <td>300</td> </tr> </tbody> </table> <p>12. Coeficientul de absorbție $K_{abs} = R_{60}/R_{15}$ nu se normează, dar în orice caz el trebuie să fie mai mare de 1.</p>	Tensiunea nominală a înfășurării [kV]	Valoarea minimă admisă pentru rezistența de izolație $R_{60} _{T=20^{\circ}\text{C}}$ [M Ω]	750	1.500	400	1.000	220	600	110	600	6, 10, 20 kV	300	
Tensiunea nominală a înfășurării [kV]	Valoarea minimă admisă pentru rezistența de izolație $R_{60} _{T=20^{\circ}\text{C}}$ [M Ω]															
750	1.500															
400	1.000															
220	600															
110	600															
6, 10, 20 kV	300															
			<p>1. Măsurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice ($\tan \delta$) se face cu transformatorul având toate bornele treceorilor izolate aferente înfășurărilor, complet libere (deracordate de la barele stației) și cu comutatorul de reglaj pe poziția corespunzătoare maximumului de spire ale înfășurării (de regulă plotul 1).</p> <p>2. Pentru transformatoarele cu două înfășurări, măsurătorile se vor face cel puțin pentru combinațiile: IT - (JT + cuvă + masă); JT - (IT + cuvă + masă); (IT+JT) - (cuvă + masă).</p> <p>3. Pentru transformatoarele de putere cu 3 înfășurări, măsurătorile se vor face cel puțin pentru combinațiile: IT - (MT + JT + cuvă + masă); MT - (IT + JT + cuvă + masă); JT - (IT + MT + cuvă + masă); (IT+MT+JT) - (cuvă + masă).</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4												

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei																												
		<p>50 % din valoarea de încercare a izolației cu tensiune aplicată de frecvență industrială, 1 min., care din aceasta este mai mică.</p>	<p>4. Pentru autotransformatoarele de putere măsurătorile se vor face cel puțin pentru combinațiile: (IT + MT) - (JT + cuvă + masă); JT - (IT + MT + cuvă + masă);</p> <p>5. Măsurătorile se vor efectua la temperatura transformatorului de minim 20 °C, dar apropiat de aceasta. Ca temperatură a transformatorului se ia temperatura uleiului la partea superioară a cuvei.</p> <p>6. Măsurătorile se efectuează la umiditatea relativă a mediului ambiant de maxim 80 %.</p> <p>7. Măsurarea se efectuează după verificarea cu megohmmetrul a rezistenței de izolație și a coeficientului de absorbție.</p> <p>8. Măsurătorile se execută la o temperatură a izolației apropiată de 20 °C.</p> <p>9. Drept temperatură a transformatorului în momentul efectuării măsurătorilor se ia temperatura uleiului în straturile superioare de ulei din cuvă (la transformatoarele cu ulei).</p> <p>10. Valorile tangentei unghiului de pierderi dielectrice a izolației tgδ se raportează la temperatura de referință de 20 °C folosind relația: $\text{Tan}\delta _{20^{\circ}\text{C}} = \text{Tan}\delta _{T_2} / K_2 \cdot 10^{\frac{(T_2-20)}{10}}$ unde: $\text{Tan}\delta_{T_0}$ este valoarea tanδ la temperatura T0; $\text{Tan}\delta_{T_2}$ este valoarea tanδ la temperatura T2; T_2 este temperatura transformatorului în timpul măsurării tangentei unghiului de pierderi dielectrice a izolației; T_0 este temperatura de raportare: 20 °C; $\Delta T = T_2 - T_0 > 0$ $K_{T_0\delta} = K_2 \cdot 10^{\frac{(T_2-20)}{10}}$ este coeficientul de corecție a tangentei unghiului de pierderi dielectrice a izolației cu temperatura și are următoarele valori, dacă $\Delta T = T_2 - T_0 > 0$:</p> <table border="1" data-bbox="1134 618 1209 1335"> <tr> <td>$\Delta T = T_2 - T_0$ [°C]</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>3</td> <td>4</td> <td>5</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>$K_{T_0\delta} = K_2 \cdot 10^{\frac{(T_2-20)}{10}}$</td> <td>1,03</td> <td>1,06</td> <td>1,09</td> <td>1,12</td> <td>1,15</td> <td>1,31</td> </tr> </table> <table border="1" data-bbox="1225 618 1300 1335"> <tr> <td>$\Delta T = T_2 - T_0$ [°C]</td> <td>15</td> <td>20</td> <td>25</td> <td>30</td> <td>35</td> <td>40</td> </tr> <tr> <td>$K_{T_0\delta} = K_2 \cdot 10^{\frac{(T_2-20)}{10}}$</td> <td>1,51</td> <td>1,75</td> <td>2,0</td> <td>2,3</td> <td>2,65</td> <td>3,0</td> </tr> </table>	$\Delta T = T_2 - T_0$ [°C]	1	2	3	4	5	10	$K_{T_0\delta} = K_2 \cdot 10^{\frac{(T_2-20)}{10}}$	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,31	$\Delta T = T_2 - T_0$ [°C]	15	20	25	30	35	40	$K_{T_0\delta} = K_2 \cdot 10^{\frac{(T_2-20)}{10}}$	1,51	1,75	2,0	2,3	2,65	3,0	
$\Delta T = T_2 - T_0$ [°C]	1	2	3	4	5	10																										
$K_{T_0\delta} = K_2 \cdot 10^{\frac{(T_2-20)}{10}}$	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,31																										
$\Delta T = T_2 - T_0$ [°C]	15	20	25	30	35	40																										
$K_{T_0\delta} = K_2 \cdot 10^{\frac{(T_2-20)}{10}}$	1,51	1,75	2,0	2,3	2,65	3,0																										

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei																						
			<table border="1" data-bbox="352 1061 432 1335"> <tr> <td>$\Delta T = T_2 - T_0$ [°C]</td> <td>45</td> <td>50</td> <td>55</td> <td>60</td> <td>65</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>$K_{Tg\delta} = K_2 \frac{(T_2 - 20)}{10}$</td> <td>3,5</td> <td>4,0</td> <td>4,6</td> <td>5,3</td> <td>6,1</td> <td>7,0</td> </tr> </table> <p data-bbox="437 1061 469 1335">Dacă $\Delta T = T_2 - T_0 < 0$ $Tan\delta _{20^\circ C} = Tg\delta _{T_2} \cdot K_{Tg\delta}$</p> <p data-bbox="474 1061 537 1335">8. Pentru transformatoare noi, la punerea în funcțiune, valoarea $Tg\delta$ nu va trebui să depășească cu mai mult de 30 % valoarea de fabrică.</p> <p data-bbox="542 1061 574 1335">9. Valori maxime admise pentru tangenta unghiului de pierderi dielectrice $Tan\delta _{T=20^\circ C}$, la transformatoarele din exploatare:</p> <table border="1" data-bbox="579 1061 746 1335"> <tr> <td>Tensiunea nominală a înfășurării [kV]</td> <td>Valoarea minimă admisă pentru tangenta unghiului de pierderi dielectrice $Tan\delta _{T=20^\circ C}$ [%]</td> </tr> <tr> <td>400 - 750</td> <td>0,75</td> </tr> <tr> <td>110 - 220</td> <td>1,00</td> </tr> <tr> <td>6, 10, 20 kV</td> <td>1,50</td> </tr> </table>	$\Delta T = T_2 - T_0$ [°C]	45	50	55	60	65	70	$K_{Tg\delta} = K_2 \frac{(T_2 - 20)}{10}$	3,5	4,0	4,6	5,3	6,1	7,0	Tensiunea nominală a înfășurării [kV]	Valoarea minimă admisă pentru tangenta unghiului de pierderi dielectrice $Tan\delta _{T=20^\circ C}$ [%]	400 - 750	0,75	110 - 220	1,00	6, 10, 20 kV	1,50	
$\Delta T = T_2 - T_0$ [°C]	45	50	55	60	65	70																				
$K_{Tg\delta} = K_2 \frac{(T_2 - 20)}{10}$	3,5	4,0	4,6	5,3	6,1	7,0																				
Tensiunea nominală a înfășurării [kV]	Valoarea minimă admisă pentru tangenta unghiului de pierderi dielectrice $Tan\delta _{T=20^\circ C}$ [%]																									
400 - 750	0,75																									
110 - 220	1,00																									
6, 10, 20 kV	1,50																									
4.	Măsurarea gradului de umezire a izolației solide (prin analiza răspunsului dielectricului în domeniul timp și respectiv în domeniul frecvență	Măsurarea se efectuează conform documentului CIGRE TF D1.01.09 Publicația 254/aug.2004 și a procedurilor specifice	<p data-bbox="437 1061 501 1335">1. Măsurarea se face cu transformatorul având toate bornele trecerilor izolate aferente înfășurărilor complet libere (deracordate de la barele stației) și cu comutatorul de reglaj pe poziția corespunzătoare maximumului de spire ale înfășurării (de regula plotul 1).</p> <p data-bbox="505 1061 569 1335">2. Pentru transformatoarele cu două înfășurări, măsurătorile se vor face cel puțin pentru combinația: IT - (JT + cuvă + masă); Pentru transformatoarele de putere cu 3 înfășurări, măsurătorile se vor face cel puțin pentru combinația: IT - (MT + JT + cuvă + masă).</p> <p data-bbox="574 1061 638 1335">4. Pentru autotransformatoarele de putere măsurătorile se vor face cel puțin pentru combinația : (IT + MT) - (JT + cuvă + masă).</p> <p data-bbox="643 1061 707 1335">5. Măsurătorile se vor efectua la temperatura transformatorului de minim 20 °C, dar apropiat de aceasta. Drept temperatură a transformatorului se ia temperatura uleiului la partea superioară a cuvei.</p> <p data-bbox="711 1061 775 1335">6. Măsurătorile se efectuează la umiditatea relativă a mediului ambiant de maxim 80 %.</p> <p data-bbox="780 1061 844 1335">7. Se vor ridica cel puțin următoarele caracteristici care definesc starea momentană a izolației: a - variația curentului de polarizare a dielectricului investigat în funcție de timpul de încărcare; b - variația curentului de depolarizare a dielectricului investigat în funcție de timpul de descărcare;</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4																						

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei										
			<p>c - variația rezistenței de izolație în funcție de timpul de încărcare; d - variația susceptanței dielectricului investigat în funcție de timpul de încărcare; e - variația susceptanței dielectricului investigat în funcție de timpul de încărcare; f - spectrul de polarizare (tensiunea de revenire în funcție de timp); g - variația capacității dielectricului investigat în funcție de frecvență; h - variația tangentei unghiului de pierdere în funcție de frecvență; 8. Se vor determina, din prelucrarea caracteristicilor menționate la pct. 6, următorii parametri care caracterizează starea momentană a izolației complexe hârtie-ulei: a - Rezistivitatea uleiului, la 20 °C; b - Gradul de saturație cu apă a uleiului, la 20 °C; c - Rezistențele de izolație R15, R60, R600, la 20 °C și factorul de polarizare; d - Conținutul de apă în ulei, la 20 °C, prin metodele PDC și respectiv RVM; e - Conținutul de apă în izolația solidă, la 20 °C, prin metodele PDC și respectiv RVM; f - Raportul capacităților C2/C50.</p> <p>9. Valoarea maximă admisă pentru conținutul de apă în izolația solidă a înfășurărilor transformatoarelor de putere din exploatare, la temperatura de referință de 20 °C:</p> <table border="1" data-bbox="432 1339 608 1541"> <thead> <tr> <th>Tensiunea nominală a înfășurării [kV]</th> <th>Valoarea maximă admisă pentru conținutul de apă în izolația solidă [%]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>750</td> <td>1,75</td> </tr> <tr> <td>400</td> <td>2,00</td> </tr> <tr> <td>110 - 220</td> <td>2,5</td> </tr> <tr> <td>6, 10, 20 kV</td> <td>2,50</td> </tr> </tbody> </table>	Tensiunea nominală a înfășurării [kV]	Valoarea maximă admisă pentru conținutul de apă în izolația solidă [%]	750	1,75	400	2,00	110 - 220	2,5	6, 10, 20 kV	2,50	
Tensiunea nominală a înfășurării [kV]	Valoarea maximă admisă pentru conținutul de apă în izolația solidă [%]													
750	1,75													
400	2,00													
110 - 220	2,5													
6, 10, 20 kV	2,50													
5.	Măsurarea descărcărilor parțiale	Măsurarea se efectuează conform procedurilor specifice pentru măsurarea prin metode acustice și respectiv prin metode electrice.	<p>Nivelul de defect al intensității descărcărilor parțiale în izolație transformatorului, în timpul funcționării lui normale: 2500 pC.</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4										

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
6.	Măsurarea rezistenței ohmice a înfășurărilor în curent continuu	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare.	<p>1. Măsurarea rezistenței ohmice se face cu transformatorul având toate bornele trecerilor izolate aferente înfășurărilor, complet libere (deraccordate de la barele stației) și cu comutatorul de reglaj pe poziția aferentă maximumului de spire ale înfășurării (de regulă plotul 1).</p> <p>2. Pentru măsurare se folosește metoda punții sau metoda voltmetru-ampmetru, aparate de clasă de precizie cel puțin 0,2, conform STAS 1703/7 și instrucțiunilor de exploatare.</p> <p>3. La transformatoare având neutru în accesibil se vor măsura rezistențele între faze și se vor determina prin calcul rezistențele de fază.</p> <p>4. Măsurarea se execută cu curent continuu la o valoare superioară cu 20% valorii curentului de mers în gol dat în buletinul de fabrică, în scopul saturării miezului magnetic, ceea ce duce la scurtarea timpului de stabilizare a indicațiilor aparatelor de măsură. Valoarea acestui curent se poate calcula cu relația:</p> $I_{cc} = 1,2 I_0 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{cc} / (R_{bat.} + R_{trafo})$ <p>unde:</p> <p>U_{cc} - este tensiunea bateriei;</p> <p>$R_{bat.}$ - rezistența internă a bateriei;</p> <p>R_{trafo} - rezistența ohmică a înfășurării transformatorului;</p> <p>I_0 - valoarea nominală a curentului de mers în gol.</p> <p>4. Curentul ce se aplică înfășurării nu trebuie să depășească valoarea $0,1 \cdot I_0$, pentru a nu încălzi înfășurarea în timpul măsurătorilor.</p> <p>5. În timpul măsurării rezistenței se notează temperatura înfășurării. Raportarea rezistenței măsurate la o altă temperatură se face cu formula:</p> $R_2 = R_1 \cdot \frac{T_2 + T_k}{T_1 + T_k}$ <p>unde:</p> <p>R2 este rezistența la temperatura dorită T2 ;</p> <p>R1 este rezistența măsurată la temperatura T1;</p> <p>T1 este temperatura la care s-a măsurat rezistența ohmică;</p> <p>T2 este temperatura la care se dorește raportarea, în °C;</p> <p>Tk este 234,5 °C (dacă înfășurarea la care s-a măsurat rezistența ohmică este din cupru) sau 230 °C (dacă înfășurarea respectivă este din aluminiu).</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
7.	Evaluarea rezistenței mecanice a înfășurărilor prin metoda analizei răspunsului în frecvență și respectiv prin metoda impulsurilor de joasă tensiune	Conform procedurilor specifice pentru diagnoza prin metoda analizei răspunsului în frecvență (metoda ARF) și respectiv prin metoda impulsurilor de joasă tensiune (metoda IT).	<p>6. Măsurătorile se fac atunci când indicațiile aparatelor de măsură s-au stabilizat. Timpul din momentul aplicării curentului de măsură până la stabilizarea aparatelor se poate aprecia cu formula: $t[s] = \frac{1,5 \cdot U_n \cdot \sqrt{2}}{U_{cc} \cdot \omega}$ unde: U_n este tensiunea nominală pe faza înfășurării la care se măsoară rezistența ohmică (dacă se măsoară rezistența pe fază); U_{cc} - tensiunea bateriei de curent continuu; $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ În anumite cazuri (de exemplu la măsurarea rezistenței ohmice a înfășurării de joasă tensiune la transformatoarele de mare putere) acest timp poate fi mai mare de 30 min. 7. Rezultatele măsurării rezistenței ohmice sunt corectate astfel: a - Rezistențele ohmice ale înfășurării măsurate în stația de transformare nu diferă cu mai mult de 2 % de valorile aceluiași rezistențe date în buletinul de fabrică, raportat la aceeași temperatură de referință. b - Rezistențele ohmice ale înfășurării, măsurate pe cele trei faze (la înfășurarea conectată în stea) sau între perechi de borne (la înfășurarea conectată în triunghi) nu diferă între ele cu mai mult de 5 % (pentru aceeași priză, aceeași temperatură de referință etc.).</p> <p>Coform procedurilor de diagnoză specifice</p>	Lucrări de mentenanță de nivel 4; Analize speciale

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
8.	Măsurarea tensiunii și a pierderilor în scurtcircuit	Măsurarea se efectuează conform SR CEI 60076-3 și instrucțiunilor de exploatare specifice.	Abaterea față de valoarea a ceeași impedanțe dată pe placuța indicatoare și/sau măsurată în fabrică nu trebuie să fie mai mare de 5 %.	La RK Analize speciale
9.	Verificarea grupei de conexiuni și a polarității	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare.	Rezultatele verificării trebuie să confirme grupa înscrisă pe eticheta de fabricație a transformatorului. Polaritatea trebuie să corespundă cu schema și notațiile de pe transformator.	PIF
10.	Măsurarea raportului de transformare	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare.	1. Tensiunea de măsură este 400 Vca, 50 Hz, trifazat sau 220 Vca, 50 Hz, monofazat. 2. În mod obligatoriu înfășurarea la care se aplica tensiune de alimentare, pentru proba, este înfășurarea de înaltă tensiune a transformatorului. 3. Verificarea se face cu aparate de precizie de clasa 0,2. 4. Raportul de transformare măsurat nu trebuie să difere cu mai mult de 0,5 % față de cel indicat în buletinul de fabrică, eroarea trebuind să fie aceeași ca mâine și sens pe toate ploturile comutatorului (prizele înfășurării). 5. În cazul folosirii metodei de verificare cu voltmetre, valoarea măsurată a raportului de transformare, pe aceeași priză, nu trebuie să difere cu mai mult de 2 % între faze. 6. La transformatoare echipate cu comutatoare de reglaj sub sarcină, toleranța nu va depăși valoarea procentuală a unei trepte.	PIF, Analize speciale
11.	Măsurarea pierderilor și a curentului de mers în gol la tensiune scăzută	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare.	1. Tensiunea de măsură este 400 Vca, 50 Hz, trifazat sau 220 Vca, 50 Hz, monofazat. 2. Proba se efectuează înainte de a supune transformatorul la acele probe la care se folosește curentul continuu (de ex. înaintea probelor privind măsurarea rezistenței de izolație, măsurarea rezistenței ohmice, investigarea prin metoda curenților de polarizare / depolarizare, etc. respectiv înainte de operația de încălzire a transformatorului prin alimentarea înfășurării în curent continuu). În caz contrar este necesară, în prealabil, demagnetizarea miezului. 3. Măsurarea se poate face cu raportarea valorilor măsurate la tensiunea nominală dacă tensiunea de alimentare este între 1 și 10 % U_n .	RK Analize speciale

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
12.	Măsurarea pierderilor și a curentului de mers în gol la tensiune nominală	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare specifice.	<p>4. Valorile măsurate pentru pierderile de mers în gol nu trebuie să difere de cele obținute în fabrică și înscrise în buletinul de fabrică (dacă acestea s-au efectuat la tensiune scăzută) sau de cele obținute la PIF cu mai mult de 5 % pentru transformatoare trifazate cu miez cu 3 coloane și respective 10 % pentru transformatoare trifazate cu miez cu 5 coloane.</p> <p>5. Valoarea curenților de mers în gol pe cele 3 faze nu se normează, dar trebuie să fie comparabilă cu cea din fabrică în ceea ce privește raportul valorilor pe faze diferite.</p> <p>Observație: Necesară pentru detecția defectelor în miezul magnetic, deteriorarea izolației între spire sau probleme la comutatorul de reglaj</p> <p>Valorile măsurate nu vor diferi de valorile inițiale precizate în buletinul de fabrică cu mai mult de 5 % la pierderile în gol și 10 % la curentul de mers în gol.</p>	RK
13.	Încercarea izolației cu tensiune aplicată de frecvență 50 Hz, 1 minut	Încercarea se va efectua cu tensiune aplicată, conform STAS 60076-3 și instrucțiunilor de exploatare specifice.	<p>1. Proba se efectuează cu comutatorul de reglaj pus pe poziția aferentă maximumului de spire ale înfășurării (de regulă plotul 1).</p> <p>2. Valoarea tensiunii de încercare este:</p> <p>a - 100 % U_{1r}, unde U_{1r} este tensiunea de încercare în fabrică (identică cu valoarea precizată în STAS 1703/3 pentru clasa de izolație respectivă, dacă în specificația tehnică a transformatorului nu s-a precizat o tensiune de încercare mai mare), pentru transformatorul la care s-a înlocuit complet izolația în urma repartiției în atelier;</p> <p>b - 85% U_{1r} - pentru transformatorul la care s-au executat reparații cu înlocuirea parțială a bobinajelor sau a izolației principale;</p> <p>c - 75 % U_{1r} - pentru transformatoare reparate RK în atelier, dar la care nu s-au făcut intervenții la partea activă (demontarea acesteia, intervenții în schema de izolație etc.) sau pentru transformatoare aflate în stare de depozitare.</p> <p>3. În timpul încercării nu trebuie să apară străpungeri sau conturnări ale izolației - observate vizual sau auditiv - sau alte anomalii.</p>	RK

