

CONTRIBUȚII PRIVIND UTILIZAREA SISTEMELOR EXPERT PENTRU MONITORIZAREA ȘI DIAGNOZA REGIMURILOR DE FUNCȚIONARE A REȚELELOR ELECTRICE

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

Ing. Gheorghe Tănase

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: 27.11.2009

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 rodul unei colaborări de lungă durată dintre subsemnatul și colectivul Catedrei de Electroenergetică a Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică din cadrul Universității „Politehnica” Timișoara. Această colaborare mi-a fost de un real folos pe toată durata pregătirii și finalizării tezei de doctorat, beneficiind din plin de experiența valorosului corp didactic al Catedrei de Electroenergetică.

Menționez că această colaborare fructuoasă s-a materializat și prin elaborarea în comun și publicarea a 10 lucrări în reviste de specialitate și în volumele unor manifestări științifice de prestigiu, din țară și din străinătate, lucru care mă onorează în mod cu totul deosebit.

Acum, la încheierea unui parcurs de peste cinci ani, consider ca o datorie de onoare ca primul meu gând de recunoștință și de mulțumire să-l dedic memoriei fostului meu conducător de doctorat, prof.dr.ing. Adrian Buta, plecat mult prea devreme dintre noi.

În egală măsură, doresc să-i mulțumesc conducătorului care m-a preluat și care m-a îndrumat începând din anul 2006, prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni, pentru solicitudinea, dedicația, profesionalismul, rigoarea științifică, înțelegerea și maniera academică de coordonare.

Adresez mulțumiri călduroase Decanului Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică, prof.dr.ing. Petru Andea, fostului Decan al Facultății, prof.dr.ing. Dumitru Toader și șefului Catedrei de Electroenergetică, prof.dr.ing. Flavius Dan Șurianu, atât pentru sfaturile și îndemnul primit, cât și pentru încurajarea și susținerea mea în finalizarea tezei.

Mulțumesc tuturor cadrelor didactice din Catedra de Electroenergetică, în mod deosebit prof.dr.ing. Bucur Luștea, conf.dr.ing. Gheorghe Vuc, s.l.dr.ing. Ioan Borlea, asist.dr.ing. Constantin Bărbulescu, pentru ajutorul acordat pe parcursul elaborării tezei de doctorat și pentru sprijinul efectiv privind soluționarea spinoaselor aspecte birocratice, care m-ar fi costat multe drumuri la Timișoara.

Mulțumesc în mod deosebit 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 teza de doctorat, pentru criticile, sugestiile și aprecierile formulate asupra conținutului acesteia.

Nu în ultimul rând, doresc să adresez cele mai sincere mulțumiri familiei mele, pentru înțelegerea de care a dat dovadă și pentru susținerea morală pe toată durata elaborării tezei.

Octombrie 2009

Gheorghe Tănase

Tănase, Gheorghe

“Contribuții privind utilizarea sistemelor expert pentru monitorizarea și diagnoza regimurilor de funcționare a rețelelor electrice”

Teze de doctorat ale UPT, Seria 3, Nr. 7, Editura Politehnica, 2009, 242 pagini, 112 figuri, 39 tabele.

ISSN: 2066-5156

ISBN: 978-606-554-015-6

Cuvinte cheie: rețele electrice de distribuție, monitorizarea și conducerea rețelelor electrice de distribuție, diagnoza regimurilor cvasi-staționare de funcționare, diagnoza bazată pe model, optimizarea regimurilor cvasi-staționare de funcționare, abordare probabilistică, inteligență artificială, sisteme expert.

Rezumat:

Tematica tezei se încadrează în preocupările actuale din domeniul analizei optimizării, monitorizării și diagnozei regimurilor de funcționare a sistemelor și rețelelor electrice de distribuție complexe.

Teza tratează o gamă largă de aspecte legate de diagnoza regimurilor de funcționare a rețelelor electrice de distribuție: reguli de diagnoză, indicatori fuzzy, sisteme expert, optimizare a regimului cvasi-staționar.

Metodologia de diagnoză elaborată are la bază o abordare teoretică riguroasă, finalizându-se prin realizarea și implementarea unui instrument software, de tip sistem expert, cu aplicabilitate generală, util operatorilor rețelelor electrice de distribuție, serviciilor de dispecer.

Sistemul expert cu numele DiagRED a fost realizat în limbajul declarativ Prolog, înglobând cunoștințe specifice din domeniul rețelelor și sistemelor electroenergetice.

Aplicațiile numerice concrete din cadrul tezei au fost realizate pe două rețele de distribuție de 20 kV:

- RD13 – rețea de distribuție test cu 13 noduri
- RED87 – rețeaua de distribuție cu 87 de noduri din zona Timișoara.

Analizele teoretice și practice realizate în cadrul tezei de doctorat, precum și rezultatele obținute, deschid o serie de direcții privind cercetarea ulterioară în domeniu. Se recomandă ferm dezvoltarea unor aplicații de tip sistem expert și continuarea cercetărilor în ceea ce privește alegerea celor mai performante tehnici de analiză și diagnoză. Problema prezintă un deosebit interes atât operatorilor de transport și de sistem, cât și altor gestionari de rețele de distribuție a energiei electrice.

Teza de doctorat reprezintă un pas în soluționarea unor probleme într-un domeniu în plină dezvoltare și efervescență și în care cu siguranță nu s-a spus încă ultimul cuvânt.

CUPRINS

Prefață	3
Cuprins	5
Acronime	10
Lista de figuri	11
Lista de tabele	14
Cap. 1. Introducere	15
Cap. 2. Stadiul actual al sistemelor de conducere a rețelelor electrice de distribuție	23
2.1. Considerații preliminare privind conducerea instalațiilor și sistemelor electroenergetice	23
2.1.1. Conducerea operativă la nivel SEN	24
2.1.2. Conducerea la nivelul stațiilor și rețelelor electrice	25
2.1.3. Funcții de comandă control	25
2.1.4. Sistemul de comunicații	28
2.1.5. Dotarea tehnică pentru conducerea stațiilor electrice	32
2.2. Aspecte legate de efectuarea comenzilor în stațiile și rețelele electrice	33
2.2.1. Efectuarea telecomenzilor la nivel de centru de comandă	33
2.2.2. Efectuarea comenzilor la nivel de punct condus	34
2.3. Telecomanda prin dispecer a stațiilor și rețelelor electrice	37
2.3.1. Alegerea soluțiilor privind realizarea teleconducerii la nivelul stațiilor electrice	37
2.3.2. Soluții pentru sistemul de comunicații	38
2.4. Tendințe și orientări pentru conducerea prin dispecer a stațiilor și rețelelor electrice	39
2.4.1. Tendința sistemelor de conducere la nivelul stațiilor electrice	39
2.4.1.1. Sisteme integrate de măsură, protecție, automatizare, conducere și control a stațiilor electrice	40
2.4.1.2. Sisteme coordonate de comandă și protecție	41
2.4.2. Orientări privind realizarea sistemului de comandă operativă a rețelelor și sistemelor electroenergetice	42
2.4.3. Sistemul de comunicații din perspectiva rețelei de fibră optică	43
2.4.4. Tendințe la nivelul rețelelor de distribuție	44
2.4.4.1. Transformarea rețelei: creșterea complexității	46
2.4.4.2. Sisteme avansate de management al rețelelor de distribuție	48
2.5. Preocupări privind conducerea de la distanță a stațiilor și rețelelor electrice	51
2.5.1. Experimentarea unei aplicații de tip sistem expert, destinată conducerii de la distanță a stațiilor și rețelelor electrice	51

2.5.2. Retehnologizarea sistemelor secundare a stațiilor electrice	52
2.6. Concluzii și contribuții	53
2.6.1. Concluzii	53
2.6.2. Contribuții originale	54
Cap. 3. Sisteme expert – principii și fundamente teoretice	55
3.1. Generalități	55
3.2. Evoluția domeniului inteligenței artificiale	56
3.3. Sisteme expert	57
3.3.1. Caracteristicile și arhitectura unui sistem expert.....	58
3.3.2. Mecanisme de inferență.....	63
3.3.3. Ciclul de bază al motorului de inferențe	64
3.3.4. Reprezentarea cunoștințelor.....	65
3.3.5. Strategii de control	67
3.3.6. Generatoare de sisteme expert.....	68
3.3.7. Perspective ale sistemelor expert	69
3.4. Aspecte privind utilizarea sistemelor expert în conducerea rețelelor	70
3.4.1. Practica introducerii inteligenței artificiale la dispeceratele rețelelor electrice	70
3.4.2. Motivațiile utilizării tehnicilor inteligente în structura centrelor de conducere și supraveghere tradiționale și în a celor moderne.....	71
3.4.2.1. Probleme nesoluționate de tehnologiile SCADA / EMS tradiționale	71
3.4.2.2. Noile cerințe impuse de apariția de structuri noi în cadrul sectorului energetic	71
3.4.2.3. Integrarea IA în cadrul SCADA și EMS.....	72
3.4.3. Evaluarea beneficiilor, costului, riscurilor și impactului în cadrul societăților de electricitate în adoptarea sistemelor expert	74
3.4.3.1. Costuri.....	74
3.4.3.2. Implicații datorate introducerii sistemelor expert în conducerea rețelelor electrice.....	75
3.4.3.3. Avantaje și dezavantaje în utilizarea sistemelor expert	75
3.4.4. Strategii în utilizarea viitoare a tehnicilor AI, în special a sistemelor expert.....	76
3.5. Posibile aplicații ale sistemelor expert în rețelele de distribuție	77
3.5.1. Localizarea și eliminarea defectelor în rețelele electrice de distribuție prin utilizarea sistemelor expert	77
3.5.1.1. Profilul rețelelor electrice de distribuție	78
3.5.1.2. Controlul de la distanță în rețelele de distribuție.....	78
3.5.1.3. Localizarea defectelor în rețelele electrice de distribuție	78
3.5.2. Strategie de realimentare a consumatorilor prin sistemul de telecontrol în rețelele de distribuție	80
3.5.3. SELDRED - Sistem Expert Localizare Defecte în Rețelele Electrice de Distribuție pentru realimentarea clienților și testarea apariției defectelor	81
3.5.4. Studiu de caz.....	82

3.5.5. Monitorizarea on-line a liniilor electrice	85
3.5.5.1. Monitorizarea on-line a liniilor electrice aeriene	85
3.5.6. Monitorizarea on-line a liniilor electrice în cablu.....	87
3.6. Concluzii și contribuții	92
3.6.1. Concluzii	92
3.6.2. Contribuții originale	92
Cap. 4. Diagnoza rețelelor electrice de distribuție. Aspecte teoretice.....	93
4.1. Considerații introductive privind diagnoza sistemelor tehnice	93
4.2. Diagnoza bazată pe model.....	94
4.3. Teoria de diagnoza a lui Reiter	97
4.3.1. Definiții de bază	97
4.3.2. Calculul diagnozei	98
4.4. Extinderea teoriei de diagnoză a lui Reiter	99
4.5. Determinarea mulțimii țintă minime.....	101
4.6. Concluzii și contribuții	105
4.6.1. Concluzii	105
4.6.2. Contribuții	106
Cap. 5. Indicatori fuzzy de apreciere a regimurilor permanente ale rețelelor electrice de distribuție.....	107
5.1. Mulțimi fuzzy. Aspecte teoretice	107
5.1.1. Considerații introductive	107
5.1.2. Definiția mulțimilor fuzzy	107
5.1.3. Operații cu mulțimi fuzzy	110
5.1.4. Fuzificare și defuzificare.....	111
5.1.5. Raționamentul fuzzy	111
5.2. Determinarea mărimilor de referință folosite la diagnoză.....	113
5.2.1. Stabilirea regimurilor de bază.....	113
5.2.2. Stabilirea regimului de maxim	115
5.2.3. Stabilirea regimului de minim	116
5.3. Indicatori fuzzy pentru diagnoza regimurilor permanente ale RED	117
5.3.1. Indicatori fuzzy pentru diagnoza tensiunii în nodurile RED	117
5.3.2. Indicatori fuzzy pentru diagnoza puterilor active și reactive consumate	119
5.3.3. Indicatori fuzzy pentru aprecierea regimului de funcționare a transformatoarelor	121
5.3.3.1. Funcționarea transformatoarelor după criteriul pierderilor active minime	121
5.3.3.2. Diagnoza funcționării transformatoarelor.....	123
5.3.4. Indicatori fuzzy pentru aprecierea regimului de funcționare a liniilor electrice.....	124
5.3.4.1. Stabilirea valorilor limită pentru încărcarea liniilor electrice	124
5.3.4.2. Diagnoza regimului de funcționare al LEA.....	125
5.3.4.3. Diagnoza regimului de funcționare al LES.....	127
5.4. Concluzii și contribuții	128
5.4.1. Concluzii	128
5.4.2. Contribuții	128

Cap. 6. DiagRED. Sistem expert pentru diagnoza regimurilor permanente ale rețelelor electrice de distribuție.....	129
6.1. Considerații introductive.....	129
6.2. Implementarea diagnozei bazate pe model pentru diagnoza regimurilor staționare ale RED	129
6.3. Reguli de diagnoză a regimurilor staționare ale rețelelor electrice de distribuție.....	133
6.3.1. Reguli de definire a rețelei de distribuție	133
6.3.2. Reguli de verificare	134
6.3.3. Reguli de diagnoza a regimului de funcționare	134
6.3.4. Reguli de diagnoză a tensiunilor nodale.....	135
6.3.5. Reguli de reconfigurare a rețelei de distribuție	135
6.4. Arhitectura DiagRED	136
6.4.1. Baza de date a DiagRED	136
6.4.2. Baza de cunoștințe a DiagRED	137
6.4.3. Interfața utilizator a DiagRED	138
6.4.4. Prezentarea rezultatelor diagnozei.....	139
6.5. Concluzii și contribuții	143
6.5.1. Concluzii	143
6.5.2. Contribuții	143
Cap. 7. Utilizarea DiagRED pentru diagnoza regimurilor permanente ale rețelelor electrice de distribuție.....	145
7.1. Considerații preliminare	145
7.2. Validarea DiagRED.....	145
7.2.1. Stabilirea regimurilor de bază pentru diagnoza rețelei test RD13	147
7.2.2. Utilizarea DiagRED pentru diagnoza rețelei test RD13	147
7.2.2.1. Diagnoza regimului cu sarcină ridicată	147
7.2.2.2. Diagnoza regimului cu sarcină scăzută.....	152
7.2.3. Concluzii privind diagnoza rețelei test RD13.....	156
7.3. Aplicarea DiagRED pentru diagnoza RED87	156
7.3.1. Prezentarea RED87	156
7.3.2. Stabilirea regimurilor de bază.....	157
7.3.3. Diagnoza unui regim cu sarcină ridicată	157
7.3.4. Concluzii privind diagnoza rețelei RED87	172
7.4. Concluzii și contribuții	172
7.4.1. Concluzii	172
7.4.2. Contribuții	172
Cap. 8. Concluzii generale și contribuții	173
Anexa 1. Mărimi caracteristice liniilor electrice aeriene	177
Anexa 2.1. Rețeaua electrică de distribuție test RD13 – Regimuri de bază	178
Anexa 2.2. Rețeaua electrică de distribuție test RD13 – Regimul cu sarcină ridicată	183
Anexa 2.3. Rețeaua electrică de distribuție test RD13 – Regimul cu sarcină scăzută	186

Anexa 3.1. Rețeaua de distribuție RED87 – Regimuri de bază	189
Anexa 3.2. Rețeaua de distribuție RED87 – Regimul cu sarcină ridicată	203
Anexa 4. Reguli care implementează metoda de diagnoza a DiagRED	217
Anexa 5. Interfața de legătură dintre DiagRED și Powerworld	231
Bibliografie	233
Sinteza privind lucrările proprii	240

ACRONIME

AAR	- Anclanșare Automată de Rezervă
ANRE	- Agenția Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ASS	- mulțimea presupunerilor (Assumptions)
CHP	- sistem de cogenerare (Combined Heat and Power)
DBM	- Diagnoza Bazată pe Model
DG	- generare distribuită (Distributed Generation)
DCE	- echipamentul de comunicație de date (Data Communication Equipment)
DEC	- Dispecer Energetic Central
DEL	- Dispecer Energetic Local
DEN	- Dispecer Energetic Național
DEZ	- Dispecer Energetic Zonal
DTE	- echipamentul terminal de date (Data Terminal Equipment)
DMS	- sistem de management al distribuției (Distribution Management System)
EMS	- sistem de management al energiei (Energy Management System)
GDE	- motor de disgnoză general (General Diagnosis Engine)
IA	- Inteligență Artificială
IEC	- protocolul de comunicații intercentre (Inter-Centre Communication Protocol)
LEA	- Linie Electrică Aeriană
LES	- Linie Electrică Subterană
MCS	- metoda simulării Monte Carlo (Monte Carlo Simulation)
MHS	- mulțimea țintă minimă (Minimal Hitting Set)
OPF	- circulația optimă de puteri (Optimal Power Flow)
OTS	- Operatorul de Transport și de Sistem
PPF	- circulație probabilistă de puteri (Probabilistic Power Flow)
PW8	- simulatorul PowerWorld 8.0
RAR	- Reanclanșare Automată Rapidă
RD	- Rețea de Distribuție
RED	- Rețea Electrică de Distribuție
RET	- Rețeaua Electrică de Transport
RSEE	- Rețele și Sisteme Electroenergetice
RTU	- unitate de transmisie la distanță (Remote Transmission Unit)
OBS	- mulțimea observațiilor (Observations)
SCADA	- sistemul de control și achiziție de date (System Control and Data Acquisition)
SD	- mulțimea descrierea sistemului (System Description)
SE	- Sistem expert
SEE	- Sisteme ElectroEnergetice
SEN	- Sistemul Energetic Național
UCTE	- Uniunea pentru coordonarea transportului de energie electrică (Union for the Coordination of Transmission of Electricity)
UnoDEN	- Unitatea Operațională „Dispecerul Energetic Național”

LISTA DE FIGURI

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
1.	Fig. 2.1.	Conducerea operativă prin dispecer a SEN. Trepte de conducere ierarhică
2.	Fig. 2.2.	Schemă bloc arhitectură sistem SCADA și conducere protecții stație Un1/Un2/Un3 kV)
3.	Fig. 2.3.	Circuitul universal de date – CUD
4.	Fig. 2.4.	Sistemul actual de comunicații între nivelele ierarhice DEC – DET
5.	Fig. 2.5.	Arhitectura sistemului central SCADA
6.	Fig. 2.6.	Schema monofilară a unei stații electrice teleconduse având nivelurile de tensiune 400 kV și 220 kV
7.	Fig. 2.7.	Dotarea tehnică la nivelul stațiilor neretehnologizate
8.	Fig. 2.8.	Schema generală aplicație de tip SCADA
9.	Fig. 2.9.	Teleconducerea stațiilor de 400 kV și 220 kV prin dispecer DEC și DET
10.	Fig. 2.10.	Structura rețelei de telecomunicații
11.	Fig. 2.11.	Funcțiunile și interdependențele acestora într-un sistem de transport și distribuție a energiei electrice
12.	Fig. 2.12.	Structura funcțiilor unui sistem de conducere și protecție coordonat la nivelul unei stații de transformare
13.	Fig. 2.13.	Structura relațională funcțională, actuală și de perspectivă a conducerii operative prin dispecer
14.	Fig. 2.14.	Transformarea rețelei de distribuție.
15.	Fig. 2.15.	Sistem avansat de management al distribuției pentru rețea inteligentă
16.	Fig. 2.16.	Interfața legată de consumator
17.	Fig. 3.1.	Arhitectura unui sistem expert
18.	Fig. 3.2.	Reprezentarea cunoștințelor prin arborescențe
19.	Fig. 3.3.	Ciclul de bază al unui motor de inferență
20.	Fig. 3.4.	Strategii de explorare a grafului de decizie
21.	Fig. 3.5.	Principalele componente ale unui generator de sisteme expert
22.	Fig. 3.6.	Structura unui EMS modern, cu funcțiunile IA distribuite
23.	Fig. 3.7.	Structura unui EMS modern, cu funcțiunile IA integrate în cadrul acestuia
24.	Fig. 3.8.	Schema rețelei electrice de distribuție test
25.	Fig. 3.9.a.	Schema sistemului de monitorizare a depunerilor de chiciură
26.	Fig. 3.9.b.	Traductorul dinamometric - „chiciuometru”
27.	Fig. 3.10.	Schema de principiu pentru o LEC monofazată cu ecranul la pământ la un singur capăt
28.	Fig. 3.11.	Căderea de tensiune pe 0,5 m conductor de legare la pământ
29.	Fig. 3.12.	Curentul de capacitiv prin izolația cablului la diverse valori ale tensiunii de fază
30.	Fig. 3.13.	Extrapolarea măsurătorilor pentru diferite lungimi de cablu
31.	Fig. 3.14.	Extrapolarea măsurătorilor pentru diferite lungimi de cablu
32.	Fig. 3.15.	Diagrama curentului de conducție funcție de durata de exploatare

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
33.	Fig. 4.1.	Diagnoza bazată pe model
34.	Fig. 4.2.	Diagnoza bazată pe model a lui Reiter
35.	Fig. 4.3.	Diagnoza ca mulțime țintă a mulțimilor conflictelor
36.	Fig. 4.4.	Schema logică a algoritmului de determinare a MHS
37.	Fig. 5.1.	Exprimarea tensiunii pe barele de 110 kV cu ajutorul mulțimilor fuzzy
38.	Fig. 5.2.	Principalele tipuri de funcții de apartenență
39.	Fig. 5.3.	Reprezentarea operațiilor de intersecție, reuniune și complement pentru mulțimi fuzzy
40.	Fig. 5.4.	Schema sistemului test utilizat pentru validarea sistemului expert
41.	Fig. 5.5.	Modelul cu 3 mulțimi fuzzy pentru diagnoza tensiunii.
42.	Fig. 5.6.	Modelul cu 3 mulțimi fuzzy pentru diagnoza puterii active generate.
43.	Fig. 5.7.	Modelul cu 3 mulțimi fuzzy pentru diagnoza puterii active generate.
44.	Fig. 5.8.	Modelul cu 3 mulțimi fuzzy pentru diagnoza încărcării transformatoarelor.
45.	Fig. 5.9.	Modelul cu 3 mulțimi fuzzy pentru diagnoza încărcării LEA
46.	Fig. 5.10.	Modelul cu 2 mulțimi fuzzy pentru diagnoza încărcării LES
47.	Fig. 6.1.	Meniul general al DiagRED – modulul 1
48.	Fig. 6.2.	Submeniul Indicatori fuzzy – DiagRED – modulul 1
49.	Fig. 6.3.	Meniul general al SE DiagRED – modulul 2
50.	Fig. 6.4.	Diagnoza tensiunilor în noduri – DiagRED – modulul 1
51.	Fig. 6.5.	Diagnoza puterilor active – DiagRED – modulul 1
52.	Fig. 6.6.	Diagnoza puterilor reactive – DiagRED – modulul 1
53.	Fig. 6.7.	Diagnoza puterilor de circulație pe laturile tip TRAFU – DiagRED – modulul 1
54.	Fig. 6.8.	Diagnoza puterilor de circulație pe laturile tip LE – DiagRED – modulul 1
55.	Fig. 6.9.	Diagnoza globală – DiagRED – modulul 2
56.	Fig. 6.10.	Optimizarea tensiunilor nodurilor – DiagRED – modulul 2
57.	Fig. 6.11.	Optimizarea puterilor active – DiagRED – modulul 2
58.	Fig. 7.1.	Rețeaua test RD13; regimul de bază MAXIM
59.	Fig. 7.2.	Rețeaua test RD13; regimul de bază MINIM
60.	Fig. 7.3.	Rețeaua test cu 13 noduri; regim cu sarcină ridicată - inițial
61.	Fig. 7.4.	Indicatori fuzzy pentru puterea activă consumată
62.	Fig. 7.5.	Indicatori fuzzy pentru puterea reactivă consumată
63.	Fig. 7.6.	Indicatori fuzzy pentru tensiunile nodale
64.	Fig. 7.7.	Indicatori fuzzy pentru circulația de putere pe linii electrice
65.	Fig. 7.8.	Indicatori fuzzy pentru circulația de putere pe transformatoare
66.	Fig. 7.9.	Diagnoza globală
67.	Fig. 7.10.	Optimizarea valorilor tensiunilor nodale
68.	Fig. 7.11.	Optimizarea valorilor puterilor consumate
69.	Fig. 7.12.	Rețeaua test cu 13 noduri; regim cu sarcină ridicată – optimizat
70.	Fig. 7.13.	Indicatori fuzzy pentru tensiunile nodale după optimizare
71.	Fig. 7.14.	Rețeaua test cu 13 noduri; regim cu sarcină scăzută - inițial
72.	Fig. 7.15.	Indicatori fuzzy pentru puterea activă consumată

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
73.	Fig. 7.16.	Indicatori fuzzy pentru puterea reactivă consumată
74.	Fig. 7.17.	Indicatori fuzzy pentru tensiunile nodale
75.	Fig. 7.18.	Indicatori fuzzy pentru circulația de putere pe linii electrice
76.	Fig. 7.19.	Indicatori fuzzy pentru circulația de putere pe transformatoare
77.	Fig. 7.20.	Diagnoza globală
78.	Fig. 7.21.	Optimizarea valorilor tensiunilor nodale
79.	Fig. 7.22.	Optimizarea valorilor puterilor consumate
80.	Fig. 7.23.	Rețeaua test cu 13 noduri; regim cu sarcină scăzută – optimizat
81.	Fig. 7.24.	Indicatori fuzzy pentru tensiunile nodale după optimizare
82.	Fig. 7.25.	RE 87; regim cu sarcină ridicată – inițial
83.	Fig. 7.26.	RED87; regim cu sarcină ridicată – inițial – detaliu NV
84.	Fig. 7.27.	RED87; regim cu sarcină ridicată – inițial – detaliu NE
85.	Fig. 7.28.	RED87; regim cu sarcină ridicată – inițial – detaliu SV
86.	Fig. 7.29.	RED87; regim cu sarcină ridicată – inițial – detaliu SE
87.	Fig. 7.30.	RED87; regim cu sarcină ridicată – inițial – bilanțuri
88.	Fig. 7.31.	Indicatori fuzzy pentru puterea activă consumată
89.	Fig. 7.32.	Indicatori fuzzy pentru puterea reactivă consumată
90.	Fig. 7.33.	Indicatori fuzzy pentru tensiunile nodale
91.	Fig. 7.34.	Indicatori fuzzy pentru circulația de putere pe linii electrice
92.	Fig. 7.35.	Indicatori fuzzy pentru circulația de putere pe transformatoare
93.	Fig. 7.36.	Diagnoza globală
94.	Fig. 7.37.	Optimizarea valorilor tensiunilor nodale
95.	Fig. 7.38.	Optimizarea valorilor puterilor consumate
96.	Fig. 7.39.	RED87; regim cu sarcină ridicată – după prima etapă de optimizare
97.	Fig. 7.40.	RED87; regim cu sarcină ridicată – etapa 2-a – detaliu NV
98.	Fig. 7.41.	RED87; regim cu sarcină ridicată – etapa 2-a – detaliu SV
99.	Fig. 7.42.	RED87; regim cu sarcină ridicată – etapa 2-a – detaliu NE
100.	Fig. 7.43.	RED87; regim cu sarcină ridicată – etapa 2-a – detaliu SE
101.	Fig. 7.44.	RED87; regim cu sarcină ridicată – etapa 2-a – pierderi
102.	Fig. 7.45.	Măsurile de reglaj a tensiunilor nodale determinate la a doua etapă de optimizare
103.	Fig. 7.46.	RED87; regim cu sarcină ridicată – final – pierderi
104.	Fig. 7.47.	Indicatori fuzzy pentru tensiunile nodale după a doua etapă de optimizare
105.	Fig. A2.1-1.	Schema monofilară pentru RD13. Regimul de bază MAXIM
106.	Fig. A2.1-2.	Schema monofilară pentru RD13. Regimul de bază MINIM
107.	Fig. A2.2-2.	Schema monofilară pentru RD13. Regimul cu sarcină RIDICATĂ
108.	Fig. A2.3-1.	Schema monofilară pentru RD13. Regimul cu sarcină SCĂZUTĂ
109.	Fig. 3.1-1.	Schema monofilară pentru RED87. Regimul de bază MAXIM
110.	Fig. 3.1-2.	Schema monofilară pentru RED87. Regimul de bază MINIM
111.	Fig. 3.2-1.	Schema monofilară pentru RED87. Regimul cu sarcină RIDICATĂ neoptimizat
112.	Fig. 3.2-2.	Schema monofilară pentru RED87. Regimul de bază MINIM

LISTA DE TABELE

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
1.	Tabelul 2.1.	Tabel comparativ pentru cantitățile de informații la nivelul stației și cel al dispecerului
2.	Tabelul 3.1.	Măsurători efectuate
3.	Tabelul 5.1.	Valori statistice ale tensiunilor nodale ale sistemului test RD13 în regim maxim RM [kV]
4.	Tabelul 5.2.	Valori ale indicatorului DU tensiunilor nodale sistemului test RD13 în regim maxim RM [kV ²]
5.	Tabelul 5.3.	Valori statistice ale pierderilor pe laturile sistemului test RD13 în regim maxim RM
6.	Tabelul 5.4.	Valori statistice ale indicatorului DP _a al pierderilor active pe laturile sistemului test RD13 în regim maxim RM [MW ²]
7.	Tabelul 5.5.	Valori statistice ale tensiunilor nodale ale sistemului test RD13 în regim maxim R _{min} [kV]
8.	Tabelul 5.6.	Valori ale indicatorului DU al tensiunilor nodale sistemului test RD13 în regim maxim R _{min} [kV ²]
9.	Tabelul 5.7.	Valori statistice ale pierderilor active pe laturile sistemului test RD13 în regim minim R _{min} [MW]
10.	Tabelul 5.8.	Valori statistice ale indicatorului DP _a al pierderilor active pe laturile sistemului test RD13 în regim minim R _{min} [MW ²]
11.	Tabelul 5.9.	Valorile limitelor minime și maxime pentru benzile de tensiune.
12.	Tabelul 5.10.	Transformatoare de distribuție cu două înfășurări
13.	Tabelul 5.11.	Valorile puterii naturale și a curentului natural
14.	Tabelul A1.1.	Curenții admisibili termici pentru conductoare active ale LEA
15.	Tabelul A1.2.	Valorile parametrilor de secvență directă unitari pentru LEA
16.	Tabelul A2.1.1.	Date noduri – Regim de bază MAXIM
17.	Tabelul A2.1.2.	Date noduri – Regim de bază MINIM
18.	Tabelul A2.1.3.	Date laturi – Regim MAXIM
19.	Tabelul A2.1.4.	Date laturi – Regim MINIM
20.	Tabelul A2.2.1.	Date laturi – Regim cu sarcină RIDICATĂ
21.	Tabelul A2.2.2.	Date noduri – Regim cu sarcină RIDICATĂ
22.	Tabelul A2.3.1.	Date laturi – Regim cu sarcină scăzută
23.	Tabelul A2.3.2.	Date noduri – Regim cu sarcină SCĂZUTĂ
24.	Tabelul A3.1.1.	Date și rezultate noduri – Regim de bază MAXIM
25.	Tabelul A3.1.2.	Date laturi – Regim de bază MAXIM
26.	Tabelul A3.1.3.	Rezultate laturi – Regim de bază MAXIM
27.	Tabelul A3.1.4.	Bilanțuri globale
28.	Tabelul A3.1.5.	Date și rezultate noduri – Regim de bază MINIM
29.	Tabelul A3.1.6.	Date laturi – Regim de bază MINIM
30.	Tabelul A3.1.7.	Rezultate laturi – Regim de bază MINIM
31.	Tabelul A3.1.8.	Bilanțuri globale
32.	Tabelul A3.2.1.	Date noduri – Regimul cu sarcină RIDICATĂ
33.	Tabelul A3.2.2.	Date laturi – Regimul cu sarcină RIDICATĂ
34.	Tabelul A3.2.3.	Rezultate laturi – Regim de bază MAXIM
35.	Tabelul A3.2.4.	Bilanțuri globale
36.	Tabelul A3.2.5.	Date și rezultate noduri – Regim de bază MINIM
37.	Tabelul A3.2.6.	Date laturi – Regim de bază MINIM
38.	Tabelul A3.2.7.	Rezultate laturi – Regim de bază MINIM
39.	Tabelul A3.2.8.	Bilanțuri globale

1. INTRODUCERE

Tendențele actuale în domeniul conducerii rețelelor și sistemelor electro-energetice (RSEE) impun realizarea de instrumente noi, eficiente, pentru luarea deciziilor de conducere a sistemului. Astfel se urmărește utilizarea cât mai intensă a calculatorului și realizarea de sisteme automate de control și conducere a SEE. Sunt impuși timpi de luare a deciziilor cât mai scurți și tehnici care permit prelucrarea informațiilor în timp real.

Nivelul tehnologic atins în domeniul comunicațiilor și al echipamentelor de calcul, corelat cu necesitățile impuse de condițiile concurențiale și de dezvoltare durabilă conduc la tendințele curente de trecere la ceea ce se definește ca fiind conceptul de „Rețea inteligentă”, prin dezvoltarea de noi tehnologii și aplicații în managementul rețelelor de distribuție. Aplicațiile incluse în conceptul de rețea inteligentă, încă în curs de dezvoltare, pot stimula optimizarea rețelelor de distribuție la un nivel de nebănuț până nu de mult. Integrarea pornind de la o orientare potrivită a acestor tehnologii nu reprezintă singura provocare. O altă provocare importantă este dezvoltarea și implementarea de facilități noi și aplicații corelate pentru susținerea operării rețelelor în noul mediu influențat și de includerea producerii din resurse regenerabile și a generării distribuite, ca și a mijloacelor de eficientizare și utilizare inteligentă a energiei electrice. Sistemele de management al rețelelor electrice de distribuție (RED.) și aplicațiile de automatizare trebuie să răspundă noilor cerințe, impunându-se progrese în arhitectura și funcționalitatea sistemelor de management, respectiv un sistem de management avansat pentru „Rețeaua inteligentă”.

O mare parte din aplicațiile ce trebuie cuprinse într-un sistem avansat de management al rețelelor de distribuție (Distribution Management System – DMS), impune utilizarea de tehnici de diagnoză. Având în vedere limitele metodelor clasice de diagnoză, la începutul deceniului 9 al secolului XX, efortul aplicat la analiza sistemelor electroenergetice (SEE) a fost redirectionat de la modelarea formală matematică și analiza numerică la tehnicile mult mai flexibile ale inteligenței artificiale (IA). În prezent se utilizează tot mai mult metode noi care folosesc tehnici ale IA. Acestea conduc la o nouă abordare a problemelor SEE, permițând utilizarea cunoștințelor practice ale experților și operatorilor de sistem. Tehnicile IA aplicate în domeniul SEE sunt: sistemele expert, logica fuzzy, rețele neuronale artificiale și mai recent programare evolutivă.

În contextul prezentat, tematica tezei se încadrează în preocupările actuale din domeniul conducerii rețelelor de distribuție, în condițiile liberalizării pieței de energie electrică și al disponibilității tehnologiilor avansate IT. Teza tratează o gamă largă de aspecte legate de managementul rețelelor electrice, abordate atât în fundamentele teoretice și de planificare a evoluției necesare, cât și în manieră practică și extrem de concretă: analiza nivelurilor de conducere specifice RSEE, evidențierea necesităților impuse sistemelor de comunicație, stabilirea caracteristicilor necesare pentru sisteme expert utilizate, analiza elementelor concrete de implementare a sistemelor expert pentru diferite sarcini. Toate aplicațiile originale au la bază o fundamentare teoretică riguroasă, finalizându-se prin realizarea și implementarea unor instrumente soft de aplicabilitate generală, utile operatorilor de

transport și sistem (C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. sau gestionarilor rețelelor de distribuție în cazul României).

Aplicațiile concrete prezentate în cadrul tezei se referă atât la rețele test necesare pentru dezvoltarea și validarea inițială a sistemului expert construit, cât și la rețele de distribuție complexe, din rețelele reale ale unor orașe mari, cum este Timișoara.

Rezultatele teoretice și aplicative obținute pe perioada elaborării tezei au fost prezentate în cadrul unor lucrări publicate în reviste de specialitate și în volumele unor manifestări științifice de prestigiu din țară și străinătate [Tănase2007a], [Tănase2007b], [Tănase2008a], [Tănase2008b], [Borlea2009], [Tănase2009a], [Tănase2009b], [Tănase2010a], [Tănase2010b].

Teza de doctorat, extinsă pe 240 de pagini, este structurată pe 8 capitole, o prefață, 8 anexe și o listă bibliografică, conținând un număr de 112 figuri, scheme, histograme și 39 tabele. Lista bibliografică cuprinde 110 de titluri, semnalându-se prezența unor lucrări reprezentative, atât cele considerate deja clasice, cât și cele de dată relativ mai recentă, apărute în țară sau în reviste de prestigiu din străinătate.

Capitolul 1 are un caracter introductiv. El cuprinde încadrarea și justificarea tematicii care constituie obiectul tezei de doctorat, în contextul actual și prezentarea succintă a conținutului fiecărui capitol al tezei. În încheiere se evidențiază atât modul de valorificare a cercetărilor efectuate în cadrul elaborării tezei de doctorat, cât și direcțiile viitoare de cercetare.

În Capitolul 2 sunt prezentate și analizate o serie de aspecte legate de tematica tezei de doctorat și de conceptul mai larg al rețelei inteligente: structura sistemelor de conducere a rețelelor și sistemelor electroenergetice, cu particularizare în final la rețelele de distribuție, în care tendința actuală este să se prelungească sistemele de management clasice, cu completarea cu o serie tot mai largă de module de analiză.

O atenție particulară s-a acordat identificării stării actuale a implementării de soluții actuale de conducere a rețelelor și sistemelor electroenergetice în sistemul electroenergetic românesc, exemplificându-se printr-o serie de proiecte implementate la diferite niveluri și în diverse faze în special la nivelul rețelei de transport și a stațiilor aferente. Rezultă din cele prezentate necesitatea implementării și la nivelul rețelei de distribuție a sistemelor de management avansate, adaptate condițiilor impuse de mediul concurențial, de necesitatea implementării tehnologiilor de dezvoltare durabilă, dar și a managementului performant în vederea reducerii costurilor, chiar în condițiile creșterii nivelului de performanță al funcționării rețelelor de distribuție și al serviciului de furnizare a energiei electrice.

Proiectele prezentate și analizate, au clarificat o serie de aspecte, uneori chiar și la nivel de detaliu legate de managementul rețelelor și sistemelor electroenergetice, cu precădere la nivelul țării noastre, dar cu inclusiv în ceea ce privește includerea costurilor de penalizare a congestiilor în prețul general al transportului energiei electrice.

Elementele prezentate și concluziile formulate fundamentează cercetările care constituie obiectul capitolelor următoare, în condițiile unei abordări mai bine orientate la nivelul posibilităților oferite de tehnologiile de calcul și de comunicație actuale. Rezultă cu claritate că noile condiții de funcționare ale rețelelor și sistemelor electroenergetice impun implementarea de tehnologii de tip rețea inteligentă până la nivelul rețelei de distribuție și chiar la nivelul platformelor mari de consum. În plus nivelul atins de tehnica din domeniul comunicațiilor și al mijloacelor de calcul permit realizarea unor sisteme de management al rețelelor și sistemelor electrice mult mai

avansate decât cele deja implementate deja în momentul trecerii la liberalizarea pieței energiei și la introducerea competiției la nivelul producătorilor și al furnizorilor de energie electrică.

Printre contribuțiile originale din cadrul acestui capitol pot fi evidențiate: prezentarea într-o manieră sistematizată proprie a principalelor tendințe privind conducerea rețelelor și sistemelor electroenergetice, analiza critică a unor proiecte aflate în diverse faze de implementare în sistemul electroenergetic românesc, evidențierea necesității corelării capacităților de comutație cu volumul datelor preluate din rețelele și sistemele electroenergetice și cu structura și caracteristicile sistemelor de conducere a rețelelor și sistemelor electroenergetice, sinteza tendințelor din domeniul sistemelor de conducere avansate a rețelelor de distribuție cu încadrarea în conceptul mult mai larg al rețelelor inteligente.

Folosirea pe scară largă a sistemelor de control și achiziție de date (System Control and Data Acquisition – SCADA) pentru conducerea și supravegherea SEE, în special în ultima decadă, a mărit substanțial volumul de date disponibile dispecerilor energetici. În aceste condiții se resimte nevoia existenței unui sistem care să prelucreze informația brută care sufocă operatorii de sistem, transformând-o în atenționări, alarme, recomandări etc., prezentate într-o formă accesibilă intelectului uman. Astfel au apărut primele realizări de sisteme expert (SE) care să asiste activitatea dispecerilor energetici.

Dezvoltarea unui SE este condiționată în principal de doi factori: progresele realizate în domeniul inteligenței artificiale (IA) și de transpunerea într-o bază de cunoștințe a experienței acumulate în domeniul concret de activitate pentru care este destinat respectivul SE.

În prezent, marile companii de transport și de distribuție a energiei electrice, dispun deja în centrele de comandă de o primă generație de SE care desigur va cunoaște în viitor îmbunătățiri esențiale.

În Capitolul 3, *Sisteme expert - principii și fundamente teoretice*, se dezvoltă bazele teoretice ale realizării și implementării unui sistem expert cu funcțiuni de diagnoză de regimuri pentru o rețea electrică. În prezenta lucrare, se prezintă conceptele teoretice care stau la baza activității de diagnoză a unui sistem oarecare, iar apoi sunt enunțate noțiunile fundamentale legate de construirea unui SE pentru diagnoza regimurilor permanente normale ale rețelelor de distribuție ale SEE. Pe baza acestora, se dezvoltă un SE destinat diagnozei regimurilor permanente normale ale SEE, realizat în limbajul de programare declarativă PROLOG. Apoi SE se aplică pentru regimurile permanente normale ale sistemelor test cu 13 de noduri și respectiv cu 87 de noduri conținând predominant rețele de distribuție de medie tensiune.

Sistemele expert sunt sisteme logice informatice care sunt capabile de a furniza pentru o problemă particulară, un sfat egal în calitate cu cel ce ar putea fi dat de un expert uman recunoscut. Sistemele expert sunt indicate pentru rezolvarea unor probleme care implică luarea de decizii bazate pe strategii, reguli, logică, raționamente euristice.

Necesitatea utilizării sistemelor expert este condiționat de mai mulți factori:

- complexitatea problemei de rezolvat;
- reproductibilitatea și stabilitatea expertizei dată de un sistem expert raportată la subiectivitatea cu care reacționează un expert uman (oboseală, stres etc.);
- ușurința cu care se pot transfera, acumula și reproduce cunoștințele;
- viteza de soluționare a problemelor complexe a căror rezolvare pe cale algoritmică este prohibitivă din punct de vedere al timpului de calcul.

Performanțele sistemelor expert depind de corectitudinea și volumul cunoștințelor pe care acesta le posedă și de calitatea mecanismelor care îi permit sistemului expert să opereze cu aceste cunoștințe pentru a deduce concluzii valide.

Vizând sistemele expert, literatura de specialitate cunoaște o multitudine de definiții, rezultate din experiența utilizatorilor sau având un caracter general și proveniența academică.

O definiție didactică pentru un sistem expert, poate fi considerată cea dată de profesorul Edward Feigenbaum de la Universitatea Stanford - USA: „... un program inteligent care utilizează cunoștințe, fapte și tehnici de raționare pentru a rezolva probleme care în mod normal necesită cunoștințele experților umani”.

În contextul rețelelor electrice potențialii utilizatori ai sistemelor expert sunt considerați „specialiștii din zona de exploatare, supraveghere și control a rețelelor electrice”. În acest sens, cele mai importante avantaje pot fi obținute de către următoarele tipuri de utilizatori:

- a) operatorii de dispecerate și centre ale rețelelor electrice;
- b) operatorii de planificare care conduc și planifică exploatarea rețelei și producția;
- c) managerul departamentului de exploatare, responsabil pentru activități economice și de siguranță a sistemului electroenergetic. El este un important utilizator al cunoștințelor despre comportarea sistemului electroenergetic și al calculelor de siguranță, economicitate, impact asupra mediului etc.

Acești potențiali utilizatori enumerați au responsabilități în exploatare cu consecințe vizând costuri, siguranța în exploatare și impact asupra mediului. În acest context nu sunt permise experimentări motiv pentru care atitudinea lor este una de rezervare față de noile tehnologii IA.

Din aceste motive, definiția citată anterior nu este descriptivă și convingătoare în special pentru operatorii din centrele de dispecer. Pentru aceștia, este mai relevant poate, să se definească ce fac efectiv, decât ceea ce sunt sistemele expert. În concordanță cu cele subliniate, poate fi considerată următoarea definiție: „Un sistem expert este un program informatic care este dezvoltat, pentru a furniza, expertiza, asemănătoare celei făcute de un expert uman, într-un domeniu precis delimitat (de exemplu în EMS, el poate furniza expertiza și sfătui în zona de restaurare a stării normale de funcționare a rețelelor electrice, sau pentru planificarea exploatării)”.

Introducerea sistemelor expert în mediul profesional al exploatării, supravegherii și al protecției rețelelor electrice este eficientă numai dacă este realizat un beneficiu substanțial și durabil (în termenii strategiei de achiziție). Chiar și la acest moment, tehnologiile sistemelor expert ajunse la un anumit nivel de maturitate, necesită în continuare experimentări. Pentru introducerea acestor tehnologii se cere o atenție deosebită, pentru că utilizarea fără succes într-un mediu profesional, aduce rapid „aversiunea” utilizatorului față de aceste tehnologii și orientează pe acesta către tehnologiile tradiționale. Aceste aspecte pot stopa reintroducerea sistemelor expert pentru o mare perioadă de timp.

Utilizatorii pot avea temeri față de posibilul impact al sistemelor expert asupra muncii lor. Este de altfel important pentru aceștia să se implice cât mai rapid posibil în ciclul de proiectare al sistemului, luându-se măsuri încă de la această etapă în concordanță cu cerințele utilizatorilor.

Aplicarea sistemelor expert va avea un impact important asupra organizării dispeceratelor. Cu toate acestea, riscul ca noile tehnologii bazate pe sistemele expert, să pună în discuție prezența operatorilor este minim. În acest sens, este unanim acceptată ideea că, sistemele expert nu vor înlocui inginerii și dispecerii, dar vor fi aplicațiile de o importanță deosebită în dispeceratele rețelelor electrice.

Sistemele informatice în cadrul cărora este implementat EMS și care sunt proiectate să ruleze eficient programe numerice pot avea probleme în rularea sistemelor expert. Sistemele de operare în tip real vor trebui să suporte medii de programare bazate pe cunoștințe. De asemenea, pentru sistemele expert va fi nevoie de mai multe resurse hardware, în comparație cu programele bazate pe tehnici de calcul algoritmice. Este absolut necesară facilitatea de comunicare între programele numerice și sistemele expert.

În prezent, performanțele sistemelor expert, trebuie evaluate, considerând necesitățile utilizatorilor, aspectele costurilor și modurilor în care acestea răspund cerințelor privind coordonarea stațiilor și rețelelor electrice. În plus, trebuie acordată o atenție deosebită aspectelor legate de mentenanță, extinderi și/sau dezvoltării bazei de reguli, a software-ului și hardware-ului de proces.

Dintre avantajele utilizării sistemelor expert pot fi menționate:

- expertiza la un înalt nivel disponibilă în mod continuu, indiferent de schimbările de personal, sărbători, îmbolnăviri etc.;
- examinarea fiecărei situații nou creată în toate privințele și cu obiectivitate;
- extinderea cunoștințelor în mod gradat. Aceste noi cunoștințe, odată incluse, vor fi complet disponibile;
- sistemul expert este capabil să explice modul de inferență și deducție, de ce trebuie cerută informația suplimentară etc. Pe lângă rezolvarea oricăror dificultăți imediate, informațiile suplimentare de acest gen îmbunătățesc în aceeași măsură cunoștințele inginerului și baza de cunoștințe;
- sistemul expert ajută inginerul în procesul decizional oferind decizii optime în situații complexe;
- operatorul este antrenat să poată „simți sau ști”, că el trebuie să acționeze într-un anumit mod. Un sistem expert poate fi valoros în întărirea modului de gândire;
- capabilitatea sistemelor expert de a oferi sfaturi în mai multe domenii;
- îmbunătățirea procesului de cumulare a cunoștințelor la nivel de domeniu / domenii.

Dintre dezavantajele utilizării sistemelor expert pot fi menționate:

- pot uneori să ofere sfaturi greșite în contextul în care datele sale de intrare sunt insuficiente sau inconsistente. Acest lucru nu poate fi acceptat, când se are în vedere siguranța personalului sau siguranța furnizării energiei electrice către client;
- este încă dificil de transferat cunoștințe de la actualii experți, pentru că unele cunoștințe se comportă conform regulilor care stau la baza mulțimilor vagi (Fuzzy) – calitative și subiective, de aceea este recomandat că pentru a face față unor astfel de probleme să se folosească raționamente de tip Logica Fuzzy;
- nu este o certitudine faptul că, prin utilizarea cu succes a unui sistem expert, acesta va submina capabilitatea inginerilor (specialiștilor), făcându-i astfel să depășească cu dificultate problemele, în cazul indisponibilității serviciilor reprezentate de utilizarea aplicațiilor bazate pe tehnici de inteligență artificială de tip sistemelor expert;
- utilizarea sistemelor expert va duce la implicarea mai redusă a factorului uman, iar îmbogățirea cunoștințelor va fi mai lentă.

Motivul abordării unui astfel de subiect este acela că proiectarea, dezvoltarea, testarea și implementarea aplicațiilor de tip sistem expert pentru rețelele electrice

este de actualitate și de maximă importanță în cadrul modernizării dispeceratelor rețelelor electrice.

Una din cauzele necesității rețehnologizării echipamentului primar și secundar este datorată atingerii și depășirii duratei normate de exploatare. O altă cauză este tendința de realizare a conducerii de la distanță a rețelelor și stațiilor electrice, în condițiile limitării numărului de personal operativ, fiind posibil din punct de vedere tehnic chiar exploatarea stațiilor electrice fără personal.

Capitolul 4, *Aspecte teoretice ale diagnozei rețelelor electrice de distribuție*, este definită diagnoza aplicată în domenii tehnice, ca fiind dezvoltarea algoritmilor și metodelor care să fie capabile să determine dacă modul de comportare în funcționare al unui sistem tehnic este corect, adică funcționarea acestuia respectă un set de norme dinainte stabilite. Dacă funcționarea sistemului nu este corectă, diagnoza trebuie să fie capabilă să determine, cât mai exact posibil, care parte a sistemului este neconformă și ce fel de neconformitate prezintă. Diagnoza pornește de la observațiile efectuate asupra sistemului, observații care oferă informații despre funcționarea a acestuia. Diagnoza expert, sau diagnoza realizată de un sistem expert, este bazată pe experiența de lucru asupra sistemului tehnic care se diagnostichează [Eremia2001]. Utilizând această experiență, se poate realiza o corespondență între observațiile efectuate asupra sistemului, denumite și simptom și diagnozele corespunzătoare. Este abordată ca fiind cea mai potrivită pentru aplicare în domeniul managementului rețelelor de distribuție diagnoza bazată pe model și dezvoltată aplicarea ei (prin extinderea teoriei lui Reiter) la condițiile specifice rețelelor de distribuție a energiei electrice.

În Capitolul 5, *Indicatori fuzzy de apreciere a regimurilor permanente ale rețelelor electrice de distribuție*, sunt introduși indicatorii fuzzy necesari în procesul de diagnoză, pentru regimul normal de funcționare a RED. Indicatorii fuzzy definiți sunt:

- locali atunci când se referă la o mărime electrică care caracterizează un element al sistemului (nod sau latură);
- globali atunci când se referă la o categorie de mărimi electrice.

Se stabilesc printr-o metodă proprie două regimuri normale optimizate denumite regimuri de bază, ele fiind optimizate după criteriul cheltuielilor totale orare minime și fiind apoi folosite apoi la determinarea mărimilor electrice cvasi-optime corespunzătoare unui regim oarecare. Indicatorii fuzzy locali sunt definiți pe baza valorilor mărimilor electrice cvasi-optime. Ei sunt stabiliți pentru mărimile electrice din nodurile rețelei adică tensiuni, puteri active și reactive generate și pentru puterile aparente de circulație pe laturi. Pe baza indicatorilor locali se calculează indicatorii globali.

Capitolul 6, *Sistem expert pentru diagnoza regimurilor permanente ale rețelelor electrice de distribuție*, prezintă avantajele folosirii SE pentru conducerea operativă a RED și modul de implementare a metodei de diagnoză bazată pe model într-un SE cu numele DiagRED.

Sistemul expert DiagRED este construit în limbajul de programare declarativă PROLOG. Dacă DiagRED funcționează on-line atunci baza de date cuprinde valorile mărimilor electrice oferite de sistemul SCADA (tensiuni, puteri injectate și puteri de circulație). În lucrarea de față DiagRED lucrează off-line și deci pentru crearea bazei de date este necesară folosirea programului de simulare a sistemelor electroenergetice Powerworld.

Baza de cunoștințe a DiagRED cuprinde valorile tensiunilor din noduri și a puterilor active generate, pentru rețeaua electrică de distribuție supusă diagnozei, în cazul celor două regimuri de bază. Rezultatele diagnozei se prezintă sub formă de: indicatori globali fuzzy pentru categorii de mărimi electrice, liste de mărimi electrice care sunt identificate ca fiind neconforme cu funcționarea dorită a rețelei și liste de măsuri care trebuie luate pentru corectarea regimului curent al rețelei. Este descrisă metoda de diagnoză a regimurilor permanente ale RED, dezvoltată ca aplicație a diagnozei bazate pe model, folosind indicatorii fuzzy locali și globali calculați conform metodologiei din capitolul 5. Diagnoza regimurilor normale se finalizează cu determinarea mulțimilor elementelor de reglaj, pentru tensiuni și puteri active generate, care trebuie să intervină pentru aducerea regimului curent al RED cât mai aproape de regimul cvasi-optimum corespunzător.

Printre contribuțiile aduse în acest capitol se vidențiază următoarele: aplicarea diagnozei bazate pe model a lui Reiter, completată după Struss și Heller prin formalizarea ei pentru diagnoza regimurilor normale ale RED, realizarea aplicației originale DiagRED conform metodologiei de diagnoză prezentată în capitolul 5, prin implementare metodei de diagnoză într-un limbaj programare declarativă – Prolog, construirea bazei de date, construirea bazei de cunoștințe, scrierea regulilor pentru diagnoza mărimilor electrice în noduri sau pe laturi, definirea indicatorilor fuzzy locali, calculul indicatorilor globali, defuzificare și crearea unei interfețe prietenoase care afișează sub formă tabelară indicatorii fuzzy calculați.

Capitolul 7, *Aplicații realizate cu sistemul expert DiagRED*, cuprinde în prima parte diagnoza a două regimuri permanente de funcționare ale rețelei de distribuție test RD13, realizată cu ajutorul DiagRED,: un regim cu sarcină ridicată și un regim cu sarcină scăzută. RD13 a fost modelată cu ajutorul simulatorului Powerworld 8.0. Au fost stabilite cele două regimuri de bază conform metodologie prezentate în capitolul 5. În urma efectuării diagnozei s-au desprins concluzii care sunt în conformitate cu starea de fapt a regimurilor adică regimuri oarecare care necesită luarea unor măsuri de optimizare. Măsurile de optimizare indicate de DiagRED, au adus cele două regimuri în zona regimurilor cvasi-optime.

În a doua parte a acestui capitol, s-a realizat diagnoza regimului permanent de funcționare a unei rețele electrice de distribuție din zona Timișoara, rețea care cuprinde 87 de noduri și 92 de laturi denumită în continuare RED87. RED87 a fost modelată cu ajutorul Powerworld 8.0. Diagnoza realizată cu DiagRED a condus, după două etape de diagnoză, la un regim cvasi-optimum. După cum s-a constatat DiagRED identifică rapid și corect toate mărimile electrice neconforme pentru regimul permanent analizat. De asemenea, diagnoza oferită conduce regimul oarecare spre zona regimurilor cvasi-optime astfel încât în final nici o mărime electrică să nu mai fie identificată ca neconformă.

În sinteză contribuțiile aduse în acest capitol sunt:

- s-a realizat folosind aplicația originală DiagRED, diagnoza unor regimuri oarecare pentru rețeaua test RD13.
- s-au stabilit regimurilor de bază și zonele de control ale reguletoarelor de tensiune și putere activă.
- s-a realizat unitar:
 - diagnoza regimului cu sarcină ridicată;
 - diagnoza regimului cu sarcină scăzută.

S-a realizat diagnoza unui regim pentru rețeaua RED87 din zona Timișoara. S-au stabilit regimurilor de bază și zonele de control ale reguletoarelor de tensiune

și putere activă. În două etape de diagnoză s-au identificat măsurile de îmbunătățire a regimului astfel încât regimul oarecare a fost optimizat și adus în mulțimea regimurilor cvasi-optime.

Ultimul capitol sintetizează concluziile generale ale tezei și realizează o prezentare sistematizată a contribuțiilor originale (care figurează și la finele fiecărui capitol), urmate de reliefaarea direcțiilor și perspectivelor oferite de lucrarea de față pentru continuarea cercetărilor și aplicarea rezultatelor și a experienței obținute. Instrumentele soft elaborate sunt de utilitate generală, oferind un suport eficient managerilor de rețele de distribuție în identificarea soluțiilor de diagnoză și optimizare a regimurilor permanente de funcționare.

Cele 8 anexe ale tezei de doctorat prezintă o serie de elemente și rezultate de detaliu, referitoare la sistemele Test folosite în cadrul tezei și la cel real (parte semnificativă din rețeaua de distribuție de 20 kV a municipiului Timișoara), precum și la regimurile de funcționare studiate și la rezultatele obținute.

O bună parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei au fost valorificate prin publicare în reviste de specialitate și în volumele unor manifestări științifice de prestigiu din țară și străinătate [Tănase2007a], [Tănase2007b], [Tănase2008a], [Tănase2008b], [Borlea2009], [Tănase2009a], [Tănase2009b], [Tănase2010a], [Tănase2010b]. Se menționează că 3 lucrări sunt cotate ISI Thomson (două în curs de cotare).