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei																												
14	Încercarea izolației cu tensiune indusă, mărită	Încercarea se efectuează cu tensiune de c.a. indusă mono-fazat, conform SR.CEI 60076-3, asupra transformatorului complet montat.	<p>1. Proba se efectuează cu comutatorul de reglaj pus pe poziția corespunzătoare maximumului de spire ale înfășurării (de regulă plotul 1).</p> <p>2. Frecvența tensiunii de încercare (f) este mărită, în vederea reducerii puterii generatorului de tensiune de încercare.</p> <p>3. Durata încercării (t) este corelată cu frecvența tensiunii de încercare (f), între cei doi parametri existând următoarea relație: $t[s] = \frac{60 \cdot 100}{f}$</p> <p>4. Încercarea se efectuează numai dacă rezultatele încercărilor de la pct.1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.6, 1.13 sunt corespunzătoare.</p> <p>5. Valoarea tensiunii de încercare este stabilită în aceeași condiții ca la pct.1.13.</p> <p>Valorile tensiunilor de încercare la proba cu tensiune indusă monofazată și la proba cu tensiune aplicată, pentru transformatoare noi sau pentru transformatoare reparate, la care s-a înlocuit complet izolația (100 % U_n), vor corespunde STAS 1703/3 și SR.CEI 60076-3 (transformatorul având izolația de tipul hârtie-ulei), și anume:</p> <table border="1" data-bbox="879 611 986 1335"> <tbody> <tr> <td>U_m (kV)</td> <td>3,6</td> <td>7,2</td> <td>12,0</td> <td>17,5</td> <td>24,0</td> <td>30,0</td> <td>36,0</td> <td>42</td> <td>72,5</td> </tr> <tr> <td>U_n (kV)</td> <td>16</td> <td>22</td> <td>28</td> <td>38</td> <td>50</td> <td>60</td> <td>70</td> <td>80</td> <td>140</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="1007 824 1114 1126"> <tbody> <tr> <td>U_m (kV)</td> <td>123</td> <td>245</td> <td>420</td> </tr> <tr> <td>U_n (kV)</td> <td>185</td> <td>360</td> <td>630</td> </tr> </tbody> </table> <p>U_m - tensiunea cea mai ridicată a înfășurării (valoarea efectivă) U_n - tensiunea nominală de țineră pentru încercarea de scurtă durată cu tensiune aplicată sau indusă de frecvență industrială (valoarea efectivă).</p> <p>6. În timpul încercării nu trebuie să apară străpungeri sau conturnări ale izolației, observate vizual sau auditiv sau alte anomalii.</p>	U_m (kV)	3,6	7,2	12,0	17,5	24,0	30,0	36,0	42	72,5	U_n (kV)	16	22	28	38	50	60	70	80	140	U_m (kV)	123	245	420	U_n (kV)	185	360	630	RK
U_m (kV)	3,6	7,2	12,0	17,5	24,0	30,0	36,0	42	72,5																							
U_n (kV)	16	22	28	38	50	60	70	80	140																							
U_m (kV)	123	245	420																													
U_n (kV)	185	360	630																													

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei										
15	Încercarea izolației cu tensiune mărită indusă, trifazată, 50 Hz	Încercarea se efectuează cu tensiune de c.a. indusă trifazată, conform instrucțiunilor de exploatare și procedurilor specifice.	<p>1. Neutru înfășurării se leagă la pământ.</p> <p>2. Valorile tensiunii de încercare sunt: $U_{nc} = 1,1 - 1,3 U_n$, în funcție de instrucțiunile furnizorului. În mod obișnuit, $U_{nc} = 1,15 U_n$ la transformatoarele la care se folosesc buleane pentru strângerea și presarea miezului magnetic (de regulă transformatoarele de construcție înainte de 1970), iar pentru celelalte transformatoare $U_{nc} = 1,2 - 1,3 U_n$.</p> <p>3. Izolația trebuie să reziste la tensiunea de încercare, timp de 1 min.</p> <p>4. În timpul încercărilor nu trebuie să apară străpungeri sau conturnări ale izolației observate vizual, auditiv etc.</p> <p>5. După încercare se măsoară din nou raportul de transformare, pierderile, curentul de mers în gol și rezistența de izolație R_{60}.</p> <p>1. La trecerile izolate se vor efectua următoarele verificări, măsurători și probe, nomenclator diferențiat în funcție de scopul investigațiilor:</p> <table border="1" data-bbox="432 1122 635 1825"> <tr> <td>a - Controlul vizual exterior;</td> <td>Crăpături în izolatoanul din porțelan</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Deteriorarea îmbinărilor cementate</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Scurgeri de ulei pe la garnituri</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Nivel redus de ulei sau nu mai este ulei în interiorul trecerii</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Descărcări electrice</td> </tr> </table> <p>b - Verificarea nivelului/ presiunii uleiului în trecerea izolată (dacă există posibilitate de control);</p> <p>c - Măsurarea rezistențelor de izolație R_{60C1}, R_{60C2}, R_{60C3} (dacă există posibilitate de control);</p> <p>d - Măsurarea capacităților $C1$, $C2$, $C3$ și a tangentei unghiului de pierderi dielectrice $\tan \delta_{C1}$, $\tan \delta_{C2}$, $\tan \delta_{C3}$ (dacă există posibilitate de control);</p> <p>e - Încercarea izolației cu tensiune aplicată , 50 Hz, 1 min. (trecerea izolată demontată);</p> <p>f - Analiza gazelor dizolvate în ulei;</p> <p>g - Măsurarea descărcărilor parțiale (în timpul probei cu tensiune indusă);</p> <p>h - Evaluarea stării trecerii izolate prin măsurarea curenților de polarizare/depolarizare (metoda PDC);</p> <p>i - Investigarea termografică.</p>	a - Controlul vizual exterior;	Crăpături în izolatoanul din porțelan		Deteriorarea îmbinărilor cementate		Scurgeri de ulei pe la garnituri		Nivel redus de ulei sau nu mai este ulei în interiorul trecerii		Descărcări electrice	RK
a - Controlul vizual exterior;	Crăpături în izolatoanul din porțelan													
	Deteriorarea îmbinărilor cementate													
	Scurgeri de ulei pe la garnituri													
	Nivel redus de ulei sau nu mai este ulei în interiorul trecerii													
	Descărcări electrice													
16.	Verificarea trecerilor izolate tip condensator	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/ mentenanță specifice.	<p>PIF</p> <p>Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4</p>											

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
			<p>2. Măsurarea rezistențelor de izolație, a capacităților și a tangentei unghiului de pierderi dielectrice tg δ_{50}, tg δ_{60}, tg δ_{20} se efectuează la o umiditate relativă a aerului ambiant de cel mult 80% și numai după ce s-a curățat izolatorul (inclusiv cel aferent bornei de măsură) cu alcool de 90° sau tetraclorură de carbon.</p> <p>3. Măsurarea rezistenței de izolație cu megohmmetrul de 2500 Vcc.</p> <p>4. Rezistența de izolație R60\square, la 20°C, nu trebuie să fie mai mică de 20.000 MΩ. Rezistențele de izolație R60\square, R60\square, la 20°C, nu trebuie să fie mai mici de 100 MΩ.</p> <p>5. Măsurarea capacității C1 și a tg C1 se efectuează la tensiunea de 10 kV, c.a. 50 Hz, cu puntea în schemă directă.</p> <p>6. Măsurarea capacităților C2, C3 și a tg δ_{50}, tg δ_{60} se efectuează cu puntea în schemă inversă, la o tensiune de 2 kV, c.a., 50 Hz, pentru trecerile izolate de fabricație Micafil, Passoni Villa, Dielectra, F & G, iar pentru trecerile izolate livrate de alți furnizori decât cei menționați, valorile tensiunii de măsură vor fi conforme cu datele din buletinele de încercare ale furnizorului respectiv sau cu datele din buletinul de PIF.</p> <p>7. În cazul în care furnizorul nu indică limite admisibile pentru tg și capacități în exploatare, se vor înlocui trecerile izolate tip condensator din exploatare la care:</p> <ul style="list-style-type: none"> - tangenta unghiului de pierderi dielectrice tgδ C1 s-a dublat față de valoarea inițială și/sau - capacitatea C1 se abate față de valoarea inițială cu mai mult de ± 10 %. <p>8. Dacă tgδ_{50} este sub valoarea măsurată în fabrică sau se constată o scădere semnificativă a valorii ei, la măsurători succesive în exploatare, trebuie efectuată o inspecție internă a trecerii izolate.</p> <p>9. Trecerile izolate care au fost demontate de pe transformator, pentru a fi încercate în laborator, trebuie să reziste la proba cu tensiune aplicată 50 Hz, la 100 % din nivelul de încercare a trecerii izolate noi.</p> <p>Se efectuează următoarele verificări:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Controlul vizual exterior. Nu trebuie să existe deteriorări exterioare, scurgeri de ulei, murdărie pe placa cu bornele exterioare ale înfășurării secundare a transformatorului de curent. 2. Măsurarea rezistenței ohmice a înfășurării secundare a transformatorului de curent de tip inclus 	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
17.	Verificarea transformatorilor de curent de tip inclus	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare /mentenanță		

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
			<p>Valoarea măsurată nu trebuie să difere cu mai mult de $\pm 2\%$ față de valoarea din buletinul de fabrică pentru transformatorul de curent respectiv.</p> <p>3. Măsurarea rezistenței de izolație a înfășurării transformatorului de curent de tip inclus față de miezul magnetic propriu și față de carcasă (dacă există), puse la masă și, respectiv, față de înfășurările celorlalte transformatoare de curent incluse pe aceeași trecere izolată.</p> <p>Valoarea rezistenței de izolație nu trebuie să fie mai mică de 1000 MΩ la temperatura de 20°C. Dacă măsurarea rezistenței de izolație s-a făcut fără dezlegarea conexiunilor la circuitele secundare aferente, valoarea rezistenței de izolație nu trebuie să fie mai mică de 2 MΩ la temperatura de 20°C.</p> <p>4. Încercarea izolației înfășurării transformatorului de curent de tip inclus cu tensiune aplicată, c.a., 50 Hz, timp de 1 min. Se încercă izolația înfășurării față de miezul magnetic propriu și față de carcasă (dacă există), puse la masă și, respectiv, față de înfășurările celorlalte transformatoare de curent, inclusiv pe aceeași trecere izolată.</p> <p>Conexiunile la circuitele secundare trebuie să fie dezlegate de la bornele înfășurării transformatorului de curent de tip inclus. Valoarea tensiunii de încercare se ia egală cu valoarea prevăzută în instrucțiunile fabricii constructoare a transformatorului de curent de tip inclus.</p> <p>5. Verificarea caracteristicii de magnetizare sau a punctului de control. Se verifică caracteristica de magnetizare (curba volt-ampere) a transformatorului de curent pe cât posibil la valori ale curentului apropiate de valorile menționate în buletinul de fabrică pentru aceeași probă.</p> <p>Caracteristica de magnetizare trebuie să aibă aceeași alură/formă cu cea din buletinul de fabrică.</p> <p>Dacă în instrucțiunile furnizorului se solicită numai verificarea caracteristicii de magnetizare în punctul de control, atunci la valoarea indicată de furnizor pentru curentul prin înfășurarea transformatorului de curent de tip inclus se măsoară tensiunea la bornele acestei înfășurări.</p> <p>Valoarea acestei tensiuni nu trebuie să depășească valoarea limită precizată în instrucțiunile furnizorului.</p>	

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
18.	Verificarea comutatorului de reglaj sub sarcina	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	<p>Verificarea uleiului din cuva ruptorului comutatorului de reglaj.</p> <p>Tensiunea de străpungere a uleiului din cuva ruptorului.</p> <p>Tangenta unghiului de pierderi dielectrice.</p> <p>Analiza gazelor dizolvate în uleiul din cuva ruptorului.</p> <p>Conținutul de apă dizolvată în ulei.</p> <p>Conținutul de particule în ulei.</p> <p>Corectitudinea conexiunilor cuvei ruptorului comutatorului de reglaj la cuva transformatorului și respectiv, la conservator.</p> <p>Existența scurgerilor de ulei pe la garnituri .</p> <p>Nivelul și calitatea uleiului de ungere din reductorul mecanismului de acționare.</p> <p>Starea de funcționare a degazorului (dacă există).</p> <p>Corectitudinea funcționării</p> <p>Sensul de rotire</p> <p>comutatorului prin acționarea electrică și respectiv manuală.</p> <p>Diagrama de comutație</p> <p>Timpii de comutație</p> <p>Correspondența între priza pe care se află comutatorul, cu indicatorul de poziție a mecanismului de acționare și respectiv cu cea a indicatorului de poziție a selectorului (indicatorul de pe capul ruptorului).</p> <p>Funcționarea blocajului electric la limite de cursă</p> <p>Funcționarea blocajului mecanic la limitele de cursă</p> <p>Existența ruginei, oxidării sau a apei în stare liberă în interiorul cuvei ruptorului sau pe ruptor</p> <p>Stare</p> <p>Gradul de erozare</p> <p>Măsurarea rezistenței de contact</p> <p>Măsurarea presiunii pe contacte</p> <p>Investigarea termografică</p> <p>Analiza cromatografică a gazelor dizolvate</p> <p>Măsurarea rezistenței rezistoarelor de limitare a curentului</p> <p>Starea selectorului și a inversorului</p>	<p>PIF</p> <p>Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4</p> <p>Lucrări de mentenanță de nivel 4</p> <p>Analize speciale</p> <p>PIF</p> <p>Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4</p> <p>PIF</p> <p>Lucrări de mentenanță de nivel 4</p> <p>Analize speciale</p> <p>PIF</p> <p>Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3, 4</p> <p>Lucrări de mentenanță de nivel 4</p>

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
			<p>Starea pieselor izolante</p> <p>Controlul dispozitivului de acționare prin servomotor</p> <p>Etanșeitatea dulapului</p> <p>Starea fizică și funcționalitatea releelor, microîntreruptoarelor etc.</p> <p>Starea de uzură a elementelor de acționare și de blocare</p> <p>Măsurarea forței de acționare manuală a comutatorului</p> <p>Verificarea libertății de mișcare a ansamblului axe de acționare</p> <p>Verificarea degazorului (accesoriu existent în cazul în care cuva ruptorului comutatorului de reglaj sub sarcină și cuva transformatorului au conservator comun)</p> <p>Măsurarea rezistenței de izolație a circuitelor de comandă, semnalizare, rotație</p> <p>Controlul presiunii pe contact</p> <p>Măsurarea rezistenței ohmice pe contact</p> <p>Controlul stării contactelor</p> <p>Controlul presiunii pe contact</p> <p>Măsurarea rezistenței ohmice pe contact</p>	<p>Analize speciale</p> <p>PIF</p> <p>Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4</p> <p>Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4</p>
19	Verificarea comutatorului de reglaj fără sarcină	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.		RK Analize speciale
20.	Măsurarea rezistențelor de izolație aferente circuitului magnetic	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	<p>1. Combinațiile în care trebuie efectuate măsurarea rezistenței de izolație R60 a circuitului magnetic:</p> <p>1.1. Măsurarea rezistențelor de izolație R60 la 2500 Vcc:</p> <ul style="list-style-type: none"> a - Miez - masă ; b - Miez - schele 1; c - Miez - schele 2; d - Schele 1 - masă; f - Schele 1 - schele 2; g - Schele 2 - masă. <p>Rezistența de izolație R60 nu trebuie să fie mai mică de 10 MΩ.</p> <p>1.2. Măsurarea rezistențelor de izolație R60 între pachetele de tole, cu tensiune redusă (câțiva volți):</p> <ul style="list-style-type: none"> a - Pachet 1 - Pachet 2; k - Pachet n - Pachet n+1; <p>Rezistența de izolație R60 nu trebuie să fie mai mică de 1Ω.</p> <p>2. Temperatura transformatorului trebuie să fie de minim 10 °C</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
21	Verificarea sistemului de răcire (inclusiv a dulapurilor cu elemente de comandă, protecție, semnalizări și a circuitelor aferente)	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	<p>Controlul funcționării în regim automat și respectiv manual a sistemului de răcire</p> <p>Controlul sarcinii transformatorului de curent de tip inclus cuplat la dispozitivul de măsură a temperaturii</p> <p>Inspekția vizuală a ventilatoarelor</p> <p>Turația</p> <p>Deteriorări mecanice</p> <p>Opturări în calea fluxului de aer</p> <p>Zgomotul și vibrațiile la motoare</p> <p>Măsurarea rezistenței de izolație a înfășurării motorului electro-ventilatorului față de masă</p> <p>Controlul uzurii rulmenților la pompe prin:</p> <p>Controlul uzurii rotorului și a corpului pompei</p> <p>Măsurarea dezechilibrului curenților pe cele trei faze de alimentare cu energie electrică a motorului pompei</p> <p>Măsurarea rezistenței de izolație a înfășurării motorului electropompei față de masă</p> <p>Verificarea etanșeității la ulei (radiatoare, robineti de separare etc.)</p> <p>Controlul vizual al stării de curățire a schimbătoarelor de căldură/radiatoarelor și existența blocajelor în calea fluxului aerului de răcire</p> <p>Controlul funcționării indicatoarelor de circulație a uleiului</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
22.	Verificarea cuvei	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	<p>Încercarea etanșeității la ulei a cuvei și a accesoriilor</p> <p>Încercarea etanșeității la vacuum înainte de umplerea sau completarea cu ulei (pentru transformatoarele sosite fără ulei sau cu ulei la care spațiul de sub capac este sub presiune de azot sau aer uscat)</p> <p>Starea șunturilor între cuva clopot și platforma aferentă</p> <p>Starea conexiunilor de legare la pământ a cuvei</p> <p>Nivelul uleiului</p> <p>Starea de funcționare a indicatoarelor de nivel</p> <p>Starea membranei (la conservatoarele cu membrane de protecție a uleiului contra contactului direct cu mediul ambiant)</p> <p>Starea silicagelului în filtrul de aer</p> <p>Existența uleiului la nivelul necesar, în paharul/șicana de blocaj a contactului direct a silicagelului cu aerul atmosferic</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
23.	Verificarea conservatorului	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.		PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
24.	Verificarea înclinării conductelor de legătură între transformator și conservator și a capacului transformatorului. Verificarea pantei conductelor de aerisire a oalelor trecerilor izolate și a cuvei ruptorului comutatorului de reglaj sub sarcină	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	Înclinarea capacului cuvei transformatorului în direcția releului de gaze trebuie să fie de 1-2 %. Înclinarea conductelor ce leagă cuva, oalele trecerilor izolate, respectiv cuva ruptorului cu releul de gaze și conservatorul trebuie să fie de 2-4 %.	PIF
25.	Verificarea elementelor de protecție la supratensiuni atmosferice	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.		PIF Analize speciale
26	Verificarea dulapurilor cu elementele de comandă, control, protecție, semnalizare, alimentare cu energie electrică, precum și a cablurilor aferente acestora	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.		

Anexa 2. Condițiile de execuție, valori de control și momentul de efectuare a probelor la transformatoarele de curent

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei																									
1. Incercarea mediului ambiant																													
1.1. Incercarea uleiului																													
1.1.1	Aspect	Examinare vizuală	Limpede, fără particule în suspensie	PIF																									
1.1.2	Culoare ASTM	ASTM D 1500	<table border="1"> <tr> <td>Stare / Un</td> <td>≥400 kV</td> <td>220 kV</td> <td>110 kV</td> <td><110 kV</td> </tr> <tr> <td>Bună</td> <td>≤1</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Acceptabilă</td> <td>>1 - ≤1,5</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Proastă</td> <td>>1,5</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	Bună	≤1				Acceptabilă	>1 - ≤1,5				Proastă	>1,5				Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4 PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4					
Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV																									
Bună	≤1																												
Acceptabilă	>1 - ≤1,5																												
Proastă	>1,5																												
1.1.3	Densitatea relativă /g/cm ³	STAS 35	<table border="1"> <tr> <td>Stare / Un</td> <td>≥400 kV</td> <td>220 kV</td> <td>110 kV</td> <td><110 kV</td> </tr> <tr> <td>Bună</td> <td>≤0,89</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	Bună	≤0,89				PIF Analize speciale															
Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV																									
Bună	≤0,89																												
1.1.4	Tensiunea de străpungere /kV/	SR EN 60156	<table border="1"> <tr> <td>Stare / Un</td> <td>≥400 kV</td> <td>220 kV</td> <td>110 kV</td> <td><110 kV</td> </tr> <tr> <td>Bună</td> <td>>70</td> <td>>65</td> <td>>60</td> <td>>55</td> </tr> <tr> <td>Acceptabilă</td> <td>>65 - ≤70</td> <td>>60 - ≤65</td> <td>>57,5 - ≤60</td> <td>>50 - ≤55</td> </tr> <tr> <td>Proastă</td> <td>≤62,5 - ≤65</td> <td>≤57,5 - ≤60</td> <td>≤55 - ≤57,5</td> <td>≤45 - ≤50</td> </tr> <tr> <td>Inacceptabilă</td> <td><62,5</td> <td><57,5</td> <td><55</td> <td><45</td> </tr> </table>	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	Bună	>70	>65	>60	>55	Acceptabilă	>65 - ≤70	>60 - ≤65	>57,5 - ≤60	>50 - ≤55	Proastă	≤62,5 - ≤65	≤57,5 - ≤60	≤55 - ≤57,5	≤45 - ≤50	Inacceptabilă	<62,5	<57,5	<55	<45	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV																									
Bună	>70	>65	>60	>55																									
Acceptabilă	>65 - ≤70	>60 - ≤65	>57,5 - ≤60	>50 - ≤55																									
Proastă	≤62,5 - ≤65	≤57,5 - ≤60	≤55 - ≤57,5	≤45 - ≤50																									
Inacceptabilă	<62,5	<57,5	<55	<45																									
1.1.5.	Tangenta unghiului de pierderi dielectrice la 90°C /%/	SR CEI 60247	<table border="1"> <tr> <td>Stare / Un</td> <td>≥400 kV</td> <td>220 kV</td> <td>110 kV</td> <td><110 kV</td> </tr> <tr> <td>Bună</td> <td><1</td> <td><1</td> <td><1</td> <td><1</td> </tr> <tr> <td>Acceptabilă</td> <td>≥1 - <3</td> <td>≥1 - <3</td> <td>≥1 - <5</td> <td>≥1 - <5</td> </tr> <tr> <td>Proastă</td> <td>≥3 - ≤5</td> <td>≥3 - ≤5</td> <td>≥5 - ≤10</td> <td>≥5 - ≤10</td> </tr> <tr> <td>Inacceptabilă</td> <td>>5</td> <td>>5</td> <td>>10</td> <td>>10</td> </tr> </table>	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	Bună	<1	<1	<1	<1	Acceptabilă	≥1 - <3	≥1 - <3	≥1 - <5	≥1 - <5	Proastă	≥3 - ≤5	≥3 - ≤5	≥5 - ≤10	≥5 - ≤10	Inacceptabilă	>5	>5	>10	>10	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV																									
Bună	<1	<1	<1	<1																									
Acceptabilă	≥1 - <3	≥1 - <3	≥1 - <5	≥1 - <5																									
Proastă	≥3 - ≤5	≥3 - ≤5	≥5 - ≤10	≥5 - ≤10																									
Inacceptabilă	>5	>5	>10	>10																									
1.1.6	Rezistivitatea, la 20 °C x10 ⁹ GΩm/	SR CEI 60247	<table border="1"> <tr> <td>Stare / Un</td> <td>≥400 kV</td> <td>220 kV</td> <td>110 kV</td> <td><110 kV</td> </tr> <tr> <td>Bună</td> <td>>200</td> <td>>200</td> <td>>60</td> <td>>60</td> </tr> <tr> <td>Acceptabilă</td> <td>≥20 - <200</td> <td>≥20 - <200</td> <td>≥4 - <60</td> <td>≥4 - <60</td> </tr> <tr> <td>Proastă</td> <td>≥5 - <20</td> <td>≥5 - <20</td> <td>≥1 - <4</td> <td>≥1 - <4</td> </tr> <tr> <td>Inacceptabilă</td> <td><5</td> <td><5</td> <td><1</td> <td><1</td> </tr> </table>	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	Bună	>200	>200	>60	>60	Acceptabilă	≥20 - <200	≥20 - <200	≥4 - <60	≥4 - <60	Proastă	≥5 - <20	≥5 - <20	≥1 - <4	≥1 - <4	Inacceptabilă	<5	<5	<1	<1	PIF Analize speciale
Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV																									
Bună	>200	>200	>60	>60																									
Acceptabilă	≥20 - <200	≥20 - <200	≥4 - <60	≥4 - <60																									
Proastă	≥5 - <20	≥5 - <20	≥1 - <4	≥1 - <4																									
Inacceptabilă	<5	<5	<1	<1																									

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control				Momentul efectuării probei	
			Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV		<110 kV
1.1.7	Punctul de inflamabilitate PM /°C/	STAS 5488	Bună	Nu se constată modificări față de valoarea inițială				PIF Analize speciale
			Acceptabilă	A scăzut cu cel mult 5 % față de valoarea inițială				
			Proastă	A scăzut cu cel mult 10 % față de valoarea inițială				
			Inacceptabilă	A scăzut cu mai mult de 10 % față de valoarea inițială				
1.1.8	Indicele de neutralizare (aciditatea organică /mgKOH/g ulei/	STAS 23	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Analize speciale
			Bună	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	
			Acceptabilă	≥0,05- <0,075	≥0,05- <0,075	≥0,05- <0,075	≥0,05- <0,075	
			Proastă	≥0,075- ≤0,10	≥0,075- ≤0,10	≥0,075- ≤0,10	≥0,075- ≤0,10	
			Inacceptabil	>0,10	>0,10	>0,15	>0,20	
1.1.9	Vâscozitatea cinematică 20 °C, 40 °C și/sau 50 °C	SR ISO 3104	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Analize speciale
			Bună	Nu se constată modificări față de valoarea inițială				
1.1.10	Tensiunea interfacială ulei-apă	STAS 9654	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
			Bună	≥37,5	≥37,5	≥37,5	≥37,5	
			Acceptabilă	<37,5- ≥35	<37,5- ≥35	<37,5- ≥30	<37,5- ≥28	
			Proastă	<35- ≥32	<35- ≥30	<30- ≥28	<28- ≥25	
			Inacceptabilă	<32	<30	<28	<25	
1.1.11	Conținutul de apă (Karl Fischer), la 20 °C	SR.CEI 60814	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
			Bună	≤5	≤5	≤5	≤5	
			Acceptabilă	>5 - ≤7,5	>5 - ≤7,5	>5 - ≤7,5	>5 - ≤7,5	
			Proastă	>7,5- ≤10	>7,5 - ≤10	>7,5 - ≤10	>7,5 - ≤10	
			Inacceptabilă	>10	>10	>10	>10	
1.1.12	Conținutul de substanțe insolubile în solvenți organici		Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Analize speciale
			Bună	Lipsa				
			Acceptabilă	Lipsa				
			Proastă	≤0,02				
			Inacceptabilă	>0,02				
1.1.13	Conținutul de particule în ulei (număr și mărime) la 100ml ulei cu Ø ≥ 5 μm	SR.CEI 60970	Stare / Un	≥400 kV	220 kV	110 kV	<110 kV	PIF Analize speciale
			Bună	≤250				
			Acceptabilă	>250 și ≤1.000				
			Proastă	>1.000 și ≤3.000				
			Inacceptabilă	>3.000				

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control				Momentul efectuării probei
			Stare / Un	220 kV	110 kV	<110 kV	
1.1.14	Conținutul de particule metalice în ulei: Cu, Al, Fe, etc.		Bună Acceptabilă Proastă Inacceptabilă	Conform procedurii specifice			Analize speciale
1.1.15	Conținutul de furfural (2-furfural) /ppm/	SR CEI 61198	Bună Acceptabilă Proastă Inacceptabilă	Conform procedurii specifice			Analize speciale
1.1.16	Analiza cromato-grafică a gazelor dizolvate și a gazelor libere /ppm/	SR CEI 60567	Bună Acceptabilă Proastă Inacceptabilă	Conform procedurii specifice			Analize speciale
1.1.17	Conținutul total de gaze dizolvate în ulei /% vol/	SR CEI 60567	Bună Acceptabilă Proastă Inacceptabilă	Conform procedurii specifice			Analize speciale
1.1.18	Coroziunea pe lamela de cupru	SR ISO 2160	Bună Acceptabilă Proastă Inacceptabilă	Lipsă			Analize speciale
1.1.19	Sabilitatea la oxidare cu bomba rotativă	ASTM D 2112	Bună Acceptabilă Proastă Inacceptabilă	Conform procedurii specifice			Analize speciale
1.1.20	Conținutul de aditiv antioxidant (dacă inițial uleiul a avut aditiv antioxidant) /% masă/	STAS 12044	Bună Acceptabilă	Conținutul de aditiv este >60 % din valoarea inițială Conținutul de aditiv este de 40 - 60 % din valoarea inițială, aciditatea este sub 0,06 mg KOH/g ulei, iar tensiunea interfacială este ≥ 30 mN/m			Analize speciale

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei									
1.1.21	Conținutul de PCB	SR.CEI 60997	<p>Proastă</p> <p>Conținutul de aditiv este < 40 % din valoarea inițială, aciditatea este >0,06 mg KOH/g ulei, iar tensiunea interfacială este <30 mN/m</p> <p>Inacceptabilă ≤0,09 %</p> <p>Stare / Un ≥400 kV 220 kV 110 kV <110 kV</p> <p>Bună Lipsă</p>	Analize speciale									
1.1.22	Compatibilitatea la amestecare	SRCEI 60422	<p>Stare / Un ≥400 kV 220 kV 110 kV <110 kV</p> <p>Bună</p> <p>Caracteristicile uleiului în amestec nu trebuie să fie mai proaste decât cele ale uleiului cu caracteristicile cele mai slabe</p>	Analize speciale									
1.2. Încercarea gazului hexafluorura de sulf													
1.2.1	Determinarea purității	ASTM D 2685 și IEC 60376	<p>1. Probele de gaz se recoltează din transformatoare după umplere și în timpul exploatarei se efectuează pe la bușonul cu supapă numai cu fiole special adaptate pentru tipul de bușon existent pe transformator.</p> <p>2. Recoltarea se efectuează pe timp uscat și lipsit de vânt cu umiditatea aerului de maximum 60% și temperatura de +10...+30°C.</p> <p>3. Recoltarea probelor și încălzirea de izolație se efectuează la minimum 24 de ore după umplerea sau completarea cu SF6.</p> <p>4. La verificările care se efectuează după prima umplere, gradul de puritate a gazului este corespunzător dacă:</p> <p>a - Conținutul de aer este maxim 2 g/kg, determinat prin metoda cromatografică sau densimetrică.</p> <p>b - Conținutul de tetraclorură de carbon este maxim 2.500 mg/kg, determinat prin metoda cromatografică.</p> <p>c - Conținutul de apă (Punct de rouă) este maxim 15 mg/kg.</p> <p>d - Aciditatea totală exprimată în echivalent HF este maxim 1,0 mg/kg.</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4									
1.2.2	Determinarea conținutului de tetrafluorură de carbon (CF4)	ASTM D 2685 și IEC 60376	<p>e - Conținut de ulei mineral este maxim 10 mg/kg, determinat prin metoda gravimetrică.</p> <p>La 6 luni după punerea sub tensiune și în exploatare se admit următoarele limite maxime:</p> <table border="1" data-bbox="687 595 943 1821"> <tr> <td data-bbox="687 595 719 875">a - Conținutul de aer, g/kg, maxim</td> <td data-bbox="687 875 719 1081">6 luni</td> <td data-bbox="687 1081 719 1323">expl.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="719 595 751 875">b - Conținutul de tetraclorură de carbon, mg/kg, maxim</td> <td data-bbox="719 875 751 1081">2,5</td> <td data-bbox="719 1081 751 1323">3</td> </tr> <tr> <td data-bbox="751 595 783 875"></td> <td data-bbox="751 875 783 1081">2.500</td> <td data-bbox="751 1081 783 1323">3.000</td> </tr> </table>	a - Conținutul de aer, g/kg, maxim	6 luni	expl.	b - Conținutul de tetraclorură de carbon, mg/kg, maxim	2,5	3		2.500	3.000	
a - Conținutul de aer, g/kg, maxim	6 luni	expl.											
b - Conținutul de tetraclorură de carbon, mg/kg, maxim	2,5	3											
	2.500	3.000											

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei									
1.2.3.	Determinarea conținutului de umiditate (H ₂ O)/ punctului de rouă	ASTM D 2029 și IEC 60376	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="360 1532 416 1615">c - Conținutul de apă (Punct de rouă), mg/kg, maxim</td> <td data-bbox="360 1615 416 1697">20</td> <td data-bbox="360 1697 416 1780">25</td> </tr> <tr> <td data-bbox="360 1697 416 1780">d - Aciditatea totală exprimată în echivalent HF, mg/kg, maxim</td> <td data-bbox="360 1780 416 1863">1,2</td> <td data-bbox="360 1863 416 1946">1,5</td> </tr> <tr> <td data-bbox="360 1863 416 1946">e - Conținut de ulei mineral, mg/kg, determinat prin metoda gravimetrică, maxim</td> <td data-bbox="360 1946 416 2029">12</td> <td data-bbox="360 2029 416 2112">14</td> </tr> </table>	c - Conținutul de apă (Punct de rouă), mg/kg, maxim	20	25	d - Aciditatea totală exprimată în echivalent HF, mg/kg, maxim	1,2	1,5	e - Conținut de ulei mineral, mg/kg, determinat prin metoda gravimetrică, maxim	12	14	
c - Conținutul de apă (Punct de rouă), mg/kg, maxim	20	25											
d - Aciditatea totală exprimată în echivalent HF, mg/kg, maxim	1,2	1,5											
e - Conținut de ulei mineral, mg/kg, determinat prin metoda gravimetrică, maxim	12	14											
1.2.4.	Determinarea acidității (conținutul de acid fluorhidric - HF)	ASTM D 2284 și IEC 60376	<p>5. Detectarea pierderilor se execută în zona tuturor îmbinărilor de etanșare cu garnituri de cauciuc sau prin lipire (cimentare) în zona metal-porțelan, în zona bornelor secundare și a supapei de umplere. Măsurătoarea se va efectua la 72 de ore după refacerea presiunii nominale recomandată de fabricant. Rata de scăpări nu trebuie să depășească 1%/an.</p> <p>Observație: Pentru PIF se consideră valabile buletinele de puritate a gazului existent în butelii, emis de fabricant.</p> <p>La depășirea oricăreia din valorile de la punctele a, b, c, d, e se va efectua o analiză coroborată cu rezultatele celorlalte măsurători.</p> <p>La depășirea a două din limitele a, b, c, d, e se extrage gazul din echipament se usucă, filtrează, se umple și se refac măsurătorile la 72 ore, 6 luni, 12 luni.</p>										
1.2.5.	Conținutul de ulei mineral	IEC 60376		PIF									
1.2.6.	Determinarea densității gazului/presiunii gazului	IEC 61634		PIF									
1.2.7.	Verificarea etanșeității	IEC 61634 și instrucțiunilor specifice		Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4									
1.2.8.	Evaluarea ratei de pierdere anuală a gazului SF ₆	IEC 61634											

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
2	Măsurarea rezistenței de izolație a înfășurărilor primare, a secțiilor acestora, a ecranului, a înfășurărilor secundare față de soclu - masă	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	<p>1. Măsurarea rezistenței de izolație între secțiile înfășurărilor primare se execută cu megohmetrul de 1000 V la temperaturi cuprinse între +10...+30°C și umidități ≤ 60%.</p> <p>2. În timpul măsurătorii ecranul și înfășurărilor secundare sunt legate la masă.</p> <p>3. Măsurarea rezistenței de izolație între înfășurarea de înaltă tensiune și ecran se efectuează cu megohmetrul de 2500 V care are un curent de scurtcircuit mai mare sau egal cu 3 mA.</p> <p>4. Măsurarea rezistenței de izolație între ecranul legat la masă și fiecare din înfășurărilor secundare. Înfășurărilor pe care nu se aplică tensiunea de măsură se leagă la masă.</p> <p>Măsurarea se efectuează cu megohmetrul de 2500 V în domeniul temperaturilor +10...30°C și la o umiditate a mediului ambiant ≤ 60%.</p> <p>5. Valorile minime admise pentru rezistența de izolație, raportat la temperatura de 20 °C:</p> <p>a - între secțiile înfășurărilor primare (indiferent de tensiunea nominală U_N): minim 2.500 MΩ.</p> <p>b - între înfășurarea de înaltă tensiune și înfășurărilor secundare:</p> <p>b1 - la transformatoarele cu $U_N = 110-400$ kV: minim 10.000 MΩ;</p> <p>b2 - la transformatoarele cu $U_N = 6 - 35$ kV: minim 2000 MΩ.</p> <p>c - între înfășurărilor secundare și între acestea și masă:</p> <p>c1 - la transformatoarele cu $U_N = 110-400$ kV: minim 1.000 MΩ;</p> <p>c2 - la transformatoarele cu $U_N = 6 - 35$ kV: minim 50 MΩ.</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
3.	Măsurarea tangentei unghiului de pierderi dielectrice și a capacității izolației principale	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	<p>1. Măsurarea se execută cu punți de tip Schering sau cu comparatoare inductive, la tensiunea de 10 kV.</p> <p>2. Măsurătoarea se execută la transformatoarele cu izolație cu ulei și cu SF6 între înfășurarea de înaltă tensiune și ecran, înfășurărilor secundare fiind legate între ele și la masă sau între înfășurarea de înaltă tensiune și înfășurărilor secundare legate între ele (în lipsa ecranului).</p> <p>3. Măsurarea se execută la temperaturi cuprinse între +10...+30°C și umidități de maximum 60%, carcasa, bornele secundare și boma ecranului fiind curățate și uscate.</p> <p>4. Măsurarea se execută la un interval mai mare de 24 ore de la terminarea umplerii, completării cu SF6.</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei															
4.	Încercarea izolației înfășurărilor secundare cu tensiune alternativă mărită	Încercarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mente nanță specifice.	<p>5. Rezultatele măsurătorilor se compară cu măsurătorile din fabrică, în cazul în care acestea lipsesc se iau ca valori de referință cele din tabel.</p> <p>a - Pentru transformatoarele cu izolația în ulei</p> <table border="1" data-bbox="419 936 558 1160"> <tr> <td>110 kV</td> <td>220 - 400 kV - 750 kV</td> </tr> <tr> <td>PIF ; dupa recondiționare</td> <td>≤ 1,2</td> </tr> <tr> <td>În exploatare</td> <td>≤ 0,8</td> </tr> <tr> <td></td> <td>≤ 3</td> </tr> <tr> <td></td> <td>≤ 2</td> </tr> </table> <p>b - Pentru transformatoarele cu izolația în SF6</p> <table border="1" data-bbox="558 936 667 1160"> <tr> <td>110 - 220 - 400 kV - 750 kV</td> </tr> <tr> <td>PIF</td> </tr> <tr> <td>În exploatare</td> </tr> <tr> <td>≤ 0,35</td> </tr> <tr> <td>≤ 0,4</td> </tr> </table> <p>Valoarea capacității măsurate se compară cu valorile de referință (din buletinele de măsurători în fabrică). În lipsa acestora se vor lua în considerare valorile măsurate la PIF. Față de valorile de referință se admit abateri +10 % - -5%.</p> <p>Observație: Buletinele de fabrică sunt valabile la PIF dacă nu au trecut mai mult de 6 luni de la data emiterii lor.</p>	110 kV	220 - 400 kV - 750 kV	PIF ; dupa recondiționare	≤ 1,2	În exploatare	≤ 0,8		≤ 3		≤ 2	110 - 220 - 400 kV - 750 kV	PIF	În exploatare	≤ 0,35	≤ 0,4	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
110 kV	220 - 400 kV - 750 kV																		
PIF ; dupa recondiționare	≤ 1,2																		
În exploatare	≤ 0,8																		
	≤ 3																		
	≤ 2																		
110 - 220 - 400 kV - 750 kV																			
PIF																			
În exploatare																			
≤ 0,35																			
≤ 0,4																			
			<p>1. Încercarea se execută cu aparate specializate.</p> <p>2. Tensiunile de încercare sunt: a - 2 kV, c.a., 1 minut pentru transformatoarele de 110 kV (de regulă cele cu un curent nominal secundar de 5 A). b - 3 kV, c.a., 1 minut pentru transformatoarele de 220-400 kV (de regulă pentru cele cu un curent secundar de 1 A).</p> <p>3. Încercarea se execută între fiecare înfășurare secundară (cu bornele legate între ele) și înfășurarea de înaltă tensiune + ecran + celelalte înfășurări secundare legate la masă.</p> <p>4. Încercarea se execută la temperaturi de +10...+30°C și umidități de maximum 60%. Izolația principală a bornelor și a ecranului trebuie să fie curate și uscate.</p> <p>5. La transformatoarele din exploatare mai vechi de 10 ani valorile de încercare se reduc la 80%.</p> <p>6. În timpul încercării nu trebuie să apară străpungeri sau contumării.</p> <p>7. Pe legătura de pământ se va monta un ampermetru. Curentul prin acesta se va urmări în timpul încercării. Nu trebuie să apară variații bruște de curent.</p>																