Analizele teoretice și practice realizate în cadrul tezei de doctorat, precum și rezultatele obținute, deschid o serie de direcții privind cercetarea ulterioară în domeniu. Se recomandă ferm dezvoltarea unor aplicații de tip sistem expert în linia celor prezentate și analizate în Capitolul 2 și continuarea cercetărilor în ceea ce privește alegerea celor mai performante tehnici de analiză și diagnoză. Problema prezintă un deosebit interes atât operatorilor de transport și de sistem, cât și altor gestionari de rețele de distribuție a energiei electrice. Teza de doctorat reprezintă un pas în soluționarea unor probleme într-un domeniu în plină dezvoltare și efervescență și în care cu siguranță nu s-a spus încă ultimul cuvânt.

2. CONDUCEREA REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE. PROBLEME ACTUALE

2.1. Considerații preliminare privind conducerea instalațiilor și sistemelor electroenergetice

Funcționarea sistemelor energetice în condițiile liberalizării sectorului energetic și introducerii competiției în zona producerii energiei electrice și a furnizării acesteia a condus la condiții major modificate de funcționare a rețelelor electrice de transport și distribuție. Asigurarea celor 4 condiții impuse prin politica energetică europeană actuală (sustenabilitatea, competitivitatea, securitatea și accesibilitatea energiei) pentru energia electrică necesită optimizarea de așa natură a exploatarei rețelelor electrice încât costurile să fie reduse la minimum. S-a ajuns astfel la restructurarea sectorului energetic prin descentralizarea, restructurarea și privatizarea companiilor monopol de stat de electricitate, liberalizarea pieței de energie electrică și realizarea unui cadru tehnic adecvat pentru interconectarea a SEN cu sistemul electroenergetic reprezentat de UCTE [Constantinescu2004].

Nivelul tehnologic atins în domeniul comunicațiilor și al echipamentelor de calcul, corelat cu necesitățile impuse de condițiile concurențiale și de dezvoltare durabilă conduc la tendințele curente de trecere la ceea ce se definește ca fiind conceptul de „Rețea inteligentă”, prin dezvoltarea de noi tehnologii și aplicații în managementul rețelelor de distribuție. Aplicațiile incluse în conceptul de rețea inteligentă, încă în curs de dezvoltare, pot stimula optimizarea rețelelor de distribuție la un nivel de nebănuț până nu de mult. Integrarea pornind de la o orientare potrivită a acestor tehnologii nu reprezintă singura provocare. O altă provocare importantă este dezvoltarea și implementarea de facilități noi și aplicații corelate pentru susținerea operării rețelelor în noul mediu influențat și de includerea producerii din resurse regenerabile și a generării distribuite, ca și a mijloacelor de eficientizare și utilizare inteligentă a energiei electrice. Sistemele de management al R.E.D. și aplicațiile de automatizare trebuie să răspundă noilor cerințe, impunându-se progrese în arhitectura și funcționalitatea sistemelor de management, respectiv un sistem de management avansat pentru „Rețeaua inteligentă”.

Implementarea mecanismelor de liberalizare a pieței de energie a făcut ca SEN să parcurgă un amplu proces de restructurare în conformitate cu necesitățile și tendințele din domeniu [Constantinescu2004].

Pentru rețelele electrice, descentralizarea activităților din domeniul electroenergetic românesc a avut ca efect constituirea:

- Companiei Naționale Transelectrica SA, care din punct de vedere operațional vizează rețelele de transport [Constantinescu2004];
- S.C. ELECTRICA SA care ocupă aria operațională a distribuției energiei electrice;
- UnO-DEN – Unitatea Operativă Dispecer Energetic Național, care are în responsabilitate dispecerizarea de sistem pentru asigurarea continuității și siguranței funcționării SEN, supravegherea transportului energiei electrice prin rețele, precum și relațiile cu UCTE [Constantinescu2004].

Urmare a cerințelor impuse de aderare a SEN la UCTE și realizarea conducerii de la distanță a stațiilor electrice fără personal, în conducerea stațiilor și rețelelor electrice, a fost necesară redefinirea unora dintre funcțiile treptelor de dispecer tradiționale constituindu-se bazele conducerii moderne a rețelelor electrice, în care se asigură posibilitatea urmăririi în timp real a informațiilor, prelucrarea lor continuă

pentru determinarea stării tehnice a echipamentelor și transmiterea bilaterală de date și comenzi. În acest sens, se poate face pasul decisiv de la sistemele de comandă, măsurare, protecție, automatizare, având un volum modest de informații, către sisteme moderne care deservește stațiile electrice fără personal, în care comanda acestora să se realizeze de la distanță.

Prin masiva rețehnologizare a stațiilor electrice sub aspectul echipamentului primar și secundar se creează premisele implementării de aplicații bazate pe tehnici de inteligență artificială destinate conducerii de la distanță a stațiilor și rețelelor electrice de transport și distribuție.

2.1.1. Conducerea operativă la nivel SEN

Conducerea operativă prin dispecer a SEN se realizează în mod unitar, independent de subordonarea administrativă a unităților care exploatează și gestionează instalațiile din sistemul energetic și este concepută și realizată ierarhizat pe trepte de dispecer.

Autoritatea entităților de conducere operativă asupra instalațiilor energetice pe trepte ierarhice, este prezentată în fig. 2.1.

Treapta de conducere operativă, ca urmare a atribuțiilor sale, realizează conducerea prin dispecer, asigurând autoritatea de conducere operativă asupra unor echipamente și instalații din SEN, în conformitate cu criteriile de investire a centrelor de dispecer cu atributele autorității de conducere prin dispecer în SEN.

Treptele de conducere sunt localizate la următoarele dispecerate:

- Treapta 1 – DEN (DEC) – Dispecerul Energetic Național (Central)
- Treapta 2 – DET – Dispecerul Energetic Teritorial cu cinci centre: DET București, DET Craiova, DET Timișoara, DET Cluj, DET Bacău;
- Treapta 3 – DEZ – Dispecer Energetic Zonal;
- Treapta 4 – DEL – Dispecer Energetic Local.

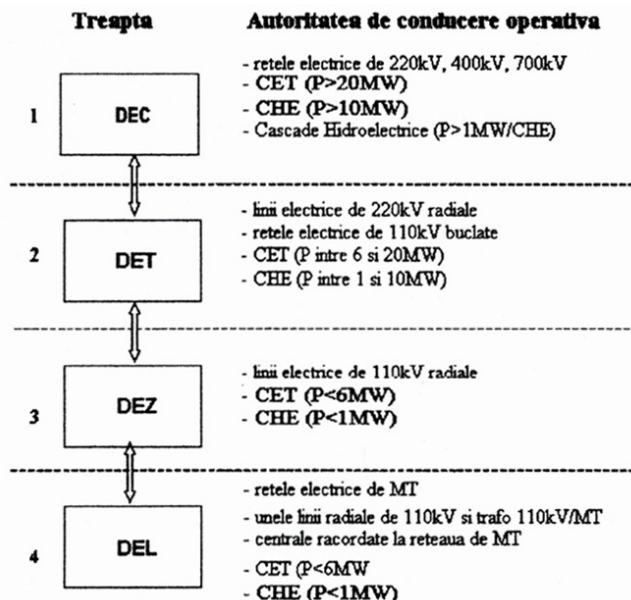


Fig. 2.1. Conducerea operativă prin dispecer a SEN. Trepte de conducere ierarhică.

2.1.2. Conducerea la nivelul stațiilor și rețelelor electrice

Debutând în anii 1990, transformările suportate de companiile de electricitate, au vizat descentralizarea și creșterea nivelului de competiție și au condus la schimbări semnificative și la mărirea complexității conducerii sistemelor energetice. În acest fel cerințele companiilor de electricitate s-au schimbat dramatic prin nevoia optimizării schemelor electrice, prezența aplicațiilor avansate de securitate și a utilizării inteligenței artificiale. Urmare a acestor cerințe evoluția arhitecturii Sistemului de Comandă, control și protecție continuă să fie dinamică, să aibă un caracter flexibil și deschis, reprezentând un avantaj competitiv pentru o companie de electricitate.

În ceea ce privește arhitectura sistemelor de comandă, control și protecție din cadrul companiilor de electricitate la nivelul anilor 1980 și 1990, aceasta era bazată pe pachete hardware și software strict proprietare. Pentru această mentenanță și extinderea sistemelor se realizau cu dificultate și implicau costuri ridicate. Singura cale practică de implementare de noi funcții într-un astfel de sistem EMS/SCADA era instalarea completă a unui astfel de sistem.

Noua generație de sistem EMS/SCADA este proiectată în așa fel încât îmbunătățirea ei să se facă modular. În acest sens, interconectarea sistemelor de achiziție și prelucrare de date cunoaște o puternică orientare către conceptul de Arhitectură de Sistem Deschis [Cilic2004]. Acest aspect este datorat pe de o parte să-și protejeze investițiile făcute atât în parte hardware cât și software [Germann2000], iar pe de altă parte dorind să extindă sau să îmbunătățească sistemele deja existente.

Arhitectura de sistem deschis vine în întâmpinarea cerințelor companiilor de electricitate, favorizând costuri mai mici și în același timp asigurând o protecție a investițiilor și flexibilitate pentru dezvoltările ulterioare. Utilizând sisteme bazate pe arhitectura deschisă, companiile vor tinde să le îmbunătățească gradat fără a fi nevoie de schimbare completă a sistemelor EMS / SCADA.

Noul concept de Arhitectură de Sistem Deschis al sistemului SCADA prezentat în fig. 2.2, face posibilă ierarhizarea conducerii stațiilor și rețelele electrice pe nivele [Trapec2003]:

- **Nivelul 0** – proces (comandă și semnalizare prin dispozitivele de acționare ale echipamentului primar);
- **Nivelul 1** – nivel celula (supraveghere locală comandă măsură blocaje și sincronizare);
- **Nivelul 2** – nivel stație (supraveghere centrală, comandă la distanță, măsură, blocaje generale, comunicații cu nivelul superior);
- **Nivelul 3** – nivel dispecer (centru de conducere – telecomanda, semnalizare și măsură, telereglaje, protecții).

Aceste nivele de conducere sunt operațional independente astfel încât nivelul inferior să poată cu anumite restricții îndeplini funcții de conducere necesare nivelului ierarhic superior.

Funcțiile de comandă–control sunt repartizate într-un anumit număr de niveluri de responsabilitate, din considerații de fiabilitate și siguranță conducerii operative, păstrând în același timp o transparență totală din punct de vedere al exploatarei.

2.1.3. Funcții de comandă control

Noile sisteme numerice de teleconducere ale unei stații electrice de tip deschis cu o structură modulară permit minimal îndeplinirea funcțiilor specifice de conducere pe nivelele ierarhice, după cum urmează:

◆ **Nivel celulă**

La nivelul celei sunt prezente funcții care reclamă informații numai de la nivelul acesteia și emit comenzi către dispozitivele și echipamentele din această celulă.

Aceste funcții sunt: comandă, măsurare, semnalizare, blocaje, sincronizare, protecții, comunicații date celulelor superior.

Funcțiile menționate se referă atât la întreruptoare, separatoare, contacte debroșabile, cât și comutatorul de ploturi al autotransformatorului / transformatorului, proceduri automate de comutație cu / fără condiționare din partea protecției, semnalizări și altele.

◆ **Nivel stație**

La nivelul stației sunt prezente acele funcții care au nevoie de informații de la mai mult de o celulă și emit comenzi către dispozitivele situate în mai multe celule.

Aceste informații sunt:

- colectare, stocare, afișare și prelucrare date nivel 1;
- comandă nivel 1;
- interblocaje generale pe stație;
- protecție la nivel de stație (exemplu protecție diferențială de bare);
- interfață om – mașină pentru operatorul stației;
- comunicația dintre stație și nivelul superior de comandă control;
- sincronizare baza de timp reală.

Nivelul stației nu presupune acces direct la acest proces. În acest context, protecția de bare este o funcție la nivelul stației cu interfețe de intrare / ieșire situate la distanță, în celule.

◆ **Nivel dispecer**

Transmisia de date între stații și centrul de comandă la distanță este concepută pentru comanda la distanță a stațiilor de către nivelul de conducere ierarhic superior reprezentat de DET și DEC și pentru a semnaliza eventualele defecte apărute.

Telecomenzile transmise de la dispecer / centru de comandă, la stație sunt următoarele:

- comenzi pentru acționarea întrerupătoarelor și a separatoarelor / broșelor;
- comenzi pentru acționarea comutatorului de ploturi;
- comenzi de schimbare a setului de reglaje a protecțiilor;
- comenzi pentru instalațiile auxiliare.

Sistemul de comandă control în cadrul stației electrice îndeplinește în principal următoarele funcții:

- achiziția mărimilor electrice analogice (U, I, P, Q, $\cos \varphi$, Wh, EArh);
- monitorizare / supraveghere:
 - semnalizări simple: informații de stare, alarme (defecte), informații referitoare la sistemul însuși;
 - semnalizări duble: semnalizări de stare (întrerupătoare, separatoare);
- comanda:
 - comenzi de comutare simple (impuls sau continue);
 - comenzi de comutare duble (impuls sau continue);
 - secvențe de comenzi

Comanda de închidere pentru întreruptoare se face, cu verificarea condițiilor de sincronism:

- sincronizarea timpului între modulele sistemelor;
- sincronizarea cu o bază de timp exterioară (prin receptor GPS).

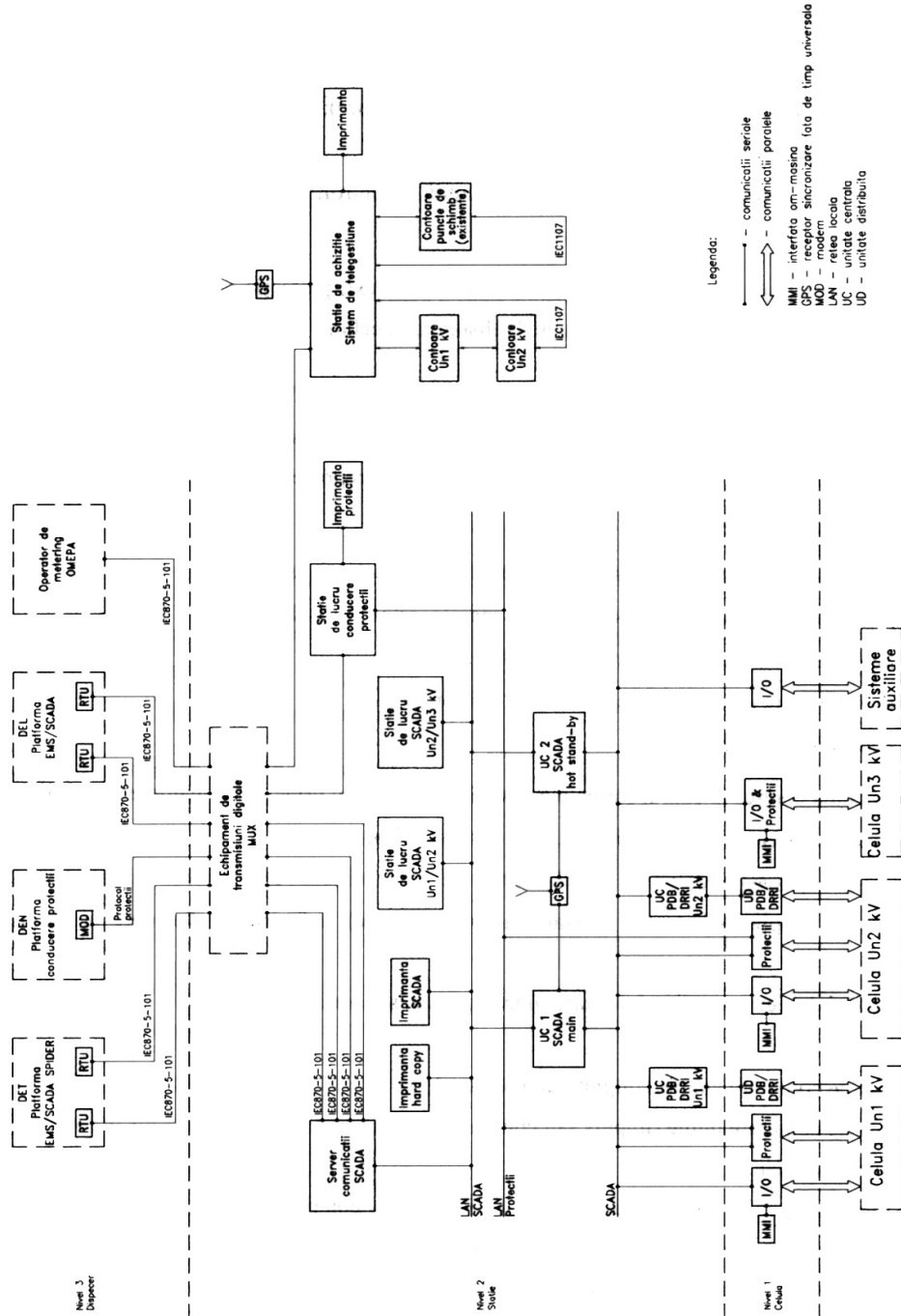


Fig. 2.2. Schemă bloc arhitectură sistem SCADA și conducere protecții stație Un₁/Un₂/Un₃ kV).

Pe lângă aceste funcții de bază, sistemul de comandă control poate îndeplini și alte funcții:

- funcții de prelucrare extinse: indicarea încadrării în limite prestabile, programabile; interpretarea automată a alarmelor; afișarea stărilor anormale; înregistrarea evenimentelor în timp real; arhivarea informațiilor și prelucrarea lor într-un format inteligibil; bilanț de energie pe stație;
- funcții de prelucrare operațională: adaptarea semnalelor de intrare / ieșire care străbat interfețele către operator și proces; filtrare; detectarea informațiilor corespunzătoare unor stări anormale; verificarea limitelor; controale de plauzibilitate; validarea informațiilor incrementale; însumări și alte operații aritmetice; compresia datelor; supravegherea integrității și funcționalității circuitelor de comandă;
- funcția de transmisie a datelor;
- funcții conexe: autodiagnoză sistemului de conducere; sincronizarea elementelor sistemului; gestiunea stației; gestiunea informațiilor pentru activitatea de întreținere; gestiunea informațiilor cu caracter general.

Pentru prelucrarea informațiilor necesare pentru conducere, sistemul de comandă-control trebuie să dețină posibilitatea de a primi informații de proces, sub formă de semnale de intrare și să le transmită către nivelul de conducere ierarhic superior sau către echipamente, sub formă de semnale de ieșire.

Starea de funcționare a stației va fi urmărită de către dispecer prin:

- informații referitoare la starea aparatelor comandate și supravegheate;
- semnale logice;
- măsurarea valorilor curenților pe linii și transformatoare, putere activă și reactivă, tensiunile pe barele corectoare etc.
- semnale ce indică funcționarea protecțiilor și dispozitivelor de automatizare;
- semnale de alarmă ce indică necesitatea de:
 - acționarea imediată de către centrul de comandă la distanță;
 - trimiterea imediată de personal în stație pentru intervenții și/sau reparații;
 - trimiterea de personal de întreținere în stații pentru reparații, la timpul potrivit.

2.1.4. Sistemul de comunicații

Performanța unui sistem de teleconducere depinde decisiv de sistemul de comunicație. Aceasta implică nu numai stabilirea unei arhitecturi corespunzătoare la nivel fizic și logic, dar și o atentă organizare a funcțiilor la nivelul aplicației.

Cel mai simplu sistem de comunicații între două puncte, este definit de Circuitul Universal de Date – CUD [Trapec2003] prezent în fig. 2.3.

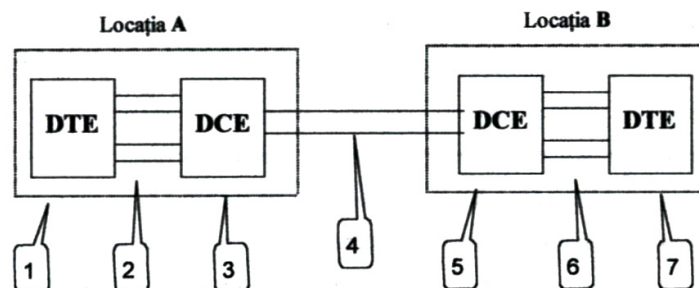


Fig. 2.3. Circuitul universal de date – CUD.

Un circuit universal de date dintre două puncte A și B, este definit prin șapte componente:

1. Echipamentul terminal de date (DTE) din punctul A;
2. Interfața dintre DTE și echipamentul de comunicație date (DCE) din punctul A;
3. DCE din punctul A;
4. Canalul de transmisiuni;
5. DCE din punctul B;
6. Interfața dintre DCE și DTE din punctul B;
7. DTE din punctul B.

Echipamentele DCE și canalul de transmisie îndeplinesc funcția de transfer a datelor de la punctul A la punctul B. Sistemul de comunicații este destinat numai transmisiei corecte a informației primite reacționând asupra conținutului acesteia.

Informațiile constituite din date, sânt transmise pe canalul de comunicații prin intermediul protocoalelor de comunicații la o anumită viteză. Protocolul conține ansamblul de reguli și proceduri hardware-software care asigură detecția oricăror erori de transmisie. Regulile precizează ce trebuie făcut atunci când apare o eroare de transmisie sau cum se determină acestea dacă receptorul este gata să recepționeze datele transmise.

Orice sistem de transmisiuni a datelor pentru sistemele de teleconducere corespunde acestor principii universale.

♦ Comunicațiile între nivelele ierarhice DEC – DET

Structura actuală a comunicațiilor între centrele de dispecer DET și DEC, presupune unificarea rețelei informatice existente prin intermediul unei rețele telefonice proprii, pe linii dedicate. Liniile de comunicație sunt de tip stea, cu asigurarea unei rețele back-up între ce cinci centre de dispecer DET. Protocolul de transmisii utilizat este (Inter-Centre Communication Protocol, IEC-60870-6-TASE2)[2.33]. Datorită posibilităților reduse ale liniilor telefonice, viteze de transmisii ale datelor nu pot depăși 19.600bps.

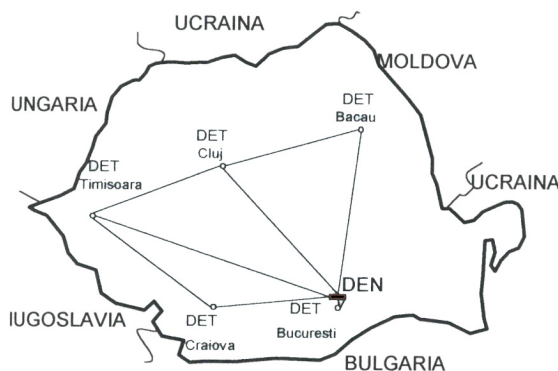


Fig. 2.4. Sistemul actual de comunicații între nivelele ierarhice DEC – DET.

♦ Comunicațiile între o stație telecomandată și nivelele superioare de conducere

Volumul de informații necesar teleconducerii prin dispecer ale unei stații electrice fără personal, trebuie să cuprindă toate elementele necesare operatorului de la distanță pentru comanda și supravegherea instalațiilor în regim de siguranță.

Din punct de vedere al tipurilor de informații, acestea se pot clasifica în 4 categorii importante:

- I. Semnalizări de tip stare;
- II. Semnalizări de tip alarme (preventive și de avarie);
- III. Măsurii;
- IV. Comenzi.

Din punct de vedere cantitativ, informațiile strict necesare operatorului de la distanță trebuie să includă acele elemente care să permită acestuia efectuarea de manevre și luarea deciziilor care impun trimiterea echipelor specializate de intervenție la fața locului, în caz de necesitate. Întrucât operatorul poate supraveghea și telecomanda un număr relativ mare de stații, volumul de informații diferă în funcție de amplasament, profilul complexității și gradul de automatizare al instalației teleconduse.

Pentru exemplificarea stabilirii unui volum informațional necesar la nivel de dispecer, se consideră o stație complet re tehnologizată, de profilul 400 / 220 kV după cum urmează:

- stație de transformare 400 / 220 kV, cu sistem integrat de tip SCADA implementat;
- unitate autotransformator 400 / 220 kV, 400 MVA;
- sistem două bare colectoare și cuplă transversală la nivelele 400 kV și 220 kV, având 3 LEA racordate la sistemele de bare;
- unitate bobină de compensare la 400 kV, 100 MVAR;
- sistem de comandă central 400 / 220 kV la nivel de cameră de comandă și distribuit la nivel de cabine de relee, pe tensiuni;
- sisteme de protecții numerice;
- servicii de protecții de curent alternativ, inclusiv grup electrogen de intervenție;
- servicii proprii de curent continuu asigurate de două baterii, inclusiv baterie instalații de comunicații;
- instalații de comunicații digitale, inclusiv teleprotecții.

Arhitectura sistemului central SCADA poate avea configurația din fig. 2.5, cu exemplificare pentru conducerea unei celule de linie la tensiunea de 400kV [Trapec2003].

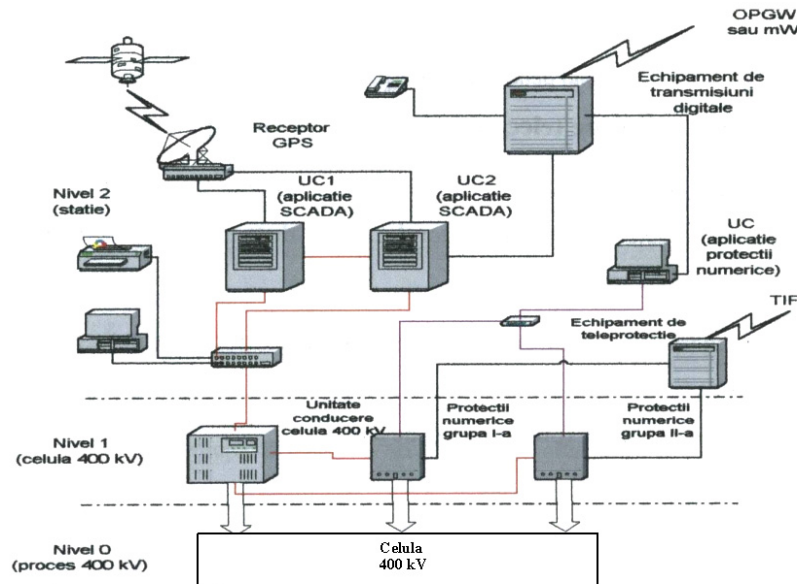


Fig. 2.5. Arhitectura sistemului central SCADA.

Schema monofilară a unei stații electrice teleconduse având nivelurile de tensiune 400 kV și 220kV este prezentă în fig. 2.6.

Volumul informațional preliminar la nivelul de stație, pentru teleconducerea protecțiilor numerice, prin rețea separată de sistemul SCADA, față de volumul informațional al dispecerului, pe tipuri de instalații, circuite și nivele de tensiune este prezentat în tabelul comparativ T2.1.

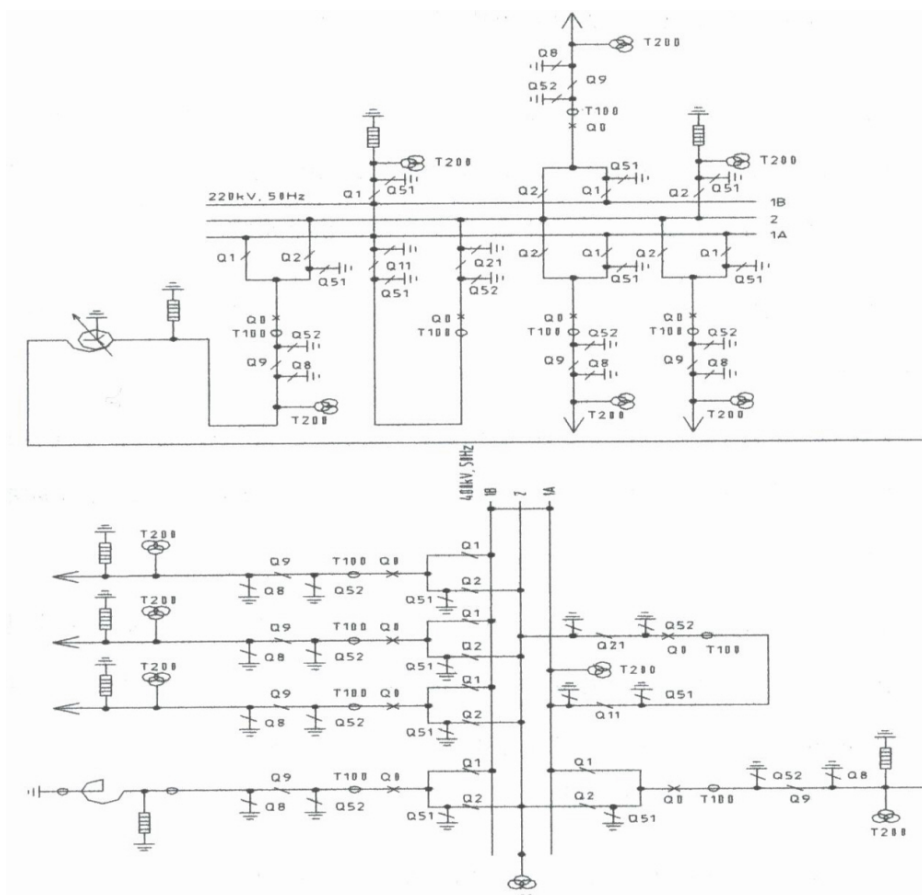


Fig. 2.6. Schema monofilară a unei stații electrice teleconduse având nivelurile de tensiune 400 kV și 220 kV.

Tabelul 2.1. Comparativ pentru cantitățile de informații la nivelul stației și cel al dispecerului

Volum informațional	Total la nivel de dispecer	Total la nivel de stație			
		Staicie de 400 kV	Staicie de 220 kV	S.I.c.c.+c.a	Total
Semnalizări de stare (duble)	203	277	286	86	649
Semnalizări simple (preventive și de avarie)	96	621	413	122	1156
Măsur	55	81	67	26	174
Comenzi	190	108	82	12	202
Total general:	544				2181

Așa cum rezultă din tabelul centralizator pentru exemplul dat, cantitatea volumului informațional global necesar a fi transmis la dispecer, se poate reduce cu cca. 70 % din volumul existent la nivel de stație.

Explicația reducerii numărului de informații este că, pentru nivelul de conducere prin dispecer au fost alocate numai informațiile strict necesare supravegherii funcționării instalațiilor și al efectuării telecomenzilor. Acest lucru este posibil utilizând la maxim automatizările existente la nivel de stație (de exemplu în cazul instalațiilor auxiliare de servicii interne) și interpretarea combinată a mesajelor.

2.1.5. Dotarea tehnică pentru conducerea stațiilor electrice

În general, *stațiile electrice retehnologizate (modernizate)* presupun în primul rând existența unor sisteme informatice de tip SCADA complete, capabile să asigure toate funcțiile necesare pentru comandă, supravegherea și protecția echipamentelor de comutație primară.

Se regăsesc astfel de sisteme de comandă, control și protecții, constituite executiv cu echipamente numerice, provenite de la diverși furnizori.

Caracteristic este faptul că, la momentul actual se asigură funcțiile de comandă și control numai la nivel de stație cu toate ca cerințele la faza de proiectare sunt ca aceste sisteme să poată interconecta cu un nivel de conducere superior, pentru telecomandă prin dispecer.

Din aceste stații se preia volumul informațional necesar sistemului **EMS/SCADA – SPIDER al DET și DEC**. Informațiile sunt de regulă mărimi măsurate (tensiuni pe bare, circulații de putere activă și reactivă pe elemente), semnalizări de stare a echipamentelor primare (întreruptoare, separatoare), semnalizări de avarie (de ex. funcționare protecții).

Stațiile care nu au fost încă retehnologizate se caracterizează prin faptul că întregul ansamblul circuitelor sistemului secundar pentru comandă, măsură, semnalizare, blocaje, protecții și automatizări aferente circuitelor primare, sunt în exclusivitate de tip clasic.

Astfel, comenzile se efectuează numai manual, prin intermediul butoanelor sau cheilor de comandă din stație, iar protecțiile sunt de tip electromagnetic.

Preluarea volumului informațional necesar sistemului **EMS/SCADA – SPIDER al DET și DEC** se efectuează prin echipamente de tip **RTU** aferente sistemului. Datele se transmit cu ajutorul echipamentelor de transmisiuni disponibile în stația respectivă (de regulă, prin **TIF** sau linii telefonice).

De exemplu echipamentul **RTU 200 (ABB)** este echipat cu module analogice și binare care preiau din instalație semnalele (semnal unificat de la traductoare pentru măsuri, respectiv contacte libere de potențial de la echipamente pentru semnalizări) pe legături paralele, care se prelucrează și se transmit mai departe prin intermediul protocolului **RP570/571**.

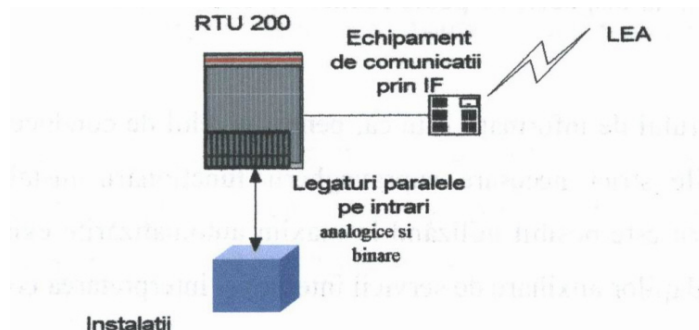


Fig. 2.7. Dotarea tehnică la nivelul stațiilor neretehnologizate.

2.2. Aspecte legate de efectuarea comenzilor în stațiile și rețelele electrice

Așa cum este definită structura ierarhică prin care se urmărește implementarea funcțiilor de teleconducere, din punct de vedere strict al telecomenzilor, este necesară existența elementelor hardware și software specifice funcțiilor de tip **SCADA** la nivelul centrelor de conducere (**DEC** și **DET**), la nivelul de punct condus (stație electrică de 400 kV și 220 kV), precum și existența rețelelor de comunicații aferente.

Schema generală a unei aplicații de tip **SCADA** este destinată conducerii operative a instalațiilor prin dispecer, prin care se pun în evidență principalele funcții și fluxuri de date necesare funcțiilor de telecomandă [Trapec2003], [Trapec2001], [Dușa2001] este reprezentată în fig. 2.8.

Pornind de la analiza situației existente, în instalații și la nivelul ierarhic de conducere **DET** din **UnO – DEN**, CN Transelectrica SA urmărește implementarea funcțiilor de telecomandă ale stațiilor pe care le are în subordine [Constantinescu2004]. În acest sens, tendința este de asigurare a condițiilor tehnice necesare și preluarea unui volum informațional din fiecare amplasament, suficient pentru a supraveghea și telecomanda efectiv stația în timp real, de la nivelul centrelor de dispecerat. Volumul informațional pentru fiecare stație va fi dimensionat, astfel încât stația respectivă să poată fi considerată fără personal.

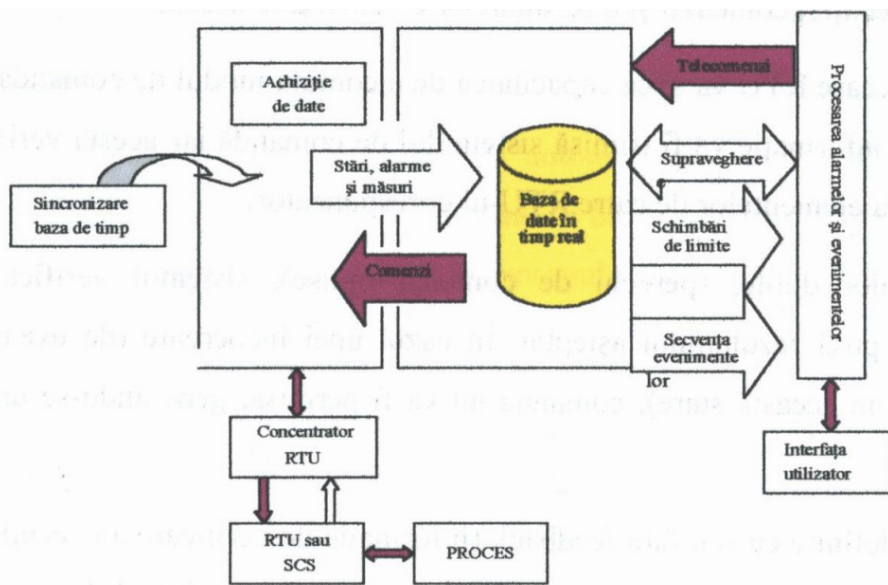


Fig. 2.8. Schema generală aplicație de tip SCADA.

2.2.1. Efectuarea telecomenzilor la nivel de centru de comandă

Facilitatea de comandă de la distanță oferă posibilitatea emiterii de comenzi către echipamentul stației, asigurând utilizatorilor o autoritate corespunzătoare. Această facilitate trebuie să fie disponibilă la nivelul **DEC și DET** pentru a asigura comanda **RTU**-urilor sau sistemelor integrate de comandă deja implementat, aflate în aria de responsabilitate.

Comenzile pot fi trimise direct de la sistemul de comandă la **RTU**-uri, scanate de sistem, dar va exista și posibilitatea ca sistemul să trimită și să primească comenzi prin legăturile de date dintre centrele de dispecerat prin intermediul **ICCP** (Inter-Centre Communication Protocol, IEC-60870-6-TASE2), redirectionându-le către **RTU**-ul potrivit.

Principalele comenzi date sistemului de comandă pentru asigurarea telecomandată echipamentelor sunt:

- comanda simplă: comanda unică pentru element (exemplu: comutarea setului de reglaje la protecțiile numerice, anulare semnalizări etc.);
- comanda dublă: pereche de comenzi în opoziție deschide/închide, (exemplu: anclanșarea și declanșarea întrerupătoarelor sau închiderea/deschiderea separatoarelor);
- schimbarea prizelor transformatorului: crește/scade;
- setări pentru controlorul **AGC**.

Comenzile sunt efectuate în următorii pași:

- selecția echipamentului ce urmează a fi comandat și a comenzii ce trebuie executată (ex. deschide / închide);
- verificarea prin software a existenței autorității de emiteră a comenzii și a inexistenței altor condiții ce împiedică acțiunea intenționată;
- verificarea execuției comenzii și a rezultatelor ei, dacă este necesar.

La nivel proces, fiecare **RTU** va avea capacitatea de a comuta modul de comandă pe „local” sau „de la distanță”. Această informație va fi trimisă sistemului de comandă iar acesta verifică dacă este permisă sau nu telecomanda elementelor de către **RTU**-ul corespunzător.

În cazul comenzilor duble, (perechi de comenzi opuse), sistemul verifică înainte dacă starea elementului este opusă rezultatului așteptat. În cazul unei incoerente (de exemplu deschiderea unui element aflat deja în această stare), comandă nu va fi permisă, generându-se un mesaj corespunzător pentru operator.

Comenzile pot fi definite cu sau fără feedback (informație de verificare a execuției sau check-back). În cazul comenzilor fără feedback, sistemul va emite comanda, verificând dacă nu s-au produs erori de sistem (violarea autorităților, RTU scos din funcțiune), fără o confirmare a rezultatului.

În cazul comenzilor cu feedback, sistemul va verifica corecta execuție a comenzii. Sistemul va primi confirmarea executării comenzii într-un anumit interval de timp, în caz contrar generându-se un mesaj de eroare ce va fi trimis listei de alarme corespunzătoare.

2.2.2. Efectuarea comenzilor la nivel de punct condus

La nivel de punct condus, adică stație electrică, condițiile tehnice necesare pentru recepționarea telecomenzilor de la dispecer trebuie corelate cu schemele secundare de interblocaje și condiționări existente în stâlpi.

În paralel cu comenzile manuale sau automate se mai distinge logica interblocașilor operative, care se poate asocia fiecărui tip de comandă și care elaborează semnale pasive de tipul:

- permisie (în lipsa căreia nu se poate executa o comandă de anclanșare / închidere);
- blocare (prezența acestui semnal interzice executarea comenzii de declanșare / deschidere);

Această logică este aplicată pentru fiecare tip de comandă și se execută de la distanță (prin dispecer) sau local pentru fiecare tip de echipament în parte.

♦ **Telecomenzi pentru comanda întreruptoarelor**

Comenzile necesare acționării întreruptoarelor din stațiile de înaltă tensiune se încadrează în categoria comenzilor duble (anclanșare/declanșare). Acestea se pot efectua de la fața locului (butoanele mecanismului de acționare) și de la distanță (cabina celei, camera de comandă sau dispecer) prin butoane, chei de comandă sau echipament **RTU**.

Conform normativelor în vigoare, schemele secundare de comandă ale întreruptoarelor sunt realizate astfel încât să îndeplinească anumite funcțiuni, cum ar fi: menținerea impulsurilor de comandă până la terminarea operației comandate, blocarea împotriva anclanșărilor repetate (sărituri), supravegherea și semnalizarea circuitelor de comandă, semnalizări diferențiate asupra comutărilor care au loc în urma unor comenzi voite, protejarea și semnalizarea mecanismelor primare de acționare, etc.

Comanda de declanșare a întreruptoarelor este necondiționată, aceasta făcându-se voit, local sau de la distanță prin intermediul dispozitivelor de acționare și automat, prin intermediul instalațiilor de protecție și automatizare locale. În cazul stațiilor cu sisteme de bare multiple, de regulă, se efectuează blocarea declanșării voite a întreruptorului unei cuple transversale, dacă cele două separatoare de bare ale unui alt circuit racordat la barele respective sunt închise.

Comanda de declanșare se asociază cu poziția echipamentului, disponibilitatea circuitelor secundare (inclusiv bobina / bobinele întrerupătorului), precum și disponibilitatea mecanismului primar de acționare.

Comanda de anclanșare a întreruptoarelor este condiționată, aceasta făcându-se voit, local sau de la distanță prin intermediul dispozitivelor de acționare și automat prin instalația de automatizare **RAR**.

Condiționarea anclanșării întreruptoarelor se efectuează prin verificarea condițiilor de sincronism care poate fi la rândul său sincronizare manuală sau automată. Ca și în cazul comenzilor de declanșare, anclanșarea se asociază cu poziția echipamentului, disponibilitatea circuitelor secundare și al mecanismului primar de acționare.

Din aceste considerente, rezultă că orice comandă de anclanșare sau declanșare asupra întreruptoarelor efectuate de la distanță prin dispecer, trebuie însoțită de o informație de validare (check-back), care să confirme execuția corectă a comenzilor respective.

♦ **Telecomenzi pentru comanda separatoarelor**

Comenzile necesare acționării separatoarelor din stații de înaltă tensiune se încadrează tot în categoria comenzilor duble (închidere/deschidere) și depinde esențial de tipul separatorului respectiv, corelat cu schema primară a stației. Indiferent de tipul acestora, specific acționării separatoarelor este că orice manevră de închidere/deschidere se execută condiționat de anumite interblocaje care țin cont de configurația barelor stației respective. Semnalele de interblocaj, pot fi următoarele:

- în cazul sistemelor de bare colectoare simple, separatorul de bare are ca permisie de acționare semnalul întreruptorului celei respective deschis;
- în cazul sistemelor de bare colectoare multiple, un separator de bare are ca permisie de acționare semnalul separatoarelor de pe circuitul respectiv aferente celorlalte sisteme de bare și întrerupătorul din celula respectivă deschise sau separatorul aferent altui sistem de bare și cupla transversală respectivă închisă;
- în cazul existenței unei bare de transfer, separatorul de pe bara de transfer a unui element are ca permisie de închidere semnalul întrerupătorului cuplei de transfer deschis și nici un separator al unui circuit (cu excepția cuplei de transfer) nu este conectat la bara de transfer. Separatorul de pe bara de transfer a unui element are ca permisie de deschidere semnalul întrerupătorului cuplei de transfer deschis;

- în cazul separatoarelor care au cuțite de punere la pământ, cuțitul de punere la pământ are ca permisie de închidere semnalul cuțite principale deschise;
- în cazurile în care, pentru legarea la pământ a barelor colectoare, se utilizează un separator sau un cuțit special de punere la pământ, închiderea acestuia este permisă numai în prezența semnalului separatoarelor de bare ale tuturor circuitelor racordate la bare deschise;
- închiderea separatorului de bare al oricărui circuit racordat la bare, este permisă numai dacă separatorul de punere la pământ al barei respective este deschis.

Ca și în cazul întreruptoarelor, schemele secundare de comandă ale separatoarelor sunt realizate astfel încât să îndeplinească anumite funcțiuni, cum ar fi: menținerea impulsurilor de comandă până la terminarea operației comandate, blocări care să excludă posibilitatea efectuării comutărilor intempestive datorate punerilor la pământ duble din circuitele de curent continuu, supravegherea și semnalizarea circuitelor de comandă, protejarea și semnalizarea mecanismelor primare de acționare etc.

Din motive de siguranță a personalului operativ din stații, comanda separatoarelor la tensiunile de serviciu 400 kV și 220 kV (inclusiv separatoarele de punere la pământ de 400 kV), se efectuează numai de la distanță, respectiv din camera de comandă a stației sau cabinele de relee de la nivelul celulelor exterioare.

Din aceste considerente, rezultă că orice comandă de închidere sau deschidere asupra separatoarelor efectuată de la distanță prin dispecer, trebuie însoțită de o informație de validare (check-back), care să confirme execuția corectă a comenzilor respective. Totuși posibilitatea tehnică de telecomandă a separatoarelor depinde foarte mult de dotarea și starea de funcționare a mecanismelor de acționare primare.

◆ Telecomenzi pentru comutatoarele de ploturi

Comanda de modificare a poziției plotului, în cazul transformatoarelor sau autotransformatoarelor, trebuie să fie asociată întotdeauna cu măsura poziției comutatorului pe plot. Confirmarea rezultatului comenzii trebuie să fie efectuată comparând valoarea anterioară a poziției plotului cu noua valoare recepționată după executarea comenzii.

De asemenea, comenzile efectuate asupra comutatoarelor de ploturi se asociază cu mesaje de alarmă care indică pozițiile extreme (pe plot minim sau maxim). Dacă una dintre aceste poziții este detectată, sistemul trebuie să blocheze efectuarea unei comenzi în sensul respectiv și să genereze un mesaj de eroare către operator. Mesajele de eroare mai pot fi generate și de instalațiile proprii ale mecanismului de acționare, cum ar fi: funcționarea protecției motorului de antrenare, blocarea mecanică a dispozitivului de acționare etc.

Actualmente, mai ales în cazul stațiilor neretehnologizate, măsurarea protecției plotului la transformator se efectuează printr-o măsură analogică (logometru), iar comenzile de comutare se efectuează local, prin butoanele proprii ale mecanismului de acționare sau din camera de comandă, de pe platoul special destinat.

◆ Telecomenzi pentru alte echipamente ale stațiilor electrice

În această categorie se pot încadra comenzile simple care nu necesită condiții speciale de interblocaj. Comenzile pot fi date, de exemplu, pentru schimbarea seturilor de reglaje a protecțiilor numerice (dacă acestea există), anularea unor semnalizări, puneri sau scoateri din funcțiune a unor instalații de automatizare (AAR – servicii interne curent alternativ, RAR) în cazul stațiilor fără personal. Comenzile respective se asociază cu disponibilitatea circuitelor secundare de comandă ale elementelor respective.

2.3. Telecomanda prin dispecer a stațiilor și rețelelor electrice

Pentru implementarea funcțiilor de telecomandă în timp real a stațiilor de 400 kV și 220 kV prin intermediul dispeceratelor, este necesară precizarea soluțiilor pentru fiecare segment funcțional în parte și anume:

- nivelul DEC și DET;
- comunicațiile între nivelele DEC și DET și nivelul de stație telecondusă;
- nivelul de stație telecondusă.

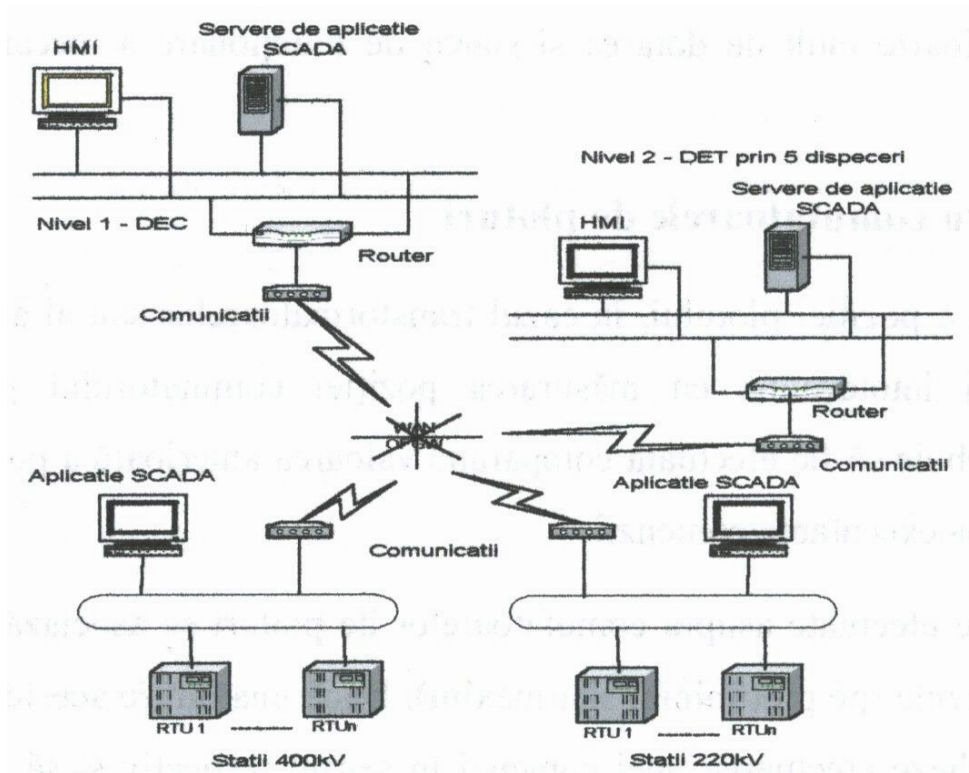


Fig. 2.9. Teleconducerea stațiilor de 400 kV și 220 kV prin dispecer DEC și DET.

În stațiile noi sau re tehnologizate există sisteme de protecție numerice din diferite generații. O parte dintre aceste sisteme sunt pregătite pentru conducerea de la distanță de la nivelul dispecer.

O structură posibilă a arhitecturii sistemului de telecomandă este prezentată în fig. 2.9.

2.3.1. Alegerea soluțiilor privind realizarea teleconducerii la nivelul stațiilor electrice

La fiecare nivel de dispecer (DEC și DET), pentru activarea funcțiilor de comandă este necesară configurarea bazei de date corespunzătoare aplicației SCADA,

conținute în SPIDER. Configurarea constă în crearea de „imagini” ale stațiilor teleconduse, prin metode software, utilizând bibliotecile conținute în bazele de date proprii aplicației, sau prin crearea de biblioteci noi. La nivelul stațiilor electrice alegerea soluțiilor privind realizarea teleconducerii la nivelul stațiilor electrice este dictată de starea instalațiilor și echipamentelor primare și secundare. Din punct de vedere al efectuării telecomenzilor prin dispecer în stațiile electrice, în cele ce urmează vor fi subliniate cazurile:

♦ **stații re tehnologizate din punct de vedere al echipamentului primar și secundar**

Caracteristica tehnică a acestei categorii este dată de faptul că la nivel de stație, există echipamente de comutație primară noi, dotate cu dispozitive de acționare performante și sisteme secundare de comandă-control integrate, de tip SCADA. Sunt asigurate, la nivel de stație, toate condițiile necesare pentru teleconducerea efectivă.

Din punct de vedere al efectuării telecomenzilor de la dispecer, în condițiile în care interblocajele sunt asigurate, pentru această categorie este posibilă acționarea tuturor întrerupătoarelor, separatoarelor cu excepția separatoarelor legate la pământ, a comutatoarelor de ploturi aferente transformatoarelor sau autotransformatoarelor. Manevrarea separatoarelor de punere la pământ se realizează astfel încât să asigure condițiile de protecție a muncii. Din acest motiv și din motiv de practică internațională, acestea sunt acționate numai de la nivel local.

♦ **stații re tehnologizate numai la nivelul echipamentului secundar.**

Pentru această categorie, existența sistemelor SCADA implementate presupune asigurarea condițiilor de interblocaje necesare acționării echipamentelor primare dar nu sunt asigurate condițiile de fiabilitate corespunzătoare mecanismelor de acționare, mai ales ale separatoarelor. În acest caz, este posibilă telecomanda prin dispecer numai a întrerupătoarelor și eventual a comutatoarelor de ploturi la transformatoare [Trapec2001].

♦ **stații care nu au fost re tehnologizate.**

Pentru această categorie, telecomanda prin dispecer nu se poate realiza în condiții optime și sigure la un anumit nivel impus [Trapec2001]. Deși la nivelul stațiilor sunt montate echipamente de tip RTU care actualmente sunt utilizate numai pentru funcții de achiziție, up-gradarea pentru funcțiile de comandă se poate efectua numai pentru anumite amplasamente și numai pentru emiterea unor comenzi simple (de ex. comandă comutatorului de ploturi, după ce a fost adaptat în prealabil, sau comanda de comutare pentru schimbarea seturilor de reglaje la terminalele numerice dacă acestea există). Se mai pot aloca comenzi de anclanșare / declanșare în cazul întrerupătoarelor care nu necesită verificarea condițiilor de sincronism (de exemplu întrerupătoarele bobinelor de reactanță).

2.3.2. Soluții pentru sistemul de comunicații

Din punct de vedere al transmisiilor de date, pentru asigurarea condițiilor specifice de siguranță și viteză necesare, soluția este de integrare a sistemelor de teleconducere SCADA în noua rețea de comunicații globală proprie CNTEE Transelectrica SA, realizată pe suport de fibră optică (OPGW).

Instrumentele de supervizare și monitorizare a rețelei vor putea fi integrate în sistemul EMS/SCADA pentru a identifica disponibilitatea fiecărui segment WAN atât pe legăturile on-line / active, cât și pe cele de backup / inactive, pentru a avertiza pierdere redundanței comunicării.

Comunicațiile prin noul inel de fibră optică realizat în cadrul OPGW și al proiectului de legături off-line va asigura legături redundante de mare viteză între cele cinci locații de instalare a sistemului.

În principal, pentru schimbul de informații dintre locații sunt utilizate protocoale standard:

- Protocolul IEC870-6-TASE2 (ICCP) între sistemele de control DEC și DET și cu sistemele vecine și serviciile din România.
- IEC870-5-104 cu concentratorii terminalelor de rețea.
- IEC870-5-101 și RP570 cu stațiile electrice de 400 kV și 220 kV.

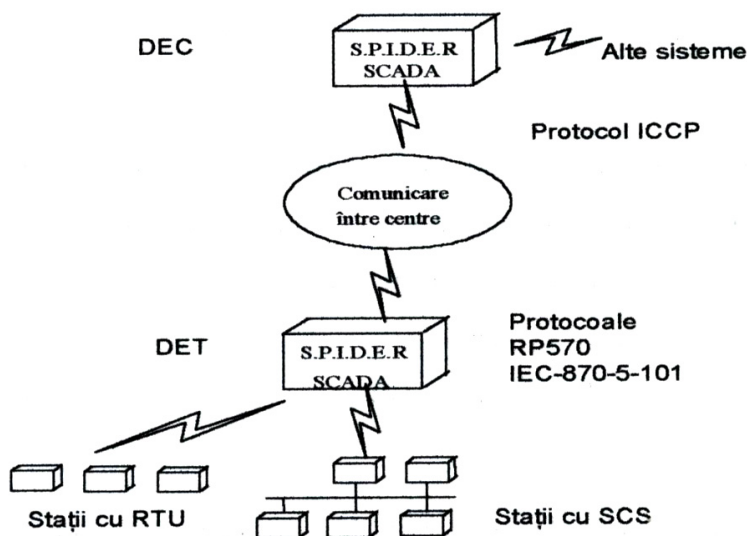


Fig. 2.10. Structura rețelei de telecomunicații.

2.4. Tendințe și orientări pentru conducerea prin dispecer a stațiilor și rețelelor electrice

2.4.1. Tendința sistemelor de conducere la nivelul stațiilor electrice

Tendința actuală în domeniul controlului și protecției în stațiile de transformare este de a elimina din ce în ce mai mult granițele tradiționale dintre sistemele de protecție, control, comunicație și măsurare existente [Dușa2001], [Trapec2001], [Trapec2003]. Gradul de integrare a diverselor funcțiuni ale sistemului secundar pe de o parte și a echipamentelor pe de altă parte, devine o preocupare importantă a companiilor de electricitate, nivelul de acceptare fiind determinat de considerațiile privind costul, fiabilitatea, mentenanța și funcționalitatea.

Sarcinile sistemului secundar dintr-o stație de transformare vor fi:

- asigurarea deconectării porțiunilor defecte din rețea la apariția unui defect izolarea defectului prin comandarea corespunzătoare a întreruptoarelor;
- furnizarea informațiilor de stare din stație către dispeceratele energetice de la diferite nivele (local, teritorial, național) și de a transmite comenzile către procesul tehnologic controlat;

- asigurarea funcțiilor de control local ale stației, ca o rezervă la indisponibilitatea sistemului de teleconducere, sau ca o funcție de sine stătătoare în cazul stațiilor necuprinse în sistemul de teleconducere.

În fig. 2.11 sunt prezentate funcțiile și interdependențele acestora într-un sistem de transport și distribuție a energiei electrice. În această abordare, toate funcțiile care concurează la buna funcționare a sistemului energetic au la baza interfațarea între sistemul secundar al stațiilor și echipamentele primare. De asemenea, există o strânsă legătură între diversele obiective ale sistemului secundar așa cum s-a arătat mai sus.

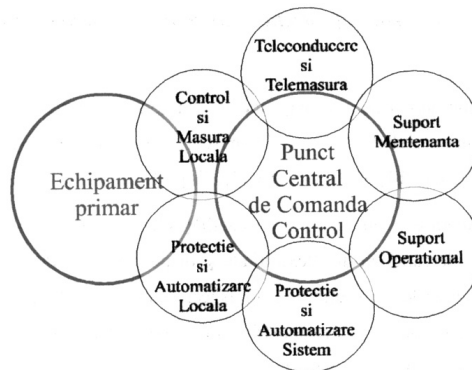


Fig. 2.11. Funcțiile și interdependențele acestora într-un sistem de transport și distribuție a energiei electrice.