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
5.	Încercarea izolației înfășurărilor prin mare cu tensiune alternativă mărită	Încercarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	<p>1. Încercarea se execută în condiții de atelier (laborator).</p> <p>2. Tensiunile de încercare sunt:</p> <p>a - 185 kV, c.a. 50 Hz, - 1 minut pentru transformatoarele cu tensiunea nominală de 110 kV;</p> <p>b - 395 kV, c.a. 50 Hz, - 1 minut pentru transformatoarele cu tensiunea nominală de 220 kV;</p> <p>c - 640 kV, c.a. 50 Hz, - 1 minut pentru transformatoarele cu tensiunea nominală de 400 kV sau 1300 kVv impulsuri de tensiune de trăznet 1,2/50μs;</p> <p>3. Încercarea se efectuează în domeniul temperaturilor +10...+30°C la o umiditate a aerului de maximum 60%.</p> <p>4. Izolația principală, boma ecran și bornele secundare trebuie să fie curate și uscate.</p> <p>Borna ecran, bornele secundare și soclul/carcasa se vor lega la pământ.</p> <p>5. În timpul încercării nu trebuie să apară conturnări, străpungeri sau conturnări neterminale pe suprafața izolantă.</p> <p>6. La încercarea cu tensiune alternativă se va urmări curentul pe legătura de pământ. În timpul încercării nu trebuie să existe variații bruște de curent.</p> <p>7. La încercarea cu impuls de tensiune 1,2/50 μs se va înregistra și forma undei curentului care trece prin izolația încercata.</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4K
6.	Măsurarea rezistenței ohmice a înfășurărilor secundare	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	<p>1. Măsurarea se execută cu punți duble la temperaturi de +10...+30 °C și o umiditate a mediului ambiant de max. 60%.</p> <p>2. Valorile măsurate se compară cu cele din fabrică. În lipsa acestora se pot lua în considerare valorile măsurate la PIF.</p> <p>3. Valorile măsurate, raportate la temperatura de măsură din fabrică (sau PIF), nu trebuie să difere față de acestea cu mai mult de ±2%.</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
8	Verificarea polarității	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	<p>1. Verificarea se efectuează în curent continuu.</p> <p>2. Înfășurările secundare care nu se verifică se leagă la pământ.</p> <p>3. Polaritatea înfășurărilor secundare trebuie să corespundă cu notațiile bornelor.</p>	PIF

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
9	Verificarea raportului de transformare	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mente nanță specifice.	1. Măsurarea se execută de preferință la curentul nominal al conexiunii primare a transformatorului de curent. Se admit și verificările efectuate la 0,5 din I_{1N} . 2. Verificarea se efectuează utilizând transformatoare de curent etalon cl. 0,2 și ampermetre cl. 0,2. 3. Verificarea are caracter informativ. 4. Rezultatele se compară cu valorile raportului înscris pe eticheta transformatorului.	PIF
10	Măsurarea erorilor de raport și de unghi	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mente nanță specifice.	1. Măsurarea erorilor de raport și de unghi se execută cu punte specializată pentru măsurarea erorilor (tip Schering-Alberti). 2. Măsurătorile se pot executa la $0,25 U_N$ la sarcini secundare de maximum $0,25 S_{2N}$ 3. Rezultatele măsurătorilor trebuie să se încadreze în limitele de erori prevăzute în normele în vigoare și marcate pe eticheta transformatorului.	Analize speciale
11	Ridicarea curbilor V-A ale înfășurărilor secundare	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mente nanță specifice.	1. Curba se ridică pentru fiecare înfășurare secundară în parte. 2. În timpul măsurărilor oelalte înfășurări secundare și cea primară se leagă cu un capăt la soclu, cuvă și la pământ. 3. Măsurătorile se execută la temperaturi de $+10...+30^{\circ}\text{C}$ și umidități ale mediului ambiant de maximum 60%. 3. Valoarea tensiunii până la care se ridică curbele V-A nu va depăși valoarea tensiunii de încercare a înfășurării respective. 4. Citirile din zona cotului de magnetizare se vor efectua la intervale de tensiuni suficiente de apropiate pentru a se putea determina tangenta la curbă sub un unghi de 45° cu suficientă precizie. 5. În cursul măsurătorilor nu se va depăși curentul corespunzător cotului de magnetizare cu mai mult de 20 %. 6. Curbele de magnetizare se compară cu cele de la PIF sau cu cele din buletinele de fabrică (individuale sau de tip) față de care nu trebuie să fie abateri mai mari de $\pm 5\%$.	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
12	Măsurarea sarcinii secundare	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mente nanță specifice.	1. Măsurarea se execută după montajul definitiv al circuitului de curent cu toate aparatele și relele incluse. 2. Sarcina efectiv măsurată nu trebuie să depășească sarcina secundară nominală și să fie mai mică decât 0,25 din sarcina nominală. Observație: Pentru înfășurările la care $S2 \leq S2N$ se vor monta rezistențe adiționale.	PIF Modificări în circuitul secundar

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
13	Încercarea izolației dintre spirele înfășurărilor secundare	Încercarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	1. Încercarea se execută cu aparate specializate. 2. Tensiunile de încercare sunt de maximum: a - 300 V la înfășurările cu $I_N = 5A$ (de măsură și protecție); b - 500 V la înfășurările de măsură de 1 A; c - 3,5 kV la înfășurările de protecție de 1 A. 3. În timpul încercărilor nu trebuie să apară contumării sau străpungeri. 4. În timpul încercării, ecranul și câte un capăt al înfășurării primare și al celorlalte înfășurări secundare se leagă la pământ. 1. Verificarea se efectuează la transformatoarele care au montate în secundar protecții electronice, numenice. 2. Verificarea se efectuează prin măsurători pe teren și cu ajutorul unui program de calcul specializat. 3. În urma măsurătorilor pe teren și a prelucrării acestora se compară timpul de răspuns în regim de scurtcircuit al transformatorului cu timpul de răspuns al protecțiilor numerice conectate la secundar.	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
14	Verificarea compatibilității înfășurărilor de protecție ale transformatorului de curent cu cerințele protecțiilor conectate la acesta	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	1. Măsurarea existenței punctelor calde se va efectua cu aparatură specializată în domeniul temperaturilor ambiante +5...+30°C și la umiditate de max. 60%. 2. În momentul măsurării transformatorul trebuie să fie de cel puțin 2 ore sub tensiune. 3. Existența punctelor calde la bornele secundare se va remedia urgent. 4. Existența punctelor calde în interior cu temperaturi ce depășesc 15°C între punctul cel mai cald și cel mai rece conduce la înlocuirea transformatorului.	Analize speciale
15	Măsurarea temperaturii punctelor calde prin investigarea termografică	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	1. Măsurarea se execută cu aparatură specializată în domeniul temperaturilor +5...+30°C și la o umiditate de max. 80%. 2. Transformatorul de măsură montat rigid pe suport trebuie să reziste la seismul corespunzător zonei în care este montat, menționat în harta geologică oficială privind distribuția solicitărilor seismice. Măsurarea semnalelor electrice produse de descărcările parțiale se efectuează pe legătura la pământ a fiecărui transformator de curent de pe cele trei faze ale rețelei, în funcțiune.	Analize speciale
16.	Măsurarea răspunsului la solicitări seismice	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.		Analize speciale
17.	Măsurarea descărcărilor parțiale	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.		Analize speciale

Anexa 3. Condițiile de execuție, valori de control și momentul de efectuare a probelor la transformatoarele de tensiune

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei								
A1. Încercarea uleiului din partea inductiv												
A.1.1	Aspect	Examinare vizuală	Limpede, fără particule în suspensie	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4								
A.1.2	Culoare ASTM	ASTM D 1500	<table border="1"> <tr> <td>Stare Bună</td> <td>≤ 1</td> </tr> <tr> <td>Acceptabilă</td> <td>$> 1 - \leq 1,5$</td> </tr> <tr> <td>Proastă</td> <td>$> 1,5$</td> </tr> </table>	Stare Bună	≤ 1	Acceptabilă	$> 1 - \leq 1,5$	Proastă	$> 1,5$	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4		
Stare Bună	≤ 1											
Acceptabilă	$> 1 - \leq 1,5$											
Proastă	$> 1,5$											
A.1.3	Tensiunea de străpungere /kV/	SR EN 60156	<table border="1"> <tr> <td>Stare Bună</td> <td>> 55</td> </tr> <tr> <td>Acceptabilă</td> <td>$> 50 - \leq 55$</td> </tr> <tr> <td>Proastă</td> <td>$\geq 45 - \leq 50$</td> </tr> <tr> <td>Inacceptabilă</td> <td>< 45</td> </tr> </table> <p>Observație: La transformatoarele de fabricație străină pentru care nu se cunoaște originea și fabricantul uleiului de umplere, la apariția necesității completării cu ulei se vor efectua probe de compatibilitate completate cu: - vâscozitatea cinematică; - conținutul de substanțe insolubile în solvenți organici, efectuate după proba de stabilitate la oxidare cu bomba rotativă.</p>	Stare Bună	> 55	Acceptabilă	$> 50 - \leq 55$	Proastă	$\geq 45 - \leq 50$	Inacceptabilă	< 45	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
Stare Bună	> 55											
Acceptabilă	$> 50 - \leq 55$											
Proastă	$\geq 45 - \leq 50$											
Inacceptabilă	< 45											
A.1.4.	Tangenta unghiului de pierderi dielectrice la 90°C /%/	SR CEI 60247	<table border="1"> <tr> <td>Stare Bună</td> <td>< 1</td> </tr> <tr> <td>Acceptabilă</td> <td>$\geq 1 - < 5$</td> </tr> <tr> <td>Proastă</td> <td>$\geq 5 - \leq 10$</td> </tr> <tr> <td>Inacceptabilă</td> <td>> 10</td> </tr> </table>	Stare Bună	< 1	Acceptabilă	$\geq 1 - < 5$	Proastă	$\geq 5 - \leq 10$	Inacceptabilă	> 10	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
Stare Bună	< 1											
Acceptabilă	$\geq 1 - < 5$											
Proastă	$\geq 5 - \leq 10$											
Inacceptabilă	> 10											

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control		Momentul efectuării probei					
			Stare	<110 kV						
A.1.5	Conținutul de apă (Karl Fischer), la 20 °C	SR.CEI 60814	Bună	≤5	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4					
			Proastă	>5 - ≤7,5						
			Inacceptabilă	>7,5 ≤10						
A.2	Măsurarea rezistenței de izolație a înfășurărilor secundare	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.		>10	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4					
			<p>1. Măsurarea rezistenței de izolație a înfășurărilor secundare se execută cu megohmetrul de 250 V care are curentul de scurtcircuit secundar de minimum 3 mA.</p> <p>2. Înainte de măsurare, bornele secundare se curăță și se usucă.</p> <p>3. Măsurarea se execută la temperaturi 10 – 30°C și umidități ale aerului ambiant de maximum 80%.</p> <p>4. Măsurarea rezistenței de izolație se efectuează între cele două capete ale înfășurării legate între ele și carcasă (sodu) legat la masă la care sunt legate celelalte înfășurări.</p> <p>5. Rezultatele măsurătorilor se compară cu cele din buletinele de fabrică sau de la PIF față de care nu se acceptă scăderi mai mari de 50%.</p> <p>6. În lipsa măsurătorilor din fabrică sunt acceptate valori ale rezistenței de izolație, la temperatura de referință de 20 °C, conform tabel.</p> <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td>Momentul măsurării</td> <td>R iz (MΩ)</td> </tr> <tr> <td>PIF</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td>În exploatare</td> <td>50</td> </tr> </table>			Momentul măsurării	R iz (MΩ)	PIF	100	În exploatare
Momentul măsurării	R iz (MΩ)									
PIF	100									
În exploatare	50									
A.3	Măsurarea tangentei unghiului de pierdere dielectrice și a capacității la elementele divizorului capacitiv	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.			PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4					
			<p>1. Măsurarea se execută cu punți tip Schering de înaltă tensiune sau cu comparatoare cu brațe inductive de înaltă tensiune.</p> <p>2. Măsurătoarea se execută la tensiunea de 10 kV la temperaturi de 10 – 30°C și umiditate a mediului de maximum 80%. Carcasa exterioră trebuie să fie curată și uscată.</p> <p>3. Măsurarea se execută numai prin aplicarea tensiunii de măsură la partea superioară a elementului capacitiv care se măsoară și respectiv racordarea la punte (comparator) a flanșei inferioare a acestuia.</p> <p>4. Rezultatele măsurării tangentei unghiului de pierdere dielectrice și ale capacității se compară cu datele din buletinele de fabrică, față de care se admit următoarele abateri:</p>							

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei						
			<table border="1" data-bbox="352 1144 478 1339"> <tr> <td data-bbox="352 1144 395 1205">Momentul măsurării</td> <td data-bbox="352 1205 395 1265">tg δ</td> </tr> <tr> <td data-bbox="395 1144 438 1205">PIF</td> <td data-bbox="395 1205 438 1265">+10%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="438 1144 478 1205">În exploatare</td> <td data-bbox="438 1205 478 1265">+15% față de valorile de la PIF</td> </tr> </table> <p data-bbox="483 1144 619 1339">5. La transformatoarele de tensiune TECU 110-400 kV care au montate în secundare contoare a căror indicație se urmărește cu scopul de a determina balanța sau decontări de energie, nu se admit decât valori mai mari de $\pm 2\%$.</p> <p data-bbox="619 1144 678 1339">Observație: Transformatoarele care prezintă valori necorespunzătoare vor fi analizate și din punctul de vedere al celorlalte măsurători dacă pot fi menținute sau nu în exploatare.</p>	Momentul măsurării	tg δ	PIF	+10%	În exploatare	+15% față de valorile de la PIF	
Momentul măsurării	tg δ									
PIF	+10%									
În exploatare	+15% față de valorile de la PIF									
A.4	Încercarea cu tensiune alternativă mărită pe elementele ale divizorului capacitiv (se execută în ateliere de reparații cu ocazia intervențiilor)	Încercarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	<p data-bbox="483 1144 539 1339">1. Încercarea se execută în ateliere de reparații cu ocazia intervențiilor, reparațiilor.</p> <p data-bbox="539 1144 598 1339">2. Încercarea se execută pe elemente componente la 0,85 din valoarea tensiunii de încercare pe elementul încercat (proporționala cu tensiunea de încercare a ansamblului).</p> <p data-bbox="598 1144 657 1339">Carcasa va fi curată și uscată.</p> <p data-bbox="657 1144 716 1339">3. În timpul încercării va fi urmărit curentul absorbit de elementul condensator.</p> <p data-bbox="716 1144 775 1339">4. În timpul încercării nu se admit conturnări, efluvii sau străpungeri. De asemenea, nu se admit variații bruște ale curentului absorbit de elementul condensator.</p> <p data-bbox="775 1144 834 1339">5. Dacă în timpul probei izolația se străpunge sau au loc efluvii pe un condensator întreg, transformatorul se respinge.</p> <p data-bbox="834 1144 893 1339">6. Înainte și după încercarea cu tensiune alternativă mărită se efectuează măsurarea capacității elementului condensator. Valorile acestei capacități, măsurate în cele două momente de timp menționate, nu trebuie să difere între ele cu mai mult de 0,5%.</p>	RK						
A.5	Măsurarea rezistenței ohmice a înfășurărilor secundare	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	<p data-bbox="539 1144 598 1339">1. Măsurarea se execută cu punți duble de clasă de precizie minim 0,1.</p> <p data-bbox="598 1144 657 1339">2. Temperatura de măsură: între +10 °C și +30 °C.</p> <p data-bbox="657 1144 716 1339">4. Rezultatele măsurătorilor raportate la temperatura măsurătorilor din fabrică nu trebuie să difere cu mai mult de $\pm 2\%$ față de rezultatele măsurătorilor efectuate în fabrică.</p> <p data-bbox="716 1144 775 1339">În lipsa acestora se vor considera ca valori de referință rezultatele măsurătorilor de la PIF.</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4						

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
A.6	Verificarea polarității înfășurărilor	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	1. Verificarea polarității înfășurărilor se face în curent continuu cu surse care pot debita un curent de scurtcircuit de minimum 10 A. 2. Polaritățile înfășurărilor secundare trebuie să corespundă cu notațiile bombelor efectuate în fabrică.	PIF
A.7	Verificarea raportului de transformare	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	1. Verificarea se execută de preferință la tensiunea nominală prin măsurarea tensiunilor primare și secundare folosind voltmetre de clasă de precizie minim 0,2. 2. Rezultatele sunt orientative și se compară cu datele înscrise pe eticheta transformatorului.	RK
A.8	Măsurarea erorilor de raport și de unghi (verificările se execută în condiții de laborator)	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	1. Măsurarea erorilor de raport și de unghi se execută cu o punte specializată pentru măsurarea erorilor (tip Schering-Alberti, sau similar). 2. Măsurătorile se pot executa la $0,25 U_{N0}$ la sarcini secundare de maximum $0,25 S_{2N}$. 3. Rezultatele măsurătorilor trebuie să se încadreze în limitele de erori prevăzute în normele în vigoare și marcate pe eticheta transformatorului.	Analize speciale
A.9	Măsurarea sarcinii secundare	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	1. Măsurarea sarcinii secundare se efectuează pe fiecare înfășurare secundară în parte. 2. Măsurarea se efectuează având ca sarcină secundară a transformatorului circuitul format din condensatoare, instrumente de măsură, echipaje de rele etc. conectate în circuitul secundar. 3. Măsurarea se efectuează în domeniul temperaturilor $+5...+30^{\circ}\text{C}$. 4. Sarcina secundară nu trebuie să fie mai mare decât S_{2N} înscrisă pe eticheta transformatorului și nici mai mică decât $0,25 S_{2N}$. Observație: În situația depășirii sarcinii secundare nominale se vor înlocui cablurile de legătură cu altele mai groase, iar în situația încălcării slabe se vor conecta în secundar sarcini adiționale.	PIF La modificări în circuitele secundare

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei									
A.10	Încercarea izolației înfășurărilor secundare cu tensiune alternativă mărită	Încercarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	1. Încercarea se efectuează cu tensiunea de 2 kV timp de 1 minut. 2. Tensiunea se aplică succesiv pe fiecare înfășurare cu bornele legate între ele față de celelalte legate între ele și la soclu și la pământ. 3. În timpul încercării nu trebuie să apară străpungeri sau conturnări.	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4									
A.11	Verificarea integrității circuitului autotransformatorului rezonant la transformatoarele capacitive tip TECU 110 - 400 kV	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	<p>1. Verificarea constă în:</p> <p>1.1. Măsurarea căderii de tensiune pe rezistența de silit (UR) și a curentului prin rezistență (IR) din circuitul antiferononant prin aplicarea unei tensiuni de 30 kV la borma de înaltă tensiune a transformatorului.</p> <p>1.2. Verificarea rezistenței de silit demontată de la transformator, prin măsurarea căderii de tensiune la 0,1 A și respectiv 1 A.</p> <p>1.3. Măsurarea frecvenței de acord a circuitului antiferononant.</p> <p>Aceasta se efectuează cu aparate specializate la tensiuni mai mari de 10 V.</p> <p>2. Valorile parametrilor menționați URI și IRI, sunt în limitele precizate în tabelul urmator:</p> <table border="1" data-bbox="478 1232 718 1456"> <thead> <tr> <th></th> <th>URI</th> <th>IRI</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Transformator corepunzător din punct de vedere tehnic</td> <td>20 - 45</td> <td>0,02 - 0,05</td> </tr> <tr> <td>Transformator defect</td> <td>< 20 sau > 45</td> <td>< 0,02 sau > 0,05</td> </tr> </tbody> </table> <p>3. Căderile de tensiune trebuie să se încadreze în valorile prevăzute în instrucțiunile de mentenanță specifice.</p> <p>4. Frecvența de acord a circuitului antiferononant trebuie să se încadreze în domeniul 49 - 50 Hz.</p> <p>Observație: Pentru neconformitățile de la punctele a sau b se înlocuiesc rezistențele de silit și se repetă verificările. Pentru neconcordanța de la punctul c este necesar să se efectueze racordarea circuitului într-un atelier.</p>		URI	IRI	Transformator corepunzător din punct de vedere tehnic	20 - 45	0,02 - 0,05	Transformator defect	< 20 sau > 45	< 0,02 sau > 0,05	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 3 și 4
	URI	IRI											
Transformator corepunzător din punct de vedere tehnic	20 - 45	0,02 - 0,05											
Transformator defect	< 20 sau > 45	< 0,02 sau > 0,05											