Pentru stațiile electrice de transport a energiei electrice viitoare, tendința este de a coordona și adapta protecția și chiar protecția de rezervă la nivelul sistemului în centrele de control. Astfel arhitectura sistemului de control și protecție va trebui să fie bazată pe o abordare descentralizată și deschisă, în care standardizarea protocoalelor de comunicație este un element cheie.

Sistemul secundar din stațiile moderne se bazează din ce în ce mai mult pe un număr de echipamente digitale multifuncționale. Tendința este de a integra funcțiuni care istoric sunt separate – protecția, controlul și monitorizarea.

Preocupările actuale privind tratarea unitară a conducerii și protecției, generează cele două mari tendințe [Trapec2001] și anume:

- sisteme coordonate de protecție și de conducere. Sistemele de conducere și de protecție își păstrează autonomia unele față de celelalte, având însă funcțiuni de „colaborare” reciprocă. Într-un asemenea concept funcția de protecție este localizată în general în echipamente distincte de cele de comandă/control. Cele două sisteme comunică însă transmițându-și reciproc informații globale rezultate în urma prelucrării mărimilor din proces;
- sisteme integrate de protecție și conducere. Sistemele de conducere și de protecție sunt concepute ca un tot unitar, utilizând în comun anumite resurse hardware și software. În acest caz asistăm la o descentralizare foarte puternică a funcțiilor de comandă, control și protecție, elementul cheie în acest concept fiind comunicația de mare viteză între modulele componente.

2.4.1.1. Sisteme integrate de măsură, protecție, automatizare, conducere și control a stațiilor electrice

Unele protecții au nevoie nu numai de informații locale, din zona de proces cu care se interfațează în mod direct, dar și de informații globale, care pot fi cunoscute numai prin prelungiri ale interfeței în alte zone ale procesului tehnologic.

Odată cu luarea în considerare a unei mai mari cantități de informații globale, echipamentul de protecție devine mai complex, pierzându-și din flexibilitate și disponibilitate. Multiplicarea interfețelor de achiziție precum și răspândirea lor în spațiu este un aspect nedorit, cu atât mai mult cu cât diferitele sisteme de protecție folosesc aceleași mărimi de intrare în proces. Apare astfel naturala preocupare pentru conlucrarea între sistemele de protecție și cele de control.

Privite ca un întreg, sistemele de conducere, protecție, automatizare și măsură, constau în unități de achiziție de date, relee digitale de protecție, unități de procesare la nivelul celulei și stației și canale de comunicație prin care aceste echipamente sunt interconectate.

Dacă în sistemele clasice remarcăm existența unor echipamente distincte de control și respectiv de protecție, sistemele integrate își propun să distribuie și mai puternic funcțiunile de achiziție și prelucrare, evitând suprapunerile de module similare (de exemplu funcția de achiziție a unui anumit semnal analogic poate apare în mai multe echipamente).

2.4.1.2. Sisteme coordonate de comandă și protecție

Coordonarea sistemelor de protecție și comandă este realizată cu ajutorul sistemului de comunicație, folosind informația suplimentară din sistemul complet (întreg). Coordonarea constă în combinarea sistemului de conducere și cel de protecție fără a se pierde autonomia celui din urmă. Este deci nevoie de un sistem unificat care coordonează controlul stației și protecția stației, bazate pe microprocesoare într-o arhitectură descentralizată.

Structura funcțiunilor unui sistem de conducere și protecție coordonat la nivelul unei stații de transformare este reprezentată în fig. 2.12.

La nivelul celulei sunt realizate aceste funcții care reclamă informații numai de la nivelul celulei, și emit comenzi către dispozitivele și echipamentele din această celulă. Aceste funcții sunt: controlul celulei (comenzi, blocaje la nivelul celulei); interfața om-mașină, măsurători și monitorizare la nivelul celulei (I, U, P, Q, evenimente, defecte); protecția celulei (eliminarea defectelor și măsuri preventive).

Aceste funcții se referă nu numai la întrerupătoare și separatoare dar și la comutatorul de ploturi al transformatorului de putere, controlul dispozitivelor de compensare, proceduri automate de comunicație cu / fără condiționare din partea protecției, semnalizări și altele.

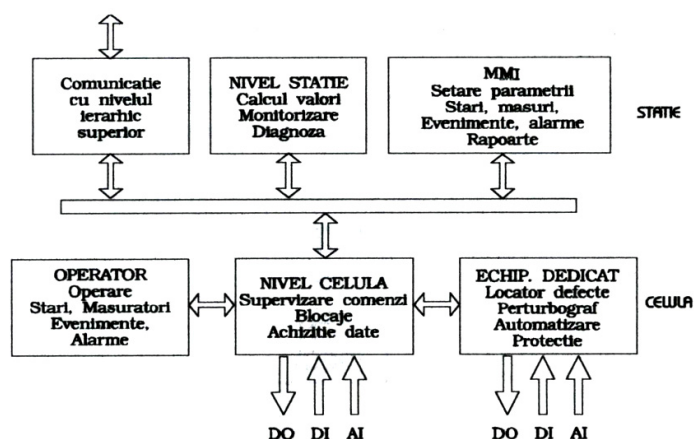


Fig. 2.12. Structura funcțiunilor unui sistem de conducere și protecție coordonat la nivelul unei stații de transformare.

La nivelul stației se execută acele funcții care au nevoie de informații de la cel puțin o celulă, și emit comenzi către dispozitivele situate în mai multe celule. Aceste funcții sunt: controlul stației (baza de date centrală, supervizare, coordonare comunicație, interblocaje la nivelul stației, procesare centrală a datelor culese din celule); protecții la nivel de stație (exemplu protecția diferențială de bare); interfața om-mașină pentru operatorul stației; comunicația dintre stație și nivelul superior de comandă și control.

Nivelul stației nu presupune acces direct la proces. În acest context, protecția de bare, de exemplu, este o funcție la nivelul stației cu interfețe de intrare / ieșire situate la distanță, în celule.

Cel mai important și cu aspect de noutate într-un sistem coordonat este comunicația în sistem [Cilcic2004], Trapec2001]. Aceasta susține performanțele ambelor sisteme de conducere și protecție. Accesul facil la toate informațiile sistemului asigură calitatea funcțiilor atât în situații normale de funcționare a instalațiilor, cât și în caz de avarie.

O facilitate a schemelor de control al stației coordonate cu protecția este autosupravegherea continuă, obținându-se o disponibilitate ridicată a protecțiilor, disponibilitate care înseamnă mult mai mult decât simplă supraveghere a curenților, tensiunilor, tensiunilor auxiliare și logica de comandă prevăzute de relee convenționale. Supravegherea continuă este realizată la toate nivelele pentru toate elementele componente.

Parametrizarea echipamentelor de comandă, control și protecție locală (schimbarea reglajelor, în funcție de diferitele condiții de lucru ale rețelei) poate fi de mare interes pentru performanța globală a rețelei electrice. Dacă se iau măsuri de siguranță ca parametrizarea (schimbarea propriu-zisă) să aibă loc în afara condițiilor de defect atunci se poate considera că această funcțiune îmbunătățește semnificativ funcționarea rețelei prin performanță mai bună a elementelor care depind de încărcarea liniilor și transformatoarelor sau de topologii particulare ale rețelei.

2.4.2. Orientări privind realizarea sistemului de comandă operativă a rețelelor și sistemelor electroenergetice

Conform structurii actuale și de perspectivă, partea de conducere operativă prin dispecer corespunzătoare treptelor superioare, se preconizează a funcționa din punct de vedere relațional conform fig. 2.13.

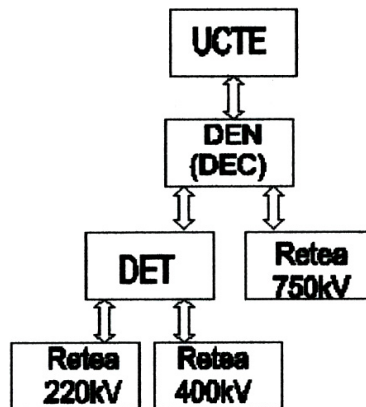


Fig. 2.13. Structura relațională funcțională, actuală și de perspectivă a conducerii operative prin dispecer.

Treapta de conducere reprezentată de DEN, va cuprinde din punct de vedere al teleconducerii directe rețeaua de 750 kV (Isaccea), rețele de 400 kV de interconexiune cu UCTE, interfață cu treaptă pe relație ierarhică reprezentată de cele cinci centre de dispecerat teritorial (DET București, DET Craiova, DET Timișoara, DET Cluj, DET Bacău) precum și interfațarea pe relația UCTE (Iugoslavia, Bulgaria, Ungaria, Ucraina).

Ca urmare a proiectelor și studiilor de fezabilitate pentru sistemul EMS / SCADA, vechile sisteme SCADA existente la DEC și la cei cinci dispeceri teritoriali DET se vor înlocui în etape cu sisteme SCADA moderne [Trapec2001]. Actualmente sistemul se află în cea de a doua etapă de modernizare, prin care se dorește activarea funcțiilor de telecomandă prin dispecer, completarea în acest sens a dotărilor hardware – software necesare la nivel de dispecer și instalație telecondusă.

2.4.3. Sistemul de comunicații din perspectiva rețelei de fibră optică

Necesitatea unui astfel de sistem rezultă din asigurarea unei infrastructuri de telecomunicații capabilă să răspundă cerințelor actuale din punct de vedere al volumului de date necesar a fi transmise, a vitezelor cu care trebuie transmise aceste date, a fiabilității sistemului de transmisii a datelor.

Modernizarea infrastructurii de telecomunicații este impusă de o serie de elemente obiective sau subiective cum ar fi:

- necesitatea modernizării sistemelor EMS / SCADA din SEN. Majoritatea sistemelor EMS / SCADA implementate în cadrul SEN nu corespund cerințelor impuse pentru aceste aplicații, fiind depășite din punct de vedere tehnologic sau ineficiente privind furnizarea datelor necesare conducerii operative a SEN în condiții de siguranță;
- înlocuirea echipamentelor primare și secundare din stațiile și centralele electrice. Înlocuirea acestor echipamente este impusă de uzura fizică și / sau morală a acestor echipamente, de necesitatea conducerii și supravegherii de la distanță a acestor echipamente;
- liberalizarea pieței de energie electrică. Apariția unei piețe a energiei electrice a condus la apariția unor fluxuri de date necesare corectei funcționări a pieței;
- restructurarea și privatizarea sectorului energetic. Restructurarea și privatizarea sectorului energetic a condus la modificarea / apariția de noi structuri organizatorice, de noi entități care au impus adaptarea fluxurilor de date la noua structură;
- posibilitatea de a furniza servicii de transmisii date pentru operatori externi SEN. Capacitatea mare de transmitere a informațiilor prin fibră optică și faptul că fluxurile de date asociate conducerii SEN sunt inferioare acestei capacități, este economic eficientă utilizarea acestei capacități suplimentare pentru asigurarea de servicii de transmisii de date pentru operatori externi;
- necesitatea modernizării unor linii de transport existente sau construcția de noi linii. Dată fiind uzura anumitor linii din rețeaua de transport ce necesită reparații capitale sau în cazul construirii de noi linii de transport este indicată introducerea cablului de fibră optică (cu condiția ca linia respectivă să facă parte din infrastructura proiectată pentru sistemul de transmisii date);
- necesitatea îndeplinirii criteriilor tehnice și organizatorice, care să permită funcționarea interconectarea cu rețeaua UCTE;
- necesitatea realizării unui sistem național de contorizare a energiei electrice.

Recomandarea făcută de studiul realizat de către firma Teleconsult Internațional este de realizare în cadrul SEN a unui sistem de bază al rețelei de telecomunicații prin înlocuirea conductoarelor de protecție dintr-o serie de linii de 400 kV și 220 kV din cadrul rețelei de transport. Această infrastructură de bază a sistemului de telecomu-

nicații va fi realizată și pusă în funcțiune pe etape pentru a se putea eșalona investițiile necesare.

Rețeaua de bază va fi realizată din 13 inele bidirecționale interconectate ceea ce va asigura și redundanța sistemului de telecomunicații și fiabilitatea acestuia. Această structură permite existența a două căi de comunicație pentru fiecare nod, căi ce sunt separate din punct de vedere al dispunerii geografice. Această rețea de bază va interconecta cu 46 de noduri de comunicație din cadrul SEN (stații electrice centrale), iar restul nodurilor de comunicații de date vor fi conectate la această rețea prin intermediul unor diverse soluții cum ar fi: cabluri de fibră optică, microunde, legături telefonice etc.

Rețeaua de transmisiuni va asigura inițial o capacitate de 8000 de canale de voce și o rată de transfer de 622 MBps. Rata de transfer va fi crescută la 2,56 GBps, valoare în funcție de care este calculat și cablul de fibră optică. Pentru transmiterea datelor se va utiliza lungimea de undă de 1550 nm.

Rețeaua de bază conectează 46 de noduri de comunicație iar restul de 33 de noduri de comunicație din cadrul SEN trebuie conectate la rețeaua de bază prin diferite tehnologii de transmisiuni date cum ar fi:

- Fibre optice – cabluri de protecție ce conțin în interior cablul de fibre optice (OPGW);
- Legături radio prin microunde punct la punct;
- Legături radio cu multiplexare în timp (Time Division Multiple Access - TDMA).

Sistemul de comunicații va asigura interconectarea cu rețeaua de telefonie a Romtelecom și să elimine toate legăturile telefonice care utilizează rețeaua Romtelecom ce pot fi asigurate de noul sistem de telecomunicații.

Sistemul de telecomunicații va trebui să asigure gestiunea datelor transportate, contorizare, facturare, înregistrare a fluxurilor de date, configurarea drepturilor utilizatorilor supravegherea corectei funcționări a acestuia, stabilirea unui sistem de priorități ale comunicațiilor și protecția datelor transmise, etc. Totodată trebuie asigurată interfața cu sistemele de telecomunicații prin GSM sau radio trunking.

Acest sistem de telecomunicații va trebui să asigure de asemenea interfața cu sistemele electroenergetice partenere în special în contextul funcționării interconectate a SEN cu sistemul electroenergetic reprezentat de UCTE.

2.4.4. Tendințe la nivelul rețelelor de distribuție

Sistemele de management al rețelelor de distribuție aveau într-o primă etapă doar rolul de extindere a sistemelor SCADA de la rețeaua de transport spre rețelele de distribuție. O mare parte a sistemelor de dispecerizare și operare în funcțiune azi se bazează pe sisteme manuale și dirijate prin instrucțiuni scrise, cu o pondere redusă a datelor de sistem și dinspre consumator obținute în timp real. Operatorii trebuie să aibă de a face astfel cu mai multe sisteme și interfețe de pe pupitre de control bazate pe reprezentări de tip model al rețelei. Experiența operatorilor este esențială pentru operarea sigură a sistemului. O dată cu creșterea influenței reguletoare și cu concentrarea pe tehnologii avansate de tip rețea inteligentă, se manifestă și un interes crescut în majorarea investițiilor în rețele de distribuție pentru a realiza infrastructura necesară și a reduce costurile de operare și de mentenanță prin îmbunătățirea eficienței rețelei, fiabilitate crescută a acesteia și programe de management al activelor.

Astfel s-a extins utilizarea unor aplicații incluse în DMS de tipul:

- Detectarea defectelor, izolarea și restabilirea funcționării, pentru creșterea fiabilității rețelei de distribuție. Acestea detectează un defect pe un feeder pe baza telemăsurătorilor, izolează porțiunea cu defect și restabilește funcționarea restului feederului implicat. Se poate reduce în acest fel timpul de restabilire a funcționării de la câteva

- ore la câteva minute, îmbunătățind considerabil parametrii de fiabilitate și calitatea serviciului (Fault detection, isolation, and service restoration FDIR);
- Controlul integrat tensiune-putere reactivă (IVVC) are trei obiective de bază: reducerea pierderilor pe feederele rețelei prin conectarea / deconectarea treptelor de reglaj ale bateriilor de compensare, asigurând profilul optim de tensiune de-a lungul fiecărui feeder pe atât timp cât condițiile de funcționare sunt în limitele normale și reducerea încărcării la vârf prin reducerea tensiunii feederului prin controlul poziției ploturilor transformatoarelor în stații și a reguletoarelor de tensiune de pe secțiunile feederului. Trebuie folosiți algoritmi avansați pentru coordonare optimală a controlului bateriilor de condensatoare, reguletoarelor de tensiune de pe secțiuni și poziției ploturilor transformatoarelor din stații;
 - Procesorul de topologie (TP) este un procesor offline, background care determină cu precizie topologia și conectivitatea rețelei de distribuție pentru afișarea cât mai vizibilă (prin culori, grosimi și tipare linii etc.) și pentru a furniza date precise ale rețelei pentru alte aplicații DMS. Procesorul de topologie poate de asemenea să furnizeze procesare inteligentă de alarme pentru a elimina alarmele necesare rezultate din modificări de topologie a rețelei;
 - Circulația de putere din rețeaua de distribuție (Distribution power flow - DPF) rezolvă circulația de puteri trifazată neechilibrată atât pentru scenariul buclat, cât și pentru cel cu rețea radială. DPF este unul din modulele de bază ale unui DMS și rezultatele sunt folosite de multe ale aplicații ale DMS, cum sunt FDIR și IVVC pentru analizele necesare;
 - Modelare consum / estimare consum (LM/LE) este un modul de bază foarte important pentru DMS. Modulul dinamic LM/LE folosește toate informațiile disponibile de la rețeaua de distribuție – inclusiv capacitățile de transfer ale transformatoarelor și facturile lunare ale consumatorilor, dacă sunt disponibile, combinate cu informațiile telemăsurate de pe feederi - pentru a estima cât mai precis atât consumurile individuale, cât și consumurile agregate, concentrate. Eficacitatea întregului sistem DMS se bazează pe precizia datelor oferite de LM/LE. Dacă modelele sarcinii și valoarea consumurilor nu sunt suficient de precise, toate rezultatele obținute din modulele DMS sunt inutilizabile;
 - Reconfigurarea optimă a rețelei (optimal network reconfiguration - ONR) este un modul care recomandă operațiile de comutație pentru reconfigurarea rețelei de distribuție pentru minimizarea pierderilor de putere / energie, menținerea profilurilor optime de tensiune și echilibrarea condițiilor de încărcare între transformatoarele din stație, feederilor de distribuție și fazelor rețelei. ONR poate de asemenea să fie utilizată pentru punerea la punct a planurilor de ieșiri din funcțiune pentru mentenanță sau extinderi;
 - Analiza de contingențe (CA) în DMS a fost proiectată pentru analizarea scenariilor potențiale de comutație și defecte care ar afecta negativ alimentarea consumatorilor sau siguranța operării rețelei. Cu rezultatele CA, pot fi luate măsuri proactive sau de remediere prin modificarea configurației rețelei pentru a asigura minimizarea numărului de consumatori nealimentați și fiabilitatea maximă a rețelei;
 - Managementul ordinii de comutație (Switch order management – SOM) este un instrument deosebit de important pentru operatorii de sistem în operații în timp real. Mai multe aplicații ale DMS și operatorii de sistem vor genera numeroase planuri de comutație care trebuie să fie bine conduse, verificate și executate sau respinse. SOM furnizează analiza avansată și facilități de execuție pentru o mai bună conducere a tuturor operațiilor de comutație din sistem;
 - Analiza de scurtcircuit (Short-circuit current – SCA) este o funcție offline pentru calculul curentului de scurtcircuit pentru condiții ipotetice de defect pentru a

evalua posibilul impact al defectului asupra rețelei. SCA verifică apoi reglajele protecțiilor și recomandă reglaje mai precise sau modificarea configurației rețelei.

- Coordonarea protecției prin rele (Relay protection coordination (RPC) gestionează și verifică reglajele releelor feederilor de distribuție în diverse condiții de operare și de reconfigurare a rețelei;

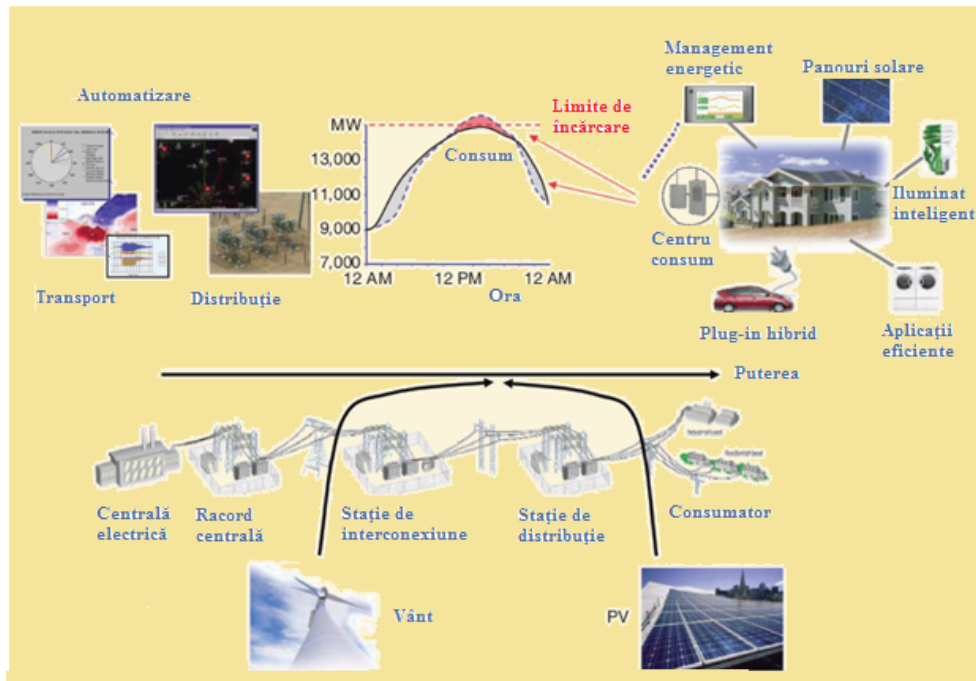


Fig. 2.14. Transformarea rețelei de distribuție.

- Amplasarea optimă a bateriilor de compensare / amplasarea optimă a reguletoarelor de tensiune (Optimal capacitor placement / Optimal voltage regulator placement – OCP / OVP) este o funcție offline utilizată pentru determinarea locațiilor optime pentru bateriile de condensatoare și reguletoarelor de tensiune în rețeaua de distribuție pentru a realiza cel mai eficient control al circulației de reactiv și a profilului de tensiune;
- Simulatorul de antrenament al dispecerilor (Dispatcher training simulator – DTS) este utilizat pentru a simula efectele condițiilor de operare normale, dar și anormale și scenariile de comutație (manevre) chiar înainte ca ele să fie aplicate în condițiile reale. În operarea rețelei de distribuție, DTS este un instrument deosebit de important care poate ajuta operatorii să evalueze în prealabil impactul unui plan de operare sau să simuleze scenariile de operare deja petrecute pentru a obține o pregătire extrem de valoroasă în utilizarea DMS. DTS este utilizat de asemenea pentru a simula condițiile de extindere a sistemului în zona de rețea de distribuție.

2.4.4.1. Transformarea rețelei: creșterea complexității

Rețelele de distribuție nu au reprezentat întotdeauna obiective centrale în direcția eficienței operaționale. Totuși, pe măsură ce constrângerile impuse de rețea

pentru alimentarea consumatorilor continuă, concentrarea va crește din ce în ce mai mult pe rețeaua de distribuție pentru reducerea costurilor și relaxarea față de limitele de capacitate a rețelei. Cerințele de monitorizare și control pentru rețeaua de distribuție vor crește și arhitectura integrată a rețelei inteligente vor beneficia din schimbul de date dintre DMS și alte aplicații [DOE2009]. Creșterea numărului de generatoare distribuite și programele de răspuns al cererii la consumatori introduc de asemenea un impact considerabil în operarea DMS. Tehnologiile de tip rețea-inteligentă vor adăuga o cantitate imensă de date operaționale și real-time cu o creștere a numărului de elemente de măsurare și necesitatea pentru mai multe informații în operarea sistemului. Consumatorii vor fi capabili să genereze și să livreze energie electrică rețelei sau să consume energie electrică din rețea respectând reguli și programe bine determinate. Acest lucru înseamnă că consumatorii nu mai sunt consumatori puri ci cumpărători sau vânzători, mișcându-se dintr-o stare în alta din timp în timp. O astfel de situație cere ca rețeaua să opereze cu circulații în ambele sensuri și să fie capabilă să monitorizeze și să controleze punctele de generare și de consum din rețeaua de distribuție. Fig. 2.14 reflectă unele transformări așteptate în rețea pentru trecerea la conceptul de rețea inteligentă.

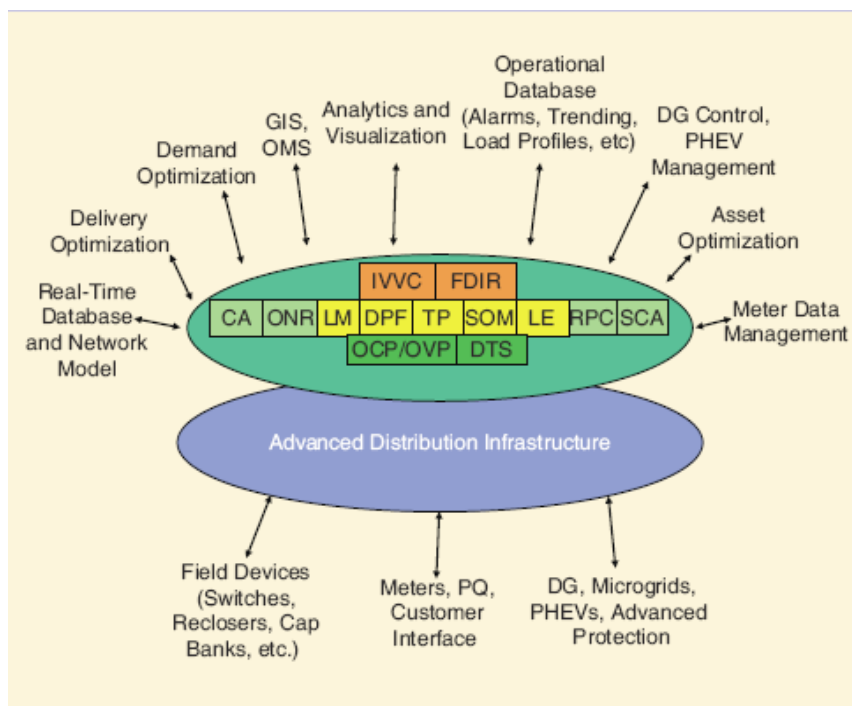


Fig. 2.15. Sistem avansat de management al distribuției pentru rețea inteligentă.

Generarea distribuită va proveni din surse disparate și cu un mare grad de incertitudine. Consumul de energie al consumatorilor individuali este de asemenea cu un mare grad de incertitudine dacă vor urmări prețul în timp real și politicile de stimulare și recompensare ale furnizorilor pentru beneficii economice. Metodele convenționale de LM și LE din sistemele tradiționale DMS nu mai sunt în acest caz eficiente, și prin consecință alte aplicații ale DMS devin și ele ineficiente și inutilizabile. Impactul managementului răspunsului cererii (demand response management – DMR) și comportamentul consumatorului poate fi modelat sau prezis din regulile de stabi-

lire a prețului și politicile de recompensare ale furnizorilor pentru perioadele de timp specificate, care pot fi incluse în algoritmi LM și LE; acest lucru impune o legătură directă între aplicațiile DMS și DRM. Când aplicațiile DRM încearcă să realizeze adaptarea sarcinii ca răspuns la solicitarea operatorului independent de sistem (OIS), va fi necesar să se verifice din DMS că adaptarea sarcinii de către DRM nu va conduce la nici un fel de încălcare de restricții pentru conectivitatea rețelei, operarea acesteia sau pentru protecții. Penetrarea tot mai largă a generării distribuite va impune ca algoritmi de circulație de puteri să lucreze cu surse multiple, incrementale și izolate cu capacități limitate, dar și cu o topologie de rețea care nu mai este strict radială sau este slab buclată. În condiții de regim de defect, generarea distribuită va contribui de asemenea la curenții de scurtcircuit, ducând la creșterea complexității modulelor SCA, RPC și FDIR și a logicii asociate lor.

2.4.4.2. Sisteme avansate de management al rețelelor de distribuție

Un număr de progrese de tip rețea inteligentă sunt așteptate în managementul rețelelor de distribuție [DOE2009], așa cum este prezentat în fig. 2.15:

- monitorizarea, controlul și achiziția de date se vor extinde mult în jos în rețea, chiar spre consumatori individuali prin intermediul unei infrastructuri avansat de măsurare (advanced metering infrastructure – AMI) și / sau răspuns al cererii și sisteme de management al energiei domestice în rețeaua din zona consumatorului (home area network – HAN). Date din teren mult mai amănunțite vor ajuta la creșterea eficienței operaționale și vor furniza mai multe date pentru alte aplicații de tip rețea inteligentă, cum ar fi gestiunea ieșirilor din funcțiune. O viteză mai mare și creștea lățimii de bandă a comunicațiilor pentru achiziția de date și control vor fi necesare. Partajarea rețelelor de comunicație cu un AMI va ajuta la realizarea unei acoperiri pentru întregul sistem a monitorizării și controlului în rețeaua de distribuție și la consumatori individuali;
- integrarea, interfețele, standardele și sistemele deschise vor deveni o necesitate. Ideal, sistemele DMS vor suporta o arhitectură care să permită ca aplicații avansate să fie ușor adăugate și integrate în sistem. Baze de date deschise și interfețe de schimb de date cu standarde deschise (cum sunt CIM, SOAP, XML, SOA și noduri de serviciu de firmă) vor permite flexibilitate în implementarea aplicațiilor cerute de furnizori, fără impunerea unei soluții monolitice de management de rețea de distribuție. De exemplu, arhitectura deschisă în baze de date și aplicații ar permite upgradări incrementale ale managementului de rețea de distribuție, pornind cu o bază de date și o aplicație de monitorizare și control (SCADA), apoi adăugând o aplicație IVVC cu un efort de integrare minim. Ca parte a soluției de ansamblu de tip tehnologie de rețea inteligentă, arhitectura poate de asemenea permite interfațarea cu alte aplicații ale firmei, ca de exemplu GIS, un sistem de management al ieșirilor din funcțiune (OMS) sau un sistem de management de măsurare (meter data management system – MDM) prin intermediul unei interfețe standard. Interfețe utilizator standardizate pe baze Web col suporta arhitecturi multiplatformă și ușurință în raportare. Schimbul de date între sisteme DMS avansate și alte aplicații din firmă vor crește beneficiile operaționale, cum ar fi managementul măsurătorilor și managementul ieșirilor din funcțiune;
- FDIR va necesita un nivel mai ridicat al optimizării și va impune includerea optimizării pentru bucle închise, circuite în paralel și configurații radiale. Reconfigurarea multilevel de feeder, strategii de restabilire multiobiectiv și validarea încărcării rețelei prin diverse metode de căutare vor fi facilități suplimentare ale FDIR;

- IVVC va include îmbunătățiri operaționale și de instalații – cum ar fi identificarea elementelor defecte ale bateriilor de compensare, comutatoarelor de ploturi și operării reguletoarelor pentru a furniza statisticile necesare pentru oportunitățile de optimizare amplasamentului bateriilor de condensatoare și a reguletoarelor în rețeaua de distribuție. Obiective regionale ale IVVC pot include și optimizare operațională sau pe bază de costuri;
- LM / LE vor fi semnificativ modificate având în vedere comportamentul cu impredictibilitate crescută al consumatorului, dar în același timp gestionat mai inteligent la nivelul consumului individual și afectat de managementul reacției la condițiile din sistem;
- TP, DPF, ONR, CA, SCA și RPC vor fi utilizate mult mai intens. Ele vor trebui să includă modele și analize atât trifazate, cât și monofazate, și vor trebui extinse mult în rețea, spre consumatori individuali. Producerea distribuită, microrețelele și autoproducerea cor introduce multe provocări în raport cu protecțiile, operarea și mentenanța rețelei de distribuție. Micile generatoare prezente la interfața consumatorilor cu rețeaua vor complica analiza circulației de puteri, analiza de contingente și controlul situațiilor de regimuri anormale ale rețelei. Schemele de automatizare și control vor trebui să ia în calcul circulațiile de puteri bidirecționale și sursele multiple de curent de defect. Reglajele protecțiilor și algoritmi de restabilire după defect pot avea nevoie de adaptări dinamice pentru a asimila modificările din configurația rețelei și surselor de alimentare;
- bazele de date și schimburile de date vor trebui să faciliteze integrarea atât geografică, cât și de rețea într-un sistem avansat DMS. Modelele geografice și cele de rețea vor trebui să furnizeze reprezentare și monofilară și trifazată pentru a susține aplicațiile avansate ale DMS. Ideal orice modificări în datele geografice (din modificări de rețea în teren) vor fi actualizate automat în modelele de rețea din baza de date și schemele din interfața cu utilizatorii. Eforturi mai mari sunt necesare în domeniile bazelor de date distribuite și în timp real, schimburilor de date de mare viteză și al securității datelor. De exemplu, interfețele și aplicațiile ce trebuie să susțină migrarea PHEV în rețelele de distribuție ale furnizorilor. Măsurarea pe punct de lucru și facturarea energiei sau creditarea consumatorului trebuie gestionate și urmărite în rețeaua de distribuție. Este o provocare în termeni nu numai de consum suplimentar sau alimentare potențială (și corespunzător probleme de automatizare și protecție), dar și de urmărire și contabilizare a utilizării energiei sau furnizării în diferite puncte ale rețelei de distribuție sau în vecinătatea rețelei de distribuție a furnizorului. Acest lucru va reprezenta o provocare imensă pentru furnizori și va conduce la o modificare semnificativă a managementului datelor și contabilității – departe de citirea lunară a contorului și facturarea corespunzătoare a consumului. Această mare provocare pentru interfața legată de consumator este prezentată în fig. 2.16;
- măsurarea inteligentă, raportarea și datele istorice vor fi instrumente esențiale pentru urmărirea performanțelor rețelei de distribuție și inițiative în direcția dezvoltării rețelelor inteligente. De exemplu managementul avansat al distribuției va avea nevoie să măsoare și să raporteze eficacitatea programelor de eficientizare a rețelei, cum sunt optimizarea circulației de reactiv sau indicele de durată medie de întrerupere în sistem (system average interruption duration index – SAIDI), indicele de frecvență medie de întrerupere în sistem (system average interruption frequency index – SAIFI) și alți indici de fiabilitate legați de asigurarea optimizării tehnologiilor de tip rețea inteligentă. Bazele de date istorice vor permite de asemenea verificarea capabilității optimizării rețelei inteligente și a eficienței aplicațiilor în timp, iar aceste baze de date vor permite o mai precisă estimare a sarcinii în condițiile așteptate

ale sistemului din momentul în care aplicațiile vor fi utilizate. Analiza de alarme, perturbațiile, reluarea unor evenimente și ale proceduri de calitate a energiei vor aduce valoarea suplimentară furnizorului și vor crește calitatea relației acestuia cu consumatorul. Prognoza consumului și datele de management al sarcinii vor ajuta și ele în planificarea rețelei și optimizarea operării acesteia;

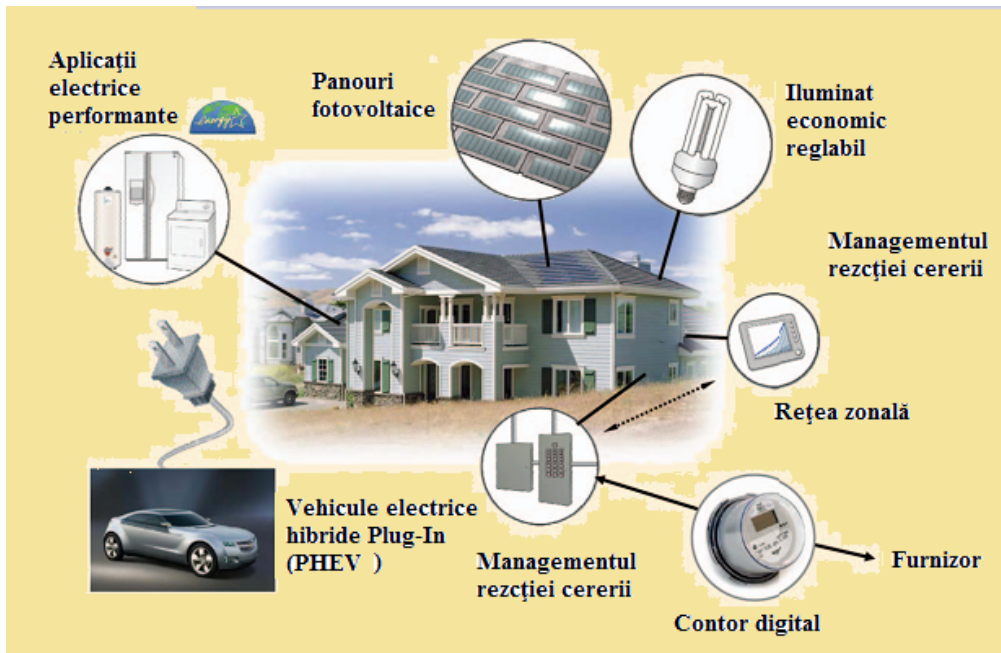


Fig. 2.16. Interfața legată de consumator.

- creșterea numărului de analize și includerea vizualizării au condus la creșterea semnificativă a cantității de date de la elementele de măsură din teren și integrarea cu alte echipamente și ele vor avea nevoie de filtrări avansate și de instrumente adecvate de analiză. Vizualizarea datelor furnizează o viziune detaliată, dar clară a unor mari cantități de date. Filtrarea datelor și vizualizarea vor ajuta la o analiză rapidă a condițiilor rețelei și la îmbunătățirea procesului de luare a deciziilor. Vizualizarea într-un sistem avansat de DMS va ajuta la afișarea precisă și aproape în timp real a performanței rețelei în aproape orice punct selectat la nivel regional sau de sistem. De exemplu, modulul de analize și vizualizare va putea afișa profilul tensiunii prin curbe de contur pe rețea, dar și să monitorizeze și să dea alarme la devierea de la domeniul dorit, sau să evidențieze încărcarea liniilor prin raportare la o limită admisă. Operatorii de sistem și utilizatorii din firme vor beneficia din plin de instrumentele de analiză și vizualizare în operarea zilnică, dar și în planificare;
- integrarea la nivel de firmă este și ea o componentă esențială a arhitecturii rețelei inteligente. Pentru a crește valoarea unei soluții integrate de rețea inteligentă, un sistem avansat DMS va avea nevoie să interfațeze și să partajeze date cu numeroase alte aplicații. De exemplu profitând de avantajele unui AMI cu acoperire extensivă de comunicare de-a lungul sistemului de distribuție și obținând date operaționale de la un punct de consum (ca tensiune, factor de putere și pierderea alimentării) va ajuta la îmbunătățirea managementului ieșirilor din funcțiune și la implementarea și optimizarea IVVC;

- se va impune însă o securitate crescută a comunicațiilor din teren, a interfețelor de aplicație și a accesului utilizatorilor. Sistemul avansat de DMS va trebui să includă servere de securitate a datelor pentru a asigura securitatea comunicațiilor cu echipamentele din teren și a schimbului de date cu alte aplicații. Utilizarea protocoalelor de comunicație bazate pe IP va permite utilizărilor să profite de avantajele soluțiilor comerciale sau de tip open source disponibile pentru securitatea rețelei și interfațarea comunicațiilor.

Rețelele inteligente nu reprezintă un mod de realizare total diferit de cel anterior. Mai degrabă ele reprezintă un mod de a face mai mult cu ceea ce deja există, completând în zonele în care este necesar cu tehnici și echipamente de comunicație de exemplu și obținând mai mult de la instalațiile actuale printr-o mai mare integrare. Trebuie să fie clar că o rețea inteligentă nu este un produs nou de pe raft sau ceva ce se instalează acum și se pune în funcțiune, ci este mai degrabă o soluție integrată între instalații de tip clasic și tehnologii ale epocii comunicațiilor și informatizării. În această idee contribuțiile autorului, dezvoltate în special în capitolele 6 și 7, vin să acopere necesități cuprinse în modulele LM/LE, IVVC și DPF.

2.5. Preocupări recente privind conducerea de la distanță a stațiilor și rețelelor electrice

2.5.1. Experimentarea unei aplicații de tip sistem expert, destinată conducerii de la distanță a stațiilor și rețelelor electrice

Aplicația de tip sistem expert bazată pe limbajul de programare ProcLog care este detaliată în capitolul destinat sistemelor expert, a permis elaborarea și experimentarea unei aplicații destinată conducerii de la distanță a stațiilor și rețelelor electrice.

Experimentarea practică a aplicației de tip sistem expert, sub aspectul conducerii de la distanță a stațiilor electrice, a vizat un grup de cinci stații electrice din cadrul FRE Suceava. S-a pus accent la acel moment pe posibilitatea de comandă de la distanță a echipamentelor de comutație (închidere–deschidere de separatoare conectare deconectare întreruptoare) a stațiilor electrice. Starea echipamentului evidențiată pe displayul operatorului a trebuit să fie în concordanță cu starea echipamentului vizat. La acel moment aplicația nu a putut fi rulată on-line simulându-se numai o funcționare on-line prin preluarea unor informații legate de starea echipamentelor dintr-o bază de date creată pe serverul sistemului. Cu ajutorul limbajului de programare ProcLog a fost posibil definirea următoarelor clase de obiecte (prototipuri).

- sistem care cuprinde ansamblul tuturor stațiilor electrice vizate (Suceava, Rădăuți, Humor, Solca și Frasin);
- stație electrică cu un sistem de bare colectoare – 1BC, cu două bare colectoare 2BC și cu bară de ocolire;
- celula: de linie, transformator de putere, cuplă de ocolire, cuplă transversală, etc.
- întreruptor, separator față de bare, separator de punere la pământ, transformator de măsurare, etc.

Implementarea unui sistem de cinci stații electrice a impus definirea unei clase de obiecte (prototip) *stație globală* a cărei caracteristici sunt comune tuturor stațiilor electrice vizate: Suceava, Rădăuți, Humor, Solca și Frasin.

Finalitatea proiectului a fost aceea că aplicația de conducere a rețelelor electrice bazată pe un suport de decizie furnizat de sistemul expert, a putut fi folosită off-line, ca suport de antrenament pentru dispecerul zonal.

Concluzia experimentării aplicației a fost că la acea dată existau serioase decalaje între posibilitățile software-ului de aplicație și hardware-ul aferent. La momentul dezvoltării aplicației, existau insuficiente echipamente primare capabile să fie coordonate de la distanță, aplicația de conducere de la distanță a stațiilor electrice utilizându-se în consecință off-line și sub forma unui ghid de manevre pentru dispecer.

2.5.2. Retehnologizarea sistemelor secundare a stațiilor electrice

În cadrul TRAPEC SA începând cu anul 2002, a fost depusă o activitate de proiectare-inginerie în contextul general al retehnologizării și modernizării stațiilor electrice, în vederea atingerii standardelor impuse de interconectarea SEN la sistemul electroenergetic reprezentat de UCTE. În acest sens pot fi menționate două importante tipuri de proiecte.

Un prim proiect ce exemplifică această activitate se referă la elaborarea documentației privind cerințele pentru echipamentele destinate măririi gradului de siguranță a instalațiilor aferente unor stații electrice, ca de exemplu Fundeni și București Sud.

În ceea ce privește comanda de la distanță a stațiilor electrice în cadrul tipului de proiect menționat mai sus, s-a urmărit găsirea unor soluții tehnice în condiții impuse și corelarea tipului de proiect cu cerințele altor proiecte în derulare (retehnologizarea stațiilor electrice, realizarea sistemului de comunicații cu fibră optică (OPGW)), prin care vor asigura principalele căi de comunicație cu amplasamentul Fundeni, modernizarea sistemului EMS / SCADA, implementarea sistemului de măsurare pentru piața en-gross (Metering), modernizarea stației de 10 kV din cadrul stației 220/110/10 kV Fundeni (aflată la faza de proiectare) astfel încât să asigure telecomanda și supravegherea stației de la nivelul ierarhic superior de conducere prin dispecer (stație fără personal). Principalele contribuții ale autorului tezei în cadrul acestui tip de proiect au fost aduse la proiectare sistemului de conducere propus care va promova o arhitectură modulară, repartizată la nivel de stație pe trei nivele – respectiv la nivel de proces (echipament primar), la nivel de celulă (în cabinetele de relee) și la nivel de cameră de comandă.

În cadrul proiectului s-au făcut precizări atât cu privire la cerințele tehnice generale, legate de comandă, controlul și protecția circuitelor primare, comunicațiile sistemului SCADA, cât și cu privire la cerințele tehnice specifice, cu privire la arhitectura sistemului comandă–control și protecție.

Comunicațiile de date ale sistemului central de comandă–control și protecții se vor realiza prin intermediul unei rețele de fibră optică. Aceasta va face legătura între echipamentele centrale din camera de comandă și elementele inteligente distribuite la nivelul instalațiilor primare, asigurând transferul mărimilor măsurate, a semnalizărilor și a comenzilor.

Cel de-al doilea tip de proiect, a atins aspecte legate de retehnologizarea sistemelor secundare a stațiilor electrice aferente centralelor hidroelectrice ale Sucursalelor Hidroelectrica. Contribuția proiectului a constat în evaluare exactă a situației reale a sistemelor secundare care urmează să se retehnologizeze, precizarea tipurilor de echipamente secundare moderne cu care urmează să se echipeze stațiile electrice aferente centralelor hidroelectrice și precizarea pașilor necesari a fi parcurși pentru

atingerea unui nivel corespunzător pentru cerințele tehnice și tehnologice privind conducerea stațiilor electrice aferente centralelor hidroelectrice. De asemenea elaborarea caietelor tehnice pentru sistemele de protecție ale tipurilor de stații electrice aferente centralelor electrice identificate, a trebuit să țină seama de echipamentele de protecție existente la nivelul stațiilor electrice aferente centralelor hidroelectrice și de recomandările făcute de grupurile tehnice interne și internaționale (constituite pe această tematică), în ceea ce privește retehnologizarea echipamentelor de protecție din cadrul centralelor hidroelectrice.

Impactul acestei lucrări asupra Sucursalelor Hidroelectrica SA a fost major, constituind prima etapă în direcția înlocuirii protecțiilor clasice (electromagnetice) cu cele moderne (digitale) și crearea posibilității realizării de la distanță a comenzi-controlului și protecțiilor stațiilor electrice.

2.6. Concluzii și contribuții

2.6.1. Concluzii

În cadrul acestui capitol au fost prezentate și analizate o serie de aspecte legate de tematica tezei de doctorat și de conceptul mai larg al rețelei inteligente: structura sistemelor de conducere a rețelelor și sistemelor electroenergetice, cu particularizare în final la rețelele de distribuție, în care tendința actuală este să se prelungească sistemele de management clasice, cu completarea cu o serie tot mai largă de module de analiză.

O atenție aparte s-a acordat identificării stării actuale a implementării de soluții actuale de conducere a rețelelor și sistemelor electroenergetice în sistemul electroenergetic românesc, exemplificându-se printr-o serie de proiecte implementate la diferite niveluri și în diverse faze în special la nivelul rețelei de transport și a stațiilor aferente. Rezultă din cele prezentate necesitatea implementării și la nivelul rețelei de distribuție a sistemelor de management avansate, adaptate condițiilor impuse de mediul concurențial, de necesitatea implementării tehnologiilor de dezvoltare durabilă, dar și a managementului performant în vederea reducerii costurilor, chiar în condițiile creșterii nivelului de performanță al funcționării rețelelor de distribuție și al serviciului de furnizare a energiei electrice.

Proiectele prezentate și analizate, au clarificat o serie de aspecte, uneori chiar și la nivel de detaliu legate de managementul rețelelor și sistemelor electroenergetice, cu precădere la nivelul țării noastre, dar cu inclusiv în ceea ce privește includerea costurilor de penalizare a congestiilor în prețul general al transportului energiei electrice.

Elementele prezentate și concluziile formulate fundamentează cercetările care constituie obiectul capitolelor următoare, în condițiile unei abordări mai bine orientate la nivelul posibilităților oferite de tehnologiile de calcul și de comunicație actuale. Rezultă cu claritate că noile condiții de funcționare ale rețelelor și sistemelor electroenergetice impun implementarea de tehnologii de tip rețea inteligentă până la nivelul rețelei de distribuție și chiar la nivelul platformelor mari de consum. În plus nivelul atins de tehnica din domeniul comunicațiilor și al mijloacelor de calcul permit realizarea unor sisteme de management al rețelelor și sistemelor electrice mult mai avansate decât cele deja implementate deja în momentul trecerii la liberalizarea pieței energiei și la introducerea competiției la nivelul producătorilor și al furnizorilor.

2.6.2. Contribuții originale

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor originale din cadrul acestui capitol:

- prezentarea într-o manieră sistematizată proprie a principalelor tendințe privind conducerea rețelelor și sistemelor electroenergetice;
- analiza critică a unor proiecte aflate în diverse faze de implementare în sistemul electroenergetic românesc;
- evidențierea necesității corelării capacităților de comutație cu volumul datelor preluate din rețelele și sistemele electroenergetice și cu structura și caracteristicile sistemelor de conducere a rețelelor și sistemelor electroenergetice;
- sinteza tendințelor din domeniul sistemelor de conducere avansate a rețelelor de distribuție cu încadrarea în conceptul mult mai larg al rețelelor inteligente.

3. SISTEME EXPERT. PRINCIPII ȘI FUNDAMENTE TEORETICE

3.1. Considerații preliminare

Dintotdeauna omul a fost fascinat de mașinile cu aptitudini comparabile cu ale sale și care reușesc să modeleze și să imite trăsăturile „inteligente” ale omului. Evidentă în acest sens, a fost dorința oamenilor de a crea diverse mecanisme și dispozitive care imită acțiunile și comportarea ființelor vii. Încă din secolul al XVII-lea, s-a reușit atingerea unei precizii ridicate în realizarea mecanismelor de genul ceasurilor, care înglobau angrenaje bazate pe roți mecanice. Acest aspect coroborat cu inventarea noilor surse de energie (turbină cu abur), a declanșat prima revoluție industrială și a generat evoluția către tehnologiile de astăzi bazate pe roboți industriali. Până în secolul XX, în ciuda succesului obținut în controlul dispozitivelor mecanice, majoritatea caracteristicilor umane nu erau încă reproduse de noile mașini, astfel că acestea rămânau cu handicapul lipsei percepției mediului înconjurător, adică „oarbe” și „surde”. Codificarea percepției fizice din mediu a fost posibilă doar după inventarea microfonului, a camerelor de luat vederi, a traductoarelor de presiune și a altor dispozitive similare. În sensul celor menționate, obiectivul fundamental declarat al Inteligenței Artificiale - IA, a constat în emularea caracteristicilor umane (raționament și limbaj) cu ajutorul diverselor mașini.

Încă din antichitate, filozofii au încercat să creeze instrumente formale capabile să efectueze raționamente bazate pe logică. Chiar și în absența calculatoarelor, utilizându-se numai creionul și hârtia, s-au pus bazele disciplinei care astăzi este numită „raționament automat”. De-a lungul secolelor, până la apariția calculatoarelor electronice, au existat încercări de construire a unor modele mecanice, capabile de a realiza raționamente. Acest obiectiv a fost de nerealizat până la apariția calculatorului și a revoluției intelectuale pe care acesta o implică. În acest context, apariția și dezvoltarea de noi tehnologii, a permis progrese importante pentru obiectivul de a imita comportamentul uman, iar invenția calculatorului electronic a oferit o oportunitate inteligenței artificiale.

La început, rolul jucat de calculatoare a fost subestimat, ele fiind considerate foarte utile pentru efectuarea rapidă de calcule intensive. Chiar și după inventarea primelor limbaje de programare, calculatoarele nu furnizau un mecanism de deducție și gândire. Pe măsură ce au intrat în atenția multor domenii de activitate, calculatoarele au fost utilizate și în cadrul sistemelor de prelucrare a simbolurilor. Cercetătorii au realizat faptul că aceste calculatoare erau capabile să simuleze activitățile efectuate de oameni, prin soluționarea diferitelor probleme. În cadrul marilor laboratoare de cercetare, cercetătorii au elaborat pachete de „programe inteligente”, capabile să rezolve problemele, cu ajutorul limbajelor de tip simbolic, prin intermediul calculatoarelor. Un impediment a fost reprezentat de faptul că, pentru rezolvarea unor probleme complexe, era nevoie de resurse importante și pentru moment au existat limitări de natură hardware (putere de procesare și spațiu de memorie). Pasul uriaș a fost realizat la momentul când s-a constatat că dificultatea principală nu constă în performanțele echipamentelor hardware și ale pachetelor de programe, ci îmbunătățirea metodelor de reprezentare și utilizare a cunoștințelor.

3.2. Evoluția domeniului inteligenței artificiale

Domeniul inteligenței artificiale are o tradiție îndelungată, saltul spectaculos producându-se la sfârșitul celui de-al doilea război mondial, când au fost elaborate studii și lucrări de pionierat în domeniile ciberneticii, teoriei comportamentale și programării calculatoarelor. Ideea centrală în cibernetică o constituia principiul conform căruia comportamentul inteligent se baza pe principiul „reacției inverse”, care asigura stabilitatea diverselor sisteme. Deși acesta este valabil în cazul sistemelor fizice, nu se cunoștea o modalitate de generalizare și pentru domeniul Inteligenței Artificiale și din păcate progresele obținute în cibernetică și în teoria comportamentală nu au furnizat instrumentele necesare pentru construirea modelelor de calcul care să simuleze raționamente.

În anul 1956, în cadrul colegiului american de la Dartmouth, a avut loc un seminar la care au participat personalitățile din domeniul Inteligenței Artificiale. Aici a fost propus pentru prima oară termenul de „Inteligență Artificială” de savantul american John McCarthy. Acest seminar a acționat ca un catalizator pentru cercetătorii din domeniul Inteligenței Artificiale și a exercitat un impact uriaș asupra cercetătorilor pentru următorii 20 ani. În acest context a fost prezentat sistemul denumit „Logic Theorist”, care era capabil să demonstreze teoreme prin intermediul logicii matematice, în lucrarea „Principia Mathematica”, scrisă de Whitehead și Russell, lucrare care a validat fundamentele matematice și a contribuit la evoluția teoriei aferente sistemelor de calcul. În acest sens, capacitatea acestui sistem de a demonstra teoreme a constituit un veritabil semn de „înțelepciune”.

Un alt pas important în dezvoltarea sistemelor expert, l-a constituit elaborarea și dezvoltarea de către savantul american Newell a unui Sistem Universal de Rezolvare a Problemelor (General Problem Solver - GPS), cu obiectivul declarat de realizare a unui model general de soluționare a problemelor, care să poată fi utilizat în mai multe aplicații. Acest sistem se baza pe utilizarea tehnicilor euristice, problema fiind descrisă cu ajutorul unei colecții de obiective și metode, care operează asupra diverselor stări prin intermediul unui set de operatori. O dificultate majoră a acestui sistem era reprezentat de faptul că, necesita specificații complete pentru stările și operatorii problemei. Deficiența majoră era aceea că, deși era proiectat ca un sistem universal de raționament, depindea de abilitatea programatorului pentru a realiza o reprezentare potrivită a unei anumite probleme. Din dezvoltarea acestui sistem s-au tras o concluzie importantă: concentrarea asupra unui task limitat și utilizarea cunoștințelor dintr-un domeniu specific, în detrimentul aplicării unor strategii universale de rezolvare a unor probleme vizând mai multe domenii.

Domeniul Inteligențe Artificiale - IA s-a maturizat la momentul când s-a realizat că nu este posibil soluționarea tuturor problemelor omeniirii cu ajutorul unui raționament universal, ci prin mai multe raționamente adecvate problemelor specifice. Aceste tehnici au fost denumite Sisteme Expert -SE (Expert Systems), capabile să execute task-uri (funcțiuni) specifice într-o manieră similară experților umani.

DENDRAL primul sistem expert (realizat de Lindsay, Buchanan, Feigenbaum și Lederberg, în anul 1980, în domeniul chimiei), a fost creat în momentul în care cercetătorii din domeniul Inteligenței Artificiale lucrau la realizarea unei mașini universale de raționament. Deosebirea față de celelalte sisteme a constat în faptul că, pentru a executa un anumit task, într-un domeniu foarte restrâns de expertiză, se achiziționa cunoștințele în mod direct de la expertul uman.

Un alt pas important, a fost realizarea sistemului MYCIN, care a fost construit tot în cadrul Universității din Stanford, California, SUA și care utiliza reguli în procesul de reprezentare a cunoștințelor. Acest sistem acționa pe post de consultant, diagnosticând infecțiile produse de bacterii și recomandând tratamente eficiente de combatere a lor.

Prin punerea în evidență a faptului că tehnicile euristice, care efectuau operații de parcurgere a unor arbori masivi pentru soluționarea unor probleme, nu sunt la fel de eficiente ca operația de structurare a cunoștințelor și de construire a unor seturi reduse de posibilități, s-a pus în evidență diferențierea netă a sistemelor expert față de alte tehnici de inteligență artificială.

În ideea de a imagina mecanismul subtil de raționament al minții umane, studiile publicate au relevat faptul că memoria umană este organizată sub forma a cel puțin două mecanisme separate de stocare: memoria pe termen lung (care înmagazinează fapte și structuri într-o perioadă de timp) și memoria pe termen scurt (cu o natură tranzitorie, în care informațiile sunt reținute pentru scurt timp și care, dacă nu vor fi transferate în memoria pe termen lung se vor pierde). Acest tip de comportament semnaleză faptul că oamenii își structurează cunoștințele în categorii, după anumite criterii (în raport de obiecte și proprietățile aferente).

În domeniul energetic, anul 1980 marchează primele realizări în cadrul unui proiect american coordonat de EPRI (Electric Power Research Institute), urmat apoi de NPPC (Nuclear Power Plant Consultant) - consultant în asistarea operațiilor din centralele nucleare pentru stabilirea cauzelor unor avarii (1982, Georgia Institute of Technology), REACTOR - pentru diagnosticarea accidentelor într-un reactor nuclear (1982, EG and Idaho).

În domeniul rețelelor electrice, în anul 1983 se realizează primul sistem expert pentru reconstituirea stării unui sistem electric după o avarie, urmat apoi în 1986 de sistemele expert pentru asistarea deciziilor în controlul tensiunii și puterii reactive și pentru diagnosticarea defectelor în rețelele electrice pe baza informațiilor referitoare la funcționarea protecțiilor prin rele.

În prezent, sistemele expert - SE sunt asociate cu procesele de reprezentare a cunoștințelor și de efectuare a raționamentelor. Introducerea și extinderea acestor sisteme conducând la apariția de noi subdomenii: achiziționarea cunoștințelor, care reprezintă o formă specializată de învățare, în care cunoștințele sunt achiziționate (în mod direct) de la expert; învățarea supervizată, rezolvarea distribuită a problemelor, planificarea și prognoza.

3.3. Sisteme expert

Sistemele expert sunt sisteme logice informatice care sunt capabile de a furniza pentru o problemă particulară, un sfat egal în calitate cu cel ce ar putea fi dat de un expert uman recunoscut. Sistemele expert sunt indicate pentru rezolvarea unor probleme care implică luarea de decizii bazate pe strategii, reguli, logică, raționamente euristice.

Necesitatea utilizării sistemelor expert este condiționat de mai mulți factori:

- complexitatea problemei de rezolvat;
- reproductibilitatea și stabilitatea expertizei dată de un sistem expert raportată la subiectivitatea cu care reacționează un expert uman (oboseală, stres etc.);
- ușurința cu care se pot transfera, acumula și reproduce cunoștințele;
- viteza de soluționare a problemelor complexe a căror rezolvare pe cale algoritmică este prohibitivă din punct de vedere al timpului de calcul.

Performanțele sistemelor expert depind de corectitudinea și volumul cunoștințelor pe care acesta le posedă și de calitatea mecanismelor care îi permit sistemului expert să opereze cu aceste cunoștințe pentru a deduce concluzii valide.

Vizând sistemele expert, literatura de specialitate cunoaște o multitudine de definiții, rezultate din experiența utilizatorilor sau având un caracter general și proveniența academică.

O definiție didactică pentru un sistem expert, poate fi considerată cea dată de profesorul Edward Feigenbaum de la Universitatea Stanford - USA: „... un program inteligent care utilizează cunoștințe, fapte și tehnici de raționare pentru a rezolva probleme care în mod normal necesită cunoștințele experților umani”.

În contextul rețelelor electrice potențialii utilizatori ai sistemelor expert sunt considerați „specialiștii din zona de exploatare, supraveghere și control a rețelelor electrice”. În acest sens, cele mai importante avantaje pot fi obținute de către următoarele tipuri de utilizatori:

- a) operatorii de dispecerate și centre ale rețelelor electrice;
- b) operatorii de planificare care conduc și planifică exploatarea rețelei și producția;
- c) managerul departamentului de exploatare, responsabil pentru activități economice și de siguranță a sistemului electroenergetic. El este un important utilizator al cunoștințelor despre comportarea sistemului electroenergetic și al calculului de siguranță, economicitate, impact asupra mediului, etc.

Acești potențiali utilizatori enumerați au responsabilități în exploatare cu consecințe vizând costuri, siguranța în exploatare și impact asupra mediului. În acest context nu sunt permise experimentări motiv pentru care atitudinea lor este una de rezervare față de noile tehnologii IA.

Din aceste motive, definiția citată anterior nu este descriptivă și convingătoare în special pentru operatorii din centrele de dispecer. Pentru aceștia, este mai relevant poate, să se definească ce fac efectiv, decât ceea ce sunt sistemele expert [Son1995]. În concordanță cu cele subliniate, poate fi considerată următoarea definiție:

„Un sistem expert este un program informatic care este dezvoltat, pentru a furniza, expertiza, asemănătoare celei făcute de un expert uman, într-un domeniu precis delimitat (de exemplu în EMS, el poate furniza expertiza și sfatul în zona de restaurare a stării normale de funcționare a rețelelor electrice, sau pentru planificarea exploatării)”.

3.3.1. Caracteristicile și arhitectura unui sistem expert

Cercetările în domeniul sistemelor expert se bazează pe ipoteza conform căreia, orice proces decizional poate fi modelat conform unor reguli analitice și formale. Prin urmare, putem defini sistemul expert ca „un program capabil să reproducă raționamentele umane”.

Diferența dintre informația clasică și sistemele expert este pusă în evidență de distincția dintre limbajele de programare algoritmice și cele declarative. Abordarea algoritmică cuprinde într-un tot nediferențiat elemente de logică necesare rezolvării problemei, proprietățile specifice obiectelor studiate (funcții) și parametri specifici. O abordare interesantă a realizării programelor de calcul este dată în 1962 de E. Feigenbaum care propune separarea mecanismelor logice, definite într-o manieră riguroasă și care au caracter general putându-se aplica oricărei probleme, funcție de proprietățile și parametrii fiecărui obiect analizat. Acest mod de formulare a problemei poartă numele de „abordare declarativă”. Abordarea declarativă a adoptat, înscrierea programelor de aplicații, separarea logică a modelelor specifice fiecărui obiect, de parametrii care intervin în aceste modele de calcul (constante fizice, variabile).

Metodele de rezolvare a problemelor folosite în multe din sistemele înzestrate cu inteligență artificială nu sunt proceduri matematice, ci tehnici de raționament calitative sau euristice (care leagă elemente prin reguli de judecată, sau prin legi și definiții teoretice).

În acest context, diferențele dintre sistemele expert și programele analitice sunt:

- „transparența” tuturor operațiilor logice și matematice utilizate la găsirea unui răspuns pentru orice utilizator;
- algoritmul de căutare, denumit motor de inferență, nu mai este de tip iterativ, ca în cazul programelor analitice, ci de tip convergent;
- criteriile de selectare a datelor la utilizarea acestora, se bazează pe cunoștințe acumulate, independente de algoritmul de rezolvare utilizat;
- conceperea unui sistem expert este un proces linear, realizat iterativ prin discuții repetate cu experți în domeniu, pentru dezvoltarea bazei de cunoștințe;
- posibilitatea de a fi deparatate cu ușurință, în contextul existenței unei delimitări nete între elementele componente: reguli, bază de cunoștințe, motor de inferență.

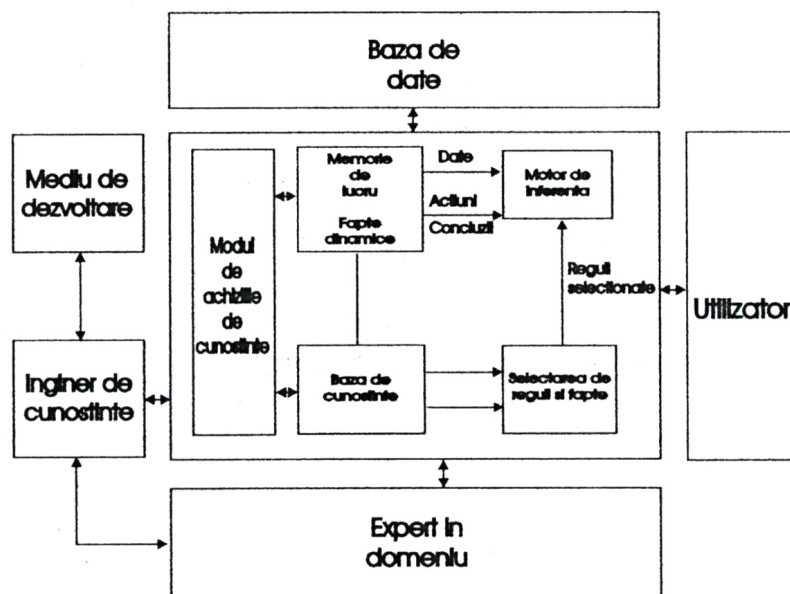


Fig. 3.1. Arhitectura unui sistem expert.

În general, arhitectura unui sistem expert cuprinde următoarele module: baza de cunoștințe, baza de date, motorul de inferență, modul de achiziționare de cunoștințe, interfața cu inginerul de aplicație, inginerul de cunoștințe și cu utilizatorul [Eremia2001], [Cârțină1994].

În teoria sistemelor expert se operează cu următoarele noțiuni:

Baza de cunoștințe formată din baza de reguli și baza de fapte. Baza de cunoștințe cuprinde o colecție de cunoștințe relevante despre un anumit domeniu. În aceasta sunt datele care caracterizează o anumită problemă. Baza de cunoștințe este separată conform principiului introdus de E. Feigebaum, de motorul de inferență care conține elementele logice generate necesare identificării soluțiilor.

Date, fapte reprezintă mulțimea parametrilor care individualizează o problemă supusă rezolvării. Faptele pot fi atât date primare care caracterizează o anumită stare inițială, cât și date rezultate în urma corelării datelor inițiale.

Faptele reprezintă partea dinamică a bazei de cunoștințe și au rolul de a reprezenta starea obiectelor la un moment dat.

Regula este o proprietate specifică obiectului analizat sau problemei care se rezolvă. Regulele pot fi funcții matematice sau pot fi reprezentate într-o structură binom. Reprezentarea cunoștințelor sub forma de reguli se realizează astfel:

<partea de condiție> → <partea de acțiune>

Partea de condiție, denumită și premisă, este constituită din propoziții logice ce trebuie să fie verificate pentru ca regula să poată fi aplicată. Partea acțiunii poate corespunde declanșării unei concluzii sau unei noi ipoteze.

Regulile se referă la operațiile care pot fi efectuate asupra obiectelor conținute în baza de date și care se modifică rar și pot fi interpretate de maniera:

DACĂ <precondiție> ATUNCI <concluzie> (3.1)

unde:

- condiția definește valorile datelor, faptelor, care fac ca regula să fie potențial aplicabilă. Îndeplinirea premisei este condiția de activare a acesteia;
- concluzia reprezintă valori ale rezultatului. Acest rezultat poate corespunde declanșării unei concluzii sau a unei noi ipoteze.

În concordanță cu afirmațiile de mai sus se poate spune că: **sistemele expert sunt aplicații care utilizează o structură de reguli aplicate asupra unui set de date, fapte primare, sub coordonarea unei structuri de control bazată pe formalisme logice universal valabile pentru a deriva un rezultat credibil.**

Baza de reguli

Baza de reguli este una dintre cele două componente ale bazei de cunoștințe. O bază de reguli trebuie să fie un ansamblu complet și necontradictoriu de cunoștințe necesare rezolvării unei probleme. Regulile se referă la operațiile ce pot fi efectuate asupra obiectelor conținute în baza de date. Odată ce cunoștințele sunt introduse sub forma de reguli, acestea rămân neschimbate pe toată perioada funcționării sistemului. Ele reprezintă deci cunoștințele permanente.

Baza de fapte

Baza de fapte este ansamblul parametrilor care determină o soluție a problemei. Schimbarea unuia sau a mai multor parametri conduce în cele mai multe cazuri la soluții diferite. Baza de fapte este actualizată permanent prin introducerea de noi date de intrare și prin generarea de fapte noi derivate la aplicarea regulilor din baza de reguli asupra faptelor existente (deci pe măsură ce stările obiectelor cărora le sunt asociate se schimbă). Baza de date constituie partea dinamică a bazei de cunoștințe, ea conținând informații relative la domeniul de aplicație studiat. Faptele sunt date normale de tip închis-deschis pentru un echipament de comutație, sau un echipament este / nu este în plaja normală de valori de funcționare.

Faptele au o reprezentare de forma:

<Obiect>, <Relație>, <Valoare>

unde: <Obiect> reprezintă o unitate de echipament (întreruptor, separator etc.) a cărei stare poate fi stabilită printr-o semnalizare, verificare sau deducție logică; <Relație> corespunde unei relații între obiectele sau între obiecte și diferite stări în care se pot afla acestea; < Valoare> starea pe care o poate lua un obiect sursă.

În funcție de domeniul de aplicare, sistemele expert au la dispoziție un anumit număr de fapte referitoare la domeniul respectiv, fapte ce descriu stări sau oferă informații de tip cantitativ. O parte din datele din baza de fapte sunt introduse prin dialogul facilitat de interfețele om-mașină, iar o altă parte dinamic, ca urmare a procesului de inferență care poate schimba configurația bazei de cunoștințe.

Prin analogie cu programele convenționale, se poate spune că, faptele reprezintă datele problemei. Alături de unele date numerice aferente modelului problemei abordate, în arhitectura sistemelor expert faptele constituie baza de date.

Pentru că sistemele electrice necesită și o mare cantitate de cunoștințe procedurale, în prezent sisteme expert dezvoltate, folosesc pe lângă cunoștințele declarative și cunoștințe procedurale. Astfel se dezvoltă o funcție nouă și anume sistemul de tip consilier. Acesta este un software care ajută pe operatori în luarea deciziilor prin folosirea cunoștințelor declarative și procedurale și a mecanismelor corespunzătoare de rezolvare a problemelor. O formă foarte simplă constă în folosirea a două niveluri: un nivel superior pentru aplicarea cunoștințelor declarative sub forma regulilor și faptelor și un nivel inferior pentru cunoștințele procedurale sub forma modelelor matematice ce descriu relațiile cauzale.

Alte module

Modulul de achiziție de cunoștințe realizează transferul de cunoștințe de la anumite surse către sistemul expert. Expertiza din domeniu care trebuie să fie transferată unui SE în baza sa de cunoștințe este o colecție de definiții, relații, fapte specializate, euristici, proceduri, strategii și ipoteze.

Acțiunea propriu-zisă de achiziționare a cunoștințelor se realizează prin chestionarea experților umani, obținându-se astfel informații despre:

- experiența personală dobândită prin rezolvarea unor probleme întâlnite;
- metode personale și / sau tipuri de expertize pentru problema studiată;
- cunoașterea personală a motivelor care permit alegerea unor metode sau unei expertize pentru o problema dată;

Extragerea cunoștințelor de la un expert uman cu ajutorul unor mijloace specifice sau prin metoda interviurilor este un proces eterogen. Achiziția cu ajutorul unor tehnici de achiziție de cunoștințe de la experții umani și convertirea acestora cu ajutorul unor tehnici de reprezentare a cunoștințelor în baza de cunoștințe se numește ingineria cunoașterii. Pe tot parcursul acestui proces inginerul de cunoștințe conlucrează cu expertul în domeniu. Inginerul de cunoștințe este un specialist în calculatoare cu suficientă experiență în construirea practică a sistemelor expert.

Mașinile inteligente sunt acelea care au capacitatea software de a învăța din experiența umană, prin exemple produse cu ajutorul unor scenarii repetitive, pentru dezvoltarea abilității sau cunoștințele într-un anumit domeniu.

Tehnicile implicate în definiția paradigmei care sintetizează relația între controlul datelor de intrare ale procesului și răspunsurile măsurate de acestea, se numesc strategii de control și pot fi clasificate astfel:

- analitice, includ metodele analitice sub forma indexată comparativă a performanțelor;
- clasificarea semnalelor, recunoașterea formelor etc.;
- reguli de inferență, cuprind aplicarea tehnicilor de învățare prin inducție și generalizare.

Aceste tehnici pot fi atât reguli de inferență cât și metode bazate pe logică Fuzzy.

- rețele neuronale, prin definiție folosesc ambele strategii de învățare supervizată și nesupervizată;
- algoritme genetice, se bazează pe conceptul de strategii de control care sunt dezvoltate în concordanță cu clasicele principii de evoluție „supraviețuiește cel mai adaptat”;
- sisteme hibride, o combinație a tehnicilor enumerate mai sus, pentru controlul acțiunilor specifice.

Instrumente de ingineria a cunoștințelor - generatoarele de sisteme expert - automatizează procesul de achiziție a cunoștințelor. Dacă se dispune de un astfel de instrument, un expert într-un domeniu bine precizat poate dezvolta un sistem expert fără a fi necesară prezența inginerului de cunoștințe. Un alt avantaj în utilizarea instrumentelor de inginerie a cunoștințelor îl reprezintă obținerea rapidă a unui prototip de SE.

Din punct de vedere software, se dorește că partea de achiziție de cunoștințe din SE să fie cât mai simplă, rezumându-se uneori la caracteristicile unui editor cu ajutorul căruia cunoștințele pot fi introduse sau modificate chiar de către operatorul de dispecer, într-o forma acceptabilă pentru limbajul de programare în care este implementat SE.

Modulul de interfață cu utilizatorul, este partea de program care permite utilizatorului să pună întrebări sistemului expert, să introducă noi informații sau să primească diferite recomandări de la acesta. Aprecierea utilizatorului asupra unui sistem expert depinde în mare măsură de compatibilitatea informațiilor oferite de modulul de reprezentare a informațiilor aferent sistemului expert, cu modelul deja conturat în mintea utilizatorului despre problema care se rezolvă.

Utilizatorul este considerat în interacțiune naturală cu calculatorul. Acest calculator trebuie să se adapteze la diferite moduri de comunicare. Aceasta face în mod clar să apară o problemă de rezolvare într-un univers spațio-temporar a modurilor de comunicare și o interpretare mai complexă a evenimentelor specifice acestei interacțiuni, care necesită conceperea de noi interfețe, atât pentru gestionarea evenimentelor, cât și pentru interpretarea lor în cadrul unui dialog. De asemenea, aceste interfețe ridică noi probleme de ergonomie cognitivă, deoarece sunt furnizate utilizatorului mai multe moduri de comunicare și de expresie. Aceste lucruri nu pot fi realizate decât printr-o interfață inteligentă care poate să reacționeze în mod anticipativ, asistând în mod cooperant aplicația propriu-zisă și utilizatorul.

Modulul explicativ, un sistem expert trebuie, să aibă capacitatea de a furniza explicații operatorului în legătură cu raționamentul folosit, pentru a ajunge la o anumită recomandare sau decizie. Cu cât sunt mai explicit reprezentate cunoștințele în baza de cunoștințe, cu atât mai eficient este procesul explicativ, cunoștințele fiind elemente fundamentale.

Motorul de inferență

Motorul de inferență este un program general care implementează mecanismul prin care se construiesc raționamentele. Motorul de inferență prelucrează cunoștințele și datele pe baza acestor raționamente, folosind diferite procedee [Eremia2001].

Motorul de inferență conține principiile de căutare și selectare a regulilor potențial aplicabile și care permit combinarea acestor reguli (ordinea în care regulile sunt aplicate, prioritățile, legi specii de combinare logică, detectarea condițiilor de oprire în procesul de derivare al concluziilor). Motorul de inferență, după cum îl indică numele, este partea sistemului expert care generează răspunsurile la problemele puse. El constituie mecanismul de raționament însărcinat să exploateze regulile. Motorul accede la reguli și efectuează asociațiile și conexiunile necesare pentru a propune o concluzie problemei analizate. Tipul și numărul de reguli nu afectează maniera în care motorul de inferență funcționează. Este posibil să se modifice, să se adauge sau să se suprimă reguli, fără a afecta funcționarea motorului de inferență.

Motorul de inferență este elementul efectiv de prelucrare în sistemele expert, care pornind de la fapte (datele de intrare ale problemei), acționează reguli corespunzătoare din baza de cunoștințe, efectuând asociații și legături necesare într-o manieră de a propune soluția la problema pusă .

Motoarele de inferență funcționează având dată o stare a bazei de fapte, în care să poată fi recunoscute care sunt regulile aplicabile. Operația de recunoaștere a regulilor aplicabile se numește **filtrare** (Pattern Matching). Filtrarea este o operație destul de lungă, pentru care un număr mare de sisteme, recurg la operații de preselecție a regulilor ce urmează să fie filtrate luând în considerare mai întâi o submulțime de reguli și apoi selectează regulile aplicabile din această submulțime. Această operație de preselecție a regulilor înaintea filtrării se numește restricționare.

Reprezentarea cunoștințelor în forma arborescentă ușurează realizarea procedurală a operațiilor logice. O astfel de abordare pornește de la definiția generală a unui graf identificat cu „o mulțime de noduri și arce orientate”. În teoria sistemelor expert nodurile sunt fapte și pot fi de tip AND (SI), respectiv de tip OR (SAU), iar arcele reprezintă reguli [Eremia2001]. În sistemele expert grafurile utilizate sunt de tip particular, „arborescente”. Arborescența este un graf în care există un singur nod origine, sau rădăcină, iar două ramificații ale unui nod nu se poate întâlni în alt nod. Pentru un graf de tip arborescentă se definește „adâncimea” ca fiind distanța între un nod și rădăcină fig. 3.2.

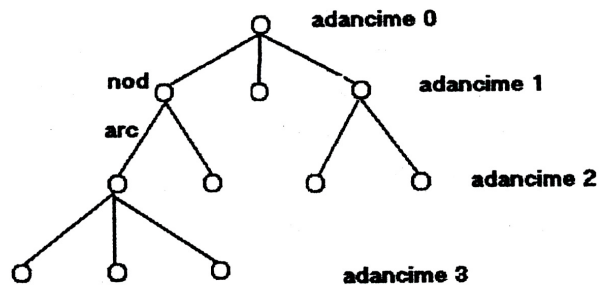


Fig. 3.2.Reprezentarea cunoștințelor prin arborescențe.

Procesul de inferență poate fi vizualizat ca un drum de-a lungul arcelor arborelui cu observația că pentru a trece dintr-un nod și trebuie parcurse toate arcele legate între ele prin nodul SI. Diferitele procedee sau mecanisme de inferență traversează acest arbore de decizie în sensuri diferite, căutarea fiind înainte sau înapoi.

Conceptul de căutare este esențial în programele de inteligență artificială. Tehnicile de căutare și optimizare construiesc scenarii ale stărilor posibile și caută soluția în spațiul acestor stări. Numărul stărilor posibile însă, poate deveni prohibitiv, iar tehnicile de căutare trebuie să țină cont de acest lucru. Pentru excluderea folosirii căutării exhaustive, s-a ajuns la dezvoltarea de algoritme de căutare eficiente, care urmăresc:

- construirea de arbori de căutare mai mici, prin construirea a mai puține scenarii, cu care să înceapă procesul de căutare;
- căutarea doar într-o anumită parte a arborelui de căutare, după anumite criterii, rezultând mai puține scenarii construite.

3.3.2. Mecanisme de inferență

Inferența este definită ca fiind abilitatea de a deriva concluzii valide, pornind de la premise valide. Modalitățile de a raționa sau de a analiza situațiile complexe sunt numeroase, dar pot fi împărțite în două categorii:

- *Deductia* care permite să se obțină concluzii plecând de la reguli ale căror premise sunt verificate;
- *Inductia* care permite să se obțină concluzii plecând de la observații parțiale, determinate adesea de scheme predefinite. Inducția implică compararea situațiilor asemănătoare, iar elementelor nedeterminate din situația studiată li se atribuie valoarea pe care o au în situația de referință. Inducția este raționamentul prin analogie.

Sistemele expert concentrează totalitatea mecanismelor de inferență în motorul de inferență. Mecanismele de inferență implementate în diverse sisteme expert sunt

extrem de variate. Cele mai bine structurate motoare de inferență se bazează pe sistemul coerent de raționamente pus la dispoziție de logica propozițiilor sau de logica predicatelor.

3.3.3. Ciclul de bază al motorului de inferență

Motorul de inferență construiește dinamic raționamentele alegând reguli ce urmează să fie declanșate și stabilește ordinea de înlănțuire a acestora, pe baza informațiilor din baza de cunoștințe [Eremia2001]. Indiferent de raționamentul utilizat, ciclul de bază al unui motor de inferență comportă patru etape: selecția, filtrarea, rezolvarea conflictelor și execuția propriu-zisă (declanșarea regulilor alese).

Selecția: în această etapă se extrag din baza de reguli și din baza de fapte elementele care caracterizează subdomeniul de rezolvare a problemei: altfel spus, se constituie o partiție a bazei de cunoștințe, care va scurta timpul de căutare pentru etapa următoare. Această fază este necesară atunci când baza de cunoștințe este mare, încercând să acopere mai multe domenii ale cunoașterii.

Filtrarea: constă în compararea premiselor regulilor selecționate anterior cu faptele ce caracterizează problema de rezolvat, pentru a determina submulțimea regulilor declanșabile. În urma acestei etape pot rezulta una, mai multe, sau nici o regulă declanșabilă. Dacă nu rezultă nici o regulă declanșabilă, înseamnă că suntem într-o situație de eșec, pe care sistemul expert trebuie să o semnaleze sau în care, utilizatorul trebuie să răspundă la o serie de întrebări pe care i le pune SE în scopul completării datelor problemei.

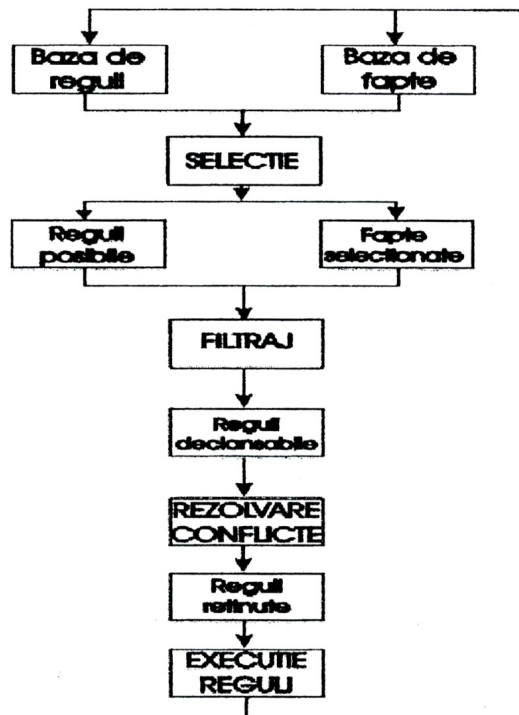


Fig. 3.3. Ciclul de bază al unui motor de inferență.

Rezolvarea conflictelor: este necesară atunci când din etapa de filtrat au rezultat mai multe reguli declanșabile și trebuie aleasă una pentru a fi executată. Printre criteriile de alegere care pot fi utilizate în această etapă se amintesc: prima regulă din listă; regula cu cel mai mare număr de fapte în premisă; regula cea mai des utilizată etc. Această alegere condiționează performanțele motorului de inferență a SE, care va găsi mai rapid sau mai lent soluția problemei. Este dificil de indicat unul sau altul din criterii, deoarece această alegere depinde de contextul în care se găsește baza de cunoștințe în momentul respectiv.

Execuția regulii alese constă în adăugarea uneia sau mai multor fapte în „baza de fapte”. Este posibil, ca în această etapă să se facă apel la proceduri externe (acces la baze de date sau la procesoarele de tabele) sau la întrebările puse utilizatorului. Pentru rezolvarea unei probleme, motorul de inferențe execută mai multe cicluri de bază și se oprește în funcție de modul de raționament utilizat.

3.3.4. Reprezentarea cunoștințelor

Experiența umană se bazează cel mai adesea pe exploatarea unei mase importante de fapte, de experiențe sau de cunoștințe mai mult sau mai puțin specifice unui domeniu particular. Un domeniu fundamental al cercetării în inteligența artificială constă în punerea la punct a acelor mecanisme de formalizare ce permit crearea de sisteme având la bază cunoștințele. În cele ce urmează se va face o prezentare succintă a conceptelor de bază utilizate pentru reprezentarea cunoștințelor (reguli și fapte):

- regulile de producție;
- structurile obiect;
- logica formală;
- proceduri.

Regulile de producție

O regulă de producție este o parte a cunoștințelor reprezentată în conformitate cu relația (2.1). Partea de condiție, denumită și premisă, este constituită din propoziții logice care trebuie să fie verificate pentru ca regula să poată fi aplicată. Partea de concluzie poate corespunde declanșării unei acțiuni sau a unei noi ipoteze.

Principalele avantaje ale reprezentării cunoștințelor sub forma de reguli sunt următoarele:

- modularitate în reprezentarea cunoștințelor, astfel fiecare regulă poate fi considerată ca o entitate structurală independentă de celelalte;
- modularitate în realizarea formalismului de realizare a inferenței pentru rezolvarea problemei. Pentru rezolvarea unei probleme studiate, regulile pot fi privite ca un ansamblu de constituenți elementari, ansamblu care reunește aceste reguli într-o anumită ordine;
- caracterul natural de exprimare, modul în care sunt dezvoltate regulile se apropie foarte mult de modul în care sunt formulate și structurate cunoștințele experților umani.

Dintre dezavantaje se pot enumera:

- ordinea în care sunt aplicate regulile potențial aplicabile influențează concluzia obținută;
- testarea în mod sistematic a tuturor regulilor pentru identificarea celor care pot fi aplicate este o operație consumatoare de timp, consecință a modularității oferite de structura de reguli. De aici rezultă imposibilitatea de a prevedea o desfășurare optimă pentru o secvență de acțiuni.

Structuri de obiecte

Structurarea pe obiecte a fost introdusă de către Minsky. Acesta formulează într-un articol din anul 1975 ideea că, ansamblului informărilor disponibile pentru un obiect (fapte și reguli) să fie grupate într-un obiect numit cadru („frame” în limba engleză).

Într-un cadru sunt regrupate într-o manieră structurată cunoștințe relative la un obiect fizic. El cuprinde un ansamblu de atribute standard care corespund fiecare în parte cu noțiunea asociată conceptului descris. Caracteristica esențială a cadrelor o reprezintă existența unor metode pentru determinarea valorii fiecărui atribut. Fiecare dintre atribute poate avea o valoare prin definiție, un interval de variație, un ansamblu de valori posibile sau de proceduri care indică sistemului acțiunile de efectuat pentru a determina starea sau valorile atributelor.

O particularizare a atributelor specifice unui cadru poartă numele de „**obiect**”.

O dezvoltare a acestui concept este aceea de a construi ierarhii formate din structuri care grupează informațiile despre obiecte. Într-o astfel de ierarhie, o structură moștenește atributele predecesorilor și le completează cu atribute noi. Unele dintre atribute pot fi redefinite în structurile succesoare. Cu ajutorul unui formalism ierarhizat moștenirea proprietăților asigură transmiterea unui concept fiecăruia dintre succesorii unui obiect. Totalitatea tuturor cadrelor care sunt într-o legătură ierarhică bazată pe moștenirea proprietăților se numește „**clasă**”.

Principalele avantaje ale reprezentării cunoștințelor sub forma de obiecte sunt următoarele:

- organizarea faptelor și a conceptelor sub formă de obiecte, oferă o claritate și o coerență la nivelul memorării informațiilor;
- mecanismele de moștenire conduc la o economie din punct de vedere al cantității de informații necesare a fi stocate.

Dezavantajul utilizării structurării cunoștințelor sub formă de obiecte este faptul că structura folosită pentru memorarea obiectului este rigidă și nu permite tratarea altor date decât a celor prevăzute.

Logica formală

Logica formală a fost una dintre primele instrumente de analiză folosite în cadrul inteligenței artificiale. Logica matematică este structurată pe următoarele domenii principale:

- calculul propozițiilor - care studiază legăturile între propoziții fără a ține seama de structura internă a acestora;
- calculul predicatelor (logica propozițiilor de ordinul întâi) – care studiază legăturile între afirmații relative la una sau mai multe variabile dintr-un domeniu de definiție.
Afirmațiile au proprietatea că, sunt adevărate numai pentru valori specifice ale variabilelor, aceste afirmații purtând numele de predicate;
- în ultima jumătate de secol a apărut ca o dezvoltare a logicii predicatelor, logica cu mai multe grade de adevăr.

Se poate defini logica propozițiilor ca un limbaj formal care conține un alfabet, reguli de sintaxă, axiome și o regulă de deducție. Pentru a interpreta acest limbaj se impune să se considere că **fiecare propoziție (A, B, C ...) este o afirmație care ia una dintre valoarea adevărat=1 sau fals=0**. Operațiile cu propoziții sunt realizate prin intermediul unor operatori logici.

Principalii operatori logici sunt:

- negația -;
- conjuncția ^;
- disjuncția v;
- disjuncția exclusivă V;
- implicația →;
- echivalența ↔.

Logica propozițiilor de ordinul întâi este un limbaj formal mai complex decât logica propozițiilor. Cu ajutorul logicii propozițiilor de ordinul întâi, se urmărește remedierea insuficiențelor logicii propozițiilor, care nu permite tratarea unor ansambluri de elemente. Ea introduce o nouă noțiune, predicatul. Un predicat este o afirmație relativă la una sau mai multe variabile care are proprietatea ca, pentru valori specificate ale variabilelor este adevărată sau falsă. Pentru un predicat trebuie definite domeniul de definiție și domeniul de adevăr care reprezintă domeniul de valori pentru care se satisface condiția cerută de predicat.

$$P(x):P \quad (3.2)$$

$$A=\{X|X \in P \cap P(X)\}$$

Pe baza unui predicat pot fi construite mai multe propoziții asociind proprietatea specifică predicatului fiecăreia dintre valorile domeniului de definiție. Această operație poartă numele de particularizarea predicatului.

Logica cu mai multe valori de adevăr constituie o extensie a logicii predicatelor. Această logică permite tratarea inexactităților prezente în cunoștințele utilizate de către experți umani dintr-un anumit domeniu. Din punct de vedere matematic, ea caracterizează condițiile și gradul de apartenență ale unui obiect la un grup. Spre deosebire de logica bivalentă, unde gradul de apartenență al unui obiect la grup poate avea doar două valori, în cazul logicii cu mai multe valori de adevăr, acesta poate avea orice valoare reală cuprinsă în intervalul $[0,1]$.

Utilizarea logicii formale în reprezentarea cunoștințelor oferă două avantaje:

- se dispune de o formalizare teoretică coerentă și verificată;
- acest mod de reprezentare a cunoștințelor corespunde adesea modului natural de exprimare psihică.

Proceduri

Comportamentul procedural într-un sistem expert se raportează la utilizarea de proceduri clasice algoritmice. Particularitatea utilizării reprezentării procedurale într-un sistem expert rezidă în modul de declanșare al procedurii care poate fi de origine diversă:

- modificarea valorii unui atribut poate impune declanșarea unei proceduri;
- structură de control e însărcinată în permanență cu declanșarea unei proceduri în momentul când o condiție este verificată.

Numeroase sisteme expert prezintă o structură mixtă ce cuprinde și o parte algoritmică. Această reprezentare mixtă a cunoștințelor este adecvată folosirii modelelor matematice care descriu comportarea obiectelor printr-o abordare bazată pe procesarea cunoștințelor, specifică modului de raționament uman. Reprezentările procedurale introduc în sistemele expert o rigiditate ce are drept consecință o reducere a modularității și supleții acestora.

3.3.5. Strategii de control

Rolul motorului de inferență în cadrul unui sistem expert este tocmai de a da un sens regulilor de inferență legându-le între ele astfel încât să fie puse întrebările necesare pentru a obține răspunsurile corecte. Fără o strategie adecvată de control, un sistem expert ar risca să necesite timpi de rezolvare foarte mari.

Prin strategie de control se înțelege un set de norme care ghidează căutarea regulilor, ce pot fi aplicate la rezolvarea unei probleme, în baza de reguli a sistemului expert. Având în vedere o structurare arborescentă a bazei de reguli, analiză strategiilor de căutare se poate face în două planuri.

În primul rând este urmărit sensul de explorare a regulilor. Această explorare se poate face în trei moduri:

- **modul deductiv** vizează explorarea regulii pornind de la premisă spre concluzie. Acest tip de explorare a regulilor este specific problemelor în care datele disponibile pot fi asimilate unor premise și nu sunt disponibile date ce pot fi asimilate concluziilor;
- **modul inductiv** explorează fiecare regulă pornind de la concluzie către premisă. procedeul este axat pe scop. Se determină acele premise necunoscute ce permit atingerea unui scop reprezentat de o dată de intrare. Aceste premise devin la rândul lor scop și conduc la identificarea unui nou set de premise credibile;
- **procedeul de căutare mixt** corespunde într-o măsură mai largă modului de raționament uman și condițiilor din problemele concrete în care, în cadrul unei arborescențe cu adâncime mare se cunosc premisele inițiale și concluziile, dar nu sunt cunoscute date intermediare.

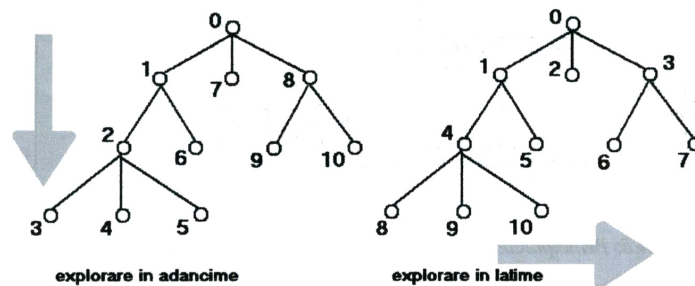


Fig. 3.4. Strategii de explorare a grafului de decizie.

În al doilea rând se analizează modul în care este parcurs graful de decizie. Și în această situație sunt posibile trei alternative [3.2]:

- **explorare în adâncime** („depth-first search” – fig. 3.4) Este forma de căutare uzual utilizată de un sistem expert. Este o căutare în interiorul unui graf unde fiecare nod este tratat conform regulii "ultimul nod sosit este primul nod luat în considerare". Fiecare arc al grafului este tratat până la extremitatea sa înainte de a explora un alt arc;
- **explorare în lățime** („breadth-first search” – fig. 3.4) în acest caz, primul nod sosit este primul nod tratat. Graful este baleiat complet pe fiecare nivel de adâncime înainte de a trece pe un nou nivel;
- **căutare bazată pe procedee euristice** Pentru o bază de cunoștințe ce conține un număr important de reguli, cantitatea de operații necesare a fi efectuate pentru a parcurge ansamblul regulilor depășește adesea capacitatea calculatoarelor aflate la dispoziție. Acest fapt a făcut să fie adoptate proceduri de căutare euristice [Goia1988]. Procedeele euristice acționează prin introducerea unor salturi care să evite explorarea anumitor direcții de cercetare considerate ineficiente. Unele dintre aceste proceduri adoptă mecanisme de orientare a căutării, iar altele utilizează o căutare aleatoare.

Varianta care trebuie adoptată pentru a crește performanțele căutării este dependentă de structura problemei care trebuie rezolvată.

3.3.6. Generatoare de sisteme expert

Generatoarele de sisteme expert sunt aplicații care permit dezvoltarea sistemelor expert. Ele pun la dispoziția utilizatorului un motor de inferență și posibilitatea de a-și defini reguli care să permită procesarea datelor specifice.

Principalele componente ale unui sistem expert și interdependențele acestora sunt reprezentate în fig. 3.5:

- motorul de inferență;
- programul care gestionează baza de date;
- programul management al bazei de reguli;
- programe de interfață cu programatorul;
- editorul care permite introducerea datelor și regulilor . Acest program verifică și dacă sintaxa utilizată la scriere este în acord cu sintaxa proprie generatorului de sisteme expert;
- trasorul este un program care permite utilizatorului să urmărească procesul de inferență, pas cu pas, pe întreaga perioadă de derulare a acestuia.

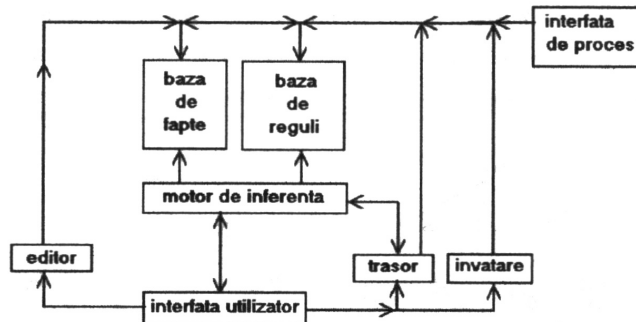


Fig. 3.5. Principalele componente ale unui generator de sisteme expert.

În acest sens, ca exemplu de generator de sistem expert poate fi dat CLIPS, și variantele sale Fuzzy CLIPS, Fuzzy Control al comenzii roboților. Aspectele pe care le vizează la acest moment utilizarea CLIPS-ului face să fie o referință în domeniu, cu multe grupuri de lucru constituite pe diferite probleme.

3.3.7. Perspective ale sistemelor expert

Sistemele expert și metodele de calcul simbolice au fost introduse în noua eră informatică, în care calculatoarele sunt capabile de a separa, clasifica componentele informațiilor simbolice și a le manipula pe baza unor instrucțiuni explicite, efectuând raționamente și formulând concluzii adecvate.

În conceperea și introducerea sistemelor expert în energetică trebuie avut în vedere permanent faptul că, omul va rămâne principalul element de decizie. Sistemele expert vor asista elementul uman în activități ce implică situații excepționale (incidente, avarii etc.), preluând o parte din sarcini și permițând concentrarea asupra acelor activități care implică în mod necesar elementul uman în alegerea și executarea acțiunilor. Sistemul expert trebuie considerat ca un element auxiliar și nu ca o alternativă la funcțiile actuale ale dispecerilor [CLIPS2003].

În lume, în acest moment, se utilizează în dispeceratele rețelelor electrice câteva zeci de sisteme expert. Cele mai multe sunt independente de EMS, folosind doar schimburi de date cu echipamentul existent. Primul obiectiv trebuie să fie obținerea experienței utilizării primelor sisteme expert în exploatare și să cuantifice cât mai mult din experiența utilizatorilor.

Următorul pas trebuie să fie integrarea aplicațiilor de tip sisteme expert, în mediul de supraveghere și control. Sunt bune perspective pentru folosirea unui mixaj a noilor tehnologii cum ar fi SE - sistemele expert, RNA (Rețelele Neuronale Artificiale), LF (Logică Fuzzy), în acest fel multe din deficiențele unei tehnologii vor fi contracarate de performanțele celeilalte în rezolvarea unor problematice.

Dacă experimental este confirmată capacitatea SE în zona de exploatare, se pot viza și alte aspecte. Aici este cu siguranță zona unde utilizatorii pot avea un rol important. În acest sens, se au în vedere noile concepte legate de sistemele expert, a căror funcție va fi să asiste operatorul dispecerilor în toate activitățile. În același timp, funcțiile de cerințele utilizatorului pot fi vizate și aspecte legate de integrare și capacitate.

3.4. Utilizarea sistemelor expert în conducerea rețelelor și sistemelor electroenergetice

3.4.1. Practica introducerii inteligenței artificiale la dispeceratele rețelelor electrice

La acest moment, cercetarea și testarea sistemelor expert este foarte avansată, astfel sistemele expert reprezintă produse „la cheie” pentru exploatarea rețelelor și stațiilor electrice. Cu toate acestea, în multe cazuri, utilizatorii din exploatare (în special cei din dispeceratele rețelelor electrice), par departe de a fi gata să adopte această nouă „revoluție” arătând încă suspiciuni și reticențe în adoptarea sistemelor expert.

Introducerea noilor tehnologii reprezentate de sistemele expert este similară cu introducerea sistemelor SCADA și a primelor programe de sporire a securității și optimizarea producerii energiei din anii 70 și 80. Aceste tehnologii dezvoltate în laboratoarele de cercetare, au fost direcționate spre dispecerate, fără o familiarizare în prealabil a potențialilor utilizatori cu astfel de tehnologii. În contextul în care respectivele tehnologii ar fi fost suficient cunoscute sub aspectul performanțelor, avantajelor și dezavantajelor probabil rezultatul ar fi fost cu totul altul. Concluziile rezultate de aici au fost acelea că, introducerea tehnologiilor complicate, printr-o insuficientă cunoaștere pot cauza serioase neajunsuri utilizatorilor. De asemenea, o încercare nereușită de implementare, este urmată de mulți ani de încercări pentru recâștigarea încrederii. Astfel, trebuie acordată multă atenție implementării în mediul operațional a noilor și sofisticatelor tehnologii, atât pentru definirea scopului pentru care se proiectează și dezvoltă tehnologia, cât și pentru cunoașterea și asimilarea acestuia de către utilizatori.

În cadrul rețelelor electrice sistemele expert pot furniza o largă paletă de funcții, de la prognoză la supraveghere cu accent pe mentenanță, majoritatea acestora îndreptate către aspecte cognitive și de elaborare a deciziilor.

În ultima perioadă de timp au fost dezvoltate multe aplicații de tip Sistem Expert. Cele mai frecvente probleme vizate au fost: tratarea alarmelor, diagnoza defectelor, evaluarea securității, restaurarea sistemului, planificarea proiectarea, monitorizare și controlul stațiilor, etc. În cadrul dispeceratelor au fost testate un număr de sisteme expert în regim on-line, pentru diagnosticarea defectelor și / sau restaurarea sistemului. De asemenea au fost testate și exploatate sisteme expert pentru proiectare și planificare. Aspecte legate de cauzele care au dus la dezvoltarea sistemelor expert, conceptele care stau la baza lor și problemele întâmpinate de utilizatori cu privire la utilizarea acestora, au fost evaluate sub aspect tehnologic și sintetizate prin studii, de către Grupul de Lucru 39.03 (Task Force 39.03) al CIGRE. Concluziile acestui Grup de Lucru afirmă faptul că, performanțele sistemelor expert sunt multumitoare, fiind încă dificilă realizarea unei baze de cunoștințe fiabilă și actualizată:

- toate aspectele tehnice și organizatorice ale problemei trebuie cunoscute și definite înainte ca cerințele sistemelor expert să fie definite;
- este agreată ideea că pentru acceptarea sistemelor expert, să se folosească prototipuri (proiecte de mai mică anvergură) pentru a se studia impactul acestora;
- limbajul folosit pentru AI sau alte unelte specifice, trebuie selectat cu mare grijă, iar noile tehnologii și unelte în dezvoltare, trebuie pe cât posibil validate;

- includerea pe cât posibil a utilizatorului începând chiar de la stadiul de pregătire al noilor tehnologii, va conduce la o mai bună acceptare a acestora;
- încă de la începutul proiectului trebuie luat în considerare ciclul complet de viață al aplicației, incluzând antrenare, perfecționare, mentenanță;
- pentru a fi folosită atât partea hardware, cât și partea software, acestea trebuie să fie compatibile cu mediul deja existent;
- proiectanții pot uneori să nu vizeze toate aspectele practice, de aceea utilizatorii trebuie cooperați pentru a participa activ încă din faza de proiectare a noilor tehnologii.

3.4.2. Motivațiile utilizării tehnicilor inteligente în structura centrelor de conducere și supraveghere tradiționale și în a celor moderne

3.4.2.1. Probleme nesoluționate de tehnologiile SCADA / EMS tradiționale

În multe centre de conducere-control, informațiile îi sunt furnizate operatorului cu un înalt grad de asistență. În timp ce cantitățile de date sunt imense și furnizate în timp real, aceste centre sunt dotate cu un scăzut suport decizional.

În acest context, actuala tehnologie informatică implementată este adesea insuficientă să ofere asistență necesară la momentul oportun. Dispecerul are nevoie să distingă importanța fiecărui eveniment din suita evenimentelor produse și semnalizate, sub forma vizuală și sonoră. De asemenea poate fi uneori dificil ca acesta să determine localizarea producerii evenimentului.

Toate acțiunile (ce trebuie anticipate) se bazează la toate nivelurile pe calcule și planificare de contingente, utilizându-se pentru evenimente viitoare analiza post eveniment. Operatorul este conștient că pentru planificarea contingentelor, apar limitări datorită acțiunilor post eveniment și timpului caracteristic de răspuns al sistemelor informatice utilizate. Astfel operatorul este antrenat să acționeze și să facă față într-un mod particular la evenimentele cu care se confruntă, fiind pregătit să îndeplinească procedurile impuse în astfel de situații. Întregul proces decizional de eliminare implică operatorul: interpretarea datelor, diagnoza evenimentelor, coordonarea de ansamblu a sistemului, evaluarea evenimentelor paralele, răspunsuri cerute și implementate. Pentru aceasta este uneori insuficientă informația care să permită operatorului o evaluare eficientă a situației și la un nivel de securitate dorit.

În consens cu cele precizate, se poate spune că, la acest moment experiența operatorului reprezintă un element important în procesul decizional. În mod normal, un operator experimentat (mai mult de 15 ani experiență) poate fi capabil să răspundă corect la majoritatea evenimentelor tipice, fiind foarte rare evenimentele atipice. Experiența incidentelor particulare și practica foarte bună în dispecerat, reprezintă resurse pentru bazele de date ale sistemelor înzestrate cu inteligență artificială (sisteme expert).

3.4.2.2. Noile cerințe impuse de apariția de structuri noi în cadrul sectorului energetic

Exploatarea și coordonarea sistemului energetic sunt aspecte de mare importanță în cadrul industriei energetice. Aici, ca și în multe alte zone ale industriei, apar transformări datorate următoarelor aspecte:

- privatizarea și / sau monopolul serviciilor naționale, sunt generate uneori ca rezultat al marilor presiuni financiare și îmbunătățirea serviciilor oferite către client;

- liberalizarea pieței de energie, în care actorii acesteia au grade ridicate de libertate;
- descentralizarea cu scopul rentabilizării financiare și eficientizării mâinii de lucru;
- accesul liber către sistemele de transport și distribuție, care mărește dinamismul comerțului în cadrul pieței de energie și care reclamă o mai amplă monitorizare a schimburilor de energie;
- extinderea capabilităților de schimburi de energie între piețe de energie tradiționale;
- puternica integrare a rețelelor electrice, care permite mărirea distanțelor la care se transportă energia, apariția problemelor specifice de coordonare și conducere;
- preocuparea de conservare a mediului, care conduce la noi cerințe în materie de comunicări de date, de noi sarcini punctuale sau cumulate în materie de exploatare;
- cerințe crescute pentru planificarea logistică pentru furnizare și stocare de combustibil.

Multe din aceste schimbări structurale și funcționale pot complica activitățile de exploatare și conducere, care sunt deservite de un număr redus de operatori.

În cele mai multe cazuri operatorul de sistem, nu se ocupă numai de securitatea sistemului și de dispecerizarea producerii de energie, el fiind implicat și în aspectele legate de piața de energie. Deciziile sale sunt deci condiționate de doi parametri: auditul comercial și respectarea cu strictețe a instrucțiunilor de dispecerat. În plus, el poate fi în situația să utilizeze sistemul la limitele operaționale stricte. Pe o piață liberă a energiei electrice, cererea și oferta, precum și producătorii independenți de energie electrică pot influența rezerva de energie electrică necesară pentru a putea răspunde la contingente, transportul de energie și pierderile de energie din sistemul energetic. Ca urmare a faptului că, tehnologia SCADA / EMS este considerată insuficientă să asigure cu competența noile cerințe ale pieței de energie libere, un rol specific pentru rezolvarea acestora poate reveni tehnicilor IA - de inteligență artificială - (AI - Artificial Intelligence) alături de „tehnologia tradițională”. Totodată, din punct de vedere al exploatarei și controlului sistemului electroenergetic, implementarea IA trebuie să fie prin excelență practică, implementarea și îmbogățirea bazei de date făcându-se fără eforturi suplimentare din partea operatorului, permițând o bună comunicare om-mașină.

3.4.2.3. Integrarea IA în cadrul SCADA și EMS

Caracteristica de bază a sistemelor expert este reprezentarea explicită a bazei de date utilizate în expertize pentru soluționarea problemelor complexe. Dezvoltarea bazei de date permite înmagazinarea și clasificarea cunoștințelor necesare în mod on-line sau off-line, pentru diferite zone specifice de acțiune.

Multe din sistemele experimentale care utilizează tehnici de IA, au avut de suferit datorită faptului că nu s-au integrat foarte bine în sistemul de Dispecerat. În comparație cu clasicele EMS, sistemele de supervizare a dispeceratelor energetice moderne, cu o structură „open system”, oferă pentru componentele IA posibilități de integrare mai bune.

În fig. 3.6, este pusă în evidență structura a unui EMS. Funcțiunile sunt distribuite în unități de procesare multiple, cuplate prin LAN (servere și stații de lucru). Componentele IA pot fi incluse în unul dintre serverele existente EMS (de exemplu serverul care rulează funcții SCADA). Această soluție este utilizată astăzi pentru a include componente IA dezvoltate de structuri independente cum ar fi departamente specializate, instituții sau universități. Acest exemplu este în stadiu tehnic de „soluție la cheie”.

Următorul pas în evoluția acestor tehnici IA poate fi integrarea totală în cadrul EMS, după cum este precizat în fig. 3.7. În cadrul acestei arhitecturi interfețele progra-

melor de aplicație API (Application Program Interfaces) între unitățile IA și EMS trebuie foarte bine precizate și standardizate.

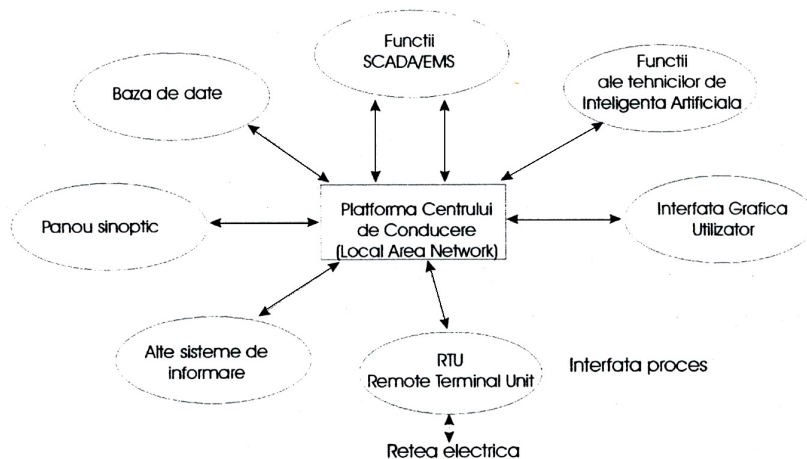


Fig. 3.6. Structura unui EMS modern, cu funcțiunile IA distribuite.

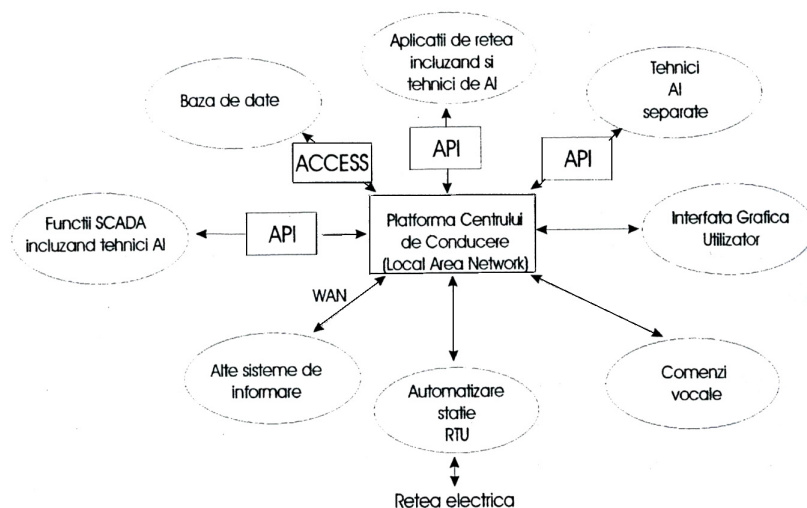


Fig. 3.7. Structura unui EMS modern, cu funcțiunile IA integrate în cadrul acestuia.

Valorile de proces API sunt folosite de către sistemul IA să achiziționeze datele de proces, supraveghere și măsurători de la EMS. Evenimentele API transmit informații spontane prin alarme repetitive în timp și comutare de poziții către unitățile IA.

Datele cronologice (The historical and Future Data - HDF) API pot fi folosite de către sistemul IA sub formă de valori măsurate, stabilirea pozițiilor elementelor de comutare pentru stația electrică, planificarea acțiunilor în timp.

Datele statice API furnizează tehnologiilor IA datele statice necesare în EMS (de exemplu valori limită, caracteristicile liniilor, caracteristicile centralelor electrice etc.). Cu privire la rezultate, API furnizează informații procesate în unități IA către EMS. Aceste rezultate pot fi afișate în liste individuale, comune sau diagrame conținând informații EMS și IA sau pot fi utilizate de către alte componente EMS.

Interfața Grafică Utilizator GUI (Graphical User Interface) permite operatorului să comunice cu sistemul IA. Componentele sale principale trebuie să fie parte a unității IA și în acest scop sunt folosite tehnici X-Windows pentru a putea fi incluse în GUI al EMS; în cele din urmă GUI vor devenii mult mai „inteligente”. Multe din dezvoltări merg în direcția de a furniza informația necesară la momentul oportun (exemplu: unul sau mai multe grafice ale evenimentului, împreună cu analiza cauzei care a produs evenimentul și recomandările pentru înlăturarea acestuia). Totodată această zonă trebuie dezvoltată și pe viitor, tehnicile grafice și comandă vocală pentru comunicarea între mașină și utilizator vor căpăta o importanță deosebită. Tehnicile IA și GUI vor trebui utilizate împreună, pentru obținerea de informații sintetice a evenimentelor. Vor putea fi utilizate prin apeluri procedurale de la distanță de către aplicațiile IA funcții EMS precum: estimarea stării statice, calcule de repartiție, calcule economice de dispecer, iar rezultatele vor putea fi accesate prin intermediul API menționat mai înainte.

Promovarea dezvoltării unor astfel de sisteme include cuplarea și / sau integrarea cu sisteme de informații obișnuite și sisteme inteligente de control a stațiilor electrice prin intermediul rețelelor de date obișnuite.

3.4.3. Evaluarea beneficiilor, costului, riscurilor și impactului în cadrul societăților de electricitate în adoptarea sistemelor expert

Utilizarea sistemelor expert în rețelele și stațiile electrice înseamnă mult mai mult decât adăugarea la instalațiile deja existente a unui computer, a unei baze de cunoștințe sau a unui program informatic.

Instalate ca sisteme de sine stătătoare, sistemele expert necesită schimburi de date în timp real cu echipamentele electrice existente în cadrul sistemelor coordonate. În astfel de cazuri, integrarea sistemelor expert în SCADA și EMS, poate conduce către o utilizare optimă a datelor disponibile și a funcțiilor software. Pentru integrare sunt necesare: procesoare de mare viteză, cuplarea eficientă cu facilitățile sistemului existent (baza de date în timp real, interfața om-mașină, funcții de analiză a energiei tranzitată în rețea), dezvoltarea și întreținerea cu ușurință a acestui software.

3.4.3.1. Costuri

Costurile legate de sistemele expert sunt dependente de importanță și complexitatea acestora, de funcția îndeplinită și de mediul în care sunt utilizate. În acest sens variabilele pot fi considerate următoarele:

- nivelul de experiență în utilizarea unor astfel de tehnici;
- alte tehnici de inteligență artificială care pot fi utilizate simultan;
- nivelul de pregătire al factorului uman în utilizarea unor astfel de tehnici;
- resursele hardware disponibile pentru dezvoltarea și utilizarea sistemelor expert.