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
A.12	Verificarea răspunsului în regim tranzitoriu	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	<p>1. Verificarea răspunsului în regim tranzitoriu se efectuează cu transformatorul conectat la rețea pe înfășurările de protecție efectuându-se succesiv un scurtcircuit de maximum 0,1 s (protecțiile fiind blocate).</p> <p>2. Se înregistrează tensiunile pe toate înfășurările secundare timp de 1,5 s.</p> <p>3. Regimul oscilant cu frecvența de 50/3 Hz trebuie să se atenueze după un timp de maximum 10 ore de perioade.</p> <p>Observație: În situația unui regim oscilant peste 10 perioade transformatorul nu poate fi utilizat pentru alimentarea unor protecții rapide</p>	Analize speciale
A.13	Investigarea termografică	Măsurătorile se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	<p>1. Măsurarea se execută cu aparatul specializată în lungul coloanei izolante în zona ecranelor, de partea superioară a fiecărui element condensator în zona cuvei și a cutiei de borne.</p> <p>2. Măsurarea se execută în domeniul temperaturilor +10 ...+30°C și la umiditate a mediului ambiant ≤ 80%.</p> <p>3. Măsurarea se efectuează după ce transformatorul a stat minimum 2 ore sub tensiune.</p> <p>4. Diferența de temperatură maxim admisă a punctului cel mai cald față de punctul cel mai rece nu trebuie să fie mai mare de +10°C.</p> <p>Observație: Transformatoarele care prezintă puncte calde în zona elementului capacitiv se înlocuiesc.</p>	Analize speciale

Anexa 4. Condițiile de execuție, valori de control și momentul de efectuare a probelor la întreruptoarele de înaltă tensiune

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei																		
1.	Verificarea calității mediului izolant din camerele de stingere, coloanele izolante, cuve și respectiv a uleiului de acționare (în cazul acționării oleopneumatice)																					
1.1.	Verificarea uleiului electroizolant	Conform cap. 21.B																				
1.2.	Verificarea hexafluorurii de sulf	Conform cap. 22.																				
1.3.	Verificarea uleiului de acționare	Conform cap. 21.C																				
2	Măsurarea rezistenței de izolație a pieselor sau subansamblelor mobile și fixe, confecționate din materiale izolante organice sau combinate, făcând parte din circuitul primar (principal) de înaltă tensiune	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	<p>1. Măsurarea se execută cu megohmmetrul, la o valoare a tensiunii de încercare de minimum 2500 Vcc.</p> <p>2. Valori minime orientative ale rezistenței de izolație, (MΩ), pentru echipamentul nou (I) și echipamentul din exploatare (II):</p> <p>Observații: Buletinele de fabrică referitoare la parametrii izolației sunt valabile la PIF, dacă nu s-au depășit 6 luni de la data emiterii lor și nu au fost condiții pentru efectuarea probelor la PIF.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Clasa de izolație [kV]</th> <th colspan="2">Echipamentul [MΩ]</th> </tr> <tr> <td></td> <th>nou</th> <th>din exploatare</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>245 - 420</td> <td>10.000</td> <td>5.000</td> </tr> <tr> <td>123</td> <td>5.000</td> <td>3000</td> </tr> <tr> <td>17 - 42 kV</td> <td>3.000</td> <td>1000</td> </tr> <tr> <td>3,6 - 12 kV</td> <td>1.000</td> <td>300</td> </tr> </tbody> </table>	Clasa de izolație [kV]	Echipamentul [MΩ]			nou	din exploatare	245 - 420	10.000	5.000	123	5.000	3000	17 - 42 kV	3.000	1000	3,6 - 12 kV	1.000	300	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4 efectuate asupra ansamblelor izolante
Clasa de izolație [kV]	Echipamentul [MΩ]																					
	nou	din exploatare																				
245 - 420	10.000	5.000																				
123	5.000	3000																				
17 - 42 kV	3.000	1000																				
3,6 - 12 kV	1.000	300																				
3	Măsurarea rezistenței de izolație a circuitelor secundare și/sau auxiliare de joasă tensiune	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	<p>1. Măsurarea se execută cu megohmmetrul, la o valoare a tensiunii de încercare de 1000 V.</p> <p>2. Valori minime ale rezistenței de izolație:</p> <p>a - 2 MΩ la punerea în funcțiune;</p> <p>b - 1 MΩ în exploatare.</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 1, 2, 3 și 4 efectuate în circuitele auxiliare de joasă tensiune.																		

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
4	Măsurarea curentului de fugă pe coloanele izolante ale	Încercarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/menținută specifice	1. Măsurarea se efectuează după curățirea coloanelor, la o tensiune redusă de 50 kVcc, folosind schema de încercare a izolației cablurilor. 2. Curenții maxim admiși în starea "întreruptor deconectat": a - 40 μA la IO 420 kV; b - 60 μA la IO 245 kV; c - 100 μA la IO 123 kV.	Lucrări de menținută de nivel 4 efectuate asupra
5	Încercarea izolației căilor de curent secundare și/sau auxiliare cu tensiune alternativă sau continuă	Încercarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/menținută specifice	1. Proba se execută conform celor specificate la cap. corespunzător instalațiilor de comandă - control (cap. 18). 2. Izolația trebuie să suporte încercarea, fără contornări sau străpungeri ale izolației.	coloanelor izolante.
6.	Măsurarea rezistenței ohmice a căii de curent primare pe porțiuni de contact în curent continuu	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/menținută specifice.	1. Măsurarea se face de preferință prin metoda voltmetru-ampmetru (aval), în curent continuu. 2. Valoarea curentului la care se face măsurătoarea nu va fi mai mică de 100 A. 3. Valoarea rezistenței este media aritmetică a cel puțin trei măsurători. 4. Se admite și măsurarea cu microohmetre care sunt destinate, prin concepție, măsurării rezistenței de contact la întreruptoare. 5. Rezistența de contact se determină pe fiecare contact (cameră de stingere) a întreruptorului și se compară cu valorile din buletinele de fabrică. 6. Dacă valoarea rezistenței măsurate depășește cu mai mult de 10% valorile de referință (din buletinele de fabrică), contactele respective se recondiționează sau se schimbă. Observații: • Pentru rezistențele camerelor de stingere se determină numai continuitatea. • Pentru condensatoare se măsoară capacitatea și tangenta unghiului de pierderi dielectrice cu puntea de curent alternativ (Schering etc.) sau similar.	PIF Lucrări de menținută de nivel 2, 3 și 4 efectuate la circuitele secundare. PIF Lucrări de menținută de nivel 2, 3 și 4 efectuate asupra căii de curent principale a întreruptorului.

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
7.	Măsurarea rezistențelor ohmice a rezistoarelor și a capacității și tangentei unghiului de pierdere dielectrice ale condensatoarelor de șuntare a camerelor de stingere ale întreruptoarelor	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	1. Măsurarea se execută prin metoda punții cu întreruptorul (contactele principale) deschis sau cu rezistoarele și condensatoarele demontate. Valoarea finală este determinată ca medie a minimum trei măsurători. 2. Valoarea măsurată nu trebuie să depășească pe cea de referință cu mai mult de 5 %.	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 4.
8.	Măsurarea rezistenței ohmice a bobinelor, a supapelor electromagnetice sau a electrovalvelor de deschidere sau de închidere	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	1. Măsurarea se execută prin metoda punții sau a voltmetrului și ampermetrului. 2. Valoarea finală este determinată ca medie a minimum trei măsurători. 3. Valoarea măsurată nu trebuie să depășească pe cea de referință cu mai mult de 10 %.	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4 efectuate asupra dispozitivului de acționare
9.	Măsurarea timpilor de acționare și a nesimultanității atingerii și separării contactelor fazelor diferite și a contactelor înseriate ale aceleiași faze	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice.	1. Măsurarea se execută cu dispozitive specializate pentru determinarea timpilor de acționare și a nesimultanității contactelor întreruptoarelor de înaltă tensiune. 2. Valoarea măsurată nu trebuie să depășească pe cea de referință cu mai mult de 10 %. 3. Valoarea maximă a nesimultanității între faze nu va depăși 5 ms la D și I, la întreruptoarele de la transformatoare și 10 ms la I și 5 ms la D, la întreruptoarele de la linii. 4. Dacă instrucțiunile fabricii constructoare nu prevăd valori pentru nesimultanitățile între contactele înseriate ale unei faze, se admit între camerele aceleiași faze maximum 2 ms la D și 5 ms la I.	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4 efectuate asupra lanțului cinematic al contactelor mobile (la dispozitivul de acționare).
10.	Măsurarea vitezei de deplasare a contactelor mobile, a cursei totale și a cursei în contact	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	1. Măsurarea se execută cu dispozitive specializate pentru determinarea caracteristicilor cinematice ale întreruptoarelor de înaltă tensiune. 2. Valoarea măsurată trebuie să se încadreze în limitele prevăzute de furnizor.	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4 efectuate asupra lanțului cinematic al contactelor mobile

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
11.	Verificări funcționale ale întreruptoarelor la anclanșări și dedanșări	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mente nanță specifice	<p>1. Se execută:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 5 acționări la tensiunea și/sau presiunea nominală; - 5 acționări la tensiunea și/sau presiunea minimă; - 5 acționări la tensiunea și/sau presiunea maximă. <p>2. Se urmărește funcționarea sigură, fără incidente, fără vreun reglaj efectuat în timpul probelor.</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 1, 2, 3 și 4.
12.	Verificarea etanșeității (la întreruptoarele cu SF6)	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mente nanță specifice	<p>1. Se folosește un detector de gaze halogene, având sensibilitatea minimă corespunzătoare cerințelor prescrise în cartea tehnică a întreruptorului respectiv.</p> <p>2. Se face asupra întreruptorului montat complet și umplut cu gaz SF6 la presiune nominală corespunzătoare la 20°C, conform cărții tehnice.</p> <p>Verificarea este corespunzătoare dacă detectorul nu sesizează (la sensibilitatea prescrisă) nici o pierdere de gaz SF6.</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 1, 2, 3 și 4.
13.	Verificarea funcționării circuitelor de semnalizare și comandă (semnalizări, interblocaje, comenzi, etc.) în cazul scăderii presiunii SF6 sub nivelul minim admis)	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mente nanță specifice	<p>1. Se folosește stația de vidare și umplere cu gaz SF6 și mijloace specifice verificărilor PRAM.</p> <p>2. Aceste verificări se execută conform cărții tehnice de produs, schemei de protecție, comenzilor, semnalizărilor și instrucțiunilor tehnice interne aferente întreruptorului verificat la locul său din exploatare.</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4.
14.	Verificarea cantității mediului izolant din camerele de stingere, coloanele izolante și cuve.	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mente nanță specifice	<p>1. La întreruptoarele cu ulei verificarea se face vizual, controlându-se nivelul uleiului la rezervorul dispozitivului de acționare, la coloanele izolante, la mecanismul de acționare și la camerele de stingere.</p> <p>2. La întreruptoarele cu SF6 verificarea se face controlându-se presiunea gazului, care corectată cu valoarea temperaturii, trebuie să fie constantă în timp.</p> <p>3. Se utilizează vizoarele, respectiv aparatul de măsură cu care este dotat întreruptorul.</p> <p>Observație: Verificarea se utilizează și în condiții de monitorizare on - line a întreruptorului.</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 1, 2, 3 și 4.

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
15.	Verificarea transformatoarelor de curent înglobate		Conform indicațiilor de la cap. 3, corespunzător transformatoarelor de măsură a curentului	
16.	Măsurarea rezistenței ohmice a contactelor principale ale întreruptorului în regim dinamic	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	<p>1. Se utilizează aparatul de măsură și înregistrare destinată verificării rezistenței ohmice a contactelor în regim dinamic (în timpul operațiilor de închidere și deschidere).</p> <p>2. Curba obținută, care reprezintă variația rezistenței de contact în timpul operațiilor de închidere și deschidere, nu trebuie să prezinte „rupturi” sau întreruperi, care relevă o vibrație puternică a contactelor. Această vibrație produce uzuri rapide ale contactelor în timpul stabilirii sau rușerii curenților de sarcină.</p>	Verificarea se face după orice intervenție asupra lanțului cinematic al întreruptorului.
17.	Înregistrarea formei curentului prin bobina electromagnetului de deschidere.	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	<p>Se utilizează aparatul de măsură și înregistrare destinată verificării formei curentului prin bobina de deschidere, în timpul operației de declanșare.</p> <p>Înregistrarea obținută se compară cu o înregistrare de referință (fie din fabrică, fie de la punerea în funcțiune, fie de la o probă anterioară, când se știa că întreruptorul este în stare bună de funcționare). La comparație nu trebuie ca alura curbei să prezinte modificări sau valoarea maximă a curentului să apară cu întârzieri față de momentul curbei de referință. În caz contrar este necesară revizia dispozitivului de acționare la care au apărut frecări mari.</p> <p>Observație: Verificarea se utilizează și în condiții de monitorizare on – line a întreruptorului.</p>	Verificarea se face cu întreruptorul în stare de funcțiune, fără scoaterea de sub tensiune, ori de câte ori există suspiciunea că dispozitivul de acționare nu funcționează corespunzător.
18.	Înregistrarea formei curentului prin bobina electromagnetului de închidere.	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	<p>Se utilizează aparatul de măsură și înregistrare destinată verificării formei curentului prin bobina de închidere, în timpul operației de anclanșare.</p> <p>Înregistrarea obținută se compară cu o înregistrare de referință (fie din fabrică, fie de la punerea în funcțiune, fie de la o probă anterioară, când se știa că întreruptorul este în stare bună de funcționare). La comparație nu trebuie ca alura curbei să prezinte modificări, sau valoarea maximă a curentului să apară cu întârzieri față de momentul curbei de referință. În caz contrar este necesară revizia dispozitivului de acționare, la care au apărut frecări mari.</p> <p>Observație: Verificarea se utilizează și în condiții de monitorizare on – line a întreruptorului.</p>	Verificarea se face cu întreruptorul în stare de funcțiune, fără scoaterea de sub tensiune, de ori câte ori există suspiciunea că dispozitivul de acționare nu funcționează corespunzător.

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
19.	Investigare termografică - Măsurarea în regim ON-LINE a încălzirii contactelor	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	Se utilizează aparatul de investigație în infraroșu a „petelor calde” la echipamentele electroenergetice. Nu trebuie să apară „pete calde” sau puncte cu temperaturi ridicate, care sunt efectul existenței unor rezistențe ohmice nepermis de mari pe calea de curent primară a întreprinderii.	Verificarea se face cu întreruptorul în stare de funcțiune, fără scoaterea de sub tensiune, de fiecare dată când se face verificarea încălzirii locurilor de contact din stație.

Anexa 5. Condițiile de execuție, valori de control și momentul de efectuare a probelor la separatoarele de înaltă tensiune

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei												
1.	Verificarea calității mediului izolant și a etanșeității echipamentului (la separatoarele cu SF6)	Conform cap. 22.														
2.	Măsurarea rezistenței de izolație a circuitelor secundare și/sau auxiliare de joasă tensiune	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mente nanță specifice	<p>1. Măsurarea se execută cu megohmmetrul, la o valoare a tensiunii de încercare de 1000 Vcc.</p> <p>2. Valori minime ale rezistenței de izolație:</p> <p>a - 2 MΩ la punerea în funcțiune;</p> <p>b - 1 MΩ în exploatare.</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 1, 2, 3 și 4 efectuate în circuitele auxiliare de joasă tensiune.												
3.	Măsurarea rezistenței de izolație a pieselor din materiale izolante organice și combinate	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mente nanță specifice	<p>1. Măsurarea se execută cu megohmmetrul, la o valoare a tensiunii de încercare de minimum 2500 Vcc.</p> <p>2. Valori minime orientative ale rezistenței de izolație, (MΩ), pentru echipamentul nou (I) și echipamentul din exploatare (II):</p> <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>Clasa de izolație [kV]</th> <th>Echipamentul [MΩ]</th> <th>nou</th> <th>din exploatare</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>245 - 420</td> <td></td> <td>10.000</td> <td>5.000</td> </tr> <tr> <td>123</td> <td></td> <td>5.000</td> <td>3000</td> </tr> </tbody> </table> <p>Observație: Buletinele de fabrică referitoare la parametrii izolației sunt valabile la PIF, dacă nu s-au depășit 6 luni de la data emiterii lor și nu au fost condiții pentru efectuarea probelor la PIF.</p>	Clasa de izolație [kV]	Echipamentul [MΩ]	nou	din exploatare	245 - 420		10.000	5.000	123		5.000	3000	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4 efectuate asupra ansamblelor izolante
Clasa de izolație [kV]	Echipamentul [MΩ]	nou	din exploatare													
245 - 420		10.000	5.000													
123		5.000	3000													
4.	Verificarea rezistenței de contact a cuțitelor principale și a cuțitului de legare la pământ (c.l.p.)	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mente nanță specifice	<p>1. Măsurarea se face de preferință prin metoda voltmetru-ampmetru (aval), în curent continuu.</p> <p>2. Valoarea curentului la care se face măsurătoarea nu va fi mai mică de 100 A. 3. Valoarea rezistenței este media aritmetică a cel puțin trei măsurători.</p> <p>4. Se admite și măsurarea cu microohmetre care sunt destinate, prin concepție, măsurării rezistenței de contact la aparate de înaltă tensiune.</p>	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4 efectuate asupra căii de curent principale a												

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
5.	Verificarea blocajelor electromecanice ale ansamblului dispozitiv de acționare-separator (verificarea blocajelor între cuțitele principale și cutitul de legare la pamant)	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	5. Rezistența de contact se determină pe fiecare contact al separatorului și se compară cu valorile din buletinele de fabrică. 6. Dacă valoarea rezistenței măsurate depășește cu mai mult de 10% valorile de referință (din buletinele de fabrică), contactele respective se recondiționează sau se schimbă. Observație: În cazul separatoarelor care au o încărcare sub 50% din curentul nominal se admit depășiri de 20-30%. 1. Se execută manual și/sau cu comandă la distanță. 2. Proba manuală se execută prin acționarea normală a separatorului. 3. Verificarea se execută conform normei tehnice a produsului. 4. Acționarea separatorului de legare la pământ trebuie să fie blocată când cuțitele principale sunt închise și acționarea cuțitelor principale trebuie să fie blocată când cutitul de legare la pamant este închis.	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4 efectuate asupra dispozitivelor de acționare sau sistemelor de blocare ale separatorului.
6.	Verificări funcționale la închideri și deschideri repetate	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță	1. Se execută câte 3 acționări la tensiune și/sau presiune: - nominală; - maximă; - minimă. 2. Se urmărește funcționarea sigură, fără vreun reglaj efectuat în timpul probelor. Conform anexei 4 la fișa tehnologică 3.2.FT 22-83	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 1, 2, 3 și 4.
7.	Măsurarea cuplului rezistent la acționarea separatorului	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	Observație: Măsurătorile sunt obligatorii pentru separatoarele având $U_N \geq 110$ kV.	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 1, 2, 3 și 4.
8.	Verificarea semnalizării scăderii presiunii sub nivelul admis și a funcționării contactului de presiune în asemenea situații (inter - blocări, comenzi, semnalizări) la separatoarele cu SF6	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	1. Se folosește stația de vidare și umplere cu gaz SF6 și mijloace specifice verificărilor PRAM. 2. Aceste verificări se execută conform cărții tehnice de produs, schemei de protecție, comenzilor, semnalizărilor și instrucțiunilor tehnice interne aferente separatorului verificat la locul său din exploatare.	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4.