Primele dificultăți întâmpinate în dezvoltarea sistemelor expert au fost cele legate de achiziția de cunoștințe. Până nu demult, multe din bazele de cunoștințe, au fost construite prin interviuarea dispecerilor cu experiență. La acest moment, pentru o aplicație tipică de tip sistem expert, constituirea bazei de date-reguli prin interviuare este costisitoare, fiind necesari 3-5 om / ani implicați. Marele avantaj al aplicațiilor de tip sistem expert este că acestea fac posibilă schimbarea logicii de aplicație cu costuri minime, față de costurile necesare modificărilor logicii de aplicație în sistemele informatice clasice, unde specialiștii au de interpretat software convențional.

3.4.3.2. Implicații datorate introducerii sistemelor expert în conducerea rețelelor electrice

Introducerea sistemelor expert în mediul profesional al exploatării, supravegherii și al protecției rețelelor electrice este eficientă numai dacă este realizat un beneficiu substanțial și durabil (în termenii strategiei de achiziție). Chiar și la acest moment, tehnologiile sistemelor expert ajunse la un anumit nivel de maturitate, necesită în continuare experimentări. Pentru introducerea acestor tehnologii se cere o atenție deosebită, pentru că utilizarea fără succes într-un mediu profesional, aduce rapid „aversiunea” utilizatorului față de aceste tehnologii și orientează pe acesta către tehnologiile tradiționale. Aceste aspecte pot stopa reintroducerea sistemelor expert pentru o mare perioadă de timp.

Utilizatorii pot avea temeri față de posibilul impact al sistemelor expert asupra muncii lor. Este de altfel important pentru aceștia să se implice cât mai rapid posibil în ciclul de proiectare al sistemului, luându-se măsuri încă de la această etapă în concordanța cu cerințele utilizatorilor.

Aplicarea sistemelor expert va avea un impact important asupra organizării dispeceratelor. Cu toate acestea, riscul ca noile tehnologii bazate pe sistemele expert, să pună în discuție prezența operatorilor este minim. În acest sens, este unanim acceptată ideea că, sistemele expert nu vor înlocui inginerii și dispecerii, dar vor fi aplicațiile de o importanță deosebită în dispeceratele rețelelor electrice.

Sistemele informatice în cadrul cărora este implementat EMS și care sunt proiectate să ruleze eficient programe numerice pot avea probleme în rularea sistemelor expert. Sistemele de operare în tip real vor trebui să suporte medii de programare bazate pe cunoștințe. De asemenea, pentru sistemele expert va fi nevoie de mai multe resurse hardware, în comparație cu programele bazate pe tehnici de calcul algoritmice. Este absolut necesară facilitatea de comunicare între programele numerice și sistemele expert.

Mulți experți recomandă incorporarea unui hardware special de procesare a simbolurilor pentru software de AI, în cadrul computerelor ce rulează aplicații în timp real.

3.4.3.3. Avantaje și dezavantaje în utilizarea sistemelor expert

În prezent, performanțele sistemelor expert, trebuiesc evaluate, considerând necesitățile utilizatorilor, aspectele costurilor și modurilor în care acestea răspund cerințelor privind coordonarea stațiilor și rețelelor electrice. În plus, trebuie acordată o atenție deosebită aspectelor legate de mentenanță, extinderi și sau dezvoltării bazei de reguli, a software-ului și hardware-ului de proces.

Dintre avantajele utilizării sistemelor expert pot fi menționate:

- expertiza la un înalt nivel disponibilă în mod continuu, indiferent de schimbările de personal, sărbători, îmbolnăviri etc.;
- examinarea fiecărei situații nou creată în toate privințele și cu obiectivitate;
- extinderea cunoștințelor în mod gradat. Aceste noi cunoștințe, odată incluse, vor fi complet disponibile;
- sistemul expert este capabil să explice modul de inferență și deducție, de ce trebuie cerută informația suplimentară etc. Pe lângă rezolvarea oricăror dificultăți imediate, informațiile suplimentare de acest gen îmbunătățesc în aceeași măsură cunoștințele inginerului și baza de cunoștințe;
- sistemul expert ajută inginerul în procesul decizional oferind decizii optime în situații complexe;

- operatorul este antrenat să poată „simții sau știi”, că el trebuie să acționeze într-un anumit mod. Un sistem expert poate fi valoros în întărirea modului de gândire;
- capacitatea sistemelor expert de a oferi sfaturi în mai multe domenii;
- îmbunătățirea procesului de cumulare a cunoștințelor la nivel de domeniu / domenii.

Dintre dezavantajele utilizării sistemelor expert pot fi menționate:

- pot uneori să ofere sfaturi greșite în contextul în care datele sale de intrare sunt insuficiente sau inconsistente. Acest lucru nu poate fi acceptat, când se are în vedere siguranța personalului sau siguranța furnizării energiei electrice către client;
- este încă dificil de transferat cunoștințe de la actualii experți, pentru că unele cunoștințe se comportă conform regulilor care stau la baza mulțimilor vagi (Fuzzy) – calitative și subiective, de aceea este recomandat că pentru a face față unor astfel de probleme să se folosească raționamente de tip Logica Fuzzy;
- nu este o certitudine faptul că, prin utilizarea cu succes a unui sistem expert, acesta va submina capacitatea inginerilor (specialiștilor), făcându-i astfel să depășească cu dificultate problemele, în cazul indisponibilității serviciilor reprezentate de utilizarea aplicațiilor bazate pe tehnici de inteligență artificială de tip sistemelor expert;
- utilizarea sistemelor expert va duce la implicarea mai redusă a factorului uman, iar îmbogățirea cunoștințelor va fi mai lentă.

3.4.4. Strategii în utilizarea viitoare a tehnicilor AI, în special a sistemelor expert

Este nevoie de o viziune coerentă în ceea ce privește integrarea tehnicilor IA în centrele de supraveghere și control. Ca urmare a pașilor importanți făcuți în direcția comunicațiilor om-mașină mult mai inteligente, va trebui redefinit în acest nou context rolul operatorului.

Ca întotdeauna când se introduc noi tehnologii, este nevoie de foarte multe experimentări. Noile tehnologii presupun multe testări, care permit punerea în valoare a caracteristicilor și evaluarea tehnică, elemente absolut necesare pentru a putea permite utilizarea noilor tehnologii în mod coerent profesional.

Este timpul pentru punerea în valoare a aplicațiilor inteligente cu care vor fi înzestrați operatorii dispeceratelor. De asemenea trebuie să se pună accent pe pregătirea operatorilor pentru a utiliza noile tehnologii pentru a putea să fie mult mai eficienți în realizarea sarcinilor.

Față de tehnologia reprezentată de Sistemele Expert atitudinea generală a utilizatorilor este încă pasivă și rezervată, iar părerea avizată a utilizatorilor actuali din exploatarea sistemelor electroenergetice nu se cunoaște în totalitate. Este dificil să se realizeze o implicare activă a potențialilor utilizatori în această problemă, depunându-se eforturi pentru câștigarea atenției acestora.

Cu toate problemele menționate mai sus, în acest moment se observa conturarea unei strategii în aplicarea sistemelor expert, după cum urmează:

- A) sistem expert ca experiment;
- B) sistem expert ca soluție profesională;
- C) sistem expert ca parte integrantă a noilor modalități de exploatare.

Se propune ca pentru o reală receptare a sistemelor expert, să se formuleze definiții ale acestora de natură descriptivă, în care să se definească ce fac și nu ce sunt.

Sunt de subliniat câteva observații interesante, rezultate din experiența dezvoltării și utilizării sistemelor expert:

- un sistem expert poate fi înzestrat cu experiența transferată de la persoane cu aptitudini de expertiză recunoscute într-un domeniu. Se pot reduce în acest mod operațiile manuale
- incomode și redundante și oferă expertului, un mediu care să îmbunătățească productivitatea și să conducă la o exploatare eficientă;
- se poate defini o clasă de probleme pentru care nu este convenabilă aplicarea unui soft convențional și care poate fi în schimb rezolvată eficient cu ajutorul tehnologiei sistemelor expert;
- în general, dezvoltarea sistemelor expert implică costuri ridicate și un risc important, de aceea este important să se considere feedback-ul strategic al proiectului;
- pentru moment exploatarea sistemelor expert este foarte modestă. Ele vor fi din ce în ce mult utilizate și dezvoltate printr-o strânsă colaborare între utilizatori și specialiști.

Punerea în valoare trebuie să fie ghidată atât de către managerii societăților de electricitate, cât și utilizatorii finali.

Utilizarea eficientă a sistemelor expert va putea fi realizată prin dezvoltarea de aplicații, care adăugarea, modificarea sau eliminarea regulilor, cu ajutorul dispecerilor și nu cu personal specializat (experți ai tehnicilor AI). Formularea regulilor trebuie simplificată în așa fel ca tehnicile IA să suporte limbaje de programare uzuale.

Este important de analizat beneficiile așteptate calitativ și cantitativ, comparativ cu costurile necesare pe toată durata de viață a utilizării tehnicilor IA, moment în care trebuie redefinite sarcinile și rolul operatorului și de asemenea, introducerea costurilor implementării tehnicilor IA integral în planificarea investițiilor în dispecerate. Beneficiile și costurile trebuie bine definite luând în considerare riscul asociat tehnicilor IA. În acest sens, serviciile specializate în proiectare și dezvoltarea de aplicații bazate pe tehnici IA din cadrul societăților de electricitate trebuie să privească și să analizeze atent aspectele menționate pentru a putea să dovedească fezabilitatea în dispecerate a tehnicilor IA.

În viitor va fi posibilă penetrarea masivă a departamentelor de exploatare, supraveghere și conducere a rețelelor electrice de către tehnologiile reprezentate de sistemele expert în combinație cu alte tehnici de inteligență artificială.

3.5. Posibile aplicații ale sistemelor expert în rețelele de distribuție

3.5.1. Localizarea și eliminarea defectelor în rețelele electrice de distribuție prin utilizarea sistemelor expert

Pentru managementul localizării defectelor după apariția de scurtcircuite sau puneri la pământ în rețelele de distribuite, practica curentă impune personalului operativ parcurgerea și vizitarea posturilor de alimentare afectate de acest incident, pentru verificarea indicatorilor de defect și pentru delimitarea zonelor cu defect. Telecontrol și indicatoarele de defect sunt asociate în puține cazuri în localizarea defectului, datorită costurilor suplimentare implicate, în actuala conjunctură europeană, a liberalizării piețelor de energie un element de importanță în planificarea și exploatarea rețelelor electrice este reprezentat de reducerea costurilor. În acest sens este necesară o ajustare optimă a structurii rețelei electrice, automatizărilor de sistem și a exploatarei. Unul dintre pașii de parcurs către realizarea acestui deziderat îl reprezintă centralizarea localizării defectelor asociate rețelelor de distribuție.

3.5.1.1. Profilul rețelelor electrice de distribuție

Funcție de mediu rural sau urban, rețelele electrice de distribuție au caracteristici diferențiate. Astfel rețelele electrice de distribuție urbane sunt de regulă scurte (lungimi de 3-10 km) și realizate cu ajutorul liniilor electrice în cablu. Rețelele electrice de distribuție rurale sunt mult mai lungi decât cele urbane (lungimi de 10-35 km) și sunt realizate atât cu ajutorul liniilor electrice în cablu cât și cu ajutorul liniilor electrice aeriene.

Rețelele electrice de distribuție sunt proiectate să funcționeze buclat (în special cele urbane, mai puțin cele rurale din considerente de costuri) dar sunt exploatare radial. În consecință există posibilitatea alimentării unui tronson din mai multe adiacente în cazul tronsoanelor aparținând rețelelor electrice de distribuție urbană, iar în cazul rețelelor de distribuție rurală într-o proporție de 50 %-90 % din totalul acestora.

3.5.1.2. Controlul de la distanță în rețelele de distribuție

Defectele datorate scurtcircuitelor și punerilor la pământ, funcție de modul în care este tratat neutrul rețelelor, sunt ușor de detectat comparând curentul de defect cu cel de sarcină nominală.

Majoritatea societăților de distribuție a energiei electrice folosesc funcții de protecții cu temporizări adecvate pentru selectivitatea protecțiilor, pentru a detecta punerile la pământ sau scurtcircuitele:

- protecția maximală de curent cu caracteristică inversă de timp;
- protecții maxime de curent de secvență homopolară;
- protecția de distanță.

În cazul în care apare un defect pe un tronson, prin intermediul funcțiilor de protecție menționate anterior, va fi dată comanda de deschidere a întreruptorului tronsonului respectiv. Defectele dispar odată cu dispariția tensiunii de alimentare a tronsonului, ele fiind de cele mai multe ori defecte trecătoare. Astfel prin intermediul funcției de RAR este posibilă realimentarea clienților într-un timp scurt.

Sub aspectul posibilității controlului de la distanță a rețelelor electrice de distribuție acesta diferă funcție de societatea de distribuție a energiei electrice. În acest context se pot preciza următoarele posibilități:

- controlul de la distanță a separatoarelor. Unele societăți de distribuție nu au prevăzut un astfel de control, altele îl au implementate pentru câteva separatoare, acest control folosindu-se cu precădere în rețelele de distribuție rurale;
- detectoare de defecte de la distanță;
- monitorizarea mărimilor electrice de interes prin măsurări de: energie activă, reactivă, tensiune și curent;
- monitorizarea calității energiei electrice.

Procentul stațiilor electrice și posturilor de transformare la medie tensiune, controlate de la distanță este redus în general și în special în rețelele electrice de distribuție rurale.

3.5.1.3. Localizarea defectelor în rețelele electrice de distribuție

Indicatoare de defect

Indicatoarele de defect sunt utilizate pentru localizarea defectului cu precădere în rețelele electrice de medie tensiune radiale. Ele pot fi instalate pe conductoarele

de fază pentru monitorizarea barelor de medie tensiune, liniile electrice în cablu sau liniile electrice aeriene.

Principiul de funcționare a unui astfel de dispozitiv este foarte simplu: când conductorul de fază este străbătut de un curent, intensitatea câmpului magnetic creat de trecerea acestui curent prin înfășurarea primară, este utilizată pentru a face diferența dintre condițiile de sarcină nominală și condițiile de suprasarcină sau cele datorate defectelor.

Pentru a pune în evidență valoarea mult crescută a intensității câmpului magnetic menționat, s-au imaginat diferite dispozitive:

- transformator de curent al cărui înfășurare primară este însuși circuitul supra-vegheat, iar înfășurarea secundară o reprezintă o înfășurare toroidală prin care trece circuitul supravegheat. Această înfășurare secundară comandă un dispozitiv mecanic, un microcontact pentru semnalizare la distanță, sau un dispozitiv electronic de procesare pentru indicare locală sau semnalizare la distanță;
- antena cu ajutorul căreia se detectează câmpul magnetic;
- indicatoare constând dintr-un recipient având lichid care conține particule colorate. Ca urmare a unui scurtcircuit aceste particule rămân în suspensie timp de 4-8 ore, timp suficient pentru identificarea tronsonului cu defect.

Marele dezavantaj al unor astfel de indicatoare este acela de a nu avea posibilitatea de precizare a direcției din care s-a propagat defectul. Pentru a rezolva acest neajuns, este necesară utilizarea unor astfel de dispozitive în asociere cu o tehnologie relativ ieftină bazată de măsurarea nivelului de tensiune, utilizând principiul divizoarelor rezistive, capacitive sau inductive.

Tehnici de calcul a distanței până la locul defectului

Aceste tipuri de tehnici sunt utilizate în special în rețelele rurale și suburbane, în care tronsoanele sunt lungi. În cazul apariției unui defect, estimarea distanțelor se obține fie cu ajutorul releelor de distanță sau fie măsurând curentul de defect și estimând distanța până la defect.

a) Calculul distanței până la locul defectului utilizând releele de distanță

Reactanța de defect măsurată prin intermediul releelor de distanță este transmisă de către sistemul SCADA, parțial prin semnale analogice sau digitale, către centrul de dispecer.

Metoda utilizată constă în cunoașterea topologică a rețelei (coloane de distribuție – feedere care conțin mai multe tronsoane cu lungimi cuprinse între 50 și 500 m) și cunoașterea off-line a calculului curenților de scurtcircuit pentru fiecare din elementele topologice ale rețelei. La apariția unui defect în rețeaua electrică reactanța de defect transmisă de către sistemul SCADA este comparată cu cele din baza de date. În acest caz nu este folosită o analiză on-line pentru calculul localizării defectului, ci numai o alegere de tronson. Tronsoanele selectate sunt indicate vizual personalului operativ ca probabile tronsoane cu defect (1 până la 5 tronsoane). Impreciziile datorate măsurătorilor sunt compensate în general, de experiența personalului operativ și cunoașterea de către aceștia a tronsoanelor cu frecvență mare a defectelor.

Deficiența unei astfel de metode este aceea că măsurătorile de reactanță sunt imprecise, mai ales atunci când ele se fac în spatele unor transformatoare.

b) Calculul distanței până la locul defectului utilizând măsurarea curentului de defect

Metoda se bazează pe compararea curenților de defect calculați și cei măsurăți utilizând DMS, SCADA și relee de protecție.

La apariția unui defect, etapele parcurse sunt următoarele:

- releele de protecție memorează informațiile legate de defect (curenți, tip de defect, fazele implicate, tronsonul implicat, informații legate de pașii parcurși pentru realimentare);

- informațiile memorate sunt transmise către unitatea centrală SCADA;
- sistemul SCADA adaugă informații suplimentare, legate de măsurarea curentului de încărcare a coloanei de distribuție - feeder-ului și circulația de energie activă și reactivă a transformatoarelor din stații;
- transferarea tuturor informațiilor către sistemul DMS;
- sistemul DMS evaluează corespondența pentru tronsonul implicat a curenților de defect mășurați și cei calculați;

Deficiența metodei este legată de faptul că factori importanți afectează precizia localizării defectelor: transformatoarele de măsurare, variația impedanțelor componentelor rețelelor, superpoziția curenților la locul de defect, valoarea rezistenței la locul de defect.

Erorile datorate transformatoarelor de măsurare sunt în general mici. Problemele majore apar în momentul în care defectele sunt apropiate de stația electrică și pentru valori mari a curenților de scurtcircuit se produce saturarea transformatoarelor de măsurare, caz în care precizia acestora este puternic afectată.

c) Calculul distanței până la locul defectului utilizând semnale tranzitorii

În cazul rețelelor cu neutrul izolat sau compensat, componența fundamentală a curentului de punere la pământ este foarte mică. Ca urmare nu se pot utiliza metode bazate pe estimarea distanței de defect bazate pe această mărime. În schimb există posibilitatea utilizării componentei tranzitorii a curentului de defect la momentul producerii acestuia și estimarea impedanței liniei pe timpul acestui proces tranzitoriu.

3.5.2. Strategie de realimentare a consumatorilor prin sistemul de telecontrol în rețelele de distribuție

Managementul defectelor după un scurtcircuit în rețelele electrice de medie tensiune și localizare a defectelor, implică, din partea personalului din exploatare parcurgerea feederului defect între cele două stații (posturi) electrice. Indicatoarele de defect asociate cu măsurarea nivelului de tensiune pun în evidență direcția defectului, iar prin intermediul separatoarelor se poate izola defectul și se realimentează pas cu pas consumatorii.

Aspectele economice legate de liberalizarea piețelor de energie din întreaga Europă și cerințele ridicate ale clienților, în ceea ce privește nivelele de siguranță a alimentării conduce către noi obiective în ceea ce privește planificarea rețelelor electrice. În plus progresul tehnologic al sistemelor de comunicație furnizează soluții mai ieftine pentru funcțiile de telecontrol. Problemele care apar legate de siguranța alimentării clienților, pot fi rezolvate printr-o structură de rețea simplă și ieftină, utilizând funcții de telecontrol în câteva stații electrice și utilizând strategii de realimentare a consumatorilor optimizate.

Scurtcircuitele în rețelele electrice de medie tensiune conduc la întreruperea alimentării cu energie electrică al întregului feeder prin funcționarea a întreruptorului din stația electrică. Pentru localizarea defectului, personalul de exploatare parcurge întreaga lungime a feederului și verifică starea indicatoarelor locale de scurtcircuit, care indică trecerea sau nu a curentului de defect prin acea porțiune a tronsonului. Ordinea de verificare a porțiunilor de tronsoane a feederului, are o mare influență asupra timpului de realimentare a consumatorilor în general și a timpului de realimentare a fiecărei stații electrice în particular. În practică sunt utilizate câteva strategii de căutare:

- succesiv din post în post electric, în ordine topologică de la începutul sau sfârșitul feederului;
- înjumătățind intervalul, în care defectul este căutat de-a lungul tronsonului prin divizarea lungimii acestuia la doi;

- verificând cu predilecție posturile electrice care alimentează clienți importanți din puncte de vedere al alimentării cu energie electrică;
- verificând cu predilecție tronsoanele care din experiența personalului de exploatare sunt cunoscute ca fiind cu posibilitate mărită de apariție a unor defecte. Astfel, în cazul rețelelor realizate în cablu, pot fi tronsoane cu izolație îmbătrânită sau care străbat zone susceptibile de producerea unor defecte (infiltrații puternice de apă, curenți vagabonzi etc.), iar în cazul rețelelor realizate prin LEA, pot fi cele care străbat zone cu vegetație abundentă.

Pe lângă aceste strategii, accesibilitatea stațiilor și posturilor electrice depinde și de poziția geografică și de tipul acestora (posturi de alimentare sau subterane).

Dacă după localizarea defectului se indică faptul că defectul aparține unei simple porțiuni de tronson sau unui post de transformare, acestea se delimitează de cele vecine prin intermediul separatoarelor, permițând realimentarea consumatorilor prin intermediul porțiunilor de tronson fără defect.

Funcțiile de automatizare și protecție a rețelei electrice pot facilita procesul de localizare a defectului și restabilirea alimentării consumatorilor. Într-o primă etapă informațiile provenite de la anumite indicatoare cu privire la existența scurtcircuitelor pot fi teletransmise, astfel încât defectul poate fi în linii mari localizat. Aceste informații pot ghida personalul de exploatare în etapa ulterioară foarte aproape de locul real al producerii defectului. Controlul de la distanță a separatoarelor (sau a întreruptoarelor din stațiile electrice) poate elimina deplasarea personalului de exploatare de-a lungul tronsonului defect și oferă posibilitatea (parțială) de realimentare a clienților.

De subliniat este faptul că nu sunt necesare investiții costisitoare de implementare a unor unități de automatizare dotate cu funcții de măsurare, calcul și semnalizare. Este nevoie de un aparat emițător, care să permită transmiterea binară a semnalelor în caz de excitație a indicatoarelor de scurtcircuit și de aparate receptoare a semnalelor binare asociate poziției închis/deschis a separatoarelor telecontrolate.

3.5.3. SELDRED - Sistem Expert Localizare Defecte în Rețelele Electrice de Distribuție pentru realimentarea clienților și testarea apariției defectelor

Scopul unui astfel de sistem expert este să asiste personalul de exploatare pentru localizarea defectelor și realimentarea clienților.

În general sunt două metode de implementare a unui astfel de sistem expert în mediul EMS / SCADA:

- 1) aplicație independentă având legături de date cu EMS/SCADA;
- 2) funcție integrată în EMS/SCADA;

Sistemul expert realizat pentru rezolvarea unei astfel de problematice la care se face referire în acest capitol se încadrează în prima categorie, computerul pe care se instalează în centrul de dispecer are legături de date cu serverul de SCADA.

Avantajele utilizării unui astfel de sistem expert sunt:

- reducerea manevrelor manuale într-o situație de avarie;
- reducerea timpului de nealimentare a clienților;
- posibilitatea de verificare suplimentară;
- suport de antrenament pentru dispeceri.

Comutare automată

Un astfel de sistem expert poate identifica locul defectului pe tronsoanele feederilor rețelelor electrice de distribuție buclate, având prevăzute întreruptoare și protecțiile aferente. La apariția unui defect, întreruptoarele și automată de sistem

lucrează în concordanță cu funcțiile acestora și temporizările impuse. În urma acestei activități pot rezulta tronsoane sau stații electrice nealimentate.

În practică, dispecerul trebuie să determine tronsonul cu defect, cu ajutorul diagramelor și a schemei sinoptice avute la dispoziție. El trebuie să raționeze pe baza funcțiilor dispozitivelor de protecție și principiilor tehnice după care funcționează rețeaua electrică. În cazul în care tronsonul defect nu poate fi identificat exact, se trece la acțiuni suplimentare de testare, prin conectări și deconectări de tronsoane pentru realimentarea stațiilor electrice. Dacă aceste acțiuni de testare se finalizează cu succes, acestea demonstrează faptul că defectul nu a apărut în tronsoanele care au fost testate. În caz contrar, defectul trebuie căutat în tronsoanele delimitate de echipamentele de comutare acționate.

Problema care există în multe din rețelele de distribuție este aceea că nu toate echipamentele de comutație automată sunt și supervizate. De altfel, nu este cunoscută starea acestor echipamente de comutație automată la apariția unui defect. Aceasta este urmarea faptului că starea acestor separatoare nesupervizate, din baza serverului SCADA poate fi neconcludentă și în dezacord cu situația reală. Este ușor de intuit faptul că, în aceste condiții plecând de la date neconcludente și incerte un sistem expert poate furniza soluții incorecte.

Baza de date

Este necesar de incorporat în baza de date câteva din categoriile de cunoștințe a unui expert uman:

- comportarea și funcționarea întreruptoarelor și a separatoarelor telecomandate;
- informații legate de rezolvarea problemelor de către dispecer;
- criterii și restricții legate de găsirea tronsonului defect;
- validarea datelor;
- reguli asociate rezolvării problemei.

Cele precizate presupun faptul că o bază de date consistentă, se creează prin interviuarea dispecerilor pe o perioadă de minim un an calendaristic, cel puțin o dată la două săptămâni.

Caracteristici tehnice ale unui astfel de sistem expert

- **rapiditatea**, pentru a putea fi utilizat de către dispecer, în condițiile apariției unei avarii pentru eficiența, soluția trebuie să fie dată într-un timp scurt;
- **portabilitate**, caracteristica care impune regulilor din baza de reguli să fie generice, pentru a putea fi utilizate pentru rețele electrice de distribuție cu o structură similară;
- **suport de antrenament**: posibilitatea de transfer a cunoștințelor din baza de date formată prin interviuarea operatorilor de dispecerate cu experiență, către operatorii fără experiență;
- **independența**: modificările aduse aplicațiilor de tip SCADA trebuie să fie reduse la minim, astfel încât performanțele acestuia să nu aibă de suferit, iar operațiunile normale să nu fie perturbate.

3.5.4. Studiu de caz

Pentru studiul de caz s-au utilizat ca suport de comparație diferite rețele test din literatura de specialitate, fig. 3.8, care au fost utilizate pentru testarea unor funcții de localizare, eliminare și realimentarea consumatorilor (parțial sau în totalitate) în cadrul unor rețele electrice de distribuție. Acest sistem expert SELDRED - Sistem Expert Localizare Defecte în Rețelele Electrice de Distribuție, a fost scris cu ajutorul programului CLIPS ver. 6.20 în conformitate cu studiile și cercetările din, dezvoltat de Software Technology Branch (STB), NASA / Lyndon B. Johnson Space Center.

În cadrul rețelei menționate sunt prezente patru separatoare automate: două supervizate S8 și S10 două nesupervizate S11 și S12. La apariția unui defect, dispecerul nu va putea ști prin intermediul sistemului SCADA starea celor două separatoare automate nesupervizate. Totuși poate fi dedusă această stare din succesiunile de manevre ale elementelor de comutație.

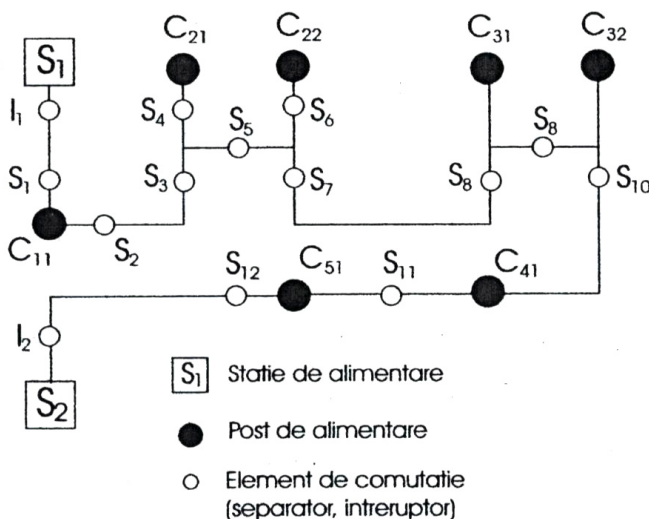


Fig. 3.8. Schema rețelei electrice de distribuție test.

În cazul acestei simulări de defect, consumatorii C₃₁ și C₃₂ au rămas nealimentați, ca urmare a deschiderii S₈ și S₁₀.

La închiderea întreruptoarelor I₁ și I₂ pentru realimentarea consumatorilor, se constată faptul că I₂ va rămâne închis, permițând astfel realimentarea unui număr de consumatori C₅₁ și C₄₁. I₁ va trebui redeschis, concluzia fiind ca defectul este între I₁ și S₈.

Pentru găsirea tronsonului defect și limitarea numărului de consumatori nealimentați este necesar aplicarea unui test. Prin deschiderea separatorului S₇ și apoi închiderea întreruptorului I₁ (ambele cu posibilitatea de comandă de la distanță), se constată faptul că întreruptorul I₁ rămâne închis. La acest moment s-a localizat defectul între S₇ și S₈ și mai mult, s-a realizat realimentarea a trei consumatori C₁₁, C₂₁ și C₂₂.

De menționat faptul că aproape toate regulile dezvoltate sunt generice. Acest lucru conferă câteva avantaje:

- **portabilitate**, în sensul că regulile nu depind de echipamentele specifice sau de o anumită configurație a rețelei electrice;
- **adaptabilitate**, în acest sens SE se adaptează mult mai bine la rețelele cu anumite particularități, ca urmare mentenanța unui astfel de SE este mult simplificată;
- **modularitate**, prin faptul că regulile generice pot rezolva clase de probleme, baza de date poate fi modularizată.

Caracterul de generalitate al regulilor este sugestiv în cazul regulilor care verifică starea separatoarelor automate nesupervizate.

Regula: DACĂ întreruptorul feederului asociat nu a declanșat la o reconectare și DACĂ nu există separatoare deschise între întreruptor și separatorul nesupervizat în discuție și DACĂ starea separatorului nesupervizat este incertă ATUNCI separatorul este închis.

Regula: DACĂ întreruptorul feederului asocial a declanșat la o reconectare și DACĂ există separatoare deschise între întreruptor și separatorul nesupervizat în discuție și DACĂ starea separatorului nesupervizat este incertă ATUNCI separatorul este închis.

Imediat ce este cunoscută starea tuturor separatoarelor, sistemul expert începe raționamentul pentru localizarea defectului. În acest sens sunt date ca exemplu următoarele reguli:

Regula: DACĂ a fost semnalat un defect și DACĂ defectul este nelocalizat ATUNCI comanda deschiderea întreruptoarelor și separatoarelor automate supervizate.

Regula: DACĂ declanșează la orice închidere de întreruptor ATUNCI defectul se află între întreruptor și cel mai apropiat separator deschis, la momentul încercării de închidere a întreruptorului. Regula: DACĂ există consumatori nealimentați și DACĂ defectul este localizat

ATUNCI verifică tronsoanele feederilor care alimentează consumatorul Regula: DACĂ feeder defect și DACĂ defectul este nelocalizat ATUNCI se încearcă realimentarea consumatorului prin închiderea întreruptorului.

Regula: DACĂ declanșează la orice închidere de întreruptor și DACĂ defectul este localizat ATUNCI tronsonul defect al feederului trebuie să fie izolat prin separatoare adiacente.

Pe rețeaua de distribuție test precizată mai sus au fost realizate mai multe simulări a căror rezultate sunt similare cu cele din literatura de specialitate. În cele ce urmează sunt prezentate cele mai importante rezultate obținute:

Exemplul 1: Defect simulat între separatorul S7 și separatorul S8. Programul permite izolarea și eliminarea defectului fără a afecta alimentarea unor consumatori. Inițial protecțiile comandă deschiderea întreruptoarelor I1 și I2. Programul sugerează următorul scenariu: comanda deschiderii celor două separatoare supervizate S8 și S10. Urmează secvența de identificării tronsonului defect prin închiderea întreruptoarelor I1 și respectiv I2. Urmare a acestei secvențe rezultă porțiunea de tronson defectă este identificată între întreruptorul I1 și separatorul S8. Prin deschiderea separatorului S7 urmată de închiderea întreruptorului I1, este restabilită alimentarea pe această porțiune de tronson și izolarea porțiunii defecte situate între separatoarele S7 și S8.

```
CLIPS>
(run)
FIRE 1 REGULA_1:f-0
Defect între separator S7 și separator S8
FIRE 2 REGULA_2:f-0
Se comandă schimbarea stării următoarelor echipamente!
Deschide întreruptor I1!
Deschide întreruptor I2!
Deschide separator supervizat S8!
Deschide separator supervizat S10!
FIRE 3 REGULA_3:f-0
Închidere întreruptor I1
Deschidere întreruptor I1
```

Închidere întreruptor I2
 FIRE 4 REGULA_4: f-0
 Porțiune feeder defect între întreruptor I1 și separator S8
 FIRE 5 REGULA_5: f-0
 Recomand deschiderea separator S7
 FIRE 6 REGULA_6: f-0
 Se restabilește alimentarea pe porțiunea feeder întreruptor I1 și separator S7

Exemplul 2: Defect simulat între separatorul S8 și separatorul S9. Programul permite izolarea și eliminarea defectului fără a afecta alimentarea unor consumatori. Inițial protecțiile comandă deschiderea întreruptoarelor II și 12. Programul sugerează următorul scenariu: comanda deschiderii celor două separatoare supervizate S8 și S10. Urmează secvența de identificării tronsonului defect prin închiderea întreruptoarelor II și respectiv I2. Urmare a acestei secvențe rezultă porțiunea de tronson defectă identificată ca fiind chiar între separatoarele supervizate S8 și separatorul S10.

```
CLIPS>
(run)
FIRE 1 REGULA_1: f-0
Defect între separator S8 și separator S9
FIRE 2 REGULA_2: f-0
Se comandă schimbarea stării următoarelor echipamente!
Deschide întreruptor II!
Deschide întreruptor 12!
Deschide separator supervizat S8!
Deschide separator supervizat S10!
FIRE 3 REGULA_3: f-0
Închidere întreruptor II
Închidere întreruptor 12
FIRE 4 REGULA_4: f-0
DEFECTUL AFOST ELIMINAT PRIN DESCHIDEREA SEPARATOARELOR
SUPERVIZATE!!!
<== Activation 8600 REGULA_5: f-0
<== Activation 8500 REGULA_6: f-0
```

3.5.5. Monitorizarea on-line a liniilor electrice

Tendința sistemelor de supervizare și control este de standardizare, vizând în acest context interconectarea și integrarea diferitelor sisteme.

Astfel proiectarea și dezvoltarea sistemelor SCADA la nivelul stațiilor electrice, poate fi exemplificată de lucrări precum:

- „Monitorizarea ON-LINE a LEA” lucrarea al cărei beneficiar final a fost TRANSELECTRICA SA;
- „Sistem pentru monitorizarea ON-LINE a liniilor electrice în cablu de energie”, cu beneficiar final SC ELECTRICA SA;
- Normative care vizează sistemele SCADA, de exemplu „Normativ (PE) pentru realizare sistem SCADA într-o hidrocentrală”, cu beneficiar final SC Hidroelectrica S.A.

3.5.5.1. Monitorizarea on-line a liniilor electrice aeriene

În cadrul proiectului „Monitorizarea ON-LINE a LEA” s-au pus în evidență aspecte legate de controlul și a monitorizarea ON-LINE a liniilor electrice aeriene de

înalță tensiune pentru semnalizarea depunerilor de chiciură [Goia1988]. În acest context, a fost necesară evidențierea aspectelor climatice - fenomenologia, mecanismele de apariție și dezvoltare a acumulării gheții, chiciurii și poleiului pe conductoarele LEA de IT, influența vântului și a temperaturii; posibilități de limitare a efectelor unor fenomene cum sunt gheața și chiciura, oportunitatea deschicuirii utilizând un sistem extins de monitorizare on-line și off-line a parametrilor de funcționare a unei LEA de transport.

Această lucrare a impus îmbinarea unei documentări cuprinzătoare atât în ceea ce privește factori meteorologici și specifici de condiții locale pentru traseul liniilor, cât și în ceea ce privește elemente tehnologice legate de construcția liniilor sau de punerea la punct a metodologiilor de sesizare a depunerilor de chiciură și apoi de îndepărtare a lor:

- punerea în valoare a unor metodologii necesare pentru realizarea împiedicării producerii depunerilor de gheață și chiciură pe conductoarele LEA. Aceste metodologii se referă deopotrivă la metodele efective de eliminare a depunerilor deja formate pe conductoare: metode mecanice (descărcătoare de sarcină) și metode electrice (scurtcircuitarea pe un număr incomplet de faze, topirea prin conectarea în opoziție de fază topirea în curent continuu) sau la semnalizarea depunerilor pe conductoarele liniilor (avertizor de depunere pe conductoarele liniilor electrice aeriene). S-au pus în valoare metodele experimentate cunoscute până la acest moment legate de deschicuire și s-au făcut propuneri de îmbunătățire și perfecționare a dispozitivului de semnalizare și avertizare la distanță a depunerilor de gheață și chiciură pe conductoarele LEA - avertizor de chiciură. Acesta a fost dezvoltat în cadrul ICEMENERG și reprezintă efortul de-a lungul multor ani de studii teoretice și practice al ICEMENERG S.A. Dispozitivul de semnalizare și avertizare la distanță a depunerilor de gheață și chiciură conductoarele LEA - avertizorul de chiciură este primul echipament de acest tip folosit în sistemul energetic românesc. Soluția are la bază utilizarea unui traductor dinamometric fig. 3.9.b, care la depășirea sarcinii verticale reglate închide un contact din circuitul instalației electrice de emisie. Astfel se semnalizează instalației de avertizare aflată la punctul de dispecer depășirea unui prag de sarcină verticală reglat și existența pericolului pe LEA datorită cantității mari de chiciură. La acest moment sunt disponibile echipamente de transmitere a datelor a căror funcționare și autonomie să fie afectate într-o măsură mult mai redusă de condițiile vitrege la care acestea trebuie să funcționeze, față de soluția inițial propusă.

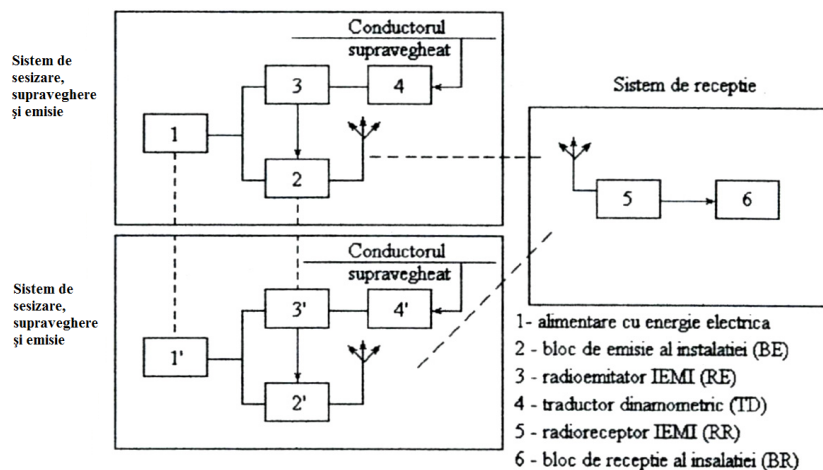


Fig. 3.9.a. Schema sistemului de monitorizare a depunerilor de chiciură.

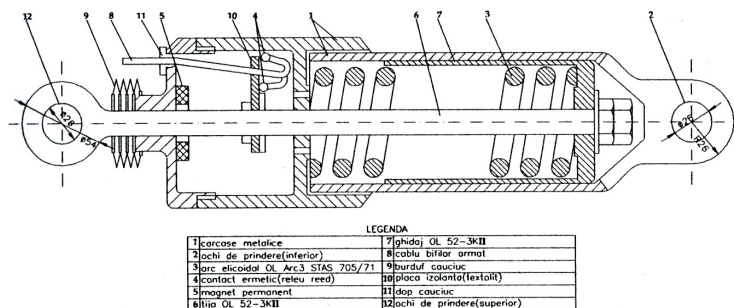


Fig. 3.9.b. Traductorul dinamometric – „chichiometru”.

- aspecte legate de cunoașterea profilului vântului, prin modernizarea și adaptarea unui echipament experimental de tip anemometru pentru determinarea profilului vântului. Utilizarea tehnicilor bazate pe microprocesor a permis dezvoltarea în colaborare cu o firmă de profil, a unui echipament care permite cunoașterea tuturor aspectelor legate de profilul vântului, foarte important pentru buna funcționare a LEA. Profilul vântului este un parametru absolut necesar de cunoscut, el influențează nivelul temperaturii conductorului și de aici influențe în legătură cu producerea și depunerea gheții și a chiciurii pe conductoare. Este posibil cu ajutorul dispozitivului citat, cunoașterea vitezei instantanee și vitezei medii a vântului pe un interval de timp ales și afișarea acestor informații pe o consolă de indicare (OFF-LINE) sau preluarea semnalului și transmiterea acestuia la un punct central (ON-LINE).
- aspecte legate de monitorizarea coroziunii fundațiilor stâlpilor din oțel prin evidențierea tehnologiilor folosite pe plan mondial în domeniu și studierea posibilității de utilizare a acestora într-un sistem integrat ON-LINE.

Subliniat chiar de către TRANSELECTRICA SA, impactul unui astfel de studiu a fost deosebit, el constituind baza pentru studii de pre și de fezabilitate, realizarea de proiecte tehnice cum sunt SCADA și OPGW.

3.5.6. Monitorizarea on-line a liniilor electrice în cablu

În cazul proiectului „Sistem pentru monitorizarea ON-LINE a liniilor electrice în cablu de energie”, s-a urmărit proiectarea și experimentarea unui sistem capabil să urmărească în exploatare mărimi de interes, prin intermediul cărora să fie posibile evidențierea aspectelor legate de fenomenul general de îmbătrânire a izolației LEC și de arborescența apei în izolația LEC de tip polietilenă reticulată - XLPE și polietilenă - PE. Validarea metodei a fost posibilă, având la dispoziție rezultate de cercetare-inginerie pe aceeași tematică, obținute anterior acestui proiect, cu ajutorul unor echipamente de diagnoză nedistructivă a izolației LEC bazate pe măsurarea tensiunii de revenire (echipament dezvoltat de firma Hagenuk - Germania), respectiv de măsurare a curentului de relaxare izoterm (echipament produs de firma Seba Dynatronik - Germania).

Metoda de monitorizare abordată în cadrul acestui proiect, constă în măsurarea - supravegherea curentului de capaciv prin sistemul de izolație al unei LEC. Conceptul impune anumite condiții, în acest sens sistemul studiat în cadrul lucrării este aplicabil pentru monitorizarea ON-LINE a Liniilor Electrice în Cablu - LEC de medie tensiune, cu următoarele precizări:

- se utilizează numai la LEC la care s-a implementat metoda de supraveghere, de la punerea în funcțiune a acesteia;

- mantaua de protecție a cablurilor și a manșoanelor din constituția LEC, să fie extrudată;
- ecranele cablurilor din cadrul LEC să nu fie puse la pământ în dreptul manșoanelor.

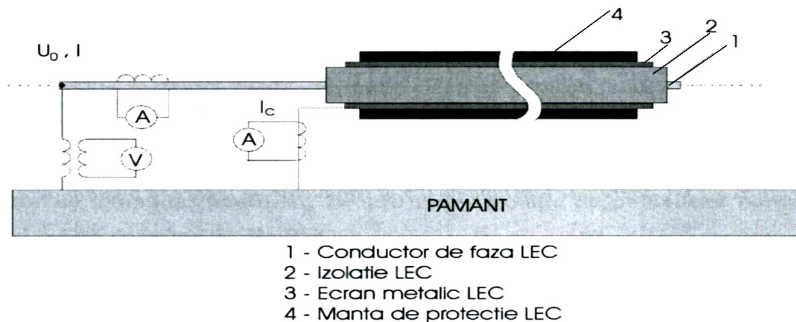


Fig. 3.10. Schema de principiu pentru o LEC monofazăată cu ecranul la pământ la un singur capăt.

Pentru punerea în evidență a curentului capacitiv prin izolația cablurilor de energie s-au experimentat măsurarea căderii de tensiune pe un conductor de legare la pământ cu lungimea și secțiunea cunoscută (0,5 m respectiv 25 mm²). Varietatea mare de cabluri de energie existente și necesitatea generalizării metodei a condus la măsurători utilizând traductori de tip transformatoare de curent toroidale montate pe conductorul de legare la pământ al terminalului fiecărei faze. Experimentările în laborator și în exploatare au permis stabilirea și enunțarea principalelor cerințe necesare unui sistem de monitorizare on-line, vizând punerea în evidență a duratei de viață restante a liniilor electrice în cablu.

Derularea proiectului a avut următoarele etape principale:

- **Experimentările din laborator** au avut drept scop determinarea gamei valorilor ale curentului capacitiv prin izolația cablurilor, respectiv posibilitatea de măsurare.

În cadrul testelor executate în Laboratorul Linii Electrice Aeriene și în Cablu de la SC ICEMENERG SA s-au efectuat măsurători pe un cablu de fabricație Jagodina - Croația.

Lungimea cablului a fost de 30 m. Tipul de cablu a fost A2XSY, respectiv, conductor de aluminiu, multifilar, compactizat de 150 mm², izolație de XLPE, ecran de cupru de 25 mm² și manta de protecție din PVC.

Pe baza rezultatelor obținute s-au făcut extrapolări pentru lungimi de până la 5 km de cablu. Experimentările au constatat în măsurarea căderii de tensiune pe conductorul de legare la pământ de la terminal, pe o porțiune de 500 mm, respectiv prin măsurarea curentului prin acesta.

Rezultatele măsurătorilor și diagramele aferente sunt prezente în fig. 3.11, 3.12 și 3.13.

curent (A)	Tensiune (mV)
1.51	0.3
2	0.5
2.5	0.65
3	0.85
4	1.2
5	1.6

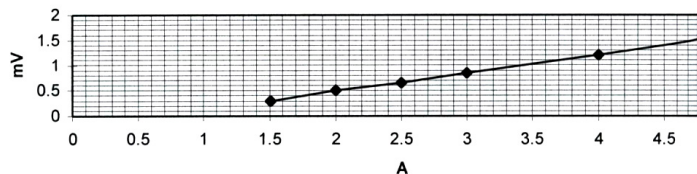


Fig. 3.11. Căderea de tensiune pe 0,5 m conductor de legare la pământ.

tensiune (kV)	Curent (mA)
5.55	13.6
7.875	20.5
11.325	29.5
15.465	40.15
23.955	62
30.75	79.3

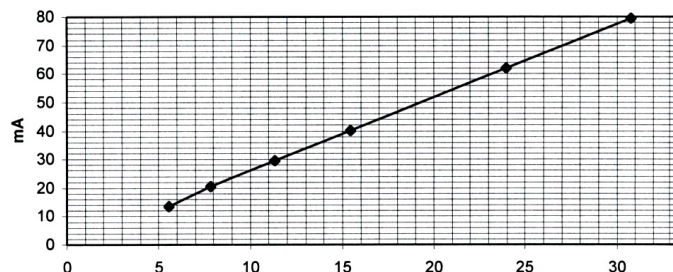


Fig. 3.12. Curentul de capaciv prin izolația cablului la diverse valori ale tensiunii de fază.

tensiune (kV)	Curent (mA)
5.55	13.6
7.875	20.5
11.325	29.5
15.465	40.15
23.955	62
30.75	79.3

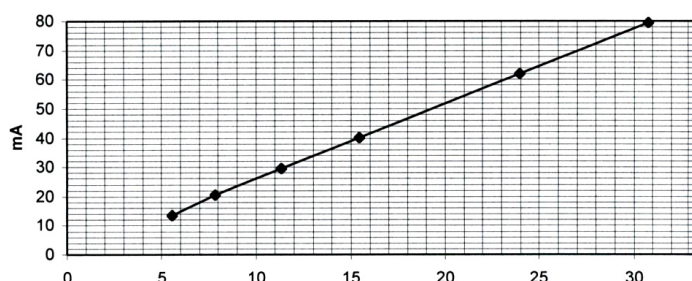


Fig. 3.13. Extrapolarea măsurătorilor pentru diferite lungimi de cablu.

- **Experimentările în exploatare** au avut drept scop determinarea gamei valorilor curentului capaciv prin izolația cablurilor, respectiv posibilitatea de măsurare a acestora, într-o configurație reală din exploatare.

În cadrul testelor executate în cadrul filialei de rețele electrice Ploiești, s-au efectuat măsurători pe un cablu de fabricație românească, între posturile de transformare PT 578 și PT 579. Lungimea cablului a fost de 140 m. Tipul de cablu a fost A2YSY, produs de ICME București, respectiv, conductor de aluminiu, multifilar, de 150 mm², izolație de polietilenă normală, ecran de cupru de 16 mm² și manta de protecție din PVC. Pe baza rezultatelor obținute au putut fi realizate extrapolări pentru lungimi de până la 5 km de cablu.

Experimentările au constat în măsurarea curentului de conducție prin izolația cablului, curent măsurat pe conductorul de legare la pământ de la terminal, cu ajutorul unui clește prin inducție, digital, cu sensibilitatea maximă de 20 mA. Aceste măsurători au fost urmate de utilizarea experimentală a unui număr de șase transformatoare de curent toroidale montate pe conductorul de legare la pământ al terminalului fiecărei faze. Acestea au fost etalonate pentru cunoașterea răspunsului acestora la diferite valori ale curentului de conducție.

Rezultatele măsurătorilor și diagramele aferente sunt prezentate în tabelul 3.1 și fig. 3.14.

Tabelul 3.1. Măsurători efectuate

Loc măsură	Condiții măsură	Curent [mA]
PT 578	ecran legat la pământ numai la PT 578, măsurat în PT 578	150
PT 578	ecran legat la pământ numai la PT 578, măsurat în PT 579	150
PT 578	ecran legat la pământ la ambele capete, măsurat în PT 578	75
PT 579	ecran legat la pământ la ambele capete, măsurat în PT 579	74

Sistemul de supraveghere ON-LINE experimental are câteva direcții principale de dezvoltare, și anume:

- de supraveghere a rețelelor de LEC prin semnalizarea oricărui defect incipient în izolație, respectiv în mantaua de protecție, deci se înscrie în activitatea predictivă cu scopul măsurării parametrilor care pot oferi informații despre starea LEC și de completare a unor metode off-line de diagnoză nedistructivă a LEC de medie tensiune. Analiza evoluției acestor parametri în timp poate indica momentul când se impune aplicarea unor acțiuni preventive pentru evitarea avariilor care conduc la întreruperea alimentării cu energie electrică a consumatorilor;
- cunoașterea on-line a unor parametri și mărimi de funcționare a LEC constituie un element important pentru conducerea rețelelor electrice;
- de informatizare a sistemului de exploatare a rețelelor cu LEC, de aici decurgând toate celelalte avantaje și anume: crearea unei baze de date aferentă rețelelor cu LEC, centralizarea datelor la nivel zonal.

lungime cablu (km)	curent (A)
0.1	0.11666
0.2	0.22332
0.3	0.33998
0.4	0.44664
0.5	0.5533
0.6	0.66996
0.7	0.77662
0.8	0.88328
0.9	0.99994
1	1.1666
1.5	1.6999
2	2.2332
2.5	2.7665
3	3.2998
3.5	3.8331
4	4.3664
4.5	4.8997
5	5.433

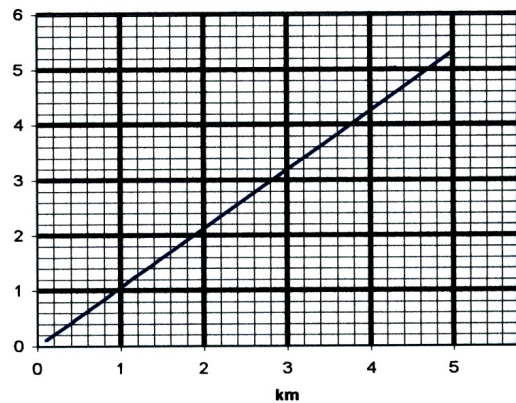


Fig. 3.14. Extrapolarea măsurătorilor pentru diferite lungimi de cablu.

A fost utilizată o metodă bazată pe măsurarea curentului de conducție pentru a obține indicații, în special, asupra stării izolației și a prezenței apei în acesta, element important care concură la dezvoltarea fenomenului de arborescența a apei (mai ales în izolațiile cu PE, XLPE), fenomen care duce în timp la defect de izolație.

Principiul metodei constă din următoarele aspecte: la unul din capetele (de exemplu A) unei LEC din exploatare aflate sub tensiune se va înregistra un curent de conducție direct proporțional cu starea sistemului de izolație a LEC.

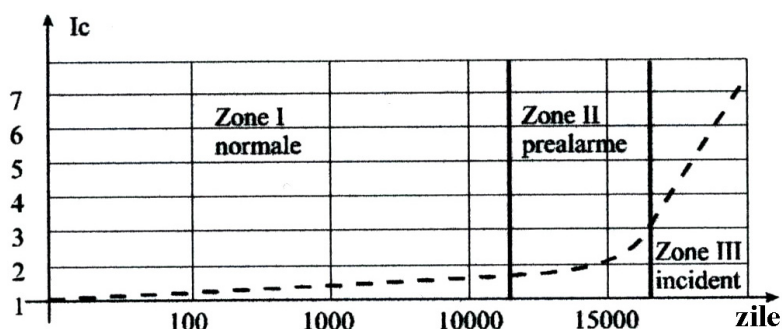


Fig. 3.15. Diagrama curentului de conducție funcție de durata de exploatare.

Valoarea curentului I_c va fi funcție de starea sistemului izolației al LEC funcție de timpul de când LEC se află în exploatare (sub tensiune); respectiv va fi funcție de impedanța de izolație Z_c care se modifică în timp

$$I_C(t) = \frac{U}{Z_C(t)} [A].$$

Pentru a realiza această diagramă este nevoie de valoarea exactă a tensiunii de exploatare, obținută cu ajutorul unui transformator de tensiune T_U .

Aparatura aflată în capătul LEC fig. 3.12 (echipamente de măsurare analogice sau echipamente numerice de achiziție de date), înregistrează curentul de conducție prin izolația cablului și permite supravegherea "on line" a LEC pentru următoarele cazuri:

- Regim normal de funcționare. Diagrama curentului de conducție funcție de timp este conform celei din fig. 3.17. Corespunzător acestei diagrame se pun în evidență următoarele zone:
 - *Zona I-a* caracterizată de o variație a curentului direct proporționale cu timpul, fenomenul de îmbătrânire desfășurându-se normal;
 - *Zona II-a* în care începe fenomenul de accelerare a îmbătrânirii izolației. Situaarea valorilor curentului de conducție în această zonă impune prealarmarea în vederea întreruperii planificate a LEC și a analizei stării acesteia;
 - *Zona III-a*, în care iminența producerii unei avarii este certă.
- Regim de avarie:
 - *Avarie a mantalei de protecție.* În acest caz, aparatura de supraveghere va semnaliza o scădere bruscă a curentului de conducție, deoarece o parte din aceasta, funcție de distanță până la locul de defect, se va întoarce la sursă prin pământ;
 - *Avarie în izolația cablului.* În acest caz, aparatura de supraveghere va semnaliza o creștere bruscă a curentului de conducție, la valori foarte mari, respectiv cele ale curentului de scurtcircuit. Sunt posibile cazurile:
 - Avarie numai a izolației cablului; mantaua de protecție rămâne intactă, caz în care tot curentul de scurtcircuit este înregistrat de aparatura de supraveghere;
 - Avarie a izolației cablului și a mantalei de protecție, este avariata atât izolația cât și mantaua de protecție, existând două cazuri de defect:
 - ❖ Inițial mantaua de protecție este intactă, iar izolația cablului s-a deteriorat datorită unui defect de fabricație; caz în care la aparatura de supraveghere se va înregistra inițial o valoare a curentului de scurtă durată foarte mare, moment după care această valoare scade brusc sub valoarea de regim normal de funcționare

❖ Atât mantaua, cât și izolația sunt deteriorate simultan. În acest caz curentul de conducție scade brusc, simultan cu apariția unui curent de scurtcircuit pe conductorul cablului.

- Avarie în conductor sau ecran. În acest caz, aparatura de supraveghere va semnaliza o scădere a curentului de conducție, la valori direct proporționale cu distanța până la locul de defect. Valoarea curentului de conducție este corespunzător porțiunii de cablu rămasă sub tensiune (la întreruperea conductorului), respectiv porțiunii de cablu de la capătul A până la defectul de ecran (la întreruperea ecranului).

Perfecționarea metodei dezvoltate și promovate în cadrul lucrării permite reducerea și chiar eliminarea unor lucrări planificate de testare, întreținere, defectoscopie, reparații și diagnosticare a stării echipamentelor, activități efectuate pentru a menține, a reface sau a ridica la nivele predeterminate parametrii de siguranță și disponibilitate ai LEC prin activități de mentenanță preventivă și predictivă:

- încercări cu tensiune înaltă continuă la PIF;
- încercări cu tensiune înaltă continuă profilactice;
- încercări de diagnoză pe LEC, unde s-a implementat metoda;
- pre-localizarea defectelor la avarierea mantalelor de protecție.

De asemenea utilizarea unui astfel de concept cum este monitorizarea ON-LINE pentru LEC de medie și înaltă tensiune duce la:

- reducerea numărului de intervenții pentru o LEC în funcțiune, datorate defectelor și de reducerea întreruperilor în alimentarea clienților cu energie electrică;
- programarea perioadelor de revizii și reparații, funcție de starea tehnică a LEC exploatată, utilizând rezultatele obținute aplicând o corectă monitorizare a stării tehnice a LEC;
- creșterea duratei de bună funcționare a unei LEC.

3.6. Concluzii și contribuții

3.6.1. Concluzii

Capitolul a avut ca scop sistematizarea de o manieră adaptată direcției de utilizare ulterioare a noțiunilor teoretice legate de sistemele expert și de a analiza elementele practice de concretizare a implementării de sisteme expert în domeniul rețelelor și sistemelor electroenergetice. Analiza concretă realizată a acoperit aplicații ale sistemelor expert la nivelul rețelei de transport, dar și la nivelul rețelelor de distribuție care reprezintă direcția principală de interes a lucrării. Analiza și prezentarea teoretică realizate în prima parte a capitolului sunt susținute de exemplificări detaliate practice dezvoltate și aplicate în instalații reale.

3.6.2. Contribuții originale

Acest capitol aduce ca și contribuții originale semnificative următoarele:

- efectuarea unui studiu bibliografic sistematizat referitor la caracteristicile sistemelor expert în general, dar și în domeniul particular al utilizării acestora în domeniul conducerii rețelelor electrice;
- prezentarea unor sisteme expert orientate pe aplicații specifice în conducerea rețelelor electrice, la care autorul a fost coordonator al colectivului sau membru al colectivului de cercetare și implementare.

4. DIAGNOZA REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE. ASPECTE TEORETICE

4.1. Considerații introductive privind diagnoza sistemelor tehnice

Ca și domeniu al inteligenței artificiale, diagnoza constă în dezvoltarea algoritmilor și metodelor care să fie capabile să determine dacă modul de comportare în funcționare al unui sistem tehnic este corect, adică funcționarea acestuia respectă un set de norme dinainte stabilite. Dacă funcționarea sistemului nu este corectă, diagnoza trebuie să fie capabilă să determine, cât mai exact posibil, care parte a sistemului este neconformă și ce fel de neconformitate prezintă. Diagnoza pornește de la observațiile efectuate asupra sistemului, observații care oferă informații despre funcționarea a acestuia.

Diagnoza expert, sau diagnoza realizată de un sistem expert, este bazată pe experiența de lucru asupra sistemului tehnic care se diagnostichează [Eremia2001]. Utilizând această experiență, se poate realiza o corespondență între observațiile efectuate asupra sistemului, denumite și simptom și diagnozele corespunzătoare. Experiența poate fi oferită de către:

- operatorul uman; în acest caz, cunoștințele acestuia trebuie formalizate într-un limbaj de programare adecvat și plasate într-o bază de cunoștințe;
- un set extins de exemple de funcționare a sistemului; în acest caz, exemplele trebuie clasificate ca fiind corespunzătoare unui regim conform sau unui regim neconform, iar în cel din urmă caz să se precizeze și tipul neconformității; mai apoi se va utiliza un program care încorporează o „mașină de învățare” care să realizeze un raționament de generalizare din exemplele avute la dispoziție.

Dificultățile principale ale acestor metode constau în [Eremia2001]:

1. dificultatea obținerii expertizei. Expertiza este disponibilă doar după o perioadă lungă de timp în care se utilizează sau sistemul de diagnosticat sau sisteme similare. De aceea, aceste metode nu sunt potrivite pentru sistemele cu misiuni critice cum ar fi centralele nucleare. Mai mult, cunoștințele tip expert achiziționate nu pot avea certitudinea că sunt complete. În cazul apariției unei situații nemiintâlnite în trecut, care să conducă la o observație neașteptată, este imposibil ca diagnoza să poată fi realizată;
2. complexitatea învățării. Construirea unui sistem expert necesită un lung interval de timp și o memorie mare pentru calculatorul care-l utilizează;
3. dimensiunea finală a sistemului expert. Dacă sistemul expert își propune să dea o diagnoza pentru orice observație posibilă atunci este necesar un spațiu imens de stocare (memorare);
4. lipsa robusteții. Dacă sunt făcute chiar mici modificări asupra sistemului, sistemul expert trebuie adaptat noii situații, aceasta însemnând uneori chiar refacerea acestuia;
5. o abordare ușor diferită este construirea unui sistem expert plecând de la un model a sistemului de diagnosticat, spre deosebire de varianta de mai sus când baza de plecare era expertiza. Această soluție este denumită diagnoza bazată pe model.

Dacă se consideră un sistem tehnic care este format dintr-o mulțime de elemente componente, așa cum este cazul rețelelor electrice de distribuție (RED) din cadrul sistemelor electroenergetice (SEE), atunci funcționarea conformă (corectă) a sa depinde de funcționarea conformă (corectă) a fiecărui element în parte. Este important de precizat că prin funcționare neconformă (incorectă, nedorită) se va înțelege orice funcționare diferită de cea definită ca fiind corectă. Definirea stării corecte de funcționare a sistemului presupune descrierea acestei stări a lui cu ajutorul unei mulțimi de aserțiuni care sunt toate adevărate. Această mulțime de aserțiuni adevărate cuprinde [Borlea2006], [Borlea2009]:

- exprimarea prin propoziții a condițiilor impuse de respectarea legilor generale de funcționare ale sistemului;
- afirmații impuse (norme) pentru ca funcționarea sistemului să fie considerată corectă.

Prin observație se va înțelege orice aserțiune despre funcționarea curentă a sistemului, sau a elementelor sale componente, stabilită pe bază de experiment (măsurătoare), care evident este adevărată. O observație, numită și simptom, care este în contradicție din punct de vedere logic cu mulțimea aserțiunilor care definește starea de funcționare conformă a sistemului, stabilește în fapt o stare de neconformitate a lui în cel mai larg înțeles cu putință. Desigur funcționarea neconformă a sistemului este o consecință a funcționării neconforme a unuia sau a mai multor elemente componente.

Un simptom este observat sau identificat de către un observator exterior sistemului, care pe baza unor măsurători efectuate în sistem sau / și pe baza unor calcule, ajunge la o contradicție care demonstrează că sistemul nu funcționează conform.

În general, funcționarea incorectă a unei componente înseamnă că ea nu respectă una dintre normele impuse pentru ca funcționarea sistemului să poată fi considerată corectă. În acest caz se spune că respectiva componentă este neconformă.

Diagnoza unui sistem constă în identificarea componentelor sale neconforme adică cele care provoacă funcționarea neconformă (nedorită, incorectă) a sistemului.

Problema diagnozei constă în a identifica [Borlea2006]:

- situațiile în care cel puțin o observație devine simptom;
- mulțimea minimă de componente presupuse neconforme care explică pe deplin toate simptomele observate.

Desigur soluția banală o unei probleme de diagnoză se referă la situația în care toate componentele sistemului sunt neconforme și ea trebuie evitată.

4.2. Diagnoza bazată pe model

Diagnoza bazată pe model (DBM – „model based diagnosis”) este un exemplu de raționament abductiv care utilizează un model al sistemului tehnic de diagnosticat. În linii mari DBM funcționează după diagrama prezentată în fig. 4.1.

Există un model care descrie comportarea sistemului tehnic. Modelul este o abstractizare a comportării sistemului și poate fi incompletă. În particular, comportarea neconformă a sistemului este în general puțin cunoscută și de aceea modelul cu neconformitate poate să nu fie reprezentat. Fiind date un set de observații asupra sistemului, sistemul de diagnoză simulează comportarea curentă a sistemului utilizând modelul și compară observațiile concrete cu rezultatele simulării (observații calculate).

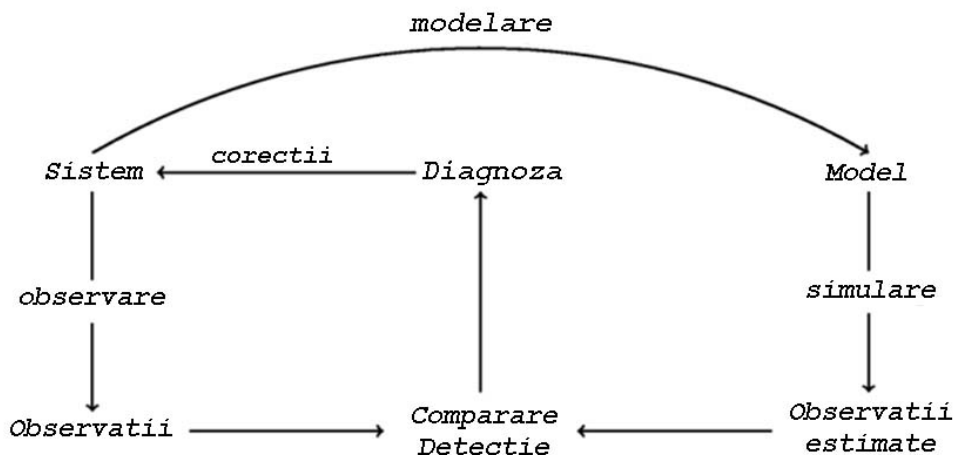


Fig. 4.1. Diagnoza bazată pe model.

Un sistem este diagnosticabil dacă pentru orice comportare a sa se poate determina fără ambiguitate o diagnoză unică. Problema diagnosticabilității este foarte importantă atunci când se proiectează un sistem tehnic pentru că pe de o parte se dorește reducerea numărului de senzori pentru a reduce costurile, iar pe de altă parte se dorește mărirea numărului de senzori pentru a crește probabilitatea de a detecta un comportament neconform. Algoritmii care determină diagnosticabilitatea unui sistem pot fi utilizați pentru a rezolva această problemă. Diagnosticabilitatea unui sistem se determină în general cu ajutorul modelului sistemului. De aceea, ea poate fi verificată în cazul diagnozei bazate pe model.

Diagnoza bazată pe model reprezintă o formalizare matematică a unui proces de diagnoză din realitate, fiind sugerată pentru prima dată de către R. Reiter [Reiter87], extinsă mai târziu de Kleer, Mackworth și Reiter [Kleer92] și completată de P. Struss și U. Heller [Struss98]. Diagnoza bazată pe model este cea mai riguroasă tehnică de diagnoză putând fi aplicată la o mare varietate de sisteme tehnice. Ea folosește judecăți rezultate din principiile fundamentale ale logicii clasice și implică folosirea cunoștințelor despre modul de funcționare a sistemului așa cum este descris prin modelul său. În diagnoza bazată pe model, accentul se pune pe relațiile logice dintre componentele unui sistem complex, astfel încât funcționarea fiecărei componente în parte și interconexiunile sale cu celelalte componente ale sistemului, sunt prezentate sub forma unui sistem logic denumit **descrierea sistemului** („system description”) (SD). Comportarea așteptată a sistemului este deci o consecință logică a descrierii sistemului. Existența unei componente neconforme conduce la **inconsistența** (incoerența) dintre comportarea observată a sistemului și descrierea sistemului. De aceea, determinarea componentelor neconforme, sau diagnoza sistemului, este redusă la găsirea componentelor pentru care presupunerea că nu funcționează corect (sunt neconforme) poate explica toate inconsistențele. Deci diagnoza bazată pe model este de fapt un proces de inferență logică a afirmațiilor despre model: descriere și observații. Acest proces de inferență poate fi realizat cu ajutorul unei mașini de inferență care este capabilă să prelucraze relații logice de orice tip.

Prezența unui simptom conduce la identificarea unei mulțimi de componente concurente ale sistemului, presupuse a fi neconforme, ca și candidate inițiale pentru explicarea lui. Componentele sunt desigur concurente pentru că fiecare dintre ele ar

putea explica singură simptomul în discuție, dacă într-adevăr ea ar fi neconformă. Pentru mai multe simptome, diagnoza trebuie să identifice mulțimea minimă dintre componente concurente care contribuie la apariția tuturor simptomelor în discuție. Această mulțime minimă intersectează toate mulțimile de componente concurente definite pentru fiecare simptom în parte (adică ea va conține cel puțin un element din fiecare mulțime) și ea înlătură complet inconsistența dintre observațiile asupra sistemului (simptome) și descrierea sistemului (funcționarea dorită a sistemului). Determinarea acestei mulțimi minimale se realizează în două etape: mai întâi se generează componentele candidate pentru fiecare simptom și apoi se calculează mulțimea minimă de componente neconforme.

Diagnoza bazată pe model are două mari dezavantaje care limitează mult aplicarea ei în practică [Borlea2006]. În primul rând pentru sisteme complexe modelele rezultate sunt extrem de mari și deci dificil de aplicat. În al doilea rând, algoritmi de determinare a mulțimii minime de elemente neconforme necesită un timp de calcul care crește exponențial cu complexitatea modelului. Pentru evitarea acestor dezavantaje se caută realizarea unor modele cât mai simple ale sistemului și a unor algoritme eficiente de determinare a mulțimii minimale de diagnoză.

La descrierea sistemului se acceptă un nivel de reprezentare care să fie un compromis între precizie și volumul de informații cuprinse. Fiecare problemă practică are caracteristici specifice și deci poate conduce la modele mai mult sau mai puțin extinse și complicate care servesc unor anumite scopuri concrete în funcție de necesitățile avute în vedere.

La determinarea mulțimii minimale de diagnoză îmbunătățirile algoritmului trebuie să ia în considerare condițiile particulare ale problemei analizate.

În literatura dedicată problemei diagnozei pe model [Fijany02], se recomandă găsirea unor reguli simptom – cauză („symptom to cause”) extrase din experiența experților umani cu privire la sistemul care este supus diagnozei. Găsirea unor astfel de reguli poate fi un proces greoi, consumator de timp, expus la posibile erori umane, proces care trebuie urmărit și perfecționat continuu. De asemenea, se prezintă relația dintre determinarea mulțimii minimale de diagnoză și problema cunoscută în limbă engleză sub denumirea de „hitting set problem” – problema mulțimii țintă (problema de găsire a mulțimii țintă). O mulțime țintă pentru o colecție de submulțimi este o mulțime care intersectează toate mulțimile colecției adică mulțimea care conține cel puțin un element din fiecare submulțime a colecției. Se arată că determinarea mulțimii minime de diagnoză nu este de fapt decât determinarea mulțimii țintă minimale („minimal hitting set”) (MHS). O cale posibilă de rezolvare a determinării MHS este utilizarea programării în numere întregi.

Din cele de mai sus se constată că rezolvarea problemei de diagnoză nu depinde de sistemul tehnic concret studiat. Din acest motiv este posibilă construirea unei mașini generale de diagnoză („general diagnosis engine”) (GDE) care să fie capabilă să genereze și să testeze soluții pentru orice fel de sisteme. GDE realizează o simulare cauzală considerând observații asupra unor variabile și folosind reguli pentru a calcula valorile altor variabile din sistem.

GDE combină rezultatele modelului unui anumit sistem cu observațiile efectuate asupra lui pentru a detecta discrepanțele care apar. Deci ea stabilește cauzele primare care ar putea genera discrepanțele ce au condus la funcționarea necorespunzătoare a sistemului. GDE, consideră o mulțime de ipoteze și stabilește, printr-o inferență cauzală, valorile unor variabile din sistem. Apoi mașina face o corespondență între valorile calculate și cele observate. Atunci când pentru o anumită variabilă a sistemului se găsesc două valori diferite apare o discrepanță care ne conduce la concluzia că presupunerile inițiale sunt inconsistente (unele sunt iar altele nu sunt

adevărate). Problema diagnozei este de a stabili care dintre presupunerile inițiale (mai precis cauzele ce stau la baza lor) nu sunt adevărate.

La funcționarea normală a sistemului, simularea cauzală nu determină nici o discrepanță. La apariția unei neconformități apar multiple seturi inconsistente de presupuneri. Procesul de căutare a mulțimilor inconsistente continuă până la finalizarea simulării cauzale cu alte cuvinte parcurgerea tuturor regulilor care formează descrierea sistemului.

Următorul pas al diagnozei este găsirea mulțimii minime de presupuneri neadevărate care contribuie la existența inconsistenței mulțimilor de presupuneri. Prin urmare ea este intersecția minimă a tuturor mulțimilor de presupuneri astfel încât negând toate elementele ei se va ajunge la îndepărtarea tuturor inconsistențelor. Această mulțime constituie rezultatul căutat al diagnozei.

GDE se confruntă cu două probleme importante [Borlea2006]:

- complexitatea programului care o implementează pe un sistem de calcul;
- calculele pe care le efectuează cresc exponențial cu dimensiunea sistemului supus diagnozei.

Complexitatea programului se poate controla în limite rezonabile prin folosirea unui limbaj de programare adecvat, în acest sens fiind recomandabile limbajele declarative specifice Inteligenței Artificiale: Prolog, LISP etc.

A doua limitare este de departe și mai restrictivă. După cum se precizează și în [Fijany02] determinarea MHS este de fapt o problemă de programare în numere întregi NP - complexă. Totuși, asocierea problemei diagnozei la problema decidabilității booleene („satisfiability problem”) și la problema de programare în numere întregi conduce la dezvoltarea unor algoritmi cu performanțe îmbunătățite și cu o arie mai largă de aplicabilitate.

În concluzie ideea folosirii unei GDE este puternic limitată de complexitatea sistemului când pentru a reduce durata diagnozei trebuie considerate caracteristicile specifice ale acestuia, ceea ce de fapt este o abandonare tacită a ideii de universalitate.

4.3. Teoria de diagnoză a lui Reiter

În acest subcapitol se prezintă metoda standard pentru calcularea diagnozei bazată pe model așa cum a fost propusă de R. Reiter [Reiter87]. Deși această teorie este bazată pe logica de ordinul unu cele mai multe dintre problemele studiate în literatura de specialitate nu utilizează complet logica de ordinul unu și deci se poate folosi un limbaj propozițional. În [Borlea2006] se prezintă o sinteză metodei de diagnoză bazată pe model a lui Reiter care apoi a fost aplicată regimurilor staționare de funcționare a sistemelor electroenergetice.

4.3.1. Definiții de bază

Sistemele pentru care trebuie realizată diagnoza se descriu printr-o mulțime de formule propoziționale. Pentru fiecare componentă X a sistemului se va utiliza o variabilă propozițională de forma okX pentru a indica dacă acea componentă funcționează așa cum ar trebui. Dacă nu există evidențe (simptoame) care să indice o funcționare neașteptată a sistemului atunci se presupune că toate variabilele de forma okX sunt adevărate.

Definiția 1

Un sistem este o pereche (SD, ASS) unde:

1. SD , descrierea sistemului, este o mulțime finită de formule ale logicii propozițiilor L și
2. ASS , mulțimea de presupuneri, este o mulțime finită de variabile propoziționale de forma okX .

Orice observație este o formulă a lui L . În anumite situații sistemul se reprezintă în mod extins prin tripletul (SD, ASS, OBS) unde OBS este un set de observații pentru sistemul reprezentat redus (SD, ASS) .

Necesitatea diagnozei unui sistem izvorăște din observarea unei funcționări neașteptate a lui adică atunci când se constată că reuniunea $SD \cup ASS \cup OBS$ este inconsistentă. Diagnoza este mulțimea minimală de presupuneri care trebuie negate pentru a restaura consistența reuniunii. Conform lui Reiter [Reiter87] există:

Definiția 2

O diagnoză pentru $SD \cup ASS \cup OBS$ este o mulțime minimală $D \subseteq ASS$ astfel că: $SD \cup OBS \cup ASS \setminus D \cup \{\neg okX \mid okX \in D\}$ este consistentă.

Uneori pentru un sistem diagnoza poate să nu existe, cu alte cuvinte $D = \Phi$.

Propoziția 1

Pentru sistemul (SD, ASS, OBS) există o diagnoză dacă și numai dacă $(SD \cup OBS)$ este consistentă.

Dacă mulțimea $(SD \cup OBS)$ este inconsistentă, atunci evident, este imposibil ca vreuna dintre submulțimile $D \subseteq ASS$ să îndeplinească condiția de a fi diagnoză; deci nu există diagnoză. Pe de altă parte dacă $(SD \cup OBS)$ este consistentă cel puțin mulțimea ASS este o diagnoză.

Propoziția 2

O mulțime $D \subseteq ASS$ este o diagnoză pentru (SD, ASS, OBS) dacă și numai dacă D este o mulțime minimală astfel încât $SD \cup OBS \cup (ASS \setminus D)$ este consistentă.

Definiția dată de Reiter pentru diagnoză este strâns legată de formalizările raționamentului non monoton¹ cum ar fi circumscrierea [McCarthy80], care încearcă să minimizeze presupunerile de anormalitate, sau cum ar fi inferențele bazate pe probabilitate [Gardenfors94] care încearcă să maximizeze folosirea presupunerilor de normalitate. Este posibilă și o abordare a diagnozei pe calea raționamentelor obișnuite raportând diagnoza de tip Reiter într-un sistem de referință special construit [Poole89].

4.3.2. Calculul diagnozei

Metoda propusă de Reiter utilizează conceptele de *mulțime de conflicte* (mulțimi de elemente concurente) („conflict sets”) și de mulțimi țintă („hitting sets”). O *mulțime de conflicte* este o mulțime de presupuneri care pentru o observație dată nu pot fi toate adevărate [Borlea2006].

Definiția 3

O mulțime de conflicte pentru sistemul (SD, ASS, OBS) este o mulțime $Conf = \{okX_1, okX_2, \dots, okX_n\} \subseteq ASS$ astfel încât $SD \cup OBS \cup Conf$ este inconsistentă. O mulțime de conflicte este minimală dacă nici o submulțime a sa nu este o mulțime de conflicte.

Din Propoziția 2 și Definiția 3 se deduce că o mulțime D este o diagnoză pentru (SD, ASS, OBS) dacă și numai dacă D este o mulțime minimală astfel încât $ASS \setminus D$ nu este o mulțime de conflicte pentru (SD, ASS, OBS) .

¹ logică non monotonă = extinderea premiselor poate conduce la retragerea unei concluzii

Propoziția 3

O mulțime $D \subseteq ASS$ este o diagnoză pentru sistemul (SD, ASS, OBS) dacă D este o mulțime minimală astfel încât $ASS \setminus D$ nu este o mulțime de conflicte.

O mulțime țintă pentru o colecție S de submulțimi nevide de este o mulțime care intersectează toate submulțimile colecției.

Definiția 4

Fie C o colecție de mulțimi S_i . O mulțime țintă pentru C este submulțimea $H \subseteq \bigcup_{S_i \in C} S_i$ astfel încât pentru fiecare $S_i \in S$, $H \cap S_i$ nu este vidă. O mulțime țintă H pentru C este minimă dacă și numai dacă nici o submulțime propriu-zisă a sa nu este mulțime țintă a lui C .

Următoarea teoremă prezintă o soluție de căutare a mulțimii de diagnoză.

Teorema 1

Mulțimea $D \subseteq ASS$ este o diagnoză minimală pentru (SD, ASS, OBS) dacă și numai dacă D este o mulțime țintă minimă pentru colecția mulțimilor minimale de conflicte pentru (SD, ASS, OBS) .

Din Propoziția 3 se știe că $ASS \setminus D$ nu este o mulțime de conflicte pentru (SD, ASS, OBS) . Prin urmare orice mulțime de conflicte conține un element al lui D așa că D este o mulțime țintă pentru colecția de mulțimi de conflicte. Dacă D ar fi o mulțime de conflicte atunci ea nu ar mai fi o mulțime țintă.

În fig. 4.2 se prezintă sintetic metoda de diagnoză bazată pe model dezvoltată de Reiter.

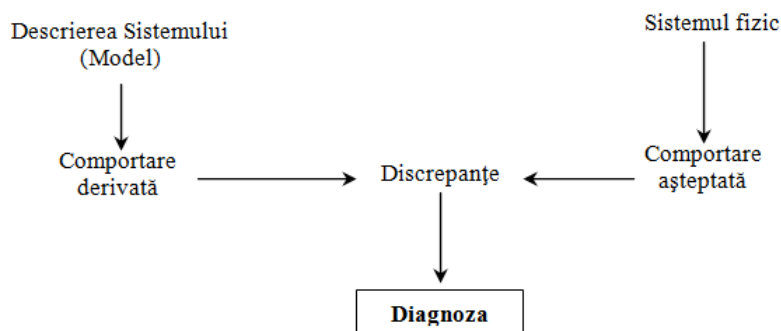


Fig. 4.2 Diagnoza bazată pe model a lui Reiter.

4.4. Extinderea teoriei de diagnoză a lui Reiter

O extindere a diagnozei tradiționale prezentate de Reiter este realizată de P. Struss și U. Heller [Struss98].

Diagnoza bazată pe consistență dezvoltată de Reiter pornește de la faptul că un set de observații OBS este inconsistent cu descrierea sistemului, SD , și de la presupunerile că toate componentele funcționează corect. Ca urmare, procedura de diagnoză este organizată ca o căutare a presupunerilor de funcționare corectă a elementelor componente, care negată să conducă la eliminarea inconsistenței. Dar pentru unele sisteme nu este necesară găsirea elementelor componente neconforme, pentru că ele pot să nu existe, ci mai degrabă este necesară găsirea cauzelor care conduc la o

funcționare considerată nepotrivită față de anumite norme care se impun din afara sistemului. În aceste cazuri inconsistențele apar nu datorită defectării unuia sau a mai multor elemente componente ale sistemului ci datorită intențiilor și scopurilor noastre care nu se suprapun peste situația de fapt în care se află sistemul în cauză. Ca urmare trebuie incluse în SD și condițiile de comportare în funcționare a elementelor constituente. Schema propusă pentru SD este următoarea [Struss98]:

DOMENIUL ABORDAT DE TEORIE
STRUCTURĂ
TIPURI DE OBIECTE
RELAȚII ÎNTRE OBIECTE
COMPORTARE ÎN FUNCȚIONARE
ASOCIERI CANTITATIVE
TIPURI DE COMPORTAMENTE
SPECIFICAȚII ALE SISTEMULUI
(obiecte, relații, parametrii)
SPECIFICAȚII ALE SITUAȚIEI
(variabile)
LEGI DE BAZĂ

Domeniul abordat de teorie

Acesta cuprinde toate cunoștințele la un moment dat despre domeniul respectiv adică domeniul tuturor sistemelor de o anumită clasă. Aici se pot distinge separat *constituenți structurali* (obiecte) și *constituenți de comportare în funcționare* (procese sau alte părți ale modelului):

- *tipuri de obiecte* care apar în descrierea structurii, entități care se disting spațial etc.; tipurile de obiecte pot fi structurate ierarhic;
- *relații între obiecte* care caracterizează configurația obiectelor; se pot specifica unele proprietăți ale relațiilor.

Domeniul abordat de teorie trebuie de asemenea să asigure un vocabular pentru descrierea comportării sistemului și mecanismele de inferență prin care se obțin constituenții de comportare din descrierea structurală. Se introduc:

- *asocieri cantitative* - parametrii și variabilele de stare se vor asocia cu instanțe ale tipurilor de obiecte.
- *tipuri de comportamente în funcționare* - acestea sunt fenomene fizice care se consideră că ele contribuie la funcționarea sistemului ca întreg. Ele pot reprezenta legi de bază sau procese. Ele apar în mod determinist în anumite condiții și apariția lor generează efecte particulare.

Datele sistemului

Un anumit sistem este caracterizat de propria *structură de obiecte* adică instanțe ale tipurilor de obiecte și cupluri individuale de relații între obiecte și *valori ale parametrilor* pentru obiecte care apar în sistemul fizic.

Datele situației

O situație particulară a unui anumit sistem este caracterizată de anumite *valori ale variabilelor*. În funcție de context și de ceea ce se urmărește acestea pot fi măsurători curente, specificații ale unor scopuri de urmărit, ipoteze etc.

Legi de bază

Se includ o parte a legilor fundamentale care determină formarea modelului sistemului, cum se combină influențele și predicția de-a lungul timpului (continuitate, integrare etc.). Ele nu pot fi specificate arbitrar – dar reprezintă mai degrabă echivalentul

logic al aspectelor procedurale ale componentelor software de compunere și predicție a modelului. Călea de modelare permite modificări dinamice în mulțimea proceselor active și de aceea se deosebește de călea de a reprezenta sistemele ca o succesiune de procese predefinite unde este posibil să apară defecte foarte asemănător ca și în cazul componentelor.

4.5. Determinarea mulțimii țintă minime

Problema determinării mulțimii țintă minime (MHS) este legată de problema diagnozei [Reiter87]. Ea este descrisă pe scurt în continuare [Borlea2006].

Se dă o colecție $S = \{S_1, S_2, \dots, S_m\}$ de submulțimi nevide ale unei mulțimi M . O mulțime țintă a lui S este o submulțime $H \subseteq M$ care intersectează fiecare submulțime din S adică $S_j \cap H \neq \emptyset$ pentru orice $j = 1, m$. Desigur există soluția banală, adică mulțimea M , soluție care trebuie evitată. Pentru început se poate pune problema determinării mulțimii țintă H pentru sistem S de submulțimi ale mulțimii M astfel încât $H \subseteq M$ și $|H| \leq c|M|$ iar $1/2 < c < 1$ [Fijany02] dar pentru realizarea diagnozei este interesantă mulțimea țintă minimă.

Așa cum s-a precizat în subcapitolul precedent, fiecare simptom identifică o mulțime de componente ca și candidate inițiale, componente care sunt în conflict ca și valoare de adevăr unele cu altele. Mulțimea țintă minimă este cea mai mică mulțime de componente candidate care intersectează toate mulțimile candidate. Principala teoremă din teoria diagnozei bazate pe model spune că mulțimea minimă de diagnoză este exact MHS [Fijany02] (fig. 4.3).

Algoritmul dezvoltat de Reiter [Reiter87] pentru determinarea MHS este unul dintre cele mai importante. Algoritmul este bazat pe generarea colecției S de submulțimi a mulțimii M și apoi extragerea colecției de submulțimi care constituie MHS. Colecția S este colecția mulțimilor de conflicte iar mulțimea M este mulțimea tuturor elementelor sistemului supus diagnozei. Determinarea MHS cu acest algoritm presupune un volum de memorie și timp de calcul care cresc exponențial cu mărimea colecției S . În [Fijany02] se prezintă o soluție care presupune memorie și volum de calcul care cresc liniar cu mărimea sistemului S .

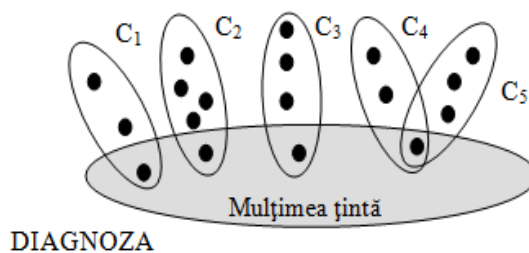


Fig. 4.3. Diagnoza ca mulțime țintă a mulțimilor conflictelor.

În prezenta lucrare, soluția abordată pentru determinarea MHS are două etape. În primul rând se asociază problema diagnozei cu problema decidabilității monotone booleene („monotone Boolean satisfiability problem”), iar în al doilea rând, se prezintă o soluție euristică de căutare exhaustivă a MHS.

Etapa I. Asocierea problemei de diagnoză cu problema de decidabilitate booleană

Problema decidabilității booleene se poate enunța pe scurt astfel: fiind dată o expresie booleană E , se decide dacă există o atribuire a valorilor de adevăr pentru variabilele din E , astfel încât E să fie adevărată. O expresie booleană este compusă din variabile, negații logice, conjuncții logice și paranteze.

Prima problemă necesară a fi demonstrată că este NP-completă este problema decidabilității booleene. Problemele NP-complete (Nondeterministic Polynomial time complete), sunt probleme din categoria problemelor de decizie computațională și care sunt un subset al problemelor NP (adică cele care pot fi rezolvate de o Mașină Turing nondeterministică într-un timp de calcul polinomial) cu specificația că sunt de asemenea NP-hard (o proprietate a problemelor de căutare computațională). De aceea o soluție pentru o problemă NP-completă va rezolva toate problemele NP. Nu toate problemele NP sunt și NP-complet.

Un algoritm nondeterministic este un algoritm care poate oferi mai multe soluții la o anumită problemă. O cale de a implementa un algoritm nondeterministic este metoda de căutare a soluțiilor cu revenire (backtracking).

O problemă este NP-hard dacă rezolvarea ei într-un timp de calcul polinomial va face posibilă rezolvarea tuturor problemelor din clasa NP într-un timp polinomial de calcul. Unele probleme NP-hard sunt NP (acestea sunt denumite NP-complet) altele nu. Dacă se poate reduce o problemă NP la o problemă NP-hard care se poate rezolva într-un timp de calcul polinomial atunci se pot rezolva toate problemele NP.

Există întotdeauna un algoritm cu timp de calcul polinomial care va transforma un enunț al unei probleme NP-complet într-un enunț al altei probleme NP-complet. Prima problemă descoperită a fi NP-completă a fost problema decidabilității booleene.

Pentru a descrie asocierea problemei de diagnoză cu problema de decidabilitate booleană se consideră următoarea descriere matricială a apartenenței membrilor (sau componentelor mulțimii M) la submulțimile candidate inițial (adică elementele componente ale colecției S):

$$A = \begin{matrix} & m_1 & m_2 & \dots & m_n \\ \begin{matrix} S_1 \\ S_2 \\ \vdots \\ S_m \end{matrix} & \begin{pmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & \dots & 1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & 1 & \dots & 0 \end{pmatrix} \end{matrix} \quad (3.1)$$

unde: $S = \{S_1, S_2, \dots, S_m\}$ – colecția de submulțimi nevide; $M = \{m_1, m_2, \dots, m_n\}$ – mulțimea membrilor (elementelor mulțimii M).

Elementele matricei A au următoarele valori: $a(i,j) = 1$ dacă $m_j \in S_i$ și $a(i,j) = 0$ dacă $m_j \notin S_i$. În continuare se introduc variabilele booleene x_1, x_2, \dots, x_n unde fiecare x_j dintre ele reprezintă un membru m_j . Atunci, la fiecare submulțime $S_i = \{m_{i1}, m_{i2}, \dots, m_{in_i}\}$, adică fiecare linie a matricei A , corespunde disjuncția:

$$F_i = x_{i1} \cup x_{i2} \cup \dots \cup x_{in_i} \quad (3.2)$$

adică pentru fiecare „1” din linia i a matricei A variabila booleană corespunzătoare apare în disjuncția (3.2), cum ar fi de exemplu $F_i = x_2 \cup x_3 \cup x_6$. Atunci următoarea formulă

$$F_S = F_1 \cap F_2 \cap \dots \cap F_m \quad (3.3)$$

reprezintă asocierea problemei determinării MHS pentru sistemul S la problema decidabilității booleene în sensul că fiecare mulțime țintă a sistemului S corespunde cu un grad de confirmare satisfăcător la formula F_S și vice-versa. Fie (h_1, h_2, \dots, h_n) un vector boolean care satisface formula (3.3) și fie $H \subseteq M$ mulțimea corespunzătoare. Ecuația (3.2) garantează că H intersectează mulțimea S_i și ecuația (3.3) garantează că H intersectează toate mulțimile S_1, S_2, \dots, S_m . De aceea H este o mulțime țintă.

Deoarece formula (3.3) este monotonă trebuie evitate cazurile banale. De exemplu vectorul boolean unitar $(1, 1, \dots, 1)$ va fi întotdeauna o soluție (este echivalentul întregii mulțimi M). De aceea se procedează la limitarea cardinalului mulțimii H astfel: numărul elementelor lui H să fie $\leq c \cdot n$ unde $c \in (0.5, 1)$.

Etapa a II-a. Metoda euristică de căutare exhaustivă a MHS

Pentru determinarea mulțimii țintă minime ale mulțimilor de conflicte S_i (elemente concurente) reprezentate de liniile matricei A , s-a dezvoltat o metodă de căutare exhaustivă la care elementul de originalitate constă în introducerea unor elemente euristice pentru găsirea mai rapidă a soluției. În cele ce urmează se descrie această metodă.

După cum s-a arătat în paragraful precedent, pentru fiecare simptom observat asupra sistemului supus diagnozei, în matricea A apare o submulțime S_i de conflicte formată din membrii mulțimii M care ar putea fi cauza simptomului. Desigur cel puțin unul dintre ei este cauza simptomului și nu este obligatoriu să fie toți membrii submulțimii S_i . Determinarea mulțimii țintă minime constă în a determina o mulțime care să cuprindă suficienți membri m_j astfel încât să fie explicat fiecare simptom S_i . Desigur că unii membri se pot repeta pentru diferite simptome și ca urmare numărul membrilor MHS poate fi mai mic decât numărul simptomelor.

Primul pas al metodei euristice dezvoltate este ordonarea descrescătoare a mulțimii membrilor $M = \{m_j, j = \overline{1, n}\}$, în funcție de numărul de apariții în mulțimile de conflicte $S_i, i = \overline{1, n}$, corespunzătoare simptomelor. În momentul în care va începe căutarea soluției se va porni cu primul element din mulțimea ordonată care apare ca și cauză posibilă pentru cel mai mare număr de simptome.

Dacă pentru un anumit simptom i mulțimea corespunzătoare a conflictelor S_i are un singur membru m_j , atunci acesta va face parte obligatoriu din MHS. Identificând toți membrii de acest tip, se poate construi o mulțime *Start* care va fi o submulțime a matricei MHS. Acest lucru este foarte important în procesul de determinare a MHS deoarece reduce dimensiunea problemei. Prin urmare, din mulțimea M a membrilor se elimină membri care apar în mulțimea *Start*. Mulțimea astfel obținută o vom numi mulțimea M redusă - M_r . Din matricea A inițială se va obține matricea redusă - A_r - din care lipsesc coloanele corespunzătoare membrilor componenți ai mulțimii *Start* și liniile corespunzătoare submulțimilor S_i cu un singur membru.

În continuare se testează dacă mulțimea *Start* nu este deja o mulțime țintă. Dacă da atunci procesul de căutare se oprește. Mulțimea *Start* este chiar mulțimea țintă minimă căutată. Dacă în urma testării ea nu este o mulțime țintă atunci pe matricea redusă A_r se realizează o căutare exhaustivă până la determinarea MHS.

Metoda de căutare dezvoltată aplică o tehnică de programare nedeterministă de tipul „generează – testează”. Aceasta este de fapt compusă din două reguli: regula „generează” care este o regulă recursivă și care va genera o soluție probabilă a problemei urmată de o a doua regulă „testează” care va fi adevărată doar dacă soluția

propusă este mulțime țintă. Prima regulă fiind nedeterministă execuția ei se va repeta, generând variante noi, până când varianta propusă va fi verificată.

Căutarea exhaustivă adaugă la mulțimea *Start* câte un membru m_k , care apare încă între coloanele matricei reduse A_r și apoi verifică dacă mulțimea rezultată este mulțime țintă. Dacă la epuizarea întregii liste a membrilor nu s-a determinat MHS se adaugă combinații de câte doi membrii diferiți urmată de verificarea dacă mulțimea rezultată este o mulțime țintă. Operația continuă cu adăugarea unui număr din ce în ce mai mare de membrii până ce în urma testării rezultă că mulțimea respectivă este mulțime țintă. Acea mulțime este mulțimea țintă minimă deci chiar mulțimea de diagnoză căutată. În fig. 4.4 se prezintă schema logică a metodei de căutare a mulțimii țintă minime.

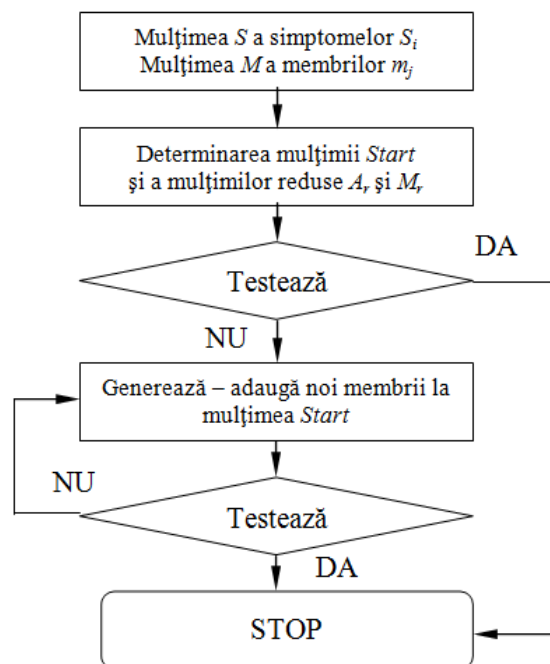


Fig. 4.4 Schema logică a algoritmului de determinare a MHS.

Referitor la timpul de calcul necesar căutării exhaustive el crește exponențial cu dimensiunea mulțimii reduse a membrilor. Totuși, având în vedere posibilitățile de calcul ale calculatoarelor actuale, pentru un număr de membrii mai mic decât 10 acest timp este foarte mic.

În cele ce urmează se prezintă implementarea în limbajul Prolog a metodei de determinare a MHS descrisă mai sus.

```

diagnoza_U:-
    diag_U(ListaU),!,
    selectU(1,ListaU,[],LUSelect), % selecteaza U "defecte"
    cauta_noduri(LUSelect,LNodSelect), % indentifica numarul nodurilor
    write("\nLista nodurilor care au U neconforme:",LNodSelect),
    reglare_U(LNodSelect). % stabileste lista comp. necesar a fi reglate

reglare_U([]) if write("\nNu este necesara reglarea U !"),!,readkey(_).
reglare_U(LNodSelect) if
  
```



```

    compensatoare(CompList),
    complist(CompList,[],LComp),% genereaza lista nodurilor cu comp.
    genereaza(LComp,SubLComp), % genereaza o sublista SubComp a lui LComp
    testeazaU(LNodSelect,SubLComp),!,
    masuri_reglareU(SubLComp). % afiseaza mijloacele de reglare
reglare_U(_) if
    write("\nNu exista solutie !!!").

genereaza(Lista,SubLista)if
    apartine(X,Lista),SubLista=[X].
genereaza(Lista,SubLista) if
    apartine(X,Lista),
    apartine(Y,Lista),
    X<>Y,
    SubLista=[X,Y].
genereaza(Lista,SubLista) if
    apartine(X,Lista),
    apartine(Y,Lista),
    apartine(Z,Lista),
    X<>Y,X<>Z,Y<>Z,
    SubLista=[X,Y,Z].

testeazaU([],_).
testeazaU([Nod|LNodSelect],LComp) if
    testU(Nod,LComp),
    % testeaza daca nodul este in lista de influenta a vreunui comp.
    testeazaU(LNodSelect,LComp).

testU(Nod,LComp) if
    apartine(NComp,LComp),
    compensatoare(Compensatoare),
    identificaU(NComp,Compensatoare,Comp),
    Comp=comp(_,_,_,_,_,_),Lista),
    apartine(Nod,Lista).

```

4.6. Concluzii și contribuții

4.6.1. Concluzii

Capitolul 4 prezintă ideile teoretice de bază ale diagnozei unui sistem tehnic oarecare. Este descrisă teoria diagnozei dezvoltată de Reiter [Reiter87] și modul de aplicare a acesteia pentru cazul diagnozei bazate pe model („model based diagnoses”). De asemenea s-a prezentat extinderea diagnozei lui Reiter după Struss și Heller pentru sisteme în care trebuie luat în considerare și modul de comportare în funcționare a elementelor sale componente, pentru a determina cauzele funcționării nepotrivite a sistemului ca întreg. Acesta este și cazul diagnozei regimurilor permanente ale RED.

Determinarea mulțimii de diagnoză s-a făcut cu ajutorul unei metode euristice originale de căutare exhaustivă.

4.6.2. Contribuții

Contribuțiile personale în cadrul diagnozei sistemelor tehnice sunt următoarele:

1. Sinteza metodelor de determinare a diagnozei sistemelor tehnice aplicate în lucrare, care presupune:
 - prezentarea concentrată a teoriei de diagnoză a lui Reiter.
 - pentru sisteme la care trebuie luate în considerare condițiile de comportare în funcționare a elementelor sale componente s-a descris extensia teoriei de diagnoză a lui Reiter după Struss și Heller.
2. Dezvoltarea unei metodei euristice de căutare exhaustivă a mulțimii țintă minime – mulțimea de diagnoză – bazată pe următoarele considerente originale:
 - stabilirea criteriilor de construire a mulțimii Start, mulțime de pornire a procesului de căutare a soluției. Start va cuprinde membrii care, în funcție de cazul concret analizat, fac parte obligatoriu din mulțimea de diagnoză.
 - metoda de generare de noi membri ai soluției căutate și de testare a lor în vederea îndeplinirii condiției de diagnoză.
3. Implementarea metodei euristice de căutare în limbajul declarativ Prolog sub formă de reguli.

5. INDICATORI FUZZY DE APRECIERE A REGIMURILOR PERMANENTE ALE REȚELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

5.1. Mulțimi fuzzy. Aspecte teoretice

5.1.1. Considerații introductive

Mulțimile fuzzy și logica fuzzy au fost definite ca instrumente pentru lucrul cu incertitudini non-probabilistice legate de structura unei mulțimi de obiecte. Această teorie a fost enunțată în 1965, de către L. A. Zadeh, pe atunci profesor la „University of California – Berkeley”. La început teoria a fost primită cu neîncredere, chiar cu ostilitate, fiind necesari aproape 20 de ani până când datorită avantajelor și posibilităților pe care le oferă să se impună ca o teorie cu nenumărate aplicații. În prezent teoria mulțimilor fuzzy și logica fuzzy este considerată una dintre cele mai importante teorii ale secolului XX iar L. A. Zadeh a primit medalia de onoare acordată de IEEE „pentru pionieratul în dezvoltarea logicii fuzzy și numeroasele și diversele aplicații ale acesteia” [Eremia2001].

Teoria mulțimilor fuzzy și logica fuzzy formalizează un mod de operare cu elemente care au un anumit grad de nedeterminare. Propozițiile nu sunt considerate ca fiind în totalitate adevărate sau false. În acest caz valoarea de adevăr a aserțiunilor nu mai este 0 sau 1 ci aparține intervalului real $[0, 1]$, potrivit unor funcții de apartenență. Acest mod de gândire este caracteristic intelectului uman care nu utilizează simboluri discrete și numere pentru reprezentarea realității ci reprezentări calitative și termeni lingvistici.

Marele avantaj al logicii fuzzy este că realizează o legătură între limbajul formal (procesare simbolică) și caracterizările cantitative (procesare numerică), dând o interpretare coerentă incertitudinilor și oferind mijloace de operare cu incertitudini.

5.1.2. Definiția mulțimilor fuzzy

Mulțimile fuzzy pot fi legate conceptual de proprietățile intrinseci de incertitudine ale modelului. Ele fac posibilă formalizarea noțiunii de posibilitate astfel încât posibilitățile individuale ale unor obiecte pot fi încadrate într-un concept semantic. O mulțime fuzzy este definită prin patru componente [Eremia2001]:

- un domeniu care reprezintă populația mulțimii fuzzy;
- reprezentările semantice asociate populației fuzzy;
- scară a gradului de adecvare la semantica specifică a mulțimii (scară a gradului de apartenență la populația mulțimii fuzzy);
- funcție care explicitează gradul de apartenență al unui element din domeniu la mulțime.

Esența reprezentării fuzzy a informației (denumită și reprezentare vagă) are la bază introducerea unei funcții de apartenență ca măsură a apartenenței unui element la o mulțime.

Definiție: Reprezentarea: $A = \{(x, \mu_A(x)) \mid x \in X\}$ definește *mulțimea fuzzy*

A unde:

- X – *mulțimea de bază* (domeniu), o mulțime compactă sau o mulțime cu număr finit de elemente;
- x – *valoarea fermă*, element al mulțimii de bază;
- $\mu_A(x)$ – *funcția de apartenență* asociată mulțimii fuzzy A , funcție continuă pe intervale fiind definită astfel: $\mu_A : X \rightarrow [0, 1]$;
- $\mu_A(x_j)$ se numește *grad de apartenență* a valorii ferme $x_j \in X$ la mulțimea fuzzy A , adică $\mu_A(x_j)$ reprezintă gradul de încredere că elementul x_j are proprietatea asociată mulțimii A .

În fig. 5.1 se exemplifică definiția mulțimilor fuzzy care caracterizează tensiunea pe bara colectoare a unei stații electrice de 110 kV [Eremia2001]. Evaluarea tensiunii este făcută în *termeni lingvistici-semantici* ca fiind: foarte scăzută, scăzută, normală, ridicată și foarte ridicată. Astfel o valoare a tensiunii cuprinsă în intervalul 105-115 kV poate fi apreciată ca *normală* iar o valoare cuprinsă în intervalul 107.5-112.5 kV este în mod apreciată ca *sigur normală*. Valorile din intervalele 100-105 kV și 115-121 kV sunt apreciate ca *scăzute* respectiv *ridicate*. Tensiunile care se plasează sub 100 kV și peste 121 kV sunt apreciate ca fiind *foarte scăzute* respectiv *foarte ridicate*. Gradul de apartenență a unei valori la unul dintre cei cinci termeni lingvistici este o măsură a conformității valorii cu semnificația clasei lingvistice. Gradul de apartenență se calculează cu ajutorul funcției de apartenență. Pentru cazul unor funcții liniare, așa cum se poate observa în figură, la valoarea tensiunii de 108 kV, vor rezulta următoarele grade de apartenență: 0.6 normală și 0.4 scăzută. Funcția de apartenență oferă deci o măsură cantitativă, numerică, a gradului de adecvare a valorii respective cu noțiunea semantică.

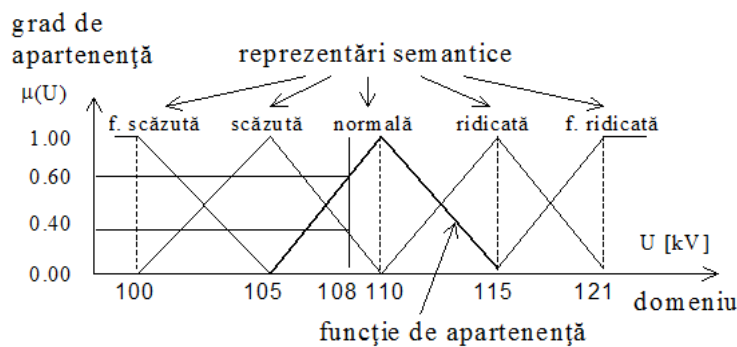


Fig. 5.1. Exprimarea tensiunii pe barele de 110 kV cu ajutorul mulțimilor fuzzy.

Dacă funcția de apartenență ia valori în intervalul $[0, 1]$ (cazul exemplului de mai sus) se spune că este normalizată. Normalizarea funcțiilor de apartenență este recomandată pentru a putea realiza cu acestea operații fuzzy.

Setul de elemente care compune o mulțime fuzzy, $S(A)$, este alcătuit din acele elemente care aparțin domeniului de definiție și au gradul de apartenență la mulțime (gradul de conformitate cu proprietățile mulțimii) mai mare ca zero:

$$S(A) = \{x \in X \mid \mu_A(x) > 0\} \quad (5.1)$$

Mulțimea elementelor care aparțin cel puțin în măsura α mulțimii fuzzy A se numește tăietura de nivel α a mulțimii fuzzy A :

$$A_\alpha = \{x \in X \mid \mu_A(x) \geq \alpha\} \quad (5.2)$$

Mulțimile fuzzy pot fi definite în mai multe feluri:

1. Prin mulțimea perechilor asociate:

$$A = \{(x_1, \mu_{1A}(x_1)), (x_2, \mu_{2A}(x_2)), \dots, (x_n, \mu_{nA}(x_n))\} \quad (5.3)$$

Pentru exemplul de mai sus, perechile asociate pentru mulțimea „tensiune normală” pot fi:

$$A_{normală} = \{(105, 0), (108, 0.6), (110, 1), (111, 0.8), (113, 0.4), (115, 0)\}$$

2. Prin predicate fuzzy date printr-un factor de certitudine f_c .

În exemplul de mai sus, pentru mulțimea fuzzy „tensiune normală”, se pot defini următoarele predicate fuzzy:

$$\mu_{sigur}(x) = \begin{cases} 0 & \text{dacă } f_c < 0.8 \\ 1 & \text{dacă } 0.8 \leq f_c \leq 1 \end{cases} \quad (5.4)$$

adică valorile cuprinse între 109 și 111 kV;

$$\mu_{necunoscut}(x) = \begin{cases} 0 & \text{dacă } f_c > 0.2 \\ 1 & \text{dacă } 0 \leq f_c \leq 0.2 \end{cases} \quad (5.5)$$

adică valori din intervalele 105 la 106 kV și 114 la 115 kV;

$$\mu_{sigur \text{ NU } aparține \text{ clasei}}(x) = \begin{cases} 0 & \text{dacă } f_c \in (0, 1] \\ 1 & \text{dacă } f_c \notin (0, 1] \end{cases} \quad (5.6)$$

valorile mai mici de 105 kV și mai mari de 115 kV.

3. Prin relații funcționale (funcții de apartenență):

Pentru exemplul de mai sus, în cazul mulțimii fuzzy „tensiune normală” se poate scrie:

$$\mu_{tensiune \text{ normală}}(U) = \begin{cases} 0 & \text{dacă } U < 105 \text{ kV} \\ (U - 105)/(110 - 105) & \text{dacă } 105 \leq U \leq 110 \text{ kV} \\ (U - 110)/(115 - 110) & \text{dacă } 110 \leq U \leq 115 \text{ kV} \\ 0 & \text{dacă } U > 115 \text{ kV} \end{cases} \quad (5.7)$$

Mulțimea vidă fuzzy este definită prin funcția de apartenență $\mu_\emptyset(x) = 0$.

Forma funcțiilor de apartenență poate fi foarte variată dar este recomandat ca acestea să fie funcții convexe. Convexitatea mulțimilor fuzzy este proprietatea necesară pentru definirea operațiilor cu aceste mulțimi. Mulțimea fuzzy A este convexă dacă:

$$\mu_A(\lambda x_1 + (1 - \lambda)x_2) \geq \min(\mu_A(x_1), \mu_A(x_2)); \quad x_1, x_2 \in X; \quad \lambda \in [0, 1] \quad (5.8)$$

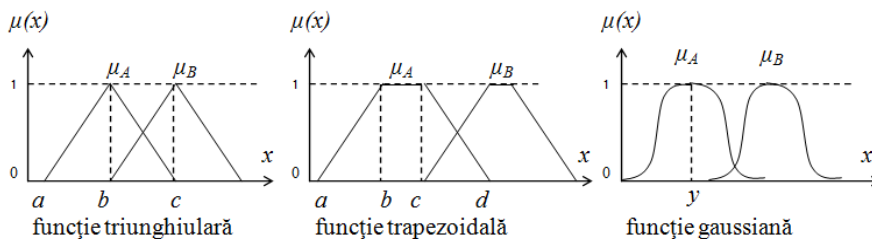


Fig. 5.2. Principalele tipuri de funcții de apartenență.

În fig. 5.2 sunt prezentate formele cele mai frecvent utilizate funcții de apartenență. Ecuțiile de mai jos precizează expresiile acestora.

- funcții de apartenență triunghiulare:

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 0 & \text{dacă } x < a \\ (x-a)/(b-a) & \text{dacă } a \leq x \leq b \\ 1-(x-b)/(c-b) & \text{dacă } b \leq x \leq c \\ 0 & \text{dacă } x > c \end{cases} \quad (5.9)$$

- funcții de apartenență trapezoidale:

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 0 & \text{dacă } x < a \\ (x-a)/(b-a) & \text{dacă } a \leq x \leq b \\ 1 & \text{dacă } b \leq x \leq c \\ 1-(x-c)/(d-c) & \text{dacă } c \leq x \leq d \\ 0 & \text{dacă } x > d \end{cases} \quad (5.10)$$

- funcții de apartenență gaussiene:

$$\mu_A(x) = e^{-K(y-x)^2} \quad (5.11)$$

5.1.3. Operații cu mulțimi fuzzy

Operațiile cu mulțimi fuzzy reprezintă operații cu funcțiile lor de apartenență. Principalele operații cu mulțimi fuzzy sunt definite astfel [Eremia2001]:

1. Egalitatea a două mulțimi fuzzy A și B:

$$A = B \Leftrightarrow \mu_A(x) = \mu_B(x) \quad \forall x \in U \text{ unde } U \text{ este } A \cup B \quad (5.12)$$

2. Intersecția a două mulțimi fuzzy A și B (fig. 4.3):

$$A \cap B \Leftrightarrow C \text{ pentru care } \mu_C(x) = \min\{\mu_A(x), \mu_B(x)\} \quad \forall x \in U \quad (5.13)$$

Intersecția este echivalentul operației logice AND.

3. Reuniunea a două mulțimi fuzzy A și B (fig. 4.3):

$$A \cup B \Leftrightarrow C \text{ pentru care } \mu_C(x) = \max\{\mu_A(x), \mu_B(x)\} \quad \forall x \in U \quad (5.14)$$

Reuniunea corespunde operației logice OR.

4. Cardinalul unei mulțimi fuzzy A:

- în cazul în care mulțimea fuzzy este definită prin valori discrete;

$$|A| = \sum_{x \in X} \mu_A(x) \quad (5.15)$$

- în cazul în care mulțimea fuzzy este definită pe domenii continue.

$$|A| = \int_x \mu_A(x) \quad (5.16)$$

5. Complementarea unei mulțimi fuzzy A, corespunzătoare operatorului logic NOT, este notată cu CA și are funcția de apartenență (fig. 4.3):

$$\mu_{CA}(x) = 1 - \mu_A(x) \text{ pentru } \forall x \in A \quad (5.17)$$

6. Produsul cartezian a două mulțimi fuzzy A și B :

$$C = A \times B \Leftrightarrow C = \{x \in X \mid (\mu_C(x) = \min\{\mu_A(x), \mu_B(x)\})\} \quad (5.18)$$

7. Produsul algebric a două mulțimi fuzzy A și B :

$$C = A \cdot B \Leftrightarrow C = \{x \in X \mid (\mu_C(x) = \mu_A(x) \cdot \mu_B(x))\} \quad (5.19)$$

8. Puterea unei mulțimi fuzzy A :

$$A^m \text{ pentru care } \mu_{A^m}(x) = [\mu_A(x)]^m \quad (5.20)$$

9. Suma algebrică a două mulțimi fuzzy A și B :

$$A + B = \{x \in X \mid (\mu_{A+B}(x) = \mu_A(x) + \mu_B(x) + \mu_A(x) \cdot \mu_B(x))\} \quad (5.21)$$

10. Diferența algebrică a două mulțimi fuzzy A și B :

$$A - B = A \cap B \quad (5.22)$$

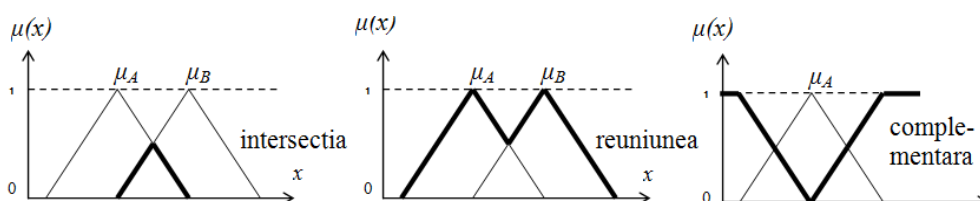


Fig. 5.3. Reprezentarea operațiilor de intersecție, reuniune și complement pentru mulțimi fuzzy.