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
9.	Verificarea caracteristicilor cinematice (timp de acționare și nesimultaneități la închidere și deschidere)	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	1. Măsurarea se execută cu dispozitive specializate pentru determinarea timpilor de acționare și a nesimultaneității contactelor aparatului de înaltă tensiune. 2. Valorile măsurate nu trebuie să le depășească pe cele de referință (din buletinul de fabrică sau norma tehnică de produs) cu mai mult de 10%. Observație: Apeastă verificare se execută numai asupra separatoarelor de sarcină.	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 2, 3 și 4
10.	Verificarea cantității mediului izolant din compartimentul separatorului capsulat în SF6.	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță	1. Verificarea se face controlându-se presiunea gazului, care corectată cu valoarea temperaturii, trebuie să fie constantă în timp. 2. Aparatura de măsură cu care este dotat separatorul.	PIF Lucrări de mentenanță de nivel 1, 2, 3 și 4.
11.	Măsurători în regim on-line a încălzirii contactelor (investigare termografică)	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	1. Se utilizează aparatura de investigație în infraroșu a „petelor calde” la echipamentele electroenergetice. 2. Nu trebuie să apară „pete calde” sau puncte cu temperaturi ridicate, care sunt efectul existenței unor rezistențe ohmice nepermis de mari pe calea de curent primară a întreruptorului.	Verificarea se face cu separatorul în stare de funcțiune, fără scoaterea de sub tensiune, de fiecare dată când se face verificarea încălzirii contactelor

Anexa 6 Condițiile de execuție, valori de control și momentul de efectuare a probelor la descărcătoarele de protecție la supratensiuni

6A. Descărcătoarele cu rezistență variabilă și eclatoare

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
A.1.	Măsurarea curentului de conducție:			
A.1.1.	Cu scoatere de sub tensiune (deracordat de la rețea).	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	<ol style="list-style-type: none"> Măsurarea se efectuează cu tensiune continuă sau alternativă aplicată de la o instalație specializată, în funcție de tipul descărcătorului, în conformitate cu anexa 8.1. Schema de încercare se realizează conform instrucțiunilor de exploatare. Măsurarea tensiunii aplicate pe descărcător se va face prin intermediul unui divizor de tensiune. Măsurarea curentului de conducție se va face pe legătura spre pământ a descărcătorului. Valorile tensiunilor de încercare și ale curenților admisibili pentru diverse tipuri de descărcătoare sunt indicate în anexa 8.1. Interpretarea rezultatelor se va face conform Sistemului Expert. <p>Observație: Înainte de instalare descărcătoarele care înlocuiesc descărcătoare defecte se vor verifica chiar dacă verificarea anterioară este în termenul de valabilitate de 3 ani.</p> <p> $I_1 \leq I_2 \leq I_3$ Stare bună. $I_3 \leq I_2 \leq I_1, I_3$ Stare acceptabilă. $I_2 \leq I_1$ Stare proastă $I_1 \geq I_2$ Stare inacceptabilă. I_1 – Limita inferioară admisă; I_3 – Limita superioară admisă. </p>	PIF La un interval de trei ani
A.1.2.	Măsurarea la tensiunea rețelei (racordat la rețea)	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	<ol style="list-style-type: none"> Măsurarea se execută la locul de montaj cu descărcătorul aflat la tensiunea de fază a rețelei. Dacă descărcătorul este dotat cu contor de descărcări electrice cu impedanță mare (contoare ASEA, VA sau ICEMENERG) schema de încercare și modul de efectuare a acesteia vor respecta instrucțiunea 3.2.RE – I 71/2000. 	PIF Anual

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
A.2.	Măsurarea tensiunii de amorsare la frecvența industrială	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	<p>3. Dacă descărcătorul este dotat cu contoare cu impedența nula (gen transformator de curent) sau eclator maror măsurarea se va face cu un clește ampermetric cu domeniu de măsură 0 – 2 mA.</p> <p>4. Valorile curenților admisibili pentru diverse tipuri de descărcătoare sunt indicate în anexa 8.1.</p> <p>5. Interpretarea rezultatelor se va face conform Sistemului Expert:</p> <p>$L_s \leq L_c \leq L_s$ Stare bună.</p> <p>$L_c \leq L_c \leq 1,1L_s$ Stare proastă.</p> <p>$L_c \geq 1,1L_s$ Stare inacceptabilă</p> <p>L_c – Limita inferioară admisă; L_s – Limita superioară admisă.</p> <p>Observație: Măsurarea anuală a curentului sub tensiunea rețelei nu exclude verificarea la 3 ani, cu soatere de sub tensiune și dercordare de la rețea.</p>	PIF 6 ani
			<p>1. Tensiunea de amorsare se determină ca o medie a valorilor înregistrate la 5 încercări efectuate la un interval de minim 10 secunde.</p> <p>2. Se consideră admisibile abaterile mai mici de 5% față de medie.</p> <p>3. Perioada de timp în care tensiunea depășește tensiunea nominală a descărcătorului trebuie să fie de maxim 1s.</p> <p>4. Deconectarea sursei de tensiune trebuie să se facă automat la amorsare.</p> <p>5. Măsurarea tensiunii de amorsare se va face direct pe descărcător prin intermediul unui divizor de tensiune.</p> <p>6. Valorile minime ale tensiunilor de amorsare pentru diverse tipuri de descărcătoare sunt indicate în anexa 8.1.</p> <p>7. Interpretarea rezultatelor se va face conform Sistemului Expert:</p> <p>$U_s \leq U_c \leq L_s$ Stare bună.</p> <p>$U_s > L_s$ Stare acceptabilă.</p> <p>$0,9L_s \leq U_s \leq L_s$ Stare proastă.</p> <p>$U_s \leq L_s$ Stare inacceptabilă</p> <p>L_s – Limita inferioară admisă; L_s – Limita superioară admisă (unde este specificată).</p> <p>Observație: Măsurarea tensiunii de amorsare trebuie făcută cu un voltmetru digital de frecvența industrială cu memorie care să nu înregistreze supratensiunile generate de circuitul de încercare la amorsarea descărcătorului.</p>	

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
A.3.	Verificarea contorului	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	<p>1. Verificarea contorului se face cu sau fără scoaterea de sub tensiune a descărcătorului.</p> <p>2. Verificarea se efectuează cu generatoare de impuls de curent cu amplitudine și formă de undă controlată, respectând parametrii funcționali indicați de producătorii contoarelor.</p> <p>3. În cazul în care descărcătorul se află sub tensiune, montarea dispozitivului de verificare se va face respectând indicațiile instrucțiunii 3.2. RE – I 71/2000 pentru măsurarea sub tensiune a curentului de conducție.</p> <p>4. La eclatoarele maror se verifică integritatea și existența resortului șuntat care asigură continuitatea legăturii spre pământ a descărcătorului.</p> <p>5. Contorul trebuie să înregistreze exact numărul de impulsuri aplicate.</p> <p>Observație: Contoarele cu impedanță mare aferente descărcătoarelor montate pe liniile care funcționează în gol pot indica un număr mare de funcționări false. În acest caz se va analiza regimul de funcționare și dacă e cazul se va verifica contorul și descărcătorul.</p>	PIF Înainte măsurării curentului de conducție. Eclatoarele maror se verifică numai la măsurarea curentului de conducție cu scoatere de sub tensiune a descărcătorului.

Nota: Semnificația simbolurilor din tabel este următoarea:

- U_i tensiune de încercare;
- I_c curent de conducție;
- U_f tensiunea pe fază a rețelei, valoare efectivă;
- U_{50} 50 Hz tensiune de amorsare la frecvența industrială, valoare efectivă.

6B. Descărcătoarele cu ZnO

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
B.1.	Măsurarea curentului total care trece prin descărcător, a valorii de vârf și a amonicii de ordin trei a acestuia (la descărcătoarele la care producătorul indică această metodă).	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	<ol style="list-style-type: none"> 1. Măsurarea se efectuează la locul de montaj cu descărcătorul aflat la tensiunea de fază a rețelei. 2. Curentul se măsoară cu aparate specializate care se conectează la transformatoare speciale de curent montate pe legătura spre pământ a descărcătorului sau cu un clește ampermetric care are domeniul de măsură 0 – 5 mA. 3. La efectuarea măsurătorilor se înregistrează temperatura ambiantă și tensiunea de fază a rețelei, în vederea convertirii valorilor măsurate la parametri de referință de 20°C și 0,7U_n. 4. Fabricantul descărcătoarelor este obligat conform CEI 60099 – 5/2000 par. 6.4. să furnizeze utilizatorului la cerere informațiile privind metoda și parametri de verificare în exploatare a descărcătoarelor, limitele de admisibilitate și modul de conversire a acestora la parametri de referință de 20°C și 0,7 Un. 5. Valorile înregistrate la PIF constituie valori de referință pentru verificările ulterioare. 6. Interpretarea rezultatelor se face ținând cont de indicațiile producătorului de descărcătoare și Sistemului Expert. 	După PIF În anul următor PIF Ulterior la 5 ani
B.2.	Măsurarea componentei rezistive a curentului total care trece prin descărcător (la descărcătoarele la care producătorul indică această metodă de verificare).	Măsurarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	<ol style="list-style-type: none"> 1. Măsurarea se efectuează la locul de montaj cu descărcătorul aflat la tensiunea de fază a rețelei. 2. Curentul se măsoară cu aparate specializate care se conectează la transformatoare speciale de curent montate pe legătura spre pământ a descărcătorului sau cu un clește ampermetric care are domeniul de măsură 0 – 1000 μA. 3. La efectuarea măsurătorilor se înregistrează temperatura ambiantă și tensiunea de fază a rețelei, în vederea convertirii valorilor măsurate la parametri de referință de 20°C și 0,7U_n. 4. Fabricantul descărcătoarelor este obligat conform CEI 60099 – 5/2000 par. 6.4. să furnizeze utilizatorului la cerere informațiile privind metoda la parametri de verificare în exploatare a descărcătoarelor, limitele de admisibilitate și modul de conversire a acestora la parametri de referință de 20°C și 0,7 Un. 5. Valorile înregistrate la PIF constituie valori de referință pentru verificările ulterioare. 	După PIF În anul următor PIF Ulterior la 5 ani

Nr. crt.	Denumirea probei	Condiții de execuție a probei	Indicații și valori de control	Momentul efectuării probei
B.3.	Verificarea capacității seismice	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	<p>6. Interpretarea rezultatelor se face ținând cont de indicațiile producătorului de descărcătoare și Sistemului Expert.</p> <p>Observație: Această metodă de încercare este cea mai relevantă asupra stării în exploatare a descărcătoarelor cu ZnO. Verificarea poate fi aplicată oricărui tip de descărcător, dacă aparatul de măsurare și montajul permit aceasta.</p> <p>Pentru evaluarea valorilor măsurate descărcătorul investigat va fi asimilat cu un alt tip de descărcător la care se cunosc limitele de admisibilitate.</p> <p>1. Verificarea se efectuează cu descărcătorul montat și racordat prin metoda impulsională sau prin metoda cu excitatoare portabila.</p> <p>2. Prin încercare și calculul solicitărilor posibile a se produce se va stabili dacă ansamblul format de structura de montaj și descărcător suportă eforturile produse de un seism cu parametri specifici zonei de instalare, în conformitate cu harta seismică a României.</p> <p>Observație: Verificarea se poate aplica și descărcătoarelor aflate deja în instalații.</p>	După montaj
B.4.	Verificarea stării termice în exploatare	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	<p>1. Verificarea se face prin termografie în infraroșu.</p> <p>2. Dacă temperatura descărcătorului sau a unei părți a acestuia depășește cu mai mult de 30 °C temperatura mediului ambiant se va repeta verificarea după un interval de minim o ora. Dacă temperatura se menține, starea descărcătorului trebuie verificată și prin alte mijloace.</p>	Anual La verificarea termografică a instalației în care este montat descărcătorul
B.5.	Verificarea contorului	Verificarea se efectuează conform instrucțiunilor de exploatare/mentenanță specifice	<p>1. Verificarea contorului se face cu sau fără scoaterea de sub tensiune a descărcătorului.</p> <p>2. Verificarea se efectuează cu generatoare de impuls de curent cu amplitudine și formă de undă controlată, respectând parametrii funcționali indicați de producătorii contoarelor. În cazul când descărcătorul se află sub tensiune, montarea dispozitivului de verificare se va face respectând indicațiile instrucțiunii 3.2. RE – I 71/2000 pentru măsurarea sub tensiune a curentului de conducție.</p> <p>2. Contorul trebuie să înregistreze exact numărul de impulsuri aplicate.</p>	PIF Odată cu verificarea periodică a descărcătoarelor

BIBLIOGRAFIE

1. [Allan1998] Allan D., Blackburn T., Cotton M., Finlay B., Recent advances in automated insulation monitoring systems, diagnostic techniques and sensor technology in Australia, Proceedings of CIGRE, Session 1998, Raport 15-101.
2. [Allan1992] Allan D., Corderoy B., Transformer insulation condition monitoring, life assessment and life extension techniques in Australia, Proceedings of CIGRE, Session 1992, Raport 12-101.
3. [Andrieu2002] Andrieu Ch., Raison B., Penkov D., Fontela M., Bacha S., Hadjsaid N., Fault detection, analysis and diagnostics in high DG distribution Systems, Document CRISP ENK8-CT-2002-00673.
4. [Angell2002] Angell D., Asset management applied at Utilities. Document ConEdison, Weidmann ACTI Conference, Las Vegas, Nevada, November 8, 2002.
5. [Aoshima1998] Aoshima Y., Environmental aspects in substations, WG 23.11, Proceedings of CIGRE, Session 1998, Raport 23-201.
6. [Asgarpoor1994] Asgarpoor S., Doghman M., A maintenance optimization program for utilities, transmission and distribution systems, Proceedings of NSF Symposium on Electric Power Systems Infrastructure, Pullman, WA, USA, October, 1994.
7. [Bărbulescu2007] Bărbulescu C., **Diaconu C.**, Romaşcu G., Monitoring the operational behaviour of electric equipment – key factor for the technical condition evaluation and maintenance policies, CIRED, May 2007, Viena, Austria, paper 0127, Session 5 (CD).
8. [Bărbulescu2006a] Bărbulescu C., **Diaconu C.**, Diaconu Ş., Slăniceanu I., Voinea R., Cuantificarea stării tehnice a echipamentelor / instalațiilor energetice – instrument util pentru optimizarea mentenanței în cadrul RET; aplicație informatică, Simpozionul de Informatică în Energetică, noiembrie 2006, Sinaia, Romania, p. 59-65.
9. [Bărbulescu2006b] Bărbulescu C., **Diaconu C.**, Ene T., Romaşcu G., Diaconu A., Considerații asupra impactului restructurării sistemului energiei electrice din România asupra managementului activelor din RET, Proceedings of CME – FOREN, iunie 2006 Neptun, Romania (CD).
10. [Bărbulescu2004] Bărbulescu C., **Diaconu C.**, Romaşcu G., Diaconu Ş., Slăniceanu I., Urmărirea comportării în exploatare – factor determinant pentru creșterea performanțelor echipamentelor / instalațiilor / serviciilor din cadrul RET, Proceedings of CME FOREN, June 2004, Neptun Romania (CD).
11. [Bărbulescu2003] Bărbulescu C., **Diaconu C.**, Diaconu Ş., Preocupări actuale privind optimizarea strategiei de mentenanță a instalațiilor din cadrul RET, – Al XVIII-lea Simpozion Național, Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic, Oradea, sept. 2003, pag. 112 – 118.
12. [Bodrogi2004] Bodrogi F., Carlini E. M., Simoens L., Maire J., Delpet R., Hoekstra H., Melkersson T., Allison M., Evaluation methods and key performance indicators for transmission maintenance, Proceedings of CIGRE, Session 2004, Raport C 2-201, in numele CS CIGRE C2 și JWG B3/C2-14, Task Force 02.

13. [Bradley1998] Bradley S. Hunt J., Condition assessment of substation power circuit breakers, Sixty-Fifth Annual International Conference of Doble Clients, Mart. 29- Apr. 3,1998.
14. [Brezillon2000] Brezillon P., Bau D.Y., Hertz A., Maizener A.P., Elaboration of the SEPT expert system as the coupling of a simulator and a diagnostician, Proceedings of the 3rd international conference on Industrial and engineering applications of artificial intelligence and expert systems, South Carolina, USA, 2000, vol. 1, p. 54-60.
15. [Brown1003] Brown G., Asset management plan Top Energy New Zealand, document iunie 2003.
16. [Brunner1992] Brunner Th., Nejd W., Schwarzjirg H., Sturm M., Online expert system for power system diagnosis and restoration, The 10th European Conference on Artificial Intelligence (ECAI), Vienna, 1992.
17. [Buffiere2008] Buffiere G., Blanc R., Taisne J.P., Tanguy A., Guunic P., Long P., Moutin E., Devaux F., Transformer refurbishment policy at RTE Conditioned by the residual lifetime assessment, Proceedings of CIGRE, Session 2008, Raport A2 - 204.
18. [CIGRE2000] Ageing of the system - Impact on planning, CIGRE WG37-27, Raport 176, December 2000.
19. [CIGRE1996] Status report progress on high voltage insulation monitoring systems for in-service power apparatus, JWG 15/33/08, Proceedings of CIGRE, Session 1996, Raport 15/21/33-20.
20. [CIGRE1998] Simplified concepts for future substations. Some cases studies, Task Force 23.13 CIGRE, Proceedings of CIGRE, Session 1998, Raport 23-107.
21. [CIGRE1993a] Practical use of expert systems in planing and operation of power systems, CIGRE TF 38.06.03, Electra 146, 1993, p. 30-67.
22. [CIGRE1993b] Exploring user requirements of expert systems in power system operation and control, CIGRE GA 39.03, Electra 146, 1993, p. 68-84.
23. [Csepes1998] Csepes G., Kispál I., Fekete J., Romvári Zs., Szebeni M., Bognár A., Uri E., Babos S., Correlation between electrical and chemical testing techniques for assessing degradation of oil-paper insulation, CIGRE, Session 1998, Raport 15-202
24. [Davey2008] Davey C., Pritchard D., Ridings N., Asset management plan for a distribution electricity business, Proceedings of CIGRE, Session 2008, Raport B3-101.
25. [**Diaconu2008a**] **Diaconu C.**, Pop T., Nitu M., Munteanu C., Remote controle of the power substations belonging to the Romanian TSO Company, Proceedings of 2nd International Conference on Modern Power Systems, MPS 2008, 12-14 november 2008, Cluj Napoca, Romania.
26. [**Diaconu2008b**] **Diaconu C.**, Reliability centered maintenance (RCM) experience in Romanian TSO Company, DOBLE, Spania, octombrie 2008.
27. [**Diaconu2008c**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Asset Management in the Romanian Electricity Transmission Grid. Determinig Factor for Operational Safety / Security of Supply, Asset Management Forum, Baden, Elveția, septembrie 2008.
28. [**Diaconu2008d**] **Diaconu C.**, Pop T.I., Munteanu C., The analysis of the electric and magnetic field distribution inside a recently rehabilitated substation belonging to Romanian TSO Company, Proceedings of CIGRE Session 42, Paris, 24-29 August 2008, section B3, Substations.

29. [**Diaconu2008e**] **Diaconu C.**, Pop T. I., Munteanu C., Merdan E., Electric and Magnetic field Distribution Inside and Very High Voltage Substations belonging to the Romanian National Power Grid, Sesiunea anuala CIGRE Romania, B3 - Statii Electrice, Poiana Brasov, 08-10 aprilie 2008 (CD).
30. [**Diaconu2008f**] **Diaconu C.**, Florea M., Bărbulescu C., Aspecte actuale privind managementul activelor în cadrul RET ca infrastructură critica, Proceedings of FOREN, iunie 2008, Neptun, Romania (CD).
31. [**Diaconu2008g**] **Diaconu C.**, Florea M., Bărbulescu C., Asset Management and the decision-making process. Current aspects within Romania's electricity transmission grid, Proceedings of the International World Energy System Conference (WESC), iunie 2008, Iași (CD).
32. [**Diaconu2008h**] **Diaconu C.**, Florea M., Bărbulescu C., Marciu R., Mentenanța echipamentelor din stațiile electrice ale RET – componentă esențială a managementului activelor, CNR = CIGRE – B3, aprilie 2008, Poiana Brașov, Romania.
33. [**Diaconu2007a**] **Diaconu C.**, Pop T.I., Stoicof C., Tanase O., Florea M., Popescu M., Up to-date in investigation and diagnosis techniques applied to High voltage assets of C.N. Transelectrica SA, Proceedings of the 3rd International Symposium on High Voltage and High power Test, Measurements and Certification of Electrical Power Equipment, 26-28 November 2007, Baile Olanesti, Romania (CD).
34. [**Diaconu2007b**] **Diaconu C.**, Barbulescu C., Pop T. I., Soare S., Flitan D., Popescu M., Management of high voltage assets of the transmission grid oriented towards national Electric Power System adequacy, Proceedings of the 7th International Power Systems Conference, November 22-23, 2007 Timisoara, Romania, p. 203-216.
35. [**Diaconu2007c**] **Diaconu C.**, Barbulescu C., Pop T.I., Stoicof C., Nitu M., Marciu R., Axintovici I., Boruz L., Popescu M., Tehnologii moderne aplicate in lucrarile de mentenanta si modernizare a statiilor electrice de transport ale CNTEE Transelectrica, Conferinta Nationala de Energetica, 7-9 noiembrie 2007, Sinaia, Romania, p. 83-91.
36. [**Diaconu2007d**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Starea tehnică și importanța instalațiilor RET – criteriile pentru stabilirea frecvenței și conținutului acțiunilor de mentenanță preventivă, Conferința Națională de Energie Electrică CNEE, Sinaia, noiembrie 2007 (CD).
37. [**Diaconu2007e**] **Diaconu C.**, Barbulescu C., Pop T.I., Marciu R., Stoicof C., Axintovici I., Boruz L., Popescu M., Progrese in tehnica tensiunilor inalte in lucrarile de mentenanta si modernizare a statiilor electrice de transport ale CNTEE Transelectrica SA, Energetica, nr. 7, 2007, p. 277-284.
38. [**Diaconu2007f**] **Diaconu C.**, Pop T.I., Munteanu C., Studiul distributiei de camp electric si magnetic intr-o statie electrica de foarte inalta tensiune recent retehnologizata in vederea indeplinirii cerintelor directivei UE 2004/40/EC, Sesiunea anuala CIGRE Romania, B3 - Statii Electrice, 30 mai - 01 iunie 2007, Timisoara, Romania (CD).
39. [**Diaconu2007g**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Quantifying the significance of elements from electric grids within the Romanian Power System, – a useful tool in the decision – making process, CIRED, May 2007, Viena, Austria, paper 0127, Session 6 (CD).