5.1.4. Fuzificare și defuzificare

Operația de asociere a unui termen lingvistic și a unui grad de apartenență pentru o valoare numerică dată, astfel obținându-se o mărime fuzzy, poartă numele de **fuzificare**. Procesul invers care asociază unei mărimi fuzzy o valoare numerică precisă poartă numele de **defuzificare**.

Fuzificarea face trecerea din domeniul cuantificărilor numerice, specifice sistemelor tehnice, în domeniul aprecierilor logic cantitative specific gândirii umane. Defuzificarea realizează cuantificarea numerică a aprecierilor logic calitative, făcându-le accesibile sistemelor tehnice și matematice. Fuzificarea este în general un proces subiectiv. Operatorul uman atribuie termenii lingvistici unui domeniul fizic în conformitate cu experiența și cunoștințele proprii.

Pentru defuzificare sunt definite diverse metode care permit obținerea unei valori numerice printr-o expresie care combină funcțiile de apartenență. În continuare vom prezenta cele mai cunoscute procedee de defuzificare.

5.1.5. Raționamentul fuzzy

Se știe că în logica booleană propozițiile sunt afirmații ce pot lua valoarea de *adevărat* sau *fals* și de asemenea că logica predicatelor este o extensie a logicii propozițiilor.

Elementele de bază ale unui model fuzzy sunt propozițiile fuzzy care lucrează cu variabile fuzzy. Propozițiile fuzzy stabilesc relațiile dintre termenii lingvistici și domeniul numeric de definiție. Acestea sunt de forma „ x este A cu gradul de apartenență

$\mu_A(x)$ ”, unde x este o valoare scalară aparținând domeniul numeric Y și A este termenul lingvistic, iar evaluarea măsurii în care propoziția este adevărată se realizează cu ajutorul funcției de apartenență $\mu_A(x \in Y)$.

Elementul esențial al logicii fuzzy sunt *propozițiile condiționale*.

În logica clasică forma generală a unei propoziții condiționale este:

DACĂ <premise> **ATUNCI** <concluzie>

În logica fuzzy, premisele și concluzia sunt propoziții fuzzy:

DACĂ <premise fuzzy> **ATUNCI** <concluzie fuzzy>

Deci propoziția condițională fuzzy este:

DACĂ x este A cu gradul de apartenență $\mu_A(x)$

ATUNCI a este B cu gradul de apartenență $\mu_B(a)$

Formularea fuzzy echivalentă propoziției de mai sus este „ x aparține lui A cu gradul de apartenență $\mu_A(x)$ atunci a este un membru a lui B cu gradul de apartenență $\mu_B(a)$ ”.

Raționamentul fuzzy cuprinde toate legile și procedeele care permit determinarea gradului de adevăr al inferențelor care au ca obiect o submulțime fuzzy. Se pot identifica două categorii de raționamente fuzzy:

- *raționamentul monoton proporțional* lucrează numai cu implicațiile intrinseci ale propozițiilor condiționale fără a defini alte legi de inferență. Se poate considera că el funcționează ca o funcție proporțională între două submulțimi fuzzy. Un raționament de acest tip este regula *modus ponens generalizat*:

DACĂ < x este Y >

și

DACĂ < x este Y > **ATUNCI** < a este B >

atunci rezultă

< a este B >

- *raționamentul bazat pe regulile de compoziție a inferențelor* presupune definirea unei relații logico-matematice prin intermediul căreia se face transferul din spațiul premise-date, ca o submulțime fuzzy, în spațiul concluziilor care este de asemenea o mulțime fuzzy. Această relație de compoziție fuzzy are proprietăți specifice care fac diferența dintre ea și o funcție matematică. Legile de compoziție a inferenței sunt denumite „implicații fuzzy”. De exemplu, implicația *Kleene-Dienes* sau *implicația booleană* a fost definită prin analogie cu logica bivalentă, în care sunt posibile doar situațiile *adevărate* = 1 și *false* = 0 și adevărul inferenței $p \rightarrow q$ este evaluat cu relația $p \rightarrow q = \bar{p} \vee q$, reuniunea este obținută prin maximumul dintre valorile:

$$\mu_{A \rightarrow B}(u, v) = \max[(1 - \mu_A(u)), \mu_B(v)] \quad (5.23)$$

sau:

$$\mu_{A \rightarrow B}(u, v) = [(1 - \mu_A(u)) \vee \mu_B(v)] \quad (5.24)$$

Gradul de apartenență a rezultatului la submulțimea fuzzy B nu poate fi mai mare ca și cel mai mic grad de apartenență a variabilelor fuzzy care conduc la acest rezultat. Altfel spus, valoarea de adevăr a rezultatului nu poate depăși valoarea minimă de adevăr a factorilor individuali care au contribuit la stabilirea lui. Dacă se ajunge la același rezultat pe mai multe căi (în mai multe situații) valoarea de adevăr a acestuia este echivalentă cu cea mai mare valoare găsită între valorile aferente a fiecărei căi (situații) în parte. Acest principiu este o extensie a implicației lui Kleene-Dienes.

5.2. Determinarea mărimilor de referință folosite la diagnoză

5.2.1. Stabilirea regimurilor de bază

Pentru testarea sistemului expert pus la punct, a fost luat în considerare un sistem test creat de autor, care să fie suficient de simplu pentru a nu crea complicații în faza inițială de punere la punct a sistemului expert, dar care să fie și suficient de complex pentru a putea conduce la utilizarea setului de reguli și cunoștințe necesar unui sistem real. S-a ajuns astfel la un sistem test cu 13 noduri ce reprezintă o rețea de distribuție de 20 kV cu următoarele caracteristici: nodurile de înaltă tensiuni sunt noduri de 110 kV, conform situației actuale din țara noastră, având de buclarea realizată în punctele de circulație minimă din schemă buclată. Sistemul test are 18 laturi, din care 4 sunt transformatoare, iar una este linia de 110 kV care conectează nodurile de 110 kV.

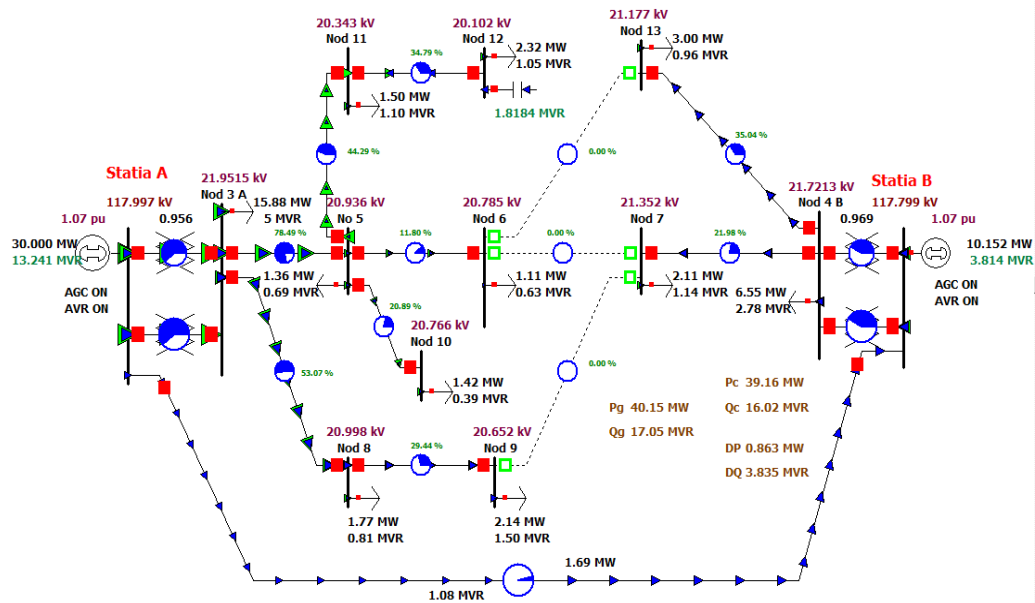


Fig. 5.4. Schema sistemului test utilizat pentru validarea sistemului expert.

Pornind de la constatarea de bun simț că sarcina din fiecare nod al rețelei este predictibilă cu un nivel de eroare de ordinul 5-10 % și că sistemul expert SE trebuie să gestioneze regimuri care se stabilesc impuse de nivelul de consum am apelat la o abordare probabilistă prin simulare Monte Carlo, considerând ca variabile aleatoare independente consumurile nodale.

Metoda simulării Monte Carlo (Monte Carlo Simulation – MCS) este folosită în general pentru simulările stohastice folosind numerele aleatoare [Anders1990], [Chowdhury2006], [Rubinstein1981]. Procesul de simulare constă în generarea eșantioanelor de numere aleatoare pentru mărimile de interes, care sunt ulterior supuse analizelor statistice. Partea principală de calcul este deterministă și nu solicită modele matematice complexe pentru de a asigura aplicarea metodei [Caramanis1982], [Stefopoulos2005].

Principalul dezavantaj al metodei constă în faptul că pentru a obține rezultate corespunzătoare este necesară analiza unui număr mare de regimuri, ceea ce poate conduce la un timp de calcul exagerat. Rezultatele obținute depind de numărul de eșantioane considerat (N_{esant}). Performanțele actuale ale tehnicii de calcul și ale software-urilor dedicate scopului propus elimină în mare parte acest dezavantaj.

Astfel, pentru fiecare din consumuri s-a considerat o funcție de distribuție de tip normal:

$$N \sim (\mu, \sigma) \quad (5.25)$$

pentru care se precizează valoarea medie (μ) și abaterea standard (σ) a acesteia, mărimi de tipul incertitudinilor întâmplătoare, la care este posibil să se determine prin observații în trecut tipul funcției de repartiție și datele caracteristice.

S-a considerat că un număr suficient de mare de regimuri (1000 până la 5000) conduce la o bază de cunoștințe suficient de mare pentru caracterizarea oricărui regim real. Regimurile eșantion au fost obținute plecând de la regimul determinist definit de perioada de analiză considerată (poate fi cel din prognoză sau din măsurători pentru zile caracteristice). Astfel s-au considerat pentru consumuri parametrii probabiliști:

$$\begin{aligned} \mu_j &= P_{C_i}, i = 1 : \ell \\ \sigma_j &= 0.1 \cdot P_{C_i}, i = 1 : \ell \end{aligned}$$

unde ℓ este numărul de consumatori; P_{C_i} este puterea activă a consumatorului i .

Pentru fiecare regim eșantion se calculează următorii indicatori de evaluare:

- abaterile în u.r. ale tensiunilor nodale față de tensiunea standard și față de tensiunea cvasioptimă stabilită;
- suma pătratelor abaterilor tensiunilor față de tensiunile nodale cvasioptime stabilite;
- încărcările procentuale ale laturilor LE în putere aparentă față de limita de încărcare a laturii;
- suma pătratelor abaterilor pierderilor active de putere de pe laturi față de pierderile active de putere de pe laturi cvasioptime stabilite;
- pierderile de putere activă totale.

Identificarea regimurilor model trebuie făcută fără intervenția unui expert uman, astfel încât este necesar să se realizeze o ierarhizare a regimurilor pe baza indicatorilor de evaluare. Criteriul prioritar de ierarhizare, având în vedere caracteristicile rețelelor de distribuție, a fost stabilit ca fiind suma pătratelor abaterilor tensiunilor față de tensiunile nodale cvasioptime.

Regimul de referință pentru fiecare clasă de regimuri (de încărcare mare sau de încărcare mică, de exemplu) este regimul cu cea mai mică suma a abaterilor tensiunilor nodale din cele 1000 – 5000 de regimuri eșantion realizate.

Numărul mare de simulări realizate a condus la concluzia că este necesar să se stabilească și un criteriu secundar de ierarhizare, în special pentru situațiile în care criteriul de bază conduce la rezultate apropiate pentru mai multe regimuri. Pentru criteriul secundar s-a apelat la suma pătratelor abaterilor pierderilor active de putere de pe laturi față de pierderile active de putere de pe laturi cvasioptime. Evident și pentru acest criteriu regimul mai bun este cel care are valoarea criteriului minimă.

Pentru validarea setului de regimuri eșantion s-a impus un prag de 95 % regimuri care să respecte criteriile minime de calitate cerute pentru un regim normal, respectiv tensiunile să se găsească în banda normală, iar încărcările laturilor să respecte limitele de încărcare precizate.

O consecință pozitivă, ce poate fi considerată și ca un avantaj al metodei de stabilire a regimurilor model, este faptul că se poate identifica pe baze statistice locul de debuculare al unei bucle din rețeaua de distribuție, acesta fiind de reprezentat de latura pe care circulația de puteri conduce la valori minime într-o majoritate a regimurilor eșantion.

Stabilirea mărimilor electrice cvasi-optime pentru un regim oarecare adică a mărimilor de referință pentru mărimile electrice ale regimului curent, se face în funcție de nivelul puterii active consumate în întreaga rețea de distribuție. Astfel după aplicarea indicatorilor de ierarhizare a regimurilor eșantion s-au obținut rezultatele sintetice prezentate în cele ce urmează.

5.2.2. Stabilirea regimului de maxim

Simulările realizate pentru stabilirea regimului de maxim ca regim model pentru clasa regimurilor de încărcare mare au condus la următorul set de rezultate sintetice.

Tabel 5.1. Valori statistice ale tensiunilor nodale ale sistemului test RD13 în regim maxim RM [kV]

Nod	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Min	21.90	21.65	20.78	20.63	21.23	20.84	20.42	20.58	20.07	19.72	21.07
Max	22.00	21.78	21.09	20.94	21.45	21.12	20.82	20.94	20.62	20.46	21.32
μ	21.95	21.72	20.93	20.78	21.35	20.99	20.64	20.76	20.33	20.09	21.19
σ	0.0220	0.0200	0.0646	0.0678	0.0372	0.0603	0.0804	0.0721	0.1103	0.1397	0.0476

Tabel 5.2. Valori ale indicatorului DU tensiunilor nodale sistemului test RD13 în regim maxim RM [kV²]

Nod	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Tensiuni ref.:	22.00	21.78	21.09	20.94	21.45	21.12	20.82	20.94	20.62	20.46	21.32
Min	1.13E-09	9.44E-05	1.64E-03	2.18E-03	6.03E-04	1.32E-03	2.20E-03	2.27E-03	3.70E-03	4.43E-03	8.04E-04
Max	2.67E-05	2.47E-04	3.25E-03	4.17E-03	1.23E-03	2.97E-03	5.42E-03	4.34E-03	8.04E-03	1.10E-02	2.12E-03
μ	6.07E-06	1.62E-04	2.35E-03	3.06E-03	8.71E-04	2.09E-03	3.78E-03	3.16E-03	5.70E-03	7.48E-03	1.41E-03
σ	4.96E-06	2.36E-05	2.74E-04	3.34E-04	9.95E-05	2.60E-04	4.70E-04	3.49E-04	7.52E-04	1.11E-03	1.90E-04

Tabel 5.3. Valori statistice ale pierderilor pe laturile sistemului test RD13 în regim maxim RM

Latura	1 - 2	1 - 3	1 - 3	2 - 4	2 - 4	3 - 5	3 - 8
Min	0.0010	0.0641	0.0641	0.0379	0.0379	0.2295	0.1029
Max	0.0086	0.0932	0.0932	0.0477	0.0477	0.4095	0.2311
μ	0.0016	0.0754	0.0754	0.0418	0.0418	0.3112	0.1606
σ	0.00071	0.00410	0.00410	0.00149	0.00149	0.0304	0.01933

Tabel 5.3. Valori statistice ale pierderilor pe laturile sistemului test RD13 în regim maxim RM (continuare)

Latura	7 - 4	13 - 4	5 - 6	5 - 10	5 - 11	8 - 9	11 - 12
Min	0.0163	0.0284	0.0041	0.0047	0.0567	0.0148	0.0187
Max	0.0474	0.1158	0.0102	0.0171	0.1620	0.0547	0.0724
μ	0.0293	0.0678	0.0066	0.0108	0.1054	0.0335	0.0392
σ	0.00461	0.01307	0.00110	0.00199	0.01726	0.00506	0.00767

Tabel 5.4. Valori statistice ale indicatorului DPa al pierderilor active pe laturile sistemului test RD13 în regim maxim RM [MW²]

Latura	1 - 2	1 - 3	2 - 4	3 - 5	3 - 8	7 - 4
Min	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Max	8.45E-04	8.45E-04	9.60E-05	1.64E-02	9.71E-04	7.63E-03
μ	1.44E-04	1.44E-04	1.71E-05	3.71E-03	1.93E-04	1.72E-03
σ	1.00E-04	1.00E-04	1.25E-05	2.34E-03	1.28E-04	1.12E-03

Tabel 5.4. Valori statistice ale indicatorului DPa al pierderilor active pe laturile sistemului test RD13 în regim maxim RM [MW^2] (continuare)

Latura	13 - 4	5 - 6	5 - 10	5 - 11	8 - 9	11 - 12
Min	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00261
Max	3.71E-05	1.56E-04	1.11E-02	1.59E-03	2.88E-03	0.05200
μ	7.49E-06	4.13E-05	2.67E-03	3.76E-04	4.79E-04	0.01712
σ	6.14E-06	2.59E-05	1.83E-03	1.97E-04	3.46E-04	0.00778

5.2.3. Stabilirea regimului de minim

Analog pentru clasa de regimuri de încărcare mică, simulările realizate au condus la următorul set de rezultate sintetice.

Tabel 5.5. Valori statistice ale tensiunilor nodale ale sistemului test RD13 în regim maxim Rmin [kV]

Nod	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Min	21.73	21.70	21.17	21.08	21.45	21.10	20.85	21.05	20.87	20.74	21.35
Max	21.78	21.78	21.34	21.25	21.58	21.26	21.08	21.25	21.16	21.14	21.50
M	21.75	21.74	21.25	21.16	21.52	21.18	20.98	21.15	21.01	20.94	21.42
Σ	0.0127	0.0118	0.0351	0.0370	0.0217	0.0345	0.0460	0.0395	0.0598	0.0759	0.0275

Tabel 5.6. Valori ale indicatorului DU al tensiunilor nodale sistemului test RD13 în regim maxim Rmin [kV^2]

Nod	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Tensiuni ref.	22.00	21.78	21.09	20.94	21.45	21.12	20.82	20.94	20.62	20.46	21.32
Min	1.13E-09	9.44E-05	1.64E-03	2.18E-03	6.03E-04	1.32E-03	2.20E-03	2.27E-03	3.70E-03	4.43E-03	8.04E-04
Max	2.67E-05	2.47E-04	3.25E-03	4.17E-03	1.23E-03	2.97E-03	5.42E-03	4.34E-03	8.04E-03	1.10E-02	2.12E-03
μ	6.07E-06	1.62E-04	2.35E-03	3.06E-03	8.71E-04	2.09E-03	3.78E-03	3.16E-03	5.70E-03	7.48E-03	1.41E-03
σ	4.96E-06	2.36E-05	2.74E-04	3.34E-04	9.95E-05	2.60E-04	4.70E-04	3.49E-04	7.52E-04	1.11E-03	1.90E-04

Tabel 5.7. Valori statistice ale pierderilor active pe laturile sistemului test RD13 în regim minim Rmin [MW]

Latura	1 - 2	1 - 3	2 - 4	3 - 5	3 - 8	7 - 4
Min	0.0010	0.0451	0.0319	0.0742	0.0365	0.0058
Max	0.0018	0.0555	0.0353	0.1322	0.0803	0.0167
M	0.0011	0.0492	0.0332	0.1006	0.0562	0.0104
Σ	0.000137	0.00146	0.00053	0.00966	0.00657	0.00162

Tabel 5.7. Valori statistice ale pierderilor active pe laturile sistemului test RD13 în regim minim Rmin [MW] (continuare)

Latura	13 - 4	5 - 6	5 - 10	5 - 11	8 - 9	11 - 12
Min	0.0101	0.0014	0.0016	0.0223	0.0053	0.0154
Max	0.0405	0.0035	0.0059	0.0593	0.0189	0.0342
M	0.0238	0.0023	0.0037	0.0383	0.0117	0.0227
Σ	0.004527	0.000379	0.000679	0.00548	0.00172	0.00257

Tabel 5.8. Valori statistice ale indicatorului DPa al pierderilor active pe laturile sistemului test RD13 în regim minim Rmin [MW^2]

Latura	1 - 2	1 - 3	2 - 4	3 - 5	3 - 8	7 - 4
Min	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Max	7.41E-07	1.08E-04	1.19E-05	3.37E-03	1.91E-03	1.21E-04
μ	3.20E-08	1.91E-05	2.13E-06	7.90E-04	4.30E-04	2.41E-05
σ	7.32E-08	1.30E-05	1.56E-06	5.48E-04	2.70E-04	1.60E-05

Tabel 5.8. Valori statistice ale indicatorului DPa al pierderilor active pe laturile sistemului test RD13 în regim minim Rmin [MW²] (continuare)

Latura	13 - 4	5 - 6	5 - 10	5 - 11	8 - 9	11 - 12
Min	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Max	9.28E-04	4.45E-06	1.85E-05	1.37E-03	1.87E-04	3.54E-04
μ	2.10E-04	8.99E-07	4.94E-06	2.86E-04	4.41E-05	5.95E-05
σ	1.35E-04	7.34E-07	3.07E-06	1.90E-04	2.30E-05	4.09E-05

5.3. Indicatori fuzzy pentru diagnoza regimurilor permanente ale RED

5.3.1. Indicatori fuzzy pentru diagnoza tensiunii în nodurile RED

Pentru diagnoza tensiunii în nodurile RED s-au definit indicatori fuzzy cu 3 mulțimi fuzzy. Termenii lingvistici corespunzători modelului cu 3 mulțimi fuzzy sunt: tensiune cvasi-optimă, tensiune ridicată și tensiune scăzută. Mulțimile fuzzy sunt definite pe baza tensiunilor nodurilor din regimul de bază ales ca referință (în funcție de sarcina totală a regimului curent) și a limitelor admisibile ale benzilor de tensiune pentru fiecare nod în parte [Tănase2009a], [Tănase2009b].

Modelul cu 3 mulțimi fuzzy este utilizat pentru diagnoza tensiunii din nodurile tip consumator și pasive, reprezentate la medie tensiune. Forma funcțiilor de apartenență este cea triunghiulară.

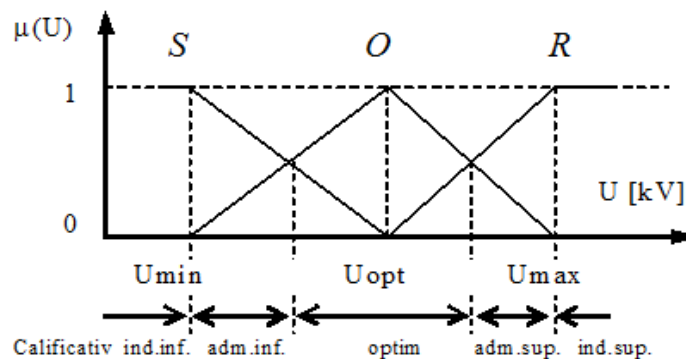


Fig. 5.5. Modelul cu 3 mulțimi fuzzy pentru diagnoza tensiunii.

Pentru termenii lingvistici s-au făcut următoarele prescurtări:

- O - mulțimea fuzzy a tensiunilor cvasi-optime;
- R - mulțimea fuzzy a tensiunilor ridicate;
- S - mulțimea fuzzy a tensiunilor scăzute.

Cunoscând valoarea tensiunii preluată din regimul de bază corespunzător U_{opt} , tensiunile limită minimă U_{min} și limită maximă U_{max} ale benzii admisibile de tensiune ($\pm 10\%$ față de U_n) pentru fiecare nod al RED, cele 3 mulțimi fuzzy se definesc astfel:

$$\begin{aligned}
 O &= \{(U, \mu_O(U)) \mid U \in [U_{min}, U_{max}]\} \\
 R &= \{(U, \mu_R(U)) \mid U \geq U_{opt}\} \\
 S &= \{(U, \mu_S(U)) \mid U \leq U_{opt}\}
 \end{aligned}
 \tag{5.26}$$

Funcțiile de apartenență sunt următoarele:

$$\mu_O(U) = \begin{cases} 0 & U < U_{min} \\ \frac{U - U_{min}}{U_{opt} - U_{min}} & U_{min} \leq U \leq U_{opt} \\ \frac{U_{max} - U}{U_{max} - U_{opt}} & U_{opt} \leq U \leq U_{max} \\ 0 & U > U_{max} \end{cases} \quad (5.27)$$

$$\mu_S(U) = \begin{cases} 1 & U < U_{min} \\ \frac{U_{opt} - U}{U_{opt} - U_{min}} & U_{min} \leq U \leq U_{opt} \\ 0 & U > U_{opt} \end{cases} \quad (5.28)$$

$$\mu_R(S) = \begin{cases} 0 & U < U_{opt} \\ \frac{U - U_{opt}}{U_{opt} - U_{opt}} & U_{opt} \leq U \leq U_{max} \\ 1 & U > U_{max} \end{cases} \quad (5.29)$$

În fig. 5.5 se observă 5 domenii în care se poate afla valoarea curentă a tensiunii, domenii formate prin definirea mulțimilor fuzzy. Aceste domenii corespund unor calificative lingvistice care vor fi acordate tensiunii. Calificativele sunt stabilite în funcție de valorile gradelor de apartenență a valorii ferme a tensiunii, la mulțimile fuzzy definite.

Calificativele se stabilesc astfel:

- inadmisibil inferior (*ind. inf.*) pentru $\mu_S(U) = 1$;
- admisibil inferior (*adm. inf.*) pentru $0.5 < \mu_S(U) < 1$;
- optim (*opt.*) pentru $\mu_O(U) \geq 0.5$;
- admisibil superior (*adm. sup.*) pentru $0.5 < \mu_R(U) < 1$;
- inadmisibil superior (*ind. sup.*) pentru $\mu_R(U) = 1$.

Metoda de diagnoză constă deci în calcularea gradelor de apartenență $\mu_K(U_i)$ a valorii ferme a tensiunii U_i din fiecare nod a sistemului la mulțimile fuzzy K definite ($K \in \{S, O, R\}$) și acordarea calificativului corespunzător domeniului în care se află tensiunea pentru fiecare nod $i \in N$, N este mulțimea nodurilor sistemului.

În tabelul 5.9 sunt prezentate limitele minime și maxime pentru benzile de tensiune luate în considerare.

Tabelul 5.9 Valorile limitelor minime și maxime pentru benzile de tensiune.

Un [kV]	6	10	15	20	26	35	110
Umin [kV]	5,4	9	13,5	20	23,4	31,5	100
Umax [kV]	6,6	11	16,5	22	28,6	38,5	121

Pentru aprecierea globală a regimului din punctul de vedere al tensiunilor în noduri se definesc 3 mulțimi fuzzy. Termenii lingvistici sunt următorii:

- *OPTIM* – mulțimea fuzzy a regimurilor cvasi-optime;
- *ADMISIBIL* – mulțimea fuzzy a regimurilor admisibile;
- *INADMISIBIL* – mulțimea fuzzy a regimurilor inadmisibile.

Mulțimile fuzzy sunt definite cu ajutorul următoarelor reguli:

1. Dacă tensiunile din nodurile SEP au doar calificative *optim*, *favorabil inferior* sau *favorabil superior* atunci regimul este declarat *OPTIM* cu gradele de apartenență:

$$\mu_{Optim}^U = \min_{i \in N} \{ \max[\mu_{O_i}(U_i), \mu_{F_i}(U_i)] \} \quad (5.30)$$

$$\mu_{Admisibil}^U = \max_{i \in N} \{ \min[\mu_{O_i}(U_i), \mu_{F_i}(U_i)] \} \quad (5.31)$$

unde: N – mulțimea nodurilor sistemului; $F \in \{S, R\}$.

2. Dacă tensiunile din nodurile SEP au calitative *optim*, *favorabil inferior*, *favorabil superior*, *admisibil inferior* sau *admisibil superior* atunci regimul este declarat *ADMISIBIL* și are gradele de apartenență:

$$\mu_{Admisibil}^U = \min_{i \in N} \{ \max[\mu_{O_i}(U_i), \mu_{F_i}(U_i), \mu_{A_i}(U_i)] \} \quad (5.32)$$

$$\mu_{Optim}^U = \max_{i \in N} \{ \min[\mu_{O_i}(U_i), \mu_{F_i}(U_i), \mu_{A_i}(U_i)] \} \quad (5.33)$$

unde: N este mulțimea nodurilor sistemului; $F \in \{R, S\}$ și $A \in \{FR, FS\}$.

3. Dacă există cel puțin o tensiune are calificativul *inadmisibil* (a depășit banda admisibilă) atunci regimul este declarat *INADMISIBIL* cu gradele de apartenență:

$$\mu_{Inadmisibil}^U = 1, \mu_{Admisibil}^U = 0, \mu_{Optim}^U = 0.$$

Interpretarea calificativelor acordate unui anumit regim al RED este următoarea:

- dacă regimul primește calificativul *OPTIM* atunci nu sunt necesare măsuri de îmbunătățire (optimizare) a lui; desigur valoare gradului de apartenență la mulțimea fuzzy a regimurilor cvasi-optime indică gradul de încredere în acest calificativ acordat;
- dacă regimul primește calificativul *ADMISIBIL* atunci el este un regim de atenție pentru care sunt necesare măsuri de îmbunătățire (optimizare) în ceea ce privește nivelul de tensiune din sistem;
- dacă regimul primește calificativul *INADMISIBIL* atunci el este unul de alarmă și sunt necesare măsuri urgente de reparare a lui în ceea ce privește nivelul de tensiune din sistem.

5.3.2. Indicatori fuzzy pentru diagnoza puterilor active și reactive consumate

Pentru **diagnoza puterii active consumate** vom adopta un model cu două mulțimi fuzzy după cum se poate observa și în fig. 5.6. Notății:

- P_{max} – puterea activă maximă a consumatorului preluată din regimul de bază maxim;
- P_{min} – puterea activă minimă a consumatorului preluată din regimul de bază minim.

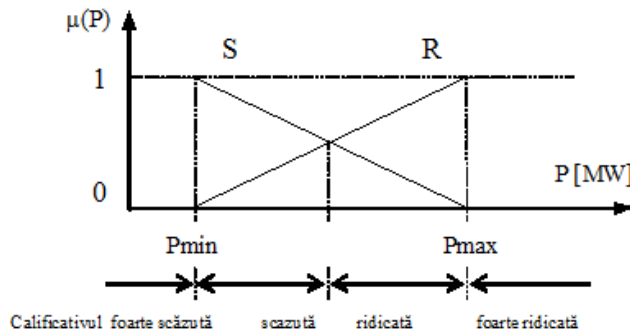


Fig. 5.6. Modelul cu 3 mulțimi fuzzy pentru diagnoza puterii active generate.

Pentru termenii lingvistici s-au făcut următoarele prescurtări:

- FS – mulțimea fuzzy a valorilor foarte scăzute ale puterilor active consumate.
- S – mulțimea fuzzy a valorilor scăzute ale puterilor active consumate;
- R – mulțimea fuzzy a valorilor ridicate ale puterilor active consumate;
- FR – mulțimea fuzzy a valorilor foarte ridicate ale puterilor active consumate.

Cunoscând valorile puterilor active cvasi-optime și limitele maximă și minimă ale puterii active, cele 3 mulțimi sunt definite astfel:

$$R = \{(P, \mu_R(P)) \mid P > P_{min}\} \quad (5.34)$$

$$S = \{(P, \mu_S(P)) \mid P < P_{max}\}$$

Funcțiile de apartenență sunt următoarele:

$$\mu_S(P) = \begin{cases} 1 & P < P_{min} \\ \frac{P_{max} - P}{P_{max} - P_{min}} & P_{min} \leq P \leq P_{max} \\ 0 & P > P_{max} \end{cases} \quad (5.35)$$

$$\mu_R(P) = \begin{cases} 0 & P < P_{min} \\ \frac{P - P_{min}}{P_{max} - P_{min}} & P_{min} \leq P \leq P_{max} \\ 1 & P > P_{max} \end{cases} \quad (5.36)$$

Se formează două domenii corespunzătoare celor două calificative acordate puterii active consumate. Calificativele se stabilesc în funcție de valorile gradelor de apartenență a valorii ferme a puterii la mulțimile fuzzy definite.

Calificativele se stabilesc astfel:

- Scăzută (*scăzută*) pentru $\mu_S(P) > 0.5$;
- Ridicăta (*ridicăta*) pentru $\mu_R(P) > 0.5$ și $\mu_S(P) < 0.5$;
- Foarte ridicată (*foarte ridicată*) $\mu_R(P) > 1$.

În cazul **puterii reactive consumate** în noduri se procedează similar rezultând calificative și grade de apartenență pentru fiecare nod consumator referitoare la puterea reactivă. Vom adopta un model cu două mulțimi fuzzy după cum se poate observa și în fig. 5.6.

Notății: Q_{max} – puterea activă maximă a consumatorului preluată din regimul de bază maxim; Q_{min} – puterea activă minimă a consumatorului preluată din regimul de bază minim.

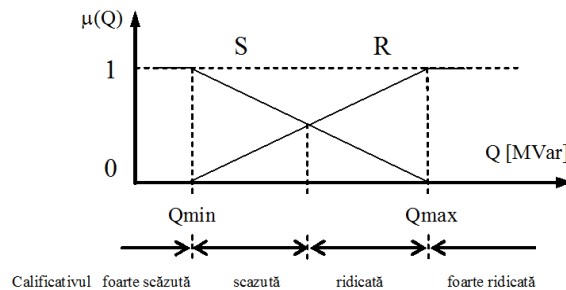


Fig. 5.7. Modelul cu 3 mulțimi fuzzy pentru diagnoza puterii active generate.

Pentru termenii lingvistici s-au făcut următoarele prescurtări:

- FS - mulțimea fuzzy a valorilor foarte scăzute ale puterilor reactive consumate.
- S - mulțimea fuzzy a valorilor scăzute ale puterilor reactive consumate;
- R - mulțimea fuzzy a valorilor ridicate ale puterilor reactive consumate;
- FR - mulțimea fuzzy a valorilor foarte ridicate ale puterilor reactive consumate.

Cunoscând valorile puterilor active cvasi-optime și limitele maximă și minimă ale puterii reactive, cele 3 mulțimi sunt definite astfel:

$$R = \{(Q, \mu_R(Q)) \mid Q > Q_{min}\} \quad (5.37)$$

$$S = \{(Q, \mu_S(Q)) \mid Q < Q_{max}\}$$

Funcțiile de apartenență sunt următoarele:

$$\mu_S(Q) = \begin{cases} 1 & Q < Q_{min} \\ \frac{Q_{max} - Q}{Q_{max} - Q_{min}} & Q_{min} \leq Q \leq Q_{max} \\ 0 & Q > Q_{max} \end{cases} \quad (5.38)$$

$$\mu_R(Q) = \begin{cases} 0 & Q < Q_{min} \\ \frac{Q - Q_{min}}{Q_{max} - Q_{min}} & Q_{min} \leq Q \leq Q_{max} \\ 1 & Q > Q_{max} \end{cases} \quad (5.39)$$

Se formează două domenii corespunzătoare celor două calificative acordate puterii reactive consumate. Calificativele se stabilesc în funcție de valorile gradelor de apartenență a valorii ferme a puterii la mulțimile fuzzy definite.

Calificativele se stabilesc astfel:

- Scăzută (*scăzută*) pentru $\mu_S(Q) > 0.5$;
- Ridicată (*ridicată*) pentru $\mu_R(Q) > 0.5$ și $\mu_S(Q) < 0.5$;
- Foarte ridicată (*foarte ridicată*) $\mu_R(Q) > 1$.

5.3.3. Indicatori fuzzy pentru aprecierea regimului de funcționare a transformatoarelor și autotransformatoarelor

Mărimea electrică cea mai importantă la diagnoza funcționării unui transformator, în cazul diagnozei regimurilor permanente, este puterea aparentă vehiculată pe transformator. Analiza valorii acestei mărimi presupune compararea ei cu anumite valori limită cunoscute. Valoarea limită superioară se consideră puterea aparentă nominală. Pentru regimurile permanente nu se acceptă depășiri ale puterii nominale. Limita inferioară este desigur zero. Pentru determinarea intervalului de funcționare în regim optim trebuie analizată caracteristica pierderilor active ale transformatorului.

5.3.3.1. Funcționarea transformatoarelor după criteriul pierderilor active minime

Pentru un transformator sau autotransformator se poate calcula sarcina economică de funcționare pentru care pierderile de putere activă raportate la puterea cedată rețelei sunt minime [Borlea2006]. Prin multiplicare cu numărul de transformatoare identice în paralel se poate calcula sarcina economică – S_{ec} – pentru transfor-

matorul echivalent. Intervalul dintre puterea aparentă economică și puterea aparentă nominală se consideră a fi intervalul de încărcare optimă. Totuși pentru puterea nominală se acceptă o rezervă de 5 % (raportat la puterea nominală) astfel că intervalul optim (cu gradul de încredere 1) este de fapt $[S_{ec}, 0.95S_n]$. Încărcările sub puterea economică și peste $0.95S_n$ sunt optime dar cu un grad mai mic de încredere sau pentru valori apropiate de limite sunt admisibile. Încărcările peste puterea nominală sunt inadmisibile.

În continuare se prezintă modul de calcul a puterii economice pentru o latură tip transformator sau autotransformator.

Pentru un transformator pierderile de putere activă se calculează astfel [Borlea2006]:

$$\Sigma p = p_{Fent} + p_{Cunt} \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \quad (5.40)$$

$$p_{Fent} = p_{Fen} + k_e \cdot q_{Fen} \quad (5.41)$$

$$p_{Cunt} = p_{Cun} + k_e \cdot q_{Cun} \quad (5.42)$$

unde: p_{Fen} – pierderile nominale de putere activă în miezul feromagnetic; mărime de catalog; p_{Cun} – pierderile nominale de putere activă în bobinaj; mărime de catalog; q_{Fen} – pierderile de putere reactivă nominale în miezul feromagnetic; ele se calculează cu ajutorul curentului de mers în gol $i_0^{\%}$; q_{Cun} – pierderile de putere reactivă

nominale în bobinaj; se calculează cu ajutorul tensiunii de scurtcircuit $u_{sc}^{\%}$; k_e – echivalentul energetic al puterii reactive, aparține intervalului 0.02 – 0.15 și este ales în funcție de configurația rețelei; p_{Fent} – pierderile de putere activă în miezul transformatorului plus pierderile de putere activă în miez datorate circulației de putere reactivă pe elementele de sistem din amonte; p_{Cunt} – pierderile de putere activă în înfășurările transformatorului plus pierderile de putere activă în înfășurări datorate circulației de putere reactivă pe elementele de sistem din amonte.

Pierderile active raportate la puterea aparentă cedată sunt:

$$\frac{\Sigma p}{S} = \frac{p_{Fent}}{S} + \frac{p_{Cunt}}{S_n^2} \cdot S \quad (5.43)$$

Din condiția anulării primei derivate în raport cu S rezultă sarcina economică S_{ec} :

$$S_{ec} = S_n \cdot \sqrt{\frac{p_{Fent}}{p_{Cunt}}} = S_n \cdot \sqrt{\frac{p_{Fen} + k_e \cdot q_{Fen}}{p_{Cun} + k_e \cdot q_{Cun}}} \quad (5.44)$$

Pentru n transformatoare identice în paralel sarcina economică va fi:

$$S_{ect} = n \cdot S_{ec} \quad (5.45)$$

Tabelul 5.10. Transformatoare de distribuție cu două înfășurări

Nr. crt.	S_n [MVA]	U_{ni} / U_{nj} [kV]	Δp_{scn} [kW]	Δp_{gn} [kW]	u_{scn} [%]	i_{gn} [%]	q_{in} [kVar]	q_{Fen} [kVar]	S_{ec}	
									[MVA]	[%]
1.	10	110/6.3	69	19	11	1.1	1.1	0.11	5.2	52
2.	40	110/6.3	180	52	12	1	4.8	0.4	7.5	53
3.	10	110/11	69	19	11	1.1	1.1	0.11	5.2	52
4.	40	110/11	180	52	12	1	4.8	0.4	21.5	53
5.	10	110/22	69	19	11	1.1	1.1	0.11	5.2	52

Nr. crt.	S_n [MVA]	U_{ni} / U_{nj} [kV]	Δp_{scn} [kW]	Δp_{gn} [kW]	u_{scn} [%]	i_{gn} [%]	q_{in} [kVar]	q_{Fen} [kVar]	S_{ec}	
									[MVA]	[%]
6.	40	110/22	180	52	12	1	4.8	0.4	21.5	53
7.	90	220/11	400	120	11	2	9.9	1.8	49.3	55
8.	200	220/11	505	300	11.5	1.2	23	2.4	153.8	77
9.	90	220/11	400	120	11	2	9.9	1.8	49.3	55
10.	200	220/22	505	300	11.5	1.2	23	2.4	153.8	77
11.	400	220/22	1150	280	14.1	0.48	56.4	1.8	196.9	49

În tabelul 5.10 sunt prezentate valorile sarcinilor economice pentru mai multe tipuri de transformatoare. Echivalentul energetic al puterii reactive s-a considerat $k_e = 0.1$. Din tabelul 5.10 se poate observa că sarcina economică de funcționare a transformatoarelor variază aproximativ în intervalul 50 % până la 75 % din puterea lor nominală.

5.3.3.2. Diagnoza funcționării transformatoarelor

Pentru diagnoza funcționării transformatoarelor în ceea ce privește încărcarea cu putere aparentă, se aplică un model cu 3 mulțimi fuzzy (fig. 5.13). Acestea se stabilesc pentru fiecare latură transformator din sistem. Termenii lingvistici utilizați și prescurtările corespunzătoare sunt:

- O - mulțimea fuzzy a valorilor cvasi-optime;
- R - mulțimea fuzzy a valorilor ridicate;
- S - mulțimea fuzzy a valorilor scăzute.

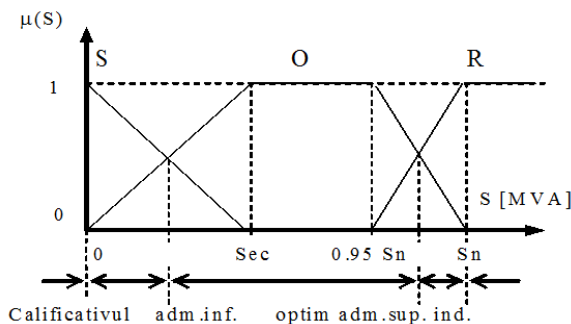


Fig. 5.8. Modelul cu 3 mulțimi fuzzy pentru diagnoza încărcării transformatoarelor.

Cunoscând puterile aparente nominală și economică ale transformatorului echivalent cele 3 mulțimi sunt definite astfel:

$$\begin{aligned}
 O &= \{(S, \mu_O(S)) \mid S \in [0, S_n]\} \\
 R &= \{(S, \mu_R(S)) \mid S > 0.95 \cdot S_n\} \\
 S &= \{(S, \mu_S(S)) \mid S \in [0, Sec]\}
 \end{aligned}
 \tag{5.46}$$

Funcțiile de apartenență sunt:

$$\mu_O(S) = \begin{cases} \frac{S}{Sec} & 0 \leq S \leq Sec \\ \frac{S_n - S}{0.05 \cdot S_n} & 0.95 \cdot S_n \leq S \leq S_n \\ 0 & S > 1.05 \cdot S_n \end{cases}
 \tag{5.47}$$

$$\mu_S(S) = \begin{cases} \frac{Sec - S}{Sec} & 0 \leq S \leq Sec \\ 0 & S > Sec \end{cases} \quad (5.48)$$

$$\mu_R(S) = \begin{cases} 0 & S < 0.95 \cdot Sn \\ \frac{S - 0.95 \cdot Sn}{0.05 \cdot Sn} & 0.95 \cdot Sn \leq S \leq Sn \\ 1 & S \geq Sn \end{cases} \quad (5.49)$$

În fig. 5.8 se observă cele 4 domenii ale puterii aparente. Aceste domenii corespund calificativelor lingvistice care se acordă încărcării pe o latură transformator din sistem. Calificativele au fost stabilite în funcție de valorile gradelor de apartenență a valorii ferme a puterii aparente la mulțimile fuzzy definite.

Calificativele se stabilesc astfel:

- admisibil inferior (*adm. inf.*) pentru $0.5 < \mu_S(S) \leq 1$;
- optim (*opt.*) pentru $\mu_O(S) \geq 0.5$;
- admisibil superior (*adm. sup.*) pentru $0.5 < \mu_R(S) < 1$;
- inadmisibil (*ind.*) pentru $\mu_R(S) = 1$.

Pentru valoarea fermă a puterii aparente vehiculate S_i se calculează gradele de apartenență $\mu_K(S_i)$ la mulțimile fuzzy K definite ($K \in \{S, O, R\}$) și se acordă calificativul corespunzător domeniului în care se află puterea pentru fiecare latură transformator $i \in LT$, LT mulțimea laturilor transformator din rețea.

Metoda de diagnoza a puterilor aparente vehiculate pe laturile transformator constă deci în compararea valorii curente cu valori limită stabilite pentru fiecare latură în parte. Compararea se face aplicând teoria mulțimilor fuzzy, rezultatul fiind un calificativ lingvistic (cel corespunzător domeniului) și valori ale gradelor de apartenență ale puterii aparente la mulțimile fuzzy definite.

5.3.4. Indicatori fuzzy pentru aprecierea regimului de funcționare a liniilor electrice

5.3.4.1. Stabilirea valorilor limită pentru încărcarea liniilor electrice

La diagnoza laturilor tip linie electrică aeriană (LEA) și linie electrică subterană (LES) mărimea electrică de interes este curentul de fază corespunzător puterii aparente de circulație pe latură. De aceea trebuie determinate valori limită cu care se va compara curentul de fază.

Pentru linii electrice aeriene (LEA) cu lungimi reduse, cum este de cele mai multe ori în cazul RED, limita superioară pentru puterea vehiculată pe linie este cea corespunzătoare curentului admisibil termic. În cazul liniilor lungi sau foarte lungi există posibilitatea ca limita stabilității tensiunii sau chiar limita de stabilitate statică să fie mai coborâte decât limita termică și deci trebuie luate în considerare.

Dacă se dorește o funcționare ideală a LEA atunci desigur valoarea încărcării trebuie să fie cea naturală. De obicei acest obiectiv este mai greu de realizat știindu-se că circulațiile de puteri pe laturile RED sunt dictate de valorile puterilor consumate în noduri și deci posibilitate de modificare a circulațiilor este limitată.

Pentru laturile tip linii electrice subterane (LES), limitele de stabilitate a tensiunii și limită de stabilitate statică sunt foarte mari cu atât mai mult cu cât lungimile LES sunt de obicei mai reduse decât ale LEA. Prin urmare singura limită utilizată este limita termică.

Calculul puterii naturale pentru liniile electrice de transport

Pentru LEA, încărcarea optimă din punct de vedere al pierderilor de putere activă, este încărcarea în regim de putere naturală [Borlea2006]. Valoarea puterii naturale P_{nat} se calculează cunoscând modulul impedanței de undă Z_n , aceasta se poate calcula cu relația simplificată (5.52) obținută în ipoteza raportului $R/X \ll 1$.

$$\underline{Z}_n = \sqrt{\frac{R_{d0} + jX_{d0}}{G_{d0} + jB_{d0}}} \quad [\Omega] \quad (5.50)$$

$$Z_n = \sqrt{\frac{X_{d0}}{B_{d0}}} \quad [\Omega] \quad (5.51)$$

unde: Z_n – impedanța de undă [Ω]; $R_{d0}, X_{d0}, G_{d0}, B_{d0}$ – rezistența, reactanța, conductanța și susceptanța de secvența directă, pe unitatea de lungime a liniei; unitățile de măsură sunt [Ω / km] respectiv [S / km].

Având în vedere că în regim de putere naturală LEA nu absoarbe și nu debitează putere reactivă (în ipoteza liniei fără pierderi), se poate calcula curentul de fază natural astfel:

$$P_{nat} = \frac{U_n^2}{Z_n} \quad [\text{MW}] \quad (5.52)$$

$$I_{nat} = \frac{P_{nat}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot 1000} \quad [\text{A}] \quad (5.53)$$

unde: U_n – tensiunea nominală a liniei [kV]; I_{nat} – curentul de fază natural al liniei.

În tabelul 5.11 sunt date valorile puterii naturale și a curentului de fază corespunzător la tensiune nominală, pentru câteva tipuri de LEA a căror parametrii sunt prezentați în Anexa 1, tabelul A1.2.

Tabelul 5.11. Valorile puterii naturale și a curentului natural

LEA	110 kV SC	110 kV DC	10 kV SC	10 kV DC	20 kV SC	20 kV DC
P_{nat} [MW]	33	67	0,3	0,6	1,2	2,4
I_{nat} [A]	174	350	17,7	35,4	35,3	75,6

SC – simplu circuit DC – dublu circuit

5.3.4.2. Diagnoza regimului de funcționare al LEA

Pentru diagnoza LEA sa adoptat un model fuzzy cu trei mulțimi (fig. 5.18). Termenii lingvistici corespunzător celor trei mulțimi sunt: valori cvasi-optime, valori mici și valori mari. Valorile ferme în jurul cărora se definesc aceste mulțimi fuzzy sunt: curentul natural corespunzător puterii aparente naturale pentru optim, zero pentru valorile mici și curentul maxim admisibil pentru valorile mari.

Regimul de încărcare maximă admisibilă pentru o anumită LEA corespunde valorii minime dintre: curentul admisibil din punctul de vedere al stabilității de tensiune ($I_{adm. stab. tens.}$), curentul admisibil din punct de vedere al stabilității statice ($I_{adm. stab. stat.}$) și curentul admisibil termic ($I_{adm. termic}$). Deci valoare utilizată la diagnoza încărcării LEA este:

$$I_{adm} = \min(I_{adm. termic}, I_{adm. stab. tens.}, I_{adm. stab. stat.}) \quad (5.54)$$

Pentru termenii lingvistici s-au făcut următoarele notații:

- O - mulțimea fuzzy a valorilor cvasi-optime;
- R - mulțimea fuzzy a valorilor mari;
- S - mulțimea fuzzy a valorilor mici.

Cunoscând valorile curenților natural și admisibil mulțimile fuzzy se definesc astfel:

$$\begin{aligned} O &= \{(I, \mu_O(I)) \mid I \in [0, I_{adm}]\} \\ R &= \{(I, \mu_R(I)) \mid I > I_{nat}\} \\ S &= \{(I, \mu_S(I)) \mid I < I_{nat}\} \end{aligned} \quad (5.55)$$

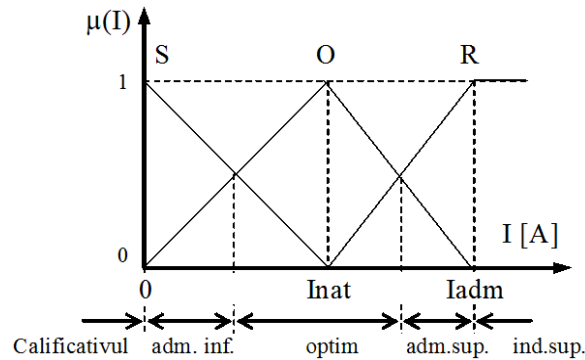


Fig. 5.9 Modelul cu 3 mulțimi fuzzy pentru diagnoza încărcării LEA.

Funcțiile de apartenență sunt:

$$\mu_O(I) = \begin{cases} \frac{I}{I_{nat}} & 0 \leq I \leq I_{nat} \\ \frac{I_{adm} - I}{I_{adm} - I_{nat}} & I_{nat} \leq I \leq I_{adm} \\ 0 & I > I_{adm} \end{cases} \quad (5.56)$$

$$\mu_S(I) = \begin{cases} \frac{I_{nat} - I}{I_{nat}} & 0 \leq I \leq I_{nat} \\ 0 & I > I_{nat} \end{cases} \quad (5.57)$$

$$\mu_R(I) = \begin{cases} 0 & I < I_{nat} \\ \frac{I - I_{nat}}{I_{adm} - I_{nat}} & I_{nat} \leq I \leq I_{adm} \\ 1 & I > I_{adm} \end{cases} \quad (5.58)$$

În fig. 5.9 se observă cele 4 domenii ale curentului de fază. Aceste domenii corespund calificativelor lingvistice care vor fi acordate circulației pe o latură tip LEA. Calificativele au fost stabilite în funcție de valorile gradelor de apartenență a valorii ferme a curentului la mulțimile fuzzy definite:

- admisibil inferior (*adm. inf.*) pentru $0.5 < \mu_S(I) \leq 1$;
- optim (*opt.*) pentru $\mu_O(I) \geq 0.5$;
- admisibil superior (*adm. sup.*) pentru $0.5 < \mu_R(I) < 1$;
- inadmisibil superior (*ind. sup.*) pentru $\mu_R(I) = 1$.

Metoda de diagnoză constă deci în calcularea gradelor de apartenență $\mu_K(I_i)$ a valorii ferme a curentului I_i la mulțimile fuzzy K definite ($K \in \{AI, O, AS\}$) și acordarea calificativului corespunzător domeniului în care se află curentul pentru fiecare latură $i \in LEA$, LEA mulțimea laturilor LEA din sistem.

5.3.4.3. Diagnoza regimului de funcționare al LES

După cum s-a precizat mai sus, pentru LES curentul maxim admisibil este considerat întotdeauna curentul admisibil termic (I_{adm}). Curentul natural are o valoare mult mai mare decât curentul maxim admisibil termic. De asemenea curenții maximi admisibili din punct de vedere al stabilității tensiunii și al stabilității statice au valori foarte mari.

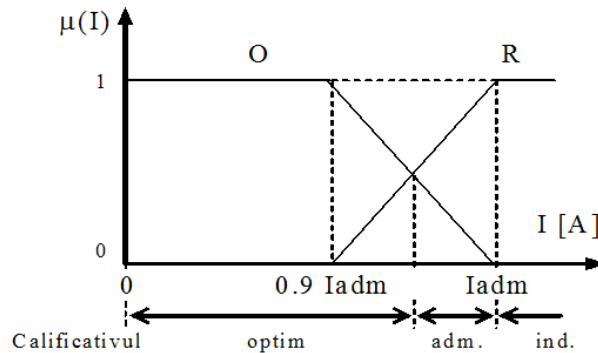


Fig. 5.10. Modelul cu 2 mulțimi fuzzy pentru diagnoza încărcării LES.

Diagnoza încărcării LES se realizează după model fuzzy din fig. 5.10.

Mulțimile fuzzy sunt definite prin definite prin următorii termeni lingvistici:

- O - mulțimea fuzzy a valorilor cvasi-optime;
- R - mulțimea fuzzy a valorilor mari.

Cunoscând valoarea curentului admisibil, mulțimile fuzzy se definesc astfel:

$$R = \{(I, \mu_R(I)) \mid I > 0.9 \cdot I_{adm}\} \quad (5.59)$$

$$O = \{(I, \mu_O(I)) \mid I \leq I_{adm}\}$$

Funcțiile de apartenență sunt:

$$\mu_O(I) = \begin{cases} 1 & I \leq 0.9 \cdot I_{adm} \\ \frac{I_{adm} - I}{0.1 \cdot I_{adm}} & 0.9 \cdot I_{adm} < I \leq I_{adm} \\ 0 & I > I_{adm} \end{cases} \quad (5.60)$$

$$\mu_R(I) = \begin{cases} 0 & I < 0.9 \cdot I_{adm} \\ \frac{I - 0.9 \cdot I_{adm}}{0.1 \cdot I_{adm}} & 0.9 \cdot I_{adm} < I \leq I_{adm} \\ 1 & I > I_{adm} \end{cases} \quad (5.61)$$

În fig. 5.10 se observă cele 3 domenii ale încărcării. Aceste domenii corespund calificativelor lingvistice care vor fi acordate circulației pe latura tip LES. Calificativele au fost stabilite în funcție de valorile gradelor de apartenență a valorii ferme a curentului de fază la mulțimile fuzzy definite.

Calificativele se stabilesc astfel:

- optim (*opt.*) pentru $\mu_O(I) \geq 0.5$;
- admisibil (*adm.*) pentru $0.5 < \mu_R(I) < 1$;
- inadmisibil (*ind.*) pentru $\mu_R(I) = 1$.

Metoda de diagnoză constă deci în calcularea gradelor de apartenență $\mu_K(I_i)$ a valorii ferme a curentului I_i , $i \in LES$, LES mulțimea laturilor LES din sistem, la mulțimile fuzzy K definite ($K \in \{O, R\}$) și acordarea calificativului corespunzător domeniului în care se află valoarea curentului.

5.4. Concluzii și contribuții

5.4.1. Concluzii

În capitolul 5 sunt introduși indicatorii fuzzy necesari în procesul de diagnoză, pentru regimul normal de funcționare a RED. Indicatorii fuzzy definiți sunt:

- locali atunci când se referă la o mărime electrică care caracterizează un element al sistemului (nod sau latură);
- globali atunci când se referă la o categorie de mărimi electrice.

Se stabilesc două regimuri normale optimizate denumite regimuri de bază. Ele sunt optimizate după criteriul cheltuielilor totale orare minime și sunt folosite apoi la calcularea mărimilor electrice cvasi-optime corespunzătoare unui regim oarecare.

Indicatorii fuzzy locali sunt definiți pe baza valorilor mărimilor electrice cvasi-optime. Ei se calculează pentru mărimile electrice din nodurile rețelei adică tensiuni, puteri active și reactive generate și pentru puterile aparente de circulație pe laturi.

Pe baza indicatorilor locali se calculează indicatorii globali.