40. [**Diaconu2006a**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Diaconu Ș, Slăniceanu I., Voinea V., Criterii tehnice și aplicație informatică pentru definirea importanței elementelor RET în cadrul ansamblului SEN – instrument util în procesul decizional, Simpozionul de Informatică în Energetică, noiembrie 2006, Sinaia, Romania, p. 18-24.
41. [**Diaconu2006b**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Considerations on the Romanian Electricity Sector Restructuring on the Maintenance and Asset Management, CIRED, Committee of Serbia and Muntenegro, Session 6, octombrie 2006, Zlatibor, Serbia (CD).
42. [**Diaconu2006c**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Risk Management / Maintenance Strategies – Transelectrica – Enterprise risk management, Asset Management Forum, Martie 2006, Amsterdam, Olanda.
43. [**Diaconu2005a**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Mentenanță – componentă a managementului activelor, Energetica, nr. 3, 2005, pag. 95-98.
44. [**Diaconu2005b**] **Diaconu C.**, Ene T., Bărbulescu C., Diaconu Ș., Procesul decizional în cadrul managementului activelor din rețeaua electrica de transport, Scientific Bulletin of "Politehnica" University Timisoara, Proceedings on Power Engineering, Fasc. 1-2, 2005, pag. 195-202.
45. [**Diaconu2005c**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Asset Management in the Romanian Electricity Transmission Grid – Determining Factor for Operational Safety, Utilities Asset Management for CEE, aprilie 2005, Praga, Cehia (CD).
46. [**Diaconu2005d**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Diaconu Ș, Chiper C., Romașcu G., Diaconu A., Monitoring the operational behaviour of electric equipment in the transmission grid – key factor of the equipment supplier – end-user dialogue, The 2nd International Symposium on High Voltage and High Power Tests, Measurements and Certification of Electric Power Equipment, octombrie 2004, Băile Herculane, Romania (CD).
47. [**Diaconu2004a**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Managementul activelor fixe din cadrul Rețelei Electrice de Transport – factor determinant pentru siguranța în funcționare, Energetica, nr. 6, 2004, p. 293-299.
48. [**Diaconu2004b**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Assets management within Romanian transmission grid, Proceedings of CME FOREN, June 2004, Neptun Romania, paper S2-13 (CD).
49. [**Diaconu2004c**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Asset Management in the Electricity Transmission Grid – Determining Factor for Operational Safety, WESC – World Energy System Conference, mai 2004, Oradea, Romania (CD).
50. [Dhuyvetter G., Mathieu J., Simoens L. 72], Guide lines for the refurbishment of the HV sub-stations in Belgium, Proceedings of CIGRE, Session 1996, Raport 23-101.
51. [DiLeo1999] Di Leo M., Manker C., Cadick I., Condition based maintenance, Document al Cardick Corporation, 1999.
52. [Eby2003] Eby M., Bush R., Maintenance management techniques for the future, Transmission & Distribution, august, 1996, p.2003-2012.
53. [Ene2006] Ene T., **Diaconu C.**, Bărbulescu C., R. Voinea , Un management eficient al activelor din cadrul RET – factor determinant pentru siguranța în funcționare a SEN, Producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice, nr. 3, martie 2006, p. 34-38.

54. [Ene2005a] Ene T., **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Voinea R., Un management eficient al activelor din cadrul RET – factor determinant pentru siguranța în funcționare a SEN, Al XIX-lea Simpozion Național Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic, septembrie 2005, Sinaia, Romania (CD).
55. [Ene2005b] Ene T., **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Voinea R., Strategia de mentenanță în cadrul RET, Al XIX-lea Simpozion Național Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic, septembrie 2005, Sinaia, Romania (CD).
56. [EPRI2003] 37 Substations, EPRI's Substations Program R11/2003.
57. [EPRI2004] Transformer condition assessment and diagnostic methods: phase 4: Green-Yellow-red diagnostic methods, Proiect EPRI 2004.
58. [Eremia2000] Eremia M., Trecat J., Germond A., Réseaux électriques. Aspects actuels, Editura Tehnică, București, 2000.
59. [Fisher2004] Fisher R., Maintenance & diagnosis strategies for High Voltage substations, Document Tettex 1/52, 28.04.2004.
60. [FIST2003] Facilities Instructions, Standards, and Techniques. Vol. 3.31 Transformer Diagnosis, Hydroelectric Research and Technical Service Group, Denver, Colorado, June 2003.
61. [FIST2000] Facilities Instructions, Standards, and Techniques, Vol. 3.30 Transformer Maintenance, Hydroelectric Research and Technical Service Group, Denver, Colorado, Octombrie 2000.
62. [FIST1991] Facilities Instructions, Standards, and Techniques, Vol. 3.2 Testing and maintenance of high voltage bushings, Hydroelectric Research and Technical Service Group, Denver, Colorado, November 1991.
63. [FIST1992a] Facilities Instructions, Standards, and Techniques, Vol. 3.16, Maintenance of power circuit breakers, Hydroelectric Research and Technical Service Group, Denver, Colorado, January 1992.
64. [FIST1992b] Facilities Instructions, Standards, and Techniques, Vol. 3.17 Power circuit breaker problems, Hydroelectric Research and Technical Service Group, Denver, Colorado, January 1992.
65. [FIST2001] Facilities Instructions, Standards, and Techniques, Vol. 4.1B Maintenance scheduling for electrical equipment, Hydroelectric Research and Technical Service Group, Denver, Colorado, April 2001.
66. [FIST1992c] Facilities Instructions, Standards, and Techniques, Vol. 4.3 Economic analysis of maintenance problems, Hydroelectric Research and Technical Service Group, Denver, Colorado, September 1992.
67. [Gafvert1998] Gafvert U., Frimpong G., Fuhr J., Modelling of dielectric measurements on power transformers, Proceedings of CIGRE, Session 1998, Raport 15-103.
68. [Gal1998] Gal S., Balzer G., Schmitt O., Schneider A., Balasiu F., Bakic K., Life cycle assessment of substations. A procedure for an optimized asset management, Proceedings of CIGRE, Session 1998, Raport 15-103.
69. [Gal2000] Gal S., Balasiu F., Experience with systems for reliability centered maintenance in CONEL Sibiu's transmission substations, Proceedings of CME - FOREN 2000, 10-14 september 2004, Neptun, Romania (CD).
70. [Hammers2004] Hammers J., New diagnostics concepts for better asset management Weidmann, ACTI Conference, November 2004.

71. [Hinow2008] Hinow M., Waldron M., Müller L., Substation life cycle cost management supported by Stochastic optimization algorithm, Proceedings of CIGRE, Session 2008, Raport B3-103.
72. [Ionescu2004] Ionescu M., **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Aspecte privind managementul activelor fixe din cadrul RET, Proceedings of CME FOREN, June 2004, Neptun Romania (CD).
73. [Janssen2000] Janssen A.L., Lanz W., Peelo D.F., de Radigues G., Makareinis D., Life management of circuit breakers, CIGRE WG 13.08, Proceedings of CIGRE Session 2000, Raport 13-104.
74. [Junk2003] Junk T., Tenbohlen S., Altwegg J., Rouse I.P., Harfouch C., Implementation of new monitoring tools and optimization of maintenance through the use of Web-based technology, Proceedings of CIGRE SC A3 Colloquim, Sarajevo, Bosnia Hertzegovina, 2003.
75. [Kapetanovici2003] Kapetanovici M., Asset management of switching equipment and new trends in switching technologies, Proceedings of CIGRE SC A3 Colloquim, Sarajevo, Bosnia Hertzegovina, 2003.
76. [Kiiveri1996] Kiiveri T., Lahtinen M., Life cycle cost and condition management system for substations, Proceedings of CIGRE, Session 1996, Raport 23-108.
77. [Kirschen1992] Kirschen D.S., Wollenberg B.F., Intelligent alarm processing in power systems, Proceedings of the IEE, vol. 80, nr. 5, 1992, p. 663-672.
78. [Kontogiannis2004] Kontogiannis C., Safacus A.N., An experts system for power plant, Doc. Dept. of Electrical & Computer Engineering, 2004.
79. [Kopejtkova1996] Kopejtkova D., Ott H. P., Rohsler H., Salamanca F., Smit J.J., Strand A., Wester P., Strategy for condition based maintenance and updating of substations, Proceedings of CIGRE, Session 1996, Raport 23-105.
80. [Languille2002] Languille M., Counan C., Delbarre J.M., Rioual P., Refurbishment of substation, Proceedings of CIGRE, Session 2002, Raport 23-307.
81. [Larsson1996] Larsson P., A procedure for appropriate renovation planning for older substations in the Swedish power transmission system, Proceedings of CIGRE, Session 1996, Raport 23-106.
82. [Malewski1996] Malewski R., Feser K., Claudi A., Gulski E., Digital techniques for quality control and in-service monitoring of HV power apparatus, WG 33.03, Proceedings of CIGRE, Session 1996, Raport 15/21/33-03.
83. [Mardire2002] Mardire K.P. si Saha T., Modern electrical diagnostics for metal oxide surge arresters, IEEE PES Transmission and Distribution Conference, October 6-10, 2002, Yokohama, Japonia.
84. [Martiney2008] Martiney J.F., Soto Bouyas X.O., Mahou A., Maintenance strategy based on knowledge management, Proceedings of CIGRE, Session 2008, Raport B3-107.
85. [McGrail2002] Mc Grail A.J., Gulski E., Groot E.R.S., Allan D., Birtwhistle D., Blackburn T.R., Data mining techniques to assess the condition of high voltage electrical plant, Proceedings of CIGRE, Session 2002, Raport 15-107.
86. [Moldoveanu2008a] Moldoveanu C., Diaconu I., **Diaconu C.**, Experience in assessment and on-site refurbishment of power transformers in service, Proceedings of CIGRE Session 42, Paris, 24-29 August 2008, Raport A2 -210.
87. [Moldoveanu2008b] Moldoveanu C., **Diaconu, C.**, Ursianu R., Ursianu E., Mihalcea E.; Nestor M.; Goni F.; Goia L.; Curiac, P.G.; Ursianu, V., Determination

- of the optimal moments for investigating technical state of primary equipment for the purpose of assuring the safety levels, Proceedings of the International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, 2008. CMD 2008, 21-24 April 2008, p. 601 – 604.
88. [Moldoveanu2006a] Moldoveanu C., **Diaconu C.**, Pop C, Ursianu V., Radu C., Expert systems for condition and maintenance assessment of HV equipment from CN Transelectrica's substations', Proceedings of CIGRE, Session 2006, Report B3-107.
89. [Moldoveanu2006b] Moldoveanu C., **Diaconu C.**, Pop C, Ursianu V., Goni F., Ilies C., Managementul evaluării stării și al mentenanței echipamentelor electrice primare din stațiile și centralele electrice, folosind sistemele expert TRANSPOWER, Forumul Regional Al Energiei – CME - Foren 2006, Neptun, 11-15 Iunie.
90. [Moldoveanu2006c] Moldoveanu C., **Diaconu C.**, On and off-line monitoring of large power transformers – a Romanian experience, Proceedings of the International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis CMD 2006, April 2-5, 2006, Changwon, Korea, paper 408 (CD).
91. [Moldoveanu2006d] Moldoveanu C., **Diaconu C.**, Radu C., Expert systems for condition and maintenance assessment of HV equipment from CNTEE Transelectrica's substations, Proceedings of CIGRE, Session 2006, Report B3-107.
92. [Moldoveanu2005a] Moldoveanu C., **Diaconu C.**, Ursianu V., Sisteme expert pentru diagnoza și optimizarea mentenanței transformatoarelor de putere, Simpozionul național Optimizarea Serviciilor Energetice, 25-26 octombrie 2005, Buzău, România, Secțiunea II, Mentenanța instalațiilor energetice (CD).
93. [Moldoveanu2005b] Moldoveanu C., **Diaconu C.**, Ursianu V., Sisteme expert pentru diagnoza și optimizarea mentenanței transformatoarelor de putere, Simpozionul național Optimizarea Serviciilor Energetice, 25-26 octombrie 2005, Buzău, România, Secțiunea II, Mentenanța instalațiilor energetice (CD).
94. [Moldoveanu2004] Moldoveanu C., **Diaconu C.**, Ursianu V., TRANSPOWER – sistem informatic destinat diagnozei și mentenanței transformatoarelor de putere din exploatare, Simpozionul international Sisteme de Inteligență Artificială în Electroenergetica, SIAE 2004, 29-30 septembrie 2004, Galați, România (CD).
95. [Moore2000] Moore M., Monemi S. si Wang J., Integrated diagnostics for electric utilities, Proceedings of the IEEE 2000 Electric Power Conference, KY, 2000.
96. [Mondon1992] Mondon E., Heilbronn B., Harmand Y., Paillet O., Fargier H., MARS: an aid for network restoration after a local disturbance, PICA Conference nr. 17, Baltimore, USA, 1992, vol. 7, nr. 2, p. 850-855.
97. [Muhr2006] Muhr M., Pack S., Jaufer S., Lugschitz H., Thermography of Aged Contacts of High Voltage Equipment, Proceedings of CIGRE, Session 2006, Raport A3 – 202.
98. [Munteanu2008a] Munteanu C., Pop T.I., **Diaconu C.**, Merdan E., Distribuția câmpului electric și magnetic în incinta stațiilor electrice de înaltă tensiune, Simpozion Compatibilitate Electromagnetică, Universitatea Suceava, 19-20 iunie 2008 (CD).
99. [Munteanu2008b] Munteanu C., **Diaconu C.**, Pop T.I., Topa V., Electric and magnetic field distribution inside high voltage power stations from Romanian power grid, International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, Ischia, Italia, Iunie 11-13, 2008, Vol 1-3, p. 410-415

100. [Munteanu2007a] Munteanu C., **Diaconu C.**, Pop T.I., Directiva Europeana 2004/40/EC privind influenta campului electromagnetic asupra personalului. Metoda de masurare a intensitatii campului electric in statiile electrice ale Transelectrica, Proceedings of the 3rd International Symposium on High Voltage and High power Test, Measurements and Certification of Electrical Power Equipment, 26-28 November 2007, Baile Olanesti, Romania (CD).
101. [Munteanu2007b] Munteanu C., **Diaconu C.**, Pop T. I., Racasan A., Electric and magnetic field distribution inside a power substation. Numerical modeling and experimental measurements, Proceedings of the 7th International Power Systems Conference, November 22-23, 2007 Timisoara, Romania, p. 421-426.
102. [Munteanu2007c] Munteanu C., Pop T. I., **Diaconu C.**, Human Exposure to Power Frequency Electric and Magnetic Fields inside a Very High Voltage Power Station, Proceedings of 9th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation, october 9-11, 2007, Barcelona, Spania, Section 3A Electromagnetic Compatibility (CD).
103. [Nichols2000] Nichols J., Matusheski B., Maintaining substation reliability using asset management strategy, Electricity Today, October/November 2000.
104. [Norberg1998] Norberg P., Lord W., Tapper M. si Engqvist A. 109, The future substation – reflection about design, Proceedings of CIGRE, Session 1998, Raport 23-105.
105. [Nova2006] HES 6. Expert System for investigating the amount of water within power transformers paper-oil complex insulation, Nova Industrial, 2006.
106. [Orlowska2000] Orłowska T., Balzer G., Halfmann M., Neumann C., Strand A., Life cycle management of circuit breakers by application of reliability centered maintenance, Proceedings of CIGRE, Session 2000, Raport 13-103.
107. [Osztermayer2002] Osztermayer J., Cardillo E., Markalous S.M., Wimmer R., Lenz M., Hoek S.M., Feser K., Asset management based on improved online monitoring systems applied to a 110/380 kV substation, International Symposium Modern Electric Power Systems, September 2002, p. 64-73.
108. [Pencinger1998] Pencinger C., Expert systems enable continuous in-service diagnostics of installed high voltage plant, Document Doble Engineering Company, February 1998.
109. [Perez2008] Perez D.A., Hurtado G. L., Lopez de la Torre M.A., New Asset Management Practices for T&D utilities within deregulated Power Markets, Proceedings of CIGRE, Session 2008, Raport B3-105.
110. [Pop 2007] Pop T. I., Gal S., **Diaconu C.**, Munteanu C., Directiva Europeana 2004/40/EC privind influenta campului electromagnetic asupra personalului. Metoda de masurare a intensitatii campului electromagnetic in statiile Transelectrica, Workshop compatibilitate electromagnetica, 14 iunie 2007, Cluj Napoca, Romania (CD).
111. [Pryor1998] Pryor B.M., D., Blakeley R., Finn J., Life cycle management philosophies for transmission substations, Proceedings of CIGRE, Session 1998, Raport 23-109.
112. [Rajotte1996] Rajotte C., Jolicoeur A., Landry M., St Jean G., Mercier A., Daigneault G., Zelingher S., Schwabe R., Bennet R., Graf H., A Novel methodology backed by field experience for assessing the benefits of on-line condition monitoring systems for substation equipment, Proceedings of CIGRE, Session 1996, Raport 23-202.

113. [Rechelt1996] Rechelt D., Frey A., Schonenberger M., Life expectancy of power system apparatus and components, Proceedings of CIGRE, Session 1996, Raport 23-102.
114. [Reid2002] Reid J., Bryan U., Measurement of life and life extension, Proceedings of CIGRE, Session, 2002, Raport 13-2002.
115. [Roussel2000] Roussel Ph., Delcoustal J.M., The impact of deregulation on the development of power station high voltage equipment, Proceedings of CIGRE, Session 2000, Raport 23-201.
116. [Runde2006] Runde M., Bosma A., Coventry P., Gramaglia P., Jahn H., Koch N., Kynast E., Predovan M., Ribeiro A., Savary E., R.Sunga B., Yoshida D., Service experience with voltage grading capacitors, Proceedings of CIGRE, Session 2006, Raport A3 – 207.
117. [Saha2000] Saha T.K., Yao Z.T., Le T.T., Darveniza M., Hill D.J.T., Investigation of interfacial polarization spectra parameters for accelerated aged oil-paper insulation and its correlation with molecular weights and furan compounds, Proceedings of CIGRE, Session 2000, Raport 15-201.
118. [Salamanca1996] Salamanca F., Gonzalez I., Muina A., Garcia A., A decision support system in the updating of substations, Proceedings of CIGRE, Session 1996, Raport 23-107.
119. [Shimato2000] Shimato T., Yonezawa H., Nakajima T., Ibuki K., Yamagiwa T., Evaluation of total life cycle cost of GIS substation and development of portable diagnosis device, CIGRE, Session 2000, Raport 23-107.
120. [Smit2000] Smit J., Rutgers W.R., J.A.W. de Croon, Verhaart H.F.A., Fu Y.H., Groot E.R.S., Wester P., Gulski E., Decision making experience with maintenance diagnosis of high voltage equipment, Proceedings of CIGRE, Session 2000, Raport 15-105.
121. [Solver2000] Solver C.E., Olovsson H-E, Lord W., Norberg P., Innovative substations with high availability using switching modules and disconnecting circuit breakers, Proceedings of CIGRE, Session 2000, Raport 23-102.
122. [Stelzner2006] Stelzner P., Zöllner M., Verstege J.F. , Online-Application of a Security Enhancement Expert System at the VEW ENERGIE Control Centre, Proceedings of the 12th Power Systems Computation Conference, Dresden, Germany, 2006, pp. 918-924.
123. [Swan2006] Swan M., Schnettler A., Zickler U., Roth M., Wellßow W.H., Schneider A., Risk-based Asset Management for Substations in Distribution Networks Considering Component Reliability, Proceedings of CIGRE, Session 2006, Raport B3-104.
124. [Taillebois2000] Taillebois J.P., Landagaray J.B., Giboulet A., Ruggiero A., Pezelet J., Policy for GIS refurbishment for extended service life, Proceedings of CIGRE, Session 2000, Raport 23-201.
125. [Tenbohlen2000] Tenbohlen S., Uhde D., Poittevin J., Sundermann U., Borsi H., Werle P., Matthes H., Enhanced diagnosis of power transformers using on and off-line methods; results, examples and future trends, Proceedings of CIGRE, Session 2000, Raport 12-204.
126. [Vanin2000] Vanin B.V., Oil-impregnated cellulose insulation. Moisture diffusion and equilibrium in view of interfacial adsorption. Water vapor by cellulose in insulation micro capillaries, Proceedings of CIGRE, Session 2000, Raport 15-204.

212 Bibliografie

127. [Vasilchikov2000] Vasilchikov A.I., Ju. A. Dementiev, V. N. Czarev , Problems of life cycle optimization of EHV substation equipment with regard to structural and technical variations of adjoining power network, Proceedings of CIGRE, Session 2000, Raport 23-106.
128. [Wester2004] Wester Ph., Gulski E., Groot ERS., Ring I., Knowledge Base Approach in Relation to Risk Management of Distribution and Transmission Assets, Proceedings of CIGRE, Session 2004, Raport B3-209.
129. [Wilson2004] Wilson A., Doernemann K., Olid E., Lica J., Renaud P., Kinnis I., Corbett J., Outsourcing of maintenance a review of world experience, CIGRE, Session 2004, Raport B3-106.
130. [Woodcock D. 132] Woodcock D., Developing risk-based strategies and decision models for improved system reliability, Weidmann - ACTI 3rd Annual Technical Conference, 8-10.11.2004, Sacramento, California, USA.
131. [***SREN1] Transformatoare de măsură. Partea 5. Transformatoare de tensiune capacitive, SR EN 60044-5.
132. [***CEI1] Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance, CEI 60422.
133. [***CEI2] Guidelines for the checking and treatment of sulfur hexafluoride SF6 taken from electrical equipment and specification for its re-use, CEI 60480.
134. [***CEI3] Surge arresters. Part 1: Non-linear resistor type gapped arresters for a.c. systems, CEI 60099-1.
135. [***CEI4] Surge arresters. Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems, CEI 60099-4
136. [***CEI5] Surge arresters. Part 5: Selection and application recommendations, CEI 60099-5.
137. [***CEI6] High voltage alternating current circuit breakers, CEI 62271-100
138. [***CEI7] Common Specifications For High-Voltage Switchgear and Controlgear Standards, CEI 60694.
139. [***CEI8] High voltage alternating current disconnectors and earthing switches, CEI 62271-102.
140. [***IEEE1] IEEE Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus. Part. 1: Oil filled power transformers regulators and reactors, IEEE Std. 62.
141. [***IEEE2] Draft IEEE Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment, IEEE PC57106.
142. [***IEEE3] IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, IEEE C57.12.00.
143. [***IEEE4] IEEE Guide for reclamation of insulating oil and criteria for its use, IEEE Std 637.
144. [***IEEE5] IEEE Guide for failure investigation, documentation and analysis for power transformers and shunt reactors, IEEE C57125.
145. [***IEEE6] IEEE standard test code for liquid-immersed distribution, power and regulating transformers, IEEE C57.12.90.
146. [***IEEE7] Draft guide for the interpretation of gases in oil immersed transformers, IEEE PC57.104.
147. [***IEEE8] IEEE standard general requirements and test procedure for power apparatus bushings, IEEE C57.19.00.

148. [***IEEE9] Draft guide for the detection and location of acoustic emissions from partial discharges in oil-immersed power transformers and reactors, IEEE PC57.127.
149. [***IEEE10] IEEE standard for electronic reporting of transformer test data, IEEE Standard 1388.
150. [***IEEE11] American National Standard for Instrument Transformers for Revenue Metering, 10 kV BIL Through 350 kV BIL (0.6 kV NSV through 69 kV NSV), IEEE C12.11.
151. [***IEEE12] IEEE standard requirements for instrument transformers, IEEE C57.13.
152. [***IEEE13] IEEE Guide for Field Testing of Relaying Current Transformers, IEEE C57.13.1.
153. [***IEEE14] IEEE Standard Conformance Test Procedure for Instrument Transformers, IEEE C57.13.2.
154. [***IEEE15] IEEE Recommended Practices for Seismic Design of Substations, IEEE 693.
155. [***IEEE16] Guide for the Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers, IEEE P C57.140.
156. [***IEEE17] IEEE standard for bar coding for distribution transformers, IEEE C57.12.35.
157. [***IEEE18] IEEE Standard for the Electronic Reporting of Distribution Transformer Test Data, IEEE C57.12.37.
158. [***IEEE19] Impact of maintenance strategy on reliability, Final report by the IEEE/PES Task Force on Impact of Maintenance Strategy on Reliability of the Reliability, Risk and Probability Applications Subcommittee, July 1999.
159. [***IEEE20] IEEE Standard Test Procedure for AC High Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis, IEEE C37.09.
160. [***IEEE21] IEEE Standard Requirements for High Voltage Switches, IEEE C37.30.
161. [***IEEE22] IEEE Standard Test Code for High Voltage Air Switches, IEEE C37.34.
162. [***ANRE1] Regulament de conducere și organizare a activității de mentenanță, Ordin ANRE nr. 35/2002.
163. [***AFNOR1] Maintenance: concepts et définitions des activités de maintenance, AFNOR X60-010.
164. [***2005] Transmission maintenance procedures. Standard maintenance reporting system, California, ISO, Procedura nr. 3 din 21.07.2005.
165. [***1999b] Field guide for inspection, evaluation, and maintenance criteria for electrical substations and switchgear, Air Force Handbook, 32-1282 volume 1, 01.07.1999, USA.
166. [***1997] Environmental requirements in the operation and maintenance of power lines and stations, Normativ Svenska Kraftnat, din 16.12.1997, Suedia.
167. [***2005a] Maintenance and engineering rates review for Epcor Distribution Inc. / Epcor Transmission Inc., Document E04211/02.2005, elaborat de Hemisphere Engineering Inc. Consulting Engineers, Edmond, Alberta, Canada.
168. [***2005b] High Voltage power system maintenance Alberta Infrastructure and Transportation Master Specification System, Document nr. 16499/02.08.2005.

214 Bibliografie

169. [***DIBR] Maintenance of Power Circuit Breakers Facilities Instructions, Standards And Techniques Volume 3-16, United States Department of the Interior Bureau of Reclamation, Denver, Colorado, USA.
170. [***2001] Maintenance testing specifications. Appendix B: Frequency of maintenance test, International Electrical Testing Association Inc. 2001.
171. [***2007] Incercarile si masuratorile la echipamentele electrice din cadrul RET, Norma Tehnica Interna a CN Transelectrica NTI-TEL-R-002-2007-00.

SINTEZA PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII

1. [Bărbulescu2007] Bărbulescu C., **Diaconu C.**, Romaşcu G., Monitoring the operational behaviour of electric equipment – key factor for the technical condition evaluation and maintenance policies, CIRED, May 2007, Viena, Austria, paper 0127, Session 5 (CD).
2. [Bărbulescu2006a] Bărbulescu C., **Diaconu C.**, Diaconu Ş., Slăniceanu I., Voinea R., Cuantificarea stării tehnice a echipamentelor / instalațiilor energetice – instrument util pentru optimizarea mentenanței în cadrul RET; aplicație informatică, Simpozionul de Informatică în Energetică, noiembrie 2006, Sinaia, Romania, p. 59-65.
3. [Bărbulescu2006b] Bărbulescu C., **Diaconu C.**, Ene T., Romaşcu G., Diaconu A., Considerații asupra impactului restructurării sistemului energiei electrice din România asupra managementului activelor din RET, Proceedings of CME – FOREN, iunie 2006 Neptun, Romania (CD).
4. [Bărbulescu2004] Bărbulescu C., **Diaconu C.**, Romaşcu G., Diaconu Ş., Slăniceanu I., Urmărirea comportării în exploatare – factor determinant pentru creșterea performanțelor echipamentelor / instalațiilor / serviciilor din cadrul RET, Proceedings of CME FOREN, June 2004, Neptun Romania (CD).
5. [Bărbulescu2003] Bărbulescu C., **Diaconu C.**, Diaconu Ş., Preocupări actuale privind optimizarea strategiei de mentenanță a instalațiilor din cadrul RET, – Al XVIII-lea Simpozion Național, Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic, Oradea, sept. 2003, pag. 112 – 118.
6. [**Diaconu2008a**] **Diaconu C.**, Pop T., Nitu M., Munteanu C., Remote controle of the power substations belonging to the Romanian TSO Company, Proceedings of 2nd International Conference on Modern Power Systems, MPS 2008, 12-14 november 2008, Cluj Napoca, Romania.
7. [**Diaconu2008b**] **Diaconu C.**, Reliability centered maintenance (RCM) experience in Romanian TSO Company, DOBLE, Spania, octombrie 2008.
8. [**Diaconu2008c**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Asset Management in the Romanian Electricity Transmission Grid. Determining Factor for Operational Safety / Security of Supply, Asset Management Forum, Baden, Elveția, septembrie 2008.
9. [**Diaconu2008d**] **Diaconu C.**, Pop T.I., Munteanu C., The analysis of the electric and magnetic field distribution inside a recently rehabilitated substation belonging to Romanian TSO Company, Proceedings of CIGRE Session 42, Paris, 24-29 August 2008, section B3, Substations.
10. [**Diaconu2008e**] **Diaconu C.**, Pop T. I., Munteanu C., Merdan E., Electric and Magnetic field Distribution Inside and Very High Voltage Substations belonging to the Romanian National Power Grid, Sesiunea anuală CIGRE Romania, B3 - Statii Electrice, Poiana Brasov, 08-10 aprilie 2008 (CD).
11. [**Diaconu2008f**] **Diaconu C.**, Florea M., Bărbulescu C., Aspecte actuale privind managementul activelor în cadrul RET ca infrastructură critică, Proceedings of FOREN, iunie 2008, Neptun, Romania (CD).
12. [**Diaconu2008g**] **Diaconu C.**, Florea M., Bărbulescu C., Asset Management and the decision-making process. Current aspects within Romania's electricity transmission grid, Proceedings of the International World Energy System Conference (WESC), iunie 2008, Iași (CD).

13. **[Diaconu2008h] Diaconu C.**, Florea M., Bărbulescu C., Marciu R., *Mentenanța echipamentelor din stațiile electrice ale RET – componentă esențială a managementului activelor*, CNR = CIGRE – B3, aprilie 2008, Poiana Brașov, Romania.
14. **[Diaconu2007a] Diaconu C.**, Pop T.I., Stoicof C., Tanase O., Florea M., Popescu M., *Up to-date in investigation and diagnosis techniques applied to High voltage assets of C.N. Transelectrica SA*, Proceedings of the 3rd International Symposium on High Voltage and High power Test, Measurements and Certification of Electrical Power Equipment, 26-28 November 2007, Baile Olanesti, Romania (CD).
15. **[Diaconu2007b] Diaconu C.**, Barbulescu C., Pop T. I., Soare S., Flitan D., Popescu M., *Management of high voltage assets of the transmission grid oriented towards national Electric Power System adequacy*, Proceedings of the 7th International Power Systems Conference, November 22-23, 2007 Timisoara, Romania, p. 203-216.
16. **[Diaconu2007c] Diaconu C.**, Barbulescu C., Pop T.I., Stoicof C., Nitu M., Marciu R., Axintovici I., Boruz L., Popescu M., *Tehnologii moderne aplicate in lucrarile de mentenanta si modernizare a statiilor electrice de transport ale CNTEE Transelectrica*, Conferinta Nationala de Energetica, 7-9 noiembrie 2007, Sinaia, Romania, p. 83-91.
17. **[Diaconu2007d] Diaconu C.**, Bărbulescu C., *Starea tehnică și importanța instalațiilor RET – criteriile pentru stabilirea frecvenței și conținutului acțiunilor de mentenanță preventivă*, Conferința Națională de Energie Electrică CNEE, Sinaia, noiembrie 2007 (CD).
18. **[Diaconu2007e] Diaconu C.**, Barbulescu C., Pop T.I., Marciu R., Stoicof C., Axintovici I., Boruz L., Popescu M., *Progrese in tehnica tensiunilor inalte in lucrarile de mentenanta si modernizare a statiilor electrice de transport ale CNTEE Transelectrica SA*, Energetica, nr. 7, 2007, p. 277-284.
19. **[Diaconu2007f] Diaconu C.**, Pop T.I., Munteanu C., *Studiul distributiei de camp electric si magnetic intr-o statie electrica de foarte inalta tensiune recent retehnologizata in vederea indeplinirii cerintelor directivei UE 2004/40/EC*, Sesiunea anuala CIGRE Romania, B3 - Statii Electrice, 30 mai - 01 iunie 2007, Timisoara, Romania (CD).
20. **[Diaconu2007g] Diaconu C.**, Bărbulescu C., *Quantifying the significance of elements from electric grids within the Romanian Power System, – a useful tool in the decision – making process*, CIRED, May 2007, Viena, Austria, paper 0127, Session 6 (CD).
21. **[Diaconu2006a] Diaconu C.**, Bărbulescu C., Diaconu Ș, Slăniceanu I., Voinea V., *Criterii tehnice și aplicație informatică pentru definirea importanței elementelor RET în cadrul ansamblului SEN – instrument util în procesul decizional*, Simpozionul de Informatică în Energetică, noiembrie 2006, Sinaia, Romania, p. 18-24.
22. **[Diaconu2006b] Diaconu C.**, Bărbulescu C., *Considerations on the Romanian Electricity Sector Restructuring on the Maintenance and Asset Management*, CIRED, Committee of Serbia and Montenegro, Session 6, octombrie 2006, Zlatibor, Serbia (CD).
23. **[Diaconu2006c] Diaconu C.**, Bărbulescu C., *Risk Management / Maintenance Strategies – Transelectrica – Enterprise risk management, Asset Management Forum*, Martie 2006, Amsterdam, Olanda.
24. **[Diaconu2005a] Diaconu C.**, Bărbulescu C., *Mentenanță – componentă a managementului activelor*, Energetica, nr. 3, 2005, pag. 95-98.

25. [**Diaconu2005b**] **Diaconu C.**, Ene T., Bărbulescu C., Diaconu Ș., Procesul decizional în cadrul managementului activelor din rețeaua electrica de transport, Scientific Bulletin of "Politehnica" University Timisoara, Proceedings on Power Engineering, Fasc. 1-2, 2005, pag. 195-202.
26. [**Diaconu2005c**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Asset Management in the Romanian Electricity Transmission Grid – Determining Factor for Operational Safety, Utilities Asset Management for CEE, aprilie 2005, Praga, Cehia (CD).
27. [**Diaconu2005d**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Diaconu Ș, Chiper C., Romașcu G., Diaconu A., Monitoring the operational behaviour of electric equipment in the transmission grid – key factor of the equipment supplier – end-user dialogue, The 2nd International Symposium on High Voltage and High Power Tests, Measurements and Certification of Electric Power Equipment, octombrie 2004, Băile Herculane, Romania (CD).
28. [**Diaconu2004a**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Managementul activelor fixe din cadrul Rețelei Electrice de Transport – factor determinant pentru siguranța în funcționare, Energetica, nr. 6, 2004, p. 293-299.
29. [**Diaconu2004b**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Assets management within Romanian transmission grid, Proceedings of CME FOREN, June 2004, Neptun Romania, paper S2-13 (CD).
30. [**Diaconu2004c**] **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Asset Management in the Electricity Transmission Grid – Determining Factor for Operational Safety, WESC – World Energy System Conference, mai 2004, Oradea, Romania (CD).
31. [Ene2006] Ene T., **Diaconu C.**, Bărbulescu C., R. Voinea , Un management eficient al activelor din cadrul RET – factor determinant pentru siguranța în funcționare a SEN, Producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice, nr. 3, martie 2006, p. 34-38.
32. [Ene2005a] Ene T., **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Voinea R., Un management eficient al activelor din cadrul RET – factor determinant pentru siguranța în funcționare a SEN, Al XIX-lea Simpozion Național Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic, septembrie 2005, Sinaia, Romania (CD).
33. [Ene2005b] Ene T., **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Voinea R., Strategia de mentenanță în cadrul RET, Al XIX-lea Simpozion Național Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic, septembrie 2005, Sinaia, Romania (CD).
34. [Ionescu2004] Ionescu M., **Diaconu C.**, Bărbulescu C., Aspecte privind managementul activelor fixe din cadrul RET, Proceedings of CME FOREN, June 2004, Neptun Romania (CD).
35. [Moldoveanu2008a] Moldoveanu C., Diaconu I., **Diaconu C.**, Experience in assessment and on-site refurbishment of power transformers in service, Proceedings of CIGRE Session 42, Paris, 24-29 August 2008, Raport A2 -210.
36. [Moldoveanu2008b] Moldoveanu C., **Diaconu, C.**, Ursianu R., Ursianu E., Mihalcea E.; Nestor M.; Goni F.; Goia L.; Curiac, P.G.; Ursianu, V., Determination of the optimal moments for investigating technical state of primary equipment for the purpose of assuring the safety levels, Proceedings of the International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, 2008. CMD 2008, 21-24 April 2008, p. 601 – 604.
37. [Moldoveanu2006a] Moldoveanu C., **Diaconu C.**, Pop C, Ursianu V., Radu C., Expert systems for condition and maintenance assessment of HV equipment from CN Transelectrica's substations', Proceedings of CIGRE, Session 2006, Report B3-107.

38. [Moldoveanu2006b] Moldoveanu C., **Diaconu C.**, Pop C, Ursianu V., Goni F., Ilies C., Managementul evaluării stării și al mentenanței echipamentelor electrice primare din stațiile și centralele electrice, folosind sistemele expert TRANSPOWER, Forumul Regional Al Energiei – CME - Foren 2006, Neptun, 11-15 Iunie.
39. [Moldoveanu2006c] Moldoveanu C., **Diaconu C.**, On and off-line monitoring of large power transformers – a Romanian experience, Proceedings of the International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis CMD 2006, April 2-5, 2006, Changwon, Korea, paper 408 (CD).
40. [Moldoveanu2006d] Moldoveanu C., **Diaconu C.**, Radu C., Expert systems for condition and maintenance assessment of HV equipment from CNTEE Transelectrica's substations, Proceedings of CIGRE, Session 2006, Report B3-107.
41. [Moldoveanu2005a] Moldoveanu C., **Diaconu C.**, Ursianu V., Sisteme expert pentru diagnoza și optimizarea mentenanței transformatoarelor de putere, Simpozionul național Optimizarea Serviciilor Energetice, 25-26 octombrie 2005, Buzău, România, Secțiunea II, Mentenanța instalațiilor energetice (CD).
42. [Moldoveanu2005b] Moldoveanu C., **Diaconu C.**, Ursianu V., Sisteme expert pentru diagnoza și optimizarea mentenanței transformatoarelor de putere, Simpozionul național Optimizarea Serviciilor Energetice, 25-26 octombrie 2005, Buzău, România, Secțiunea II, Mentenanța instalațiilor energetice (CD).
43. [Moldoveanu2004] Moldoveanu C., **Diaconu C.**, Ursianu V., TRANSPOWER – sistem informatic destinat diagnozei și mentenanței transformatoarelor de putere din exploatare, Simpozionul internațional Sisteme de Inteligență Artificială în Electroenergetica, SIAE 2004, 29-30 septembrie 2004, Galați, România (CD).
44. [Munteanu2008a] Munteanu C., Pop T.I., **Diaconu C.**, Merdan E., Distribuția câmpului electric și magnetic în incinta stațiilor electrice de înaltă tensiune, Simpozion Compatibilitate Electromagnetică, Universitatea Suceava, 19-20 iunie 2008 (CD).
45. [Munteanu2008b] Munteanu C., **Diaconu C.**, Pop T.I., Topa V., Electric and magnetic field distribution inside high voltage power stations from Romanian power grid, International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, Ischia, Italia, Iunie 11-13, 2008, Vol 1-3, p. 410-415
46. [Munteanu2007a] Munteanu C., **Diaconu C.**, Pop T.I., Directiva Europeană 2004/40/EC privind influența câmpului electromagnetic asupra personalului. Metoda de măsurare a intensității câmpului electric în stațiile electrice ale Transelectrica, Proceedings of the 3rd International Symposium on High Voltage and High power Test, Measurements and Certification of Electrical Power Equipment, 26-28 November 2007, Baile Olanesti, Romania (CD).
47. [Munteanu2007b] Munteanu C., **Diaconu C.**, Pop T. I., Racasan A., Electric and magnetic field distribution inside a power substation. Numerical modeling and experimental measurements, Proceedings of the 7th International Power Systems Conference, November 22-23, 2007 Timisoara, Romania, p. 421-426.
48. [Munteanu2007c] Munteanu C., Pop T. I., **Diaconu C.**, Human Exposure to Power Frequency Electric and Magnetic Fields inside a Very High Voltage Power Station, Proceedings of 9th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation, october 9-11, 2007, Barcelona, Spania, Section 3A Electromagnetic Compatibility (CD).