5.4.2. Contribuții

Contribuțiile autorului sunt următoarele:

1. Definirea a două regimuri normale, optimizate, denumite „regimuri de bază”, care sunt folosite apoi la definirea indicatorilor fuzzy pentru diagnoza mărimilor electrice.
2. Stabilirea criteriilor de apreciere a funcționării elementelor de sistem ceea ce presupune:
 - definirea unor intervale din benzile clasice de tensiune pentru caracterizarea calitativă adecvată a tensiunilor din nodurile RED;
 - stabilirea limitelor pentru puterea activă și reactivă consumate;
 - stabilirea limitelor de încărcare corespunzătoare pentru liniile electrice și transformatoare.
3. Definirea indicatorilor fuzzy locali, pe baza valorilor mărimilor electrice preluate din regimurile de bază, pentru fiecare tip de mărime electrică urmărită: tensiuni în noduri, puteri active și reactive consumate, puteri aparente de circulație pe laturile tip transformator și curent de circulație pe laturile tip linie electrică. Aceasta presupune:
 - definirea mulțimilor fuzzy pentru fiecare tip de element de sistem.
 - stabilirea termenilor lingvistici la defuzificarea indicatorilor fuzzy pentru fiecare categorie de mărimi.

Stabilirea regulilor de compunere a indicatorilor fuzzy locali pentru calculul indicatorilor fuzzy globali referitor la fiecare mărime electrică urmărită (U, P, Q).

6. DiagRED. SISTEM EXPERT PENTRU DIAGNOZA REGIMURILOR PERMANENTE ALE REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

6.1. Considerații introductive

În acest capitol sunt prezentate avantajele folosirii SE pentru conducerea operativă a RED și modul de implementare a metodei de diagnoză bazată pe model într-un SE cu numele DiagRED.

Sistemul expert DiagRED este construit în limbajul de programare declarativă PROLOG. Dacă DiagRED funcționează on-line atunci baza de date cuprinde valorile mărimilor electrice oferite de sistemul SCADA (tensiuni, puteri injectate și puteri de circulație). În lucrarea de față DiagRED lucrează off-line și deci pentru crearea bazei de date este necesară folosirea programului de analiză a regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice Powerworld.

Baza de cunoștințe a DiagRED cuprinde valorile tensiunilor din noduri și a puterilor active generate, pentru rețeaua electrică de distribuție supusă diagnozei, în cazul celor două regimuri de bază. Rezultatele diagnozei se prezintă sub formă de: indicatori globali fuzzy pentru categorii de mărimi electrice, liste de mărimi electrice care sunt identificate ca fiind neconforme cu funcționarea dorită a rețelei și liste de măsuri care trebuie luate pentru corectarea regimului curent al rețelei.

6.2. Implementarea diagnozei bazate pe model pentru diagnoza regimurilor staționare ale RED

Conform teoriei generale prezentată în capitolul 4, la diagnoza regimurilor permanente ale unui RED trebuie precizate mulțimile de formule ale logicii propozițiilor care precizează: descrierea sistemului (SD), presuposițiile că toate elementele sistemului funcționează corect (ASS) și observațiile achiziționate din sistem (OBS). Modul în care sunt definite aceste mulțimi determină în mod direct complexitatea diagnozei și calitatea rezultatelor. În funcție de rețeaua luată spre analiză, se pot accepta reprezentări cu diverse nivele de simplificare care să conducă la rezolvarea problemei de diagnoză și care să facă un compromis între ușurința de obținere a rezultatelor și gradul de detaliere a problemei considerate. Pentru dispecerii RED este important ca efortul de calcul să scadă până la un nivel la care diagnoza să poată fi făcută în timp real, fără a scăpa din vedere aspectele esențiale urmărite.

Pentru diagnoza regimurilor permanente ale RED reprezentarea rețelei se face considerând:

- tipuri de obiecte:
 - nod consumator;
 - latură linie electrică și latură transformator;
 - tensiune, curent, putere activă, reactivă și aparentă;
 - nod regulator de tensiune, nod regulator de putere activă;
- relații între obiecte: configurația rețelei precizată prin nodurile limitrofe fiecărei laturi;

- asocieri cantitative: asocierea la noduri a tensiunilor și puterilor injectate și asocierea laturilor la curenții și puterile active și reactive de pe transformatoare și linii electrice;
- tipuri de comportare în funcționare: regimuri cvasi-optime, admisibile și inadmisibile;
- datele sistemului: configurația sistemului luat spre analiză și valorile parametrilor electrici;
- datele situației curenți: valorile tensiunilor în noduri și a puterilor active și reactive injectate în noduri și a circulațiilor pe laturi pentru regimul curent al sistemului;
- legi de bază: legile circuitelor electrice și magnetice.

Descrierea sistemului (SD), așa cum este ea folosită la diagnoză, conține formule ale logicii propozițiilor având valoarea „adevărat”, de forma:

- tensiunea din nodul X are calificativul optim;
 - puterea activă injectată în nodul Y are calificativul optim;
 - puterea reactivă injectată în nodul Z are calificativul optim;
 - curentul pe latura L are calificativul optim sau admisibil;
 - puterea aparentă de circulație pe latura T are calificativul optim sau admisibil,
- pentru oricare X, Y, Z care aparține mulțimii nodurilor, L care aparține mulțimii laturilor tip linie electrică, T care aparține mulțimii laturilor tip transformator.

Mărimilor electrice cuprinse în SD, tensiuni în noduri, puteri injectate, puteri și curenți pe laturi, au calificativul optim deoarece valorile lor sunt cvasi-optime adică se încadrează într-un domeniu de valori considerat a fi suficient de apropiat de valorile optime corespunzătoare preluate din regimul de bază corespunzător.

Mulțimea observațiilor (OBS) realizate asupra RED, conține de asemenea formule ale logicii propozițiilor cu valoarea „adevărat”, referitoare la mărimile electrice urmărite și sunt de forma:

- pentru tensiunile în nodurile RED:
Tensiunea observată în nodul X are calificativul „calificativ1” .
unde: X aparține mulțimii nodurilor sistemului; „calificativ1”: optim, admisibil sau inadmisibil;
- pentru puterile active injectate în nodurile consumatoare ale RED:
Puterea activă injectată observată în nodul Y are calificativul „calificativ1”.
Ansamblul puterilor active injectate observate în noduri are calificativul „calificativ2”.
unde: Y aparține mulțimii nodurilor consumatoare; „calificativ1” și „calificativ2” pot fi: foarte ridicat, ridicat, scăzut sau foarte scăzut.
- pentru puterile reactive injectate în nodurile consumatoare ale RED:
Puterea reactivă injectată observată în nodul Z are calificativul „calificativ1”.
Ansamblul puterilor reactive injectate observate în nodurile RED are calificativul „calificativ2”.
unde: Z aparține mulțimii nodurilor; „calificativ1”, „calificativ2” poate fi: foarte ridicat, ridicat, scăzut sau foarte scăzut.
- pentru circulațiile pe laturile sistemului:
Curentul de fază observat pe latura L are calificativul „calificativ1”.
Puterea aparentă observată pe latura T are calificativul „calificativ2”.
unde: L aparține mulțimii laturilor tip LEA; T aparține mulțimii laturilor tip transformator; „calificativ1” și „calificativ2”: optim, admisibil și inadmisibil.

Observațiile se obțin din indicatorii fuzzy locali și globali cu următoarea procedură:

- pentru regimul curent, se măsoară mărimile electrice din sistem care apoi generează întreaga bază de date corecte necesare diagnozei regimului;

- se stabilesc valorile cvasi-optime ale puterilor active injectate și ale tensiunilor în noduri;
- pentru regimul curent, folosind valorile cvasi-optime, se calculează indicatorii fuzzy locali și globali și calificativele corespunzătoare;
- pe baza calificativelor deja stabilite se enunță formulele propoziționale care constituie mulțimea observațiilor.

Mulțimea presupuzițiilor (ASS) conține variabile propoziționale (okX) de forma:

- tensiunea din nodul regulator X are calificativul optim;
 - putere activă injectată în nodul Y are calificativul optim.
- unde: X aparține mulțimii nodurilor de reglaj a tensiunii; Y aparține mulțimii nodurilor de reglaj a puterii active injectate.

Mulțimea presupuzițiilor conține câte o propoziție pentru fiecare regulator de tensiune sau de putere activă din RED și se presupune că are valoarea logică adevărat. Dacă apar contradicții între observații și descrierea sistemului atunci unele dintre presupuneri vor trebui negate (adică nu vor fi adevărate) pentru a îndepărta inconsistența dintre mulțimea SD și mulțimea OBS.

Pentru apariția unei contradicții referitoare la tensiunile nodurilor, trebuie ca reguli de tipul:

„Tensiunea în nodul X are calificativul optim.”

ȘI

„Tensiunea observată în nodul X nu are calificativul optim.”

să fie adevărate pentru cel puțin un nod X din RED, ceea ce este echivalent

cu:

„Tensiunea observată în nodul X are calificativul admisibil.”

SAU

„Tensiunea observată în nodul X are calificativul inadmisibil.”

Pentru apariția unei contradicții în ceea ce privește puterile active, trebuie ca reguli de tipul:

„Puterea activă în nodul Y are calificativul optim.”

ȘI

„Puterea activă observată în nodul Y nu are calificativul optim.”

să fie adevărate pentru cel puțin un nod Y din RED, ceea ce este echivalent

cu:

„Puterea activă observată în nodul Y are calificativul admisibil.”

SAU

„Puterea activă observată în nodul Y are calificativul inadmisibil.”

Dacă nu există contradicții, diagnoza oferă rezultatul că „regimul este optim” (cvasi-optim). Altfel, „regimul este admisibil” sau regimul este inadmisibil” după caz. În cazurile admisibil sau inadmisibil, trebuie identificate cauzele acestei situații, adică nodurile reglatoare pentru care negând presupunerea că tensiunea, respectiv puterea activă, are calificativul optim (corect reglată), conduc la observații lipsite de contradicții în raport cu descrierea sistemului. Aceasta înseamnă că trebuie determinată mulțimea minimă de reglatoare care modificate corespunzător, influențează favorabil mărimile electrice ce au condus la contradicții și astfel înlătură inconsistența dintre descrierea sistemului și observații.

Pot exista cazuri în care în urma modificării unui anumit nod regulator de tensiune, tensiunile din nodurile cu contradicții să fie corectate corespunzător, dar în același timp prin reglajul centralizat efectuat, alte tensiuni să-și schimbe valoarea într-un mod nedorit, conducând la noi contradicții. Din acest motiv, după realizarea diagnozei trebuie din nou verificată consistența dintre descrierea sistemului și noile

observații. Dacă se constată că încă mai sunt contradicții atunci diagnoza trebuie repetată. În asemenea cazuri diagnoza devine un proces iterativ care în final va aduce regimul curent foarte aproape de regimul optim corespunzător adică un regim cvasi-optim. Numai pentru regimuri foarte îndepărtate de regimul optim corespunzător pot fi necesare mai mult de două iterații.

Metoda de diagnoza a regimurilor staționare de funcționare ale rețelelor electrice de distribuție, implementată în sistemul expert DiagRED prezentat în subcapitolul 6.3 și testat în capitolul 7, cuprinde 3 etape majore descrise pe scurt în cele de mai jos:

- diagnoza puterilor active și reactive consumate în nodurile rețelei;
- diagnoza tensiunilor din nodurile rețelei;
- diagnoza circulațiilor de putere pe laturile rețelei.

Etapa 1. **Diagnoza puterilor active și reactive consumate în noduri** constă în calcularea indicatorilor fuzzy pentru puterile activă și reactivă consumate. Modelul generic al indicatorului fuzzy este descris în detaliu în capitolul 5. Ca urmare, fiecare putere consumată va primi un calificativ dintre următorii: scăzută (S), ridicată (R), foarte ridicată (FR) sau foarte scăzută (FS). Diagnoza puterilor consumate conduce la clasarea regimului curent de analizat în una dintre cele două clase de regimuri posibile ca nivel al sarcinii: regimuri cu sarcină ridicată sau regimuri cu sarcină scăzută. În final se calculează un indicator fuzzy pentru sarcina totală a regimului curent. Acest indicator acordă un calificativ pentru regim: regim încărcat sau regim descărcat.

Etapa 2. **Diagnoza tensiunilor nodurilor** debutează cu determinarea indicatorilor fuzzy ai tensiunilor nodale, indicatori prezentați în detaliu în capitolul 5. Setul de tensiuni nodale a regimului curent de analizat va fi comparat cu setul de tensiuni a unui regim de bază anterior ales. Stabilirea regimului de bază care se folosește pentru diagnoza tensiunilor nodale, se face pe baza indicatorului fuzzy a sarcinii totale active a regimului curent stabilit la diagnoza puterilor active consumate. Acesta poate fi regimul de bază cu sarcină ridicată sau cu sarcină scăzută. Regimurile de bază sunt determinate conform metodologiei descrisă în subcapitolul 5.2. Cu ajutorul valorilor tensiunilor nodale corespunzătoare regimului de bază ales, se construiesc modele fuzzy pentru fiecare nod în parte. Ca urmare fiecare tensiune nodală va primi, în funcție de valoarea ei, un calificativ fuzzy care poate fi: inadmisibil inferior (II), admisibil inferior (AI), cvasi-optim (O), admisibil superior (AS) sau inadmisibil superior (IS). Pe baza acestor calificative se pot identifica zonele de rețea în care valorile tensiunilor nodale nu sunt conforme (raportat la regimul de bază), adică nu corespund modelului de regim dorit pentru rețeaua de distribuție analizată. În aceste zone de rețea sunt necesare măsuri de reglare a tensiunilor adică este necesară stabilirea mijloacelor de reglare a tensiunii și valoarea de reglaj necesară pentru fiecare caz în parte.

Mijloacele de reglaj a tensiunii nodale pot fi clasificate în două categorii în funcție de extinderea influenței acestora:

1. Mijloace de reglaj globale a tensiunii sunt acelea care prin modificarea mărimii de reglaj influențează sensibil toate tensiunile nodale din rețeaua de distribuție. Acestea sunt: rapoartele de transformare ale transformatoarelor cu reglaj sub sarcină din stațiile de distribuție și reconfigurarea rețelei de distribuție ca mijloc de reglare indirect.
2. Mijloacele de reglaj locale a tensiunii sunt acelea care prin modificarea mărimii de reglaj influențează sensibil doar o anumită zonă de rețea dinaintea cunoscută. Acestea sunt: baterii de condensatoare, dispozitive FACTS și generatoare distribuite.

Etapa 3. **Diagnoza circulațiilor de puteri** pe tronsoanele rețelei de distribuție urmează diagnozei tensiunilor nodale. Această etapă de diagnoză identifică acele tronsoane pentru care valoarea modului curentului se apropie de valoarea limită admisă sau chiar depășește această limită. Modelul generic al indicatorului fuzzy pentru

circulațiile de puteri pe tronsoanele rețelei este prezentat în detaliu în capitolul 5. De regulă un calificativ cvasioptim acordat tensiunilor nodale conduce la un calificativ bun (cvasioptim sau admisibil) pentru circulațiile de puteri și această etapă de diagnoză se reduce la a verifica cu ajutorul indicatorilor fuzzy încadrarea în limitele admisibile. În cazul în care diagnoza tensiunilor nodale nu conduce la un regim satisfăcător pentru circulațiile de puteri atunci se impun mijloace de reglaj specifice. Mijloacele de reglaj pentru circulațiile de puteri pe laturile rețelei sunt: reconfigurarea rețelei de distribuție și introducerea unor generatoarele distribuite în nodurile identificate ca fiind cu deficit de putere.

Regimul de funcționare al unei rețelei electrice de distribuție primește calificativul cvasioptim, adică este conform cu modelul de funcționare dorit pentru rețeaua respectivă, dacă:

- toate tensiunile nodale au calificativul cvasioptim adică se află în banda cvasioptimă definită;
- toate valorile puterilor aparente de circulație pe laturi au calificativul cvasioptim adică sunt sub limita admisibilă curentului pentru fiecare tronson în parte.

Consecințele care decurg din declararea unui regim de funcționare ca fiind cvasioptim sunt:

- randament cvasioptim pentru distribuția energiei electrice;
- costurile totale ale furnizării energiei electrice sunt minime.

6.3. Reguli de diagnoză a regimurilor staționare ale rețelelor electrice de distribuție

6.3.1. Reguli de definire a rețelei de distribuție

Feeder-ul este o subrețea radială independentă care este alimentat de pe o bară de MT din stația electrică de transformare și care nu are legături în funcțiune cu feeder-ii învecinați fie ei alimentați de pe aceea bară sau nu. În continuare sunt prezentate regulile care permit reprezentarea rețelei de distribuție pentru diagnoza regimului cvasistaționar de funcționare.

- R1 O rețea de distribuție este o mulțime de noduri aflate la același nivel de tensiune care are: unul sau mai multe noduri sursă, unul sau mai multe noduri consumator și unul sau mai multe tronsoane de linie.
- R2 Numărul de subrețele independente ale unei rețele de distribuție este egal cu suma subrețelelor independente pentru fiecare nod sursă al rețelei.
- R3 Numărul de subrețele independente pentru un nod sursă este egal cu numărul de tronsoane de linie care au ca nod inițial nodul sursă.
- R4 Tronsonul $T(i,j)$ este elementul component al unei subrețele independente care are: i nod sursă, j nod consumator și există o linie electrică între nodurile i și j .
- R5 Un tronson $T(i,j)$ poate să aibă două stări: în funcțiune și scos din funcțiune.
- R6 Un nod k aparține subrețelei independente Feeder Alfa
DACĂ $T(i,j)$ este tronsonul care definește subrețeaua Feeder Alfa cu i nod sursă
ȘI există drum de la nodul j la nodul k .
- R7 Un tronson $T(i,j)$ aparține subrețelei Feeder Alfa
DACĂ tronsonul $T(i,j)$ definește Feeder-ul Alfa
SAU (nodul i aparține subrețelei Feeder Alfa ȘI tronsonul $T(i,j)$ este în funcțiune).

- R8 Există drum de la nodul i la nodul j
DACĂ există un tronson $T(i,j)$
ȘI tronsonul $T(i,j)$ este în funcțiune.
- R9 Există drum de la nodul i la nodul k
DACĂ există un tronson $T(i,j)$ în funcțiune
ȘI există drum de la nodul j la nodul k .

6.3.2. Reguli de verificare

Reguli de verificarea alimentării tuturor nodurilor

- R1 O rețea de distribuție este alimentată în întregime
DACĂ fiecare subrețea independentă a ei este alimentată în întregime.
- R2 Subrețeaua Feeder Alfa definită de tronsonul $T(i,j)$ este alimentată în întregime
DACĂ pentru orice nod k care aparține la Feeder Alfa există un drum de la i la k .

Reguli de alimentare a nodurilor nealimentate

- R3 Un nod k care aparține feeder Feeder Alfa definit de tronsonul $T(i,j)$ se numește nealimentat
DACĂ nu există drum de la nodul k la nodul i .
- R4 Un nod k nealimentat se poate alimenta
DACĂ există un tronson $T(k,m)$ care nu este în funcțiune
ȘI nodul m este alimentat
ȘI se pune în stare de funcțiune tronsonul $T(k,m)$.

Reguli de existență a buclelor de rețea

- R5 O rețea de distribuție este buclată
DACĂ există Feeder Alfa cu tronsonul de definire $T(i,j)$ care aparține rețelei
ȘI există Feeder Beta cu tronsonul de definire $T(m,n)$ care aparține rețelei
ȘI există drum de la nodul i la nodul m
- R5 O rețea de distribuție este buclată
DACĂ există Feeder Alfa cu tronsonul de definire $T(i,j)$ care aparține rețelei
ȘI există Feeder Beta cu tronsonul de definire $T(i,k)$ care aparține rețelei
ȘI există drum de la nodul j la nodul k .
- R6 Feederul Feeder Alfa definit de tronsonul $T(i,j)$ este buclat în nodul k
DACĂ există un nod k și un nod m care aparțin la Feeder Alfa
ȘI există drumul $D1$ de la k la m
ȘI există un alt drum $D2$ de la k la m
ȘI $D1$ este diferit de $D2$.

6.3.3. Reguli de diagnoza a regimului de funcționare

- R1 Regimul de funcționare este cvasioptim
DACĂ toate tensiunile nodale au calificativul cvasioptim
ȘI toate circulațiile de puteri pe laturi au calificativul cvasioptim.
- R2 Regimul de funcționare este admisibil
DACĂ tensiunile nodale au calificativele cvasioptim, admisibil inferior sau superior
ȘI circulațiile pe laturi au calificativele cvasioptim sau admisibil inferior sau superior.

- R3 Regimul de funcționare este inadmisibil
DACĂ există cel puțin o tensiune nodală care are calificativul inadmisibil inferior sau superior
SAU există cel puțin o circulație de putere care are calificativul inadmisibil inferior sau superior.

6.3.4. Reguli de diagnoză a tensiunilor nodale

- R1 Sunt necesare mijloace de reglare globale a tensiunii
DACĂ toate tensiunile nodale au calificativ diferit de cvasioptim.
- R2 Sunt necesare mijloace de reglare locale a tensiunii
DACĂ tensiunile nodale au unele calificativ cvasioptim iar altele diferit de cvasioptim.
- R3 Un nod aparține zonei de reglare Feeder Alfa
DACĂ calificativul tensiunii este diferit de cvasioptim
ȘI nodul aparține feeder-ului Feeder Alfa.
- R4 Reglajul tensiunii pentru zona de reglare Feeder Alfa se face cu mijlocul local de reglare a tensiunii care aparține Feeder Alfa
- R5 Mijlocul local pentru zona de reglare Feeder Alfa există
DACĂ există echipament static de compensare într-un nod care aparține Feeder Alfa
SAU există generator distribuit într-un nod care aparține Feeder Alfa.
- R6 Pentru o zona de reglare Feeder Alfa este necesară montarea unui mijloc de reglare a tensiunii
DACĂ nu există baterie de condensatoare
SAU nu există generator distribuit care sa aparțină Feeder-ului Alfa.
- R7 Tensiunea în nodul sursă al Feeder Alfa trebuie crescută
DACĂ toate tensiunile nodale aparținând Feeder Alfa au calificativele inadmisibil inferior sau admisibil inferior.
- R8 Tensiunea în nodul sursă al Feeder Alfa trebuie scăzută
DACĂ toate tensiunile nodale aparținând Feeder Alfa au calificativele inadmisibil superior sau admisibil superior.

6.3.5. Reguli de reconfigurare a rețelei de distribuție

- R1 Subrețeaua Feeder Alfa este supraîncărcată
DACĂ există cel puțin un tronson $T(i,j)$ care aparține subrețelei
ȘI modulul curentului pe tronsonul $T(i,j)$ are calificativul inadmisibil.
- R2 Criteriul de reconfigurare pentru subrețeaua Feeder Alfa este Reducerea încărcărilor laturilor
DACĂ subrețeaua Feeder Alfa este supraîncărcată.
- R3 Subrețeaua Feeder Alfa are probleme de depășire a căderilor de tensiune admisibile
DACĂ nodul i este nod sursă al subrețelei Feeder Alfa
ȘI există cel puțin un nod k care aparține subrețelei Feeder Alfa
ȘI diferența dintre modulul tensiunilor nodului k și nodului i este inadmisibilă.
- R4 Criteriul de reconfigurare pentru subrețeaua Feeder Alfa este Reducerea căderilor de tensiune
DACĂ subrețeaua Feeder Alfa are probleme de depășire a căderilor de tensiune admisibile.

- R5 Criteriul de reconfigurare a subrețelei Feeder Alfa este Minimizarea pierderilor de putere activă
 DACĂ subrețeaua Feeder Alfa NU are probleme de depășire a căderilor de tensiune admisibile
 ȘI subrețeaua Feeder Alfa NU este supraîncărcată.
 După aplicarea unui criteriu de reconfigurare pentru subrețeaua Feeder Alfa se reia procesul de diagnoza cu diagnoza tensiunilor și a circulațiilor de puteri.

6.4. Arhitectura DiagRED

6.4.1. Baza de date a DiagRED

Pentru o diagnoză în timp real, baza de date trebuie să conțină datele achiziționate din rețea, date referitoare la mărimile electrice din noduri și de pe laturi.

Dacă diagnoza se folosește la analiza regimurilor unei RED simulate cu ajutorul unor programe de simulare a sistemelor electroenergetice, atunci valorile datelor sunt preluate direct din programul respectiv, folosind în acest scop fișierele cu rezultatele regimului studiat. Datele cuprind: configurația rețelei, puterile active și reactive injectate în noduri (generate sau consumate), tensiunile în noduri, circulațiile de puteri pe laturi etc.

În cazul acestei lucrări s-a construit sistemul expert Diagnoza Rețelelor Electrice de Distribuție – DiagRED, care realizează diagnoza regimurilor staționare în mod off-line, datele de regim fiind preluate din programul de simulare regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice Power World variante 8.0, program existent la Catedra de Electroenergetică a Universității „Politehnica” Timișoara. Baza de date necesară sistemului expert este preluată dintr-un fișier cu extensia DBA. Acesta se încarcă după pornirea DiagRED folosind opțiunea „Încărcare date” din meniul general. Acest fișier conține următoarele articole, declarate în Prolog sub formă de functori:

- *date_gen(Nrnod, NrLE, NrTrafo, NrStatii, NrFeederi)*; conține date generale despre rețeaua luată în analiză: numărul total de noduri, numărul de laturi tip LEA sau LES, numărul de laturi tip transformator, numărul de stații care alimentează radial rețeaua de distribuție și numărul total de feeder-i din rețea; baza de date conține un singur element de acest tip;
- *st(Nr, Nume, NrSt, NrFeederi)*; conține date referitoare la stațiile electrice din rețea: numărul curent al functorului, numele stației, numărul stației și numărul de feeder-i ai stație respective; baza de date conține câte element de acest tip pentru fiecare stație electrică;
- *nod(N, Nume, Nr, NrSt, NrFeeder, U, Un, Niv, P, Q)*; conține date referitoare la nodurile rețelei: numărul curent, numele nodului, numărul nodului, numărul stației de la care este alimentat, numărul feeder-ului de care aparține, tensiunea nodului, tensiunea nominală a nodului, nivelul tensiunii nodului, puterile activă și reactivă consumate în nod; baza de date conține câte element de acest tip pentru fiecare nod din rețea;
- *le(Nr, Nodi, Nodf, NrSt, NrFeeder, Ief, Iadm, Niv, Lung, Pd, Qd, Pi, Qi, DPI, DQI, Func)* conține date referitoare la laturile tip linie electrică (LEA sau LES) din rețea: numărul curent, numărul inițial al laturii, numărul final al laturii, numărul stației de care aparține, numărul fierului în care se află, valoare efectivă a curentului de fază, Valoarea admisibilă a curentului de fază, nivelul tensiunii, lungimea laturii, puterile activă și reactivă de circulației în sens direct („d” – inițial la final) și invers („i” – final la inițial), pierderile active și reactive longitudinale și starea de funcționare a laturii (1 – în funcțiune, 0 – deconectată); baza de date conține câte un element de acest tip pentru fiecare latură tip linie electrică din rețea;

- *trafo(Nr, Nodi, Nodf, NrSt, NrFeeder, Sef, Sec, Sn, NivI, NivJ, Pd, Qd, Pi, Qi, DPI, DQI, Func)*; conține date referitoare la laturile tip transformator din rețea: numărul curent al înregistrării, numerele nodurilor inițial și final ale laturii, numerele stației și feederului de care aparține, puterea aparentă de circulație pe latură, puterea aparentă economică de funcționare a transformatorului echivalent, puterea aparentă nominală a transformatorului echivalent, nivelul tensiunii la înaltă tensiune și la medie tensiune, puterile active și reactive de circulație în sens direct și invers pe latură (sensul este raportat la numerotarea nodurilor), pierderile active și reactive longitudinale și starea de funcționare a laturii; baza de date conține câte un element pentru fiecare latură tip transformator;
- *rez_glob(Pg, Qg, Pc, Qc, DP, DQ, Rnd)*; conține rezultatul bilanțurilor de putere activă și reactivă în urma efectuării calculului circulației de putere: puterile totale activă și reactivă generate, puterile totale activă și reactivă consumate în nodurile rețelei, pierderile totale de putere activă și reactivă și randamentul de transport; element unic.
- *data_file(d_file)*; conține numele fișierului care conține baza de date; element unic.

6.4.2. Baza de cunoștințe a DiagRED

Baza de cunoștințe cuprinde informații privind tensiunile optime și puterile active și reactive limită din nodurile rețelei pentru cele 2 regimuri de bază, regimuri optimizate după criteriul costului total orar minim.

Pentru tensiuni sunt prezente 4 liste cu valorile în [kV] ale tensiunilor din fiecare nod al rețelei pentru cele 2 regimuri de bază existând: 2 liste cu tensiunile optime (regim maxi și regim minim) și 2 liste cu valorile minime respectiv maxime ale benzilor de tensiune ale nodurilor.

Pentru reglajul tensiunii în rețea sunt necesare și listele cu nodurile reglatoare de tensiune adică nodurile compensatoare de putere reactivă și nodurile din secundarul transformatoarelor coborâtoare din stația electrică. De asemenea pentru fiecare nod regulator de tensiune sunt precizate zonele de influență adică lista nodurile a căror tensiune este influențată de acel regulator

Pentru puterile active și reactive injectate în noduri, se află câte 2 liste (2 pentru puterea activă și 2 pentru puterea reactivă) care conțin valorile limită ale puterilor active și reactive injectate pentru fiecare dintre cele două regimuri de bază (maxim și minim). De asemenea sunt precizate nodurile reglatoare de putere activă (generarea distribuită) și zonele de influență a acestora.

Baza de cunoștințe se află într-un fișier cu extensia KNW și va fi încărcată la opțiunea „*Încărcare cunoștințe*” din meniul general al DiagRED. Listele tensiunilor și puterilor sunt ordonate crescător în funcție de numărul nodului. Numele functorilor sunt:

- *umaxnod(reallist), uminnod(reallist)* pentru valorile limită ale benzilor de tensiune;
- *uoptnodh(reallist)*, pentru valorile optime ale tensiunii din noduri în regimului de bază H adică regimul maxim;
- *uoptnodl(reallist)*, pentru valorile optime ale tensiunii din noduri în regimului de bază L adică regimul minim;
- *compensatoare(reglist)*- mijloacelor de compensare a puterii reactive și zonele de influență ale acestora;
- *generatoare(reglist)*- mijloacelor de compensare a puterii active și zonele de influență ale acestora.

De asemenea baza de cunoștințe mai conține:

- $loadTotH(real)$ cu valoarea consumului total de putere activă pentru regimul H ;
- $loadTotL(real)$ cu valoarea consumului total de putere activă pentru regimul L ;
- $know_file(string)$ pentru numele fișierului care conține baza de cunoștințe;
- $date_gen_knw(string)$ care conține o cheie de compatibilitate cu baza de date.

6.4.3. Interfața utilizator a DiagRED

Sistemul expert este alcătuit din două module de program. Primul modul (DiagRED – modulul 1) calculează valorile indicatorilor locali și globali fuzzy iar al doilea modul (DiagRED – modulul 2) calculează diagnoza globală și determină măsurile care trebuie luate, adică regulatoarele de tensiune și de putere activă care trebuie ajustate, pentru ca regimul să devină cvasi-optim. Interfața cu utilizatorul a modulului întâi prezintă meniul principal cu următoarele opțiuni (fig. 6.1):



Fig. 6.1. Meniul general al DiagRED – modulul 1.

- *Încărcare date* – încarcă baza de date;
- *Listare date* – afișează pe ecran baza de date;
- *Listare SCADA* – afișează pe ecran datele preluate de la SCADA;
- *Încărcare cunoștințe* – încarcă baza de cunoștințe;
- *Listare cunoștințe* – afișează pe ecran baza de cunoștințe;
- *Calcul indicatori* – calculează și afișează indicatorii fuzzy pentru fiecare mărime electrică diagnosticată în parte;
- *Informații ajutor* – afișează fișierul cu informații ajutătoare;
- *Sistem de operare* – ieșire spre SO;
- *Ieșire* – ieșire din program.

Opțiunea *Calcul indicatori* afișează următorul submeniu (fig. 6.2):

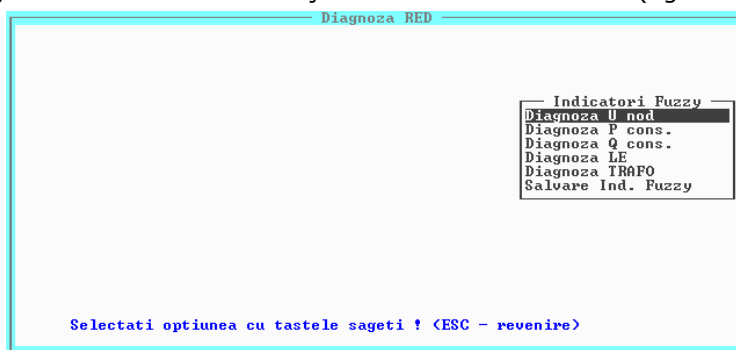


Fig. 6.2. Submeniul Indicatori fuzzy – DiagRED – modulul 1.

- *Diagnoza U nod* – realizează diagnoza tensiunilor din nodurile RED;
- *Diagnoza P cons.* – realizează diagnoza puterilor active consumate;
- *Diagnoza Q cons.* – realizează diagnoza puterilor reactive consumate;
- *Diagnoza LE* – realizează diagnoza circulațiilor de putere pe liniile electrice;
- *Diagnoza TRAFO* – realizează diagnoza circulațiilor de putere pe transformatoare;
- *Salvare Ind. fuzzy* – salvează indicatorii fuzzy într-un fișier text pe disc.

Interfața cu utilizatorul a modului al doilea al DiagRED prezintă meniul principal cu următoarele opțiuni (fig. 6.3):

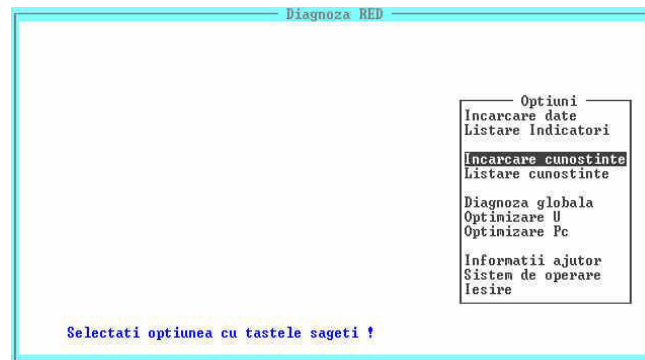


Fig. 6.3. Meniul general al SE DiagRED – modulul 2.

- *Încărcare date* – încarcă baza de date;
- *Listare date* – afișare pe ecran a bazei de date;
- *Încărcare cunoștințe* – încarcă baza de cunoștințe;
- *Listare cunoștințe* – afișare pe ecran a bazei de cunoștințe;
- *Diagnoza globală* – calculul indicatorilor globali ai regimului;
- *Optimizare U* – determină măsurile de optimizare a tensiunilor în noduri;
- *Optimizare Pc* – determină măsurile de compensare a puterilor active;
- *Informații ajutător* – afișează fișierul cu informații ajutătoare;
- *Sistem de operare* – ieșire spre SO;
- *Ieșire* – ieșire din program.

6.4.4. Prezentarea rezultatelor diagnozei

În urma activării uneia dintre opțiunile prezentate în meniul *Indicatori fuzzy*, rezultatele sunt prezentate sub formă de tabele. Tabelele cuprind valorile ferme ale mărimilor analizate, calificativele acordate, valorile gradelor de apartenență la mulțimile fuzzy corespunzătoare.

Valorile gradelor de apartenență sunt însoțite de caractere (prescurtări) pentru identificarea mulțimilor fuzzy cărora le aparține valoarea fermă analizată. Aceste prescurtări sunt:

- *O* – mulțime fuzzy a valorilor cvasi-optime;
- *R* sau *H* – mulțime fuzzy a valorilor ridicate;
- *S* sau *L* – mulțime fuzzy a valorilor scăzute;
- *A* – mulțime fuzzy a valorilor admisibile;
- *AI* – mulțime fuzzy a valorilor admisibile inferior;
- *AS* – mulțime fuzzy a valorilor admisibile superior;

Line 1	Col 1	Diagnoza RED			
Numar	Nume	U [kV]	Calificativ	Grade de apartenenta	
3	Nod3	21.487	optim	'O'=0.74	'OI'=0.26
4	Nod4	22.418	Depasire limita superioara. Alarma !		
5	Nod5	20.084	admis. inf.	'O'=0.08	'OI'=0.92
6	Nod6	19.917	Depasire limita inferioara. Alarma !		
7	Nod7	22.066	Depasire limita superioara. Alarma !		
8	Nod8	20.536	admis. inf.	'O'=0.47	'OI'=0.53
9	Nod9	20.193	admis. inf.	'O'=0.23	'OI'=0.77
10	Nod10	19.878	Depasire limita inferioara. Alarma !		
11	Nod11	19.105	Depasire limita inferioara. Alarma !		
12	Nod12	18.599	Depasire limita inferioara. Alarma !		
13	Nod13	21.966	admis. sup.	'O'=0.05	'OS'=0.95

Fig. 6.4. Diagnoza tensiunilor în noduri – DiagRED – modulul 1.

La *Diagnoza tensiunii* se afișează următoarele (fig. 6.4):

- numărul și numele nodului;
- tensiunea efectivă în nod în [kV];
- calificativul acordat tensiunii;
- valorile gradelor de apartenență împreună cu caracterele de identificare a mulțimilor fuzzy cărora le aparține;

Line 1	Col 1	Diagnoza RED			
Numar	Nume	P [MW]	Calificativ	Grade de apartenenta	
3	Nod3	18.134	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
4	Nod4	6.787	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
5	Nod5	1.245	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
6	Nod6	1.278	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
7	Nod7	1.839	ridicat	'H'=0.89	'L'=0.11
8	Nod8	1.786	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
9	Nod9	1.868	ridicat	'H'=0.85	'L'=0.15
10	Nod10	1.635	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
11	Nod11	1.598	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
12	Nod12	2.81	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
13	Nod13	2.476	ridicat	'H'=0.76	'L'=0.24
Calificativ global pentru P consumata:			foarte ridicat	'H'=1	'L'=0

Fig. 6.5. Diagnoza puterilor active – DiagRED – modulul 1.

Line 1	Col 1	Diagnoza RED			
Numar	Nume	Q [MVAR]	Cosfi	Calificativ	Grade de apartenenta
3	Nod3	5.329	0.95	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
4	Nod4	2.611	0.93	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
5	Nod5	0.733	0.86	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
6	Nod6	0.579	0.91	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
7	Nod7	1.332	0.80	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
8	Nod8	0.741	0.92	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
9	Nod9	1.684	0.74	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
10	Nod10	0.463	0.96	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
11	Nod11	1.11	0.82	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
12	Nod12	1.178	0.92	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
13	Nod13	0.963	0.93	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
Calificativ global pentru Q consumata:				foarte ridicat	'H'=1 'L'=0

Fig. 6.6. Diagnoza puterilor reactive – DiagRED – modulul 1.

La *Diagnoza Pc* adică a puterii active consumate se afișează următoarele (fig. 6.5):

- numărul și numele nodului;
- puterea activă consumată în nod în [MW];
- calificativul acordat puterii active;
- valorile gradelor de apartenență la mulțimile fuzzy și caracterele de identificare a acestor mulțimi;

La *Diagnoza Qc* adică a puterii reactive generate se afișează următoarele (fig. 6.6):

- numărul și numele nodului ;
- puterea reactivă consumată în nod în [MVar];
- calificativul acordat puterii reactive;

valorile gradelor de apartenență a valorii puterii generate la mulțimile fuzzy și caracterele de identificare a acestor mulțimi;

La *Diagnoza Trafo* se afișează următoarele (fig. 6.7):

- nodurile inițial și final ale laturii;
- puterile aparente efectivă și nominală corespunzătoare în [MVA];
- calificativul încărcării transformatorului;
- valorile gradelor de apartenență a valorii puterii aparente de circulație la mulțimile fuzzy și caracterele de identificare a acestor mulțimi;

Diagnoza RED						
Line 1	Col 1					
Init. Fin.	Sef [MVA]	Sn [MVA]	Calificativ	Grade de apartenența		
1 3	17.559	25	optim	'O'=0.88	'AI'=0.12	
1 3	17.559	25	optim	'O'=0.88	'AI'=0.12	
2 4	6.337	16	optim	'O'=0.53	'AI'=0.47	
2 4	6.337	16	optim	'O'=0.53	'AI'=0.47	

Fig. 6.7. Diagnoza puterilor de circulație pe laturile tip TRAFU – DiagRED – modulul 1.

Diagnoza RED						
Line 1	Col 1					
Init. Fin.	I ef.[A]	I adm.[A]	Calificativ	Grade de apartenența		
3 5	303.955	315	admis. sup.	'O'=0.18	'AS'=0.82	
3 8	133.516	260	optim	'O'=1	'A'=0	
7 4	66.426	315	optim	'O'=1	'A'=0	
13 4	78.176	260	optim	'O'=1	'A'=0	
5 6	40.762	315	optim	'O'=0.65	'AI'=0.35	
5 10	49.538	205	optim	'O'=1	'A'=0	
5 11	153.204	260	optim	'O'=1	'A'=0	
8 9	73.73	260	optim	'O'=1	'A'=0	
11 12	90.358	205	optim	'O'=1	'A'=0	

Fig. 6.8. Diagnoza puterilor de circulație pe laturile tip LE – DiagRED – modulul 1.

La *Diagnoza LE* se afișează următoarele (fig. 6.8):

- nodurile inițial și final ale laturii tip linie electrică,
- curentul de circulație și curentul natural corespunzător laturii în [A];
- calificativul acordat încărcării LE;
- valorile gradelor de apartenență a valorii curentului de circulație la mulțimile fuzzy și caracterele de identificare a acestor mulțimi;

```

Diagnoza RED
Sunt necesare masuri zonale de reglaj a tensiunilor nodale !
Sunt necesare masuri zonale de reglaj a circulatiilor pe TRAFU !
Sunt necesare masuri zonale de reglaj a circulatiilor pe LEA !
Nivelul puterilor active consumate in noduri este foarte ridicat !
Nivelul puterilor reactive consumate in noduri este foarte ridicat !

```

Fig. 6.9. Diagnoza globală – DiagRED – modulul 2.

```

Diagnoza RED
Lista nodurilor care au tensiunile neconforme:[12,11,10,9,8,6,5]
Lista reguletoarelor de tensiune care participa la reglaj:
Nod: 12 reglaj: 0.714 kV
Nod: 6 reglaj: 0.779 kV
Nod: 3 reglaj: 0.26 kV

Optiuni
Incarcare date
Listare Indicatori
Incarcare cunostinte
Listare cunostinte
Diagnoza globala
Optimizare U
Optimizare Pc
Informatii ajutor
Sistem de operare
Iesire

Selectati optiunea cu tastele sageti !

```

Fig. 6.10. Optimizarea tensiunilor nodurilor – DiagRED – modulul 2.

La opțiunea *Diagnoza globală* se afișează indicatorii globali referitori la mărimile electrice diagnosticate (fig. 6.9).

La opțiunea *Optimizare U* se afișează lista tensiunilor nodale identificate ca fiind neconforme pe baza indicatorilor fuzzy și lista nodurilor cu reguletoare de tensiune (compensatoare de putere reactivă) care trebuie să participe la îmbunătățirea valorilor tensiunilor nodale împreună cu valoarea de reglaj a tensiunii (fig. 6.10).

La opțiunea *Optimizare PC* se afișează lista puterilor active consumate identificate ca fiind neconforme pe baza indicatorilor fuzzy și lista nodurilor cu reguletoare

de putere activă (generatoare distribuite) care trebuie să participe la îmbunătățirea regimului împreună cu valoarea deficitului de putere activă generată pentru feederii respectivi (fig. 6.11).



Fig. 6.11. Optimizarea puterilor active – DiagRED – modulul 2.

6.5. Concluzii și contribuții

6.5.1. Concluzii

Capitolul 6 descrie metoda de diagnoză a regimurilor permanente ale RED, dezvoltată ca aplicație a diagnozei bazate pe model, folosind indicatorii fuzzy locali și globali calculați conform metodologiei din capitolul 5. Diagnoza regimurilor normale se finalizează cu determinarea mulțimilor elementelor de reglaj, pentru tensiuni și puteri active generate, care trebuie să intervină pentru aducerea regimului curent al RED cât mai aproape de regimul cvasi-optimal corespunzător.

6.5.2. Contribuții

Contribuțiile autorului sunt următoarele:

1. Aplicarea diagnozei bazate pe model a lui Reiter, completată după Struss și Heller prin formalizarea ei pentru diagnoza regimurilor normale ale RED:
 - definirea mulțimilor: descrierea sistemului, observații și presupuneri;
 - stabilirea regulilor care conduc la apariția contradicțiilor dintre mulțimea observațiilor și mulțimea descrierea sistemului;
 - determinarea mulțimilor țintă – mulțimilor de diagnoză – pentru reglajul tensiunilor și a puterilor active în RED.
2. Realizarea DiagRED conform metodologiei de diagnoză prezentată în capitolul 5:
 - a. Implementare metodei de diagnoză într-un limbaj programare declarativă – Prolog:
 - Construirea bazei de date
 - date referitoare la noduri: identificator, tensiune, puteri injectate, limite;
 - date referitoare la laturi: identificator, limite, puteri de circulație.

- Construirea bazei de cunoștințe
 - caracteristici generale de sistem;
 - valorile mărimilor electrice pentru regimurile de bază.
 - Scrierea regulilor pentru:
 - diagnoza mărimilor electrice în noduri sau pe laturi;
 - definirea indicatorilor fuzzy locali;
 - calculul indicatorilor globali;
 - defuzificare.
- b. Crearea unei interfețe prietenoase care afișează sub formă tabelară indicatorii fuzzy calculați.

7. UTILIZAREA DiagRED PENTRU DIAGNOZA REGIMURILOR PERMANENTE ALE REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

7.1. Considerații introductive

În prima parte a acestui capitol, pentru validarea metodei de diagnoză propuse, s-a realizat cu ajutorul DiagRED, diagnoza a două regimuri permanente de funcționare ale rețelei de distribuție test RD13: un regim cu sarcină ridicată și un regim cu sarcină scăzută. RD13 a fost modelată cu ajutorul simulatorului Powerworld 8.0. Au fost stabilite cele două regimuri de bază conform metodologie prezentate în capitolul 5. În urma efectuării diagnozei s-au desprins concluzii care sunt în conformitate cu starea de fapt a regimurilor adică regimuri oarecare care necesită luarea unor măsuri de optimizare. Măsurile de optimizare indicate de DiagRED, au adus cele două regimuri în zona regimurilor cvasi-optime.

În a doua parte a acestui capitol, s-a realizat diagnoza regimului permanent de funcționare a unei rețele electrice de distribuție din zona Timișoara, rețea care cuprinde 87 de noduri și 92 de laturi denumită în continuare RED87. RED87 a fost modelată cu ajutorul Powerworld 8.0. Diagnoza realizată cu DiagRED a condus, după două etape de diagnoză, la un regim cvasi-optim.

7.2. Validarea DiagRED

Pentru validarea sistemul expert DiagRED se testează comportarea acestuia pentru o rețea de distribuție test aflată la tensiunea de 20 kV, rețea care cuprinde cu 13 noduri și 18 laturi. Schema monofilară a rețelei este prezentată în fig. 7.1. Datele referitoare la rețeaua test 13 se află în Anexa 2.1.

Pentru simularea rețelei de distribuție se folosește programul de simulare PowerWorld 8.0 (PW8), program existent cu licență la Catedra de Electroenergetică a Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică a Universității „Politehnica” din Timișoara. Acest simulator dezvoltat de Universitatea Urbana Illinois USA, permite simularea regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice prin precizarea parametrilor elementelor componente ale acestora. Cu acest simulator se pot realiza următoarele: calculul circulațiilor de putere, optimizarea regimului de funcționare după criteriul cheltuielilor minime, analiza stabilității tensiunii, analiza contingențelor, calculul curenților de scurtcircuit etc.

După cum se poate observa în fig. 7.1, rețeaua de distribuție cuprinde 2 stații electrice de transformare 110/20 kV, cu câte 2 transformatoare cu reglaj sub sarcină iar liniile de 20 kV sunt grupate în 4 feeder-i, câte doi pentru fiecare stație. Regimul de funcționare al rețelei este debuclat, debuclarea făcându-se pe laturile care în regim buclat au cea mai scăzută circulație de puteri. Sistemul de transport este modelat printr-o singură linie de 110 kV care face legătura între cele două stații de transformare și două generatoare echivalente de puteri diferite amplasate câte unul în fiecare stație electrică pe barele de 110 kV.

Pentru reglajul tensiunilor în nodurile rețelei de distribuție test 13 se dispune, pe lângă ploturile transformatoarelor din stațiile electrice, de două compensatoare de

putere reactivă amplasate în nodurile 12 și 6. Zonele de influență ale reguletoarelor de tensiune au fost stabilite cu ajutorul simulatorului PW8 prin intermediul coeficienților de sensibilitate ai tensiunilor nodale. După cum era de așteptat aceste zone se extind până la nodul care reprezintă bara de medie tensiune din stația electrică, fără al include și pe acesta astfel: zona de influență pentru regulatorul de tensiune din nodul 12 cuprinde nodurile 12, 11, 10 și 5 iar zona de influență pentru regulatorul din nodul 6 cuprinde nodurile 6, 5 și 10. Zonele de influență pentru nodurile 3 și 4, adică barele de medie tensiune din stațiile electrice cuprind toate nodurile feeder-ilor corespunzători fiecărei stații electrice.

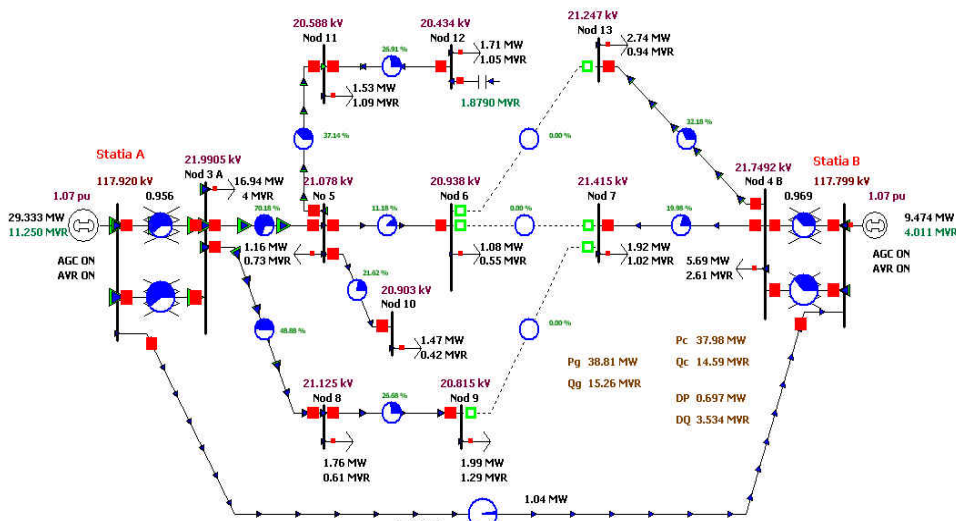


Fig. 7.1. Rețeaua test RD13; regimul de bază MAXIM.

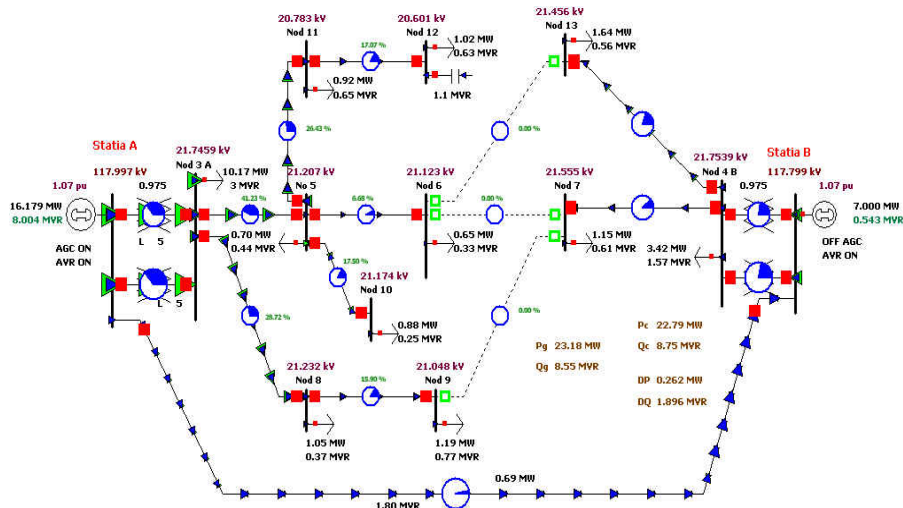


Fig. 7.2. Rețeaua test RD13; regimul de bază MINIM.

Pentru reglajul puterii active în rețea se dispune de generatoare distribuite (DG) de mică putere (1 MW) în nodurile 6, 9, 12 și 13. Zonele de influență ale acestora se limitează strict la feeder-ul din care fac parte și anume: DG6 cuprinde nodurile 5, 6 și 10, DG9 cuprinde nodurile 8 și 9, DG12 cuprinde nodurile 5, 11 și 12 iar DG13 nodurile 7 și 13.

7.2.1. Stabilirea regimurilor de bază pentru diagnoza rețelei test RD13

Pentru efectuarea diagnozei regimurilor normale ale rețelei de distribuție test cu 13 de noduri, trebuie mai întâi stabilite regimurile de bază, maxim și minim, conform metodologiei prezentate în Capitolul 5 și apoi zonele de control a reguletoarelor de tensiune și putere activă. În fig. 7.1 și 7.2 se pot observa schemele corespunzătoare cele două regimuri de bază. În Anexa 2.1 se află prezentate date detaliate pentru cele două regimuri de bază.

7.2.2. Utilizarea DiagRED pentru diagnoza rețelei test RD13

În continuarea acestui capitol, pentru validarea funcționării corecte a DiagRED, s-a realizat diagnoza pentru două regimuri normale oarecare ale rețelei test cu 13 de noduri. Au fost alese două regimuri mult diferite între ele: unul cu sarcină ridicată și altul cu sarcină scăzută.

7.2.2.1. Diagnoza regimului cu sarcină ridicată

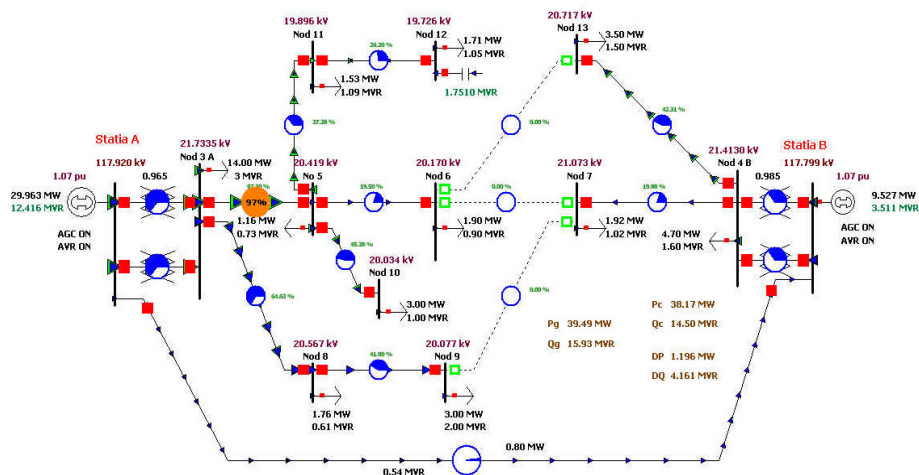


Fig. 7.3. Rețeaua test cu 13 noduri; regim cu sarcină ridicată – inițial.

În fig. 7.3 este prezentat regimul oarecare încărcat (cu sarcină ridicată) care urmează să fie analizat (Anexa 2.2). Se pot observa deosebiri majore în ceea ce privește puterea activă consumată față de regimul de bază care se va lua ca și referință fiind un regim încărcat din punctul de vedere al sarcinii. Cu alte cuvinte regimul încărcat este un regim „dificil”, puterile active și reactive consumate în noduri au crescut cu 50 % până la 100 % în nodurile: 9, 10 și 13 iar în altele au scăzut.

Aplicând sistemul expert DiagRED pentru regimul oarecare cu sarcină ridicată au fost obținute rezultatele prezentate în figurile de mai jos, rezultate care se vor comenta în continuare.

În fig. 7.4 se observă că sunt identificate cu ajutorul indicatorilor fuzzy puterile active consumate care au valori mari. La fel și pentru cele reactive prezentate în fig. 7.5.

În fig. 7.6 sunt prezentați indicatorii fuzzy pentru tensiunile nodale. Se observă că 2 dintre ele au depășit limita inferioară a benzii admisibile iar 4 sunt în partea inferioară a benzii admisibile. Ca urmare regimul trebuie cât mai urgent adus în limitele admisibile din punctul de vedere al tensiunilor nodale.

Line 1	Col 1	Diagnoza RED			
Numar	Nume	P [MW]	Calificativ	Grade de apartenenta	
3	Nod3	14	ridicat	'H'=0.57	'L'=0.43
4	Nod4	4.7	ridicat	'H'=0.56	'L'=0.44
5	Nod5	1.1586	ridicat	'H'=0.98	'L'=0.02
6	Nod6	1.9	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
7	Nod7	1.9214	ridicat	'H'=0.99	'L'=0.01
8	Nod8	1.7558	ridicat	'H'=0.98	'L'=0.02
9	Nod9	3	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
10	Nod10	3	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
11	Nod11	1.5258	ridicat	'H'=0.98	'L'=0.02
12	Nod12	1.7052	ridicat	'H'=0.98	'L'=0.02
13	Nod13	3.5	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
Calificativ global pentru P consumata:			ridicat	'H'=1	'L'=0

Fig. 7.4. Indicatori fuzzy pentru puterea activă consumată.

Line 1	Col 1	Diagnoza RED			
Numar	Nume	Q [MVAR]	Cosfi	Calificativ	Grade de apartenenta
3	Nod3	3	0.97	scazut	'H'=0.25 'L'=0.75
4	Nod4	1.6	0.94	scazut	'H'=0.04 'L'=0.96
5	Nod5	0.7269	0.84	ridicat	'H'=0.99 'L'=0.01
6	Nod6	0.9	0.90	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
7	Nod7	1.0246	0.88	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
8	Nod8	0.6114	0.94	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
9	Nod9	2	0.83	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
10	Nod10	1	0.94	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
11	Nod11	1.0902	0.81	foarte ridicat	'H'=1.00 'L'=0.00
12	Nod12	1.0491	0.85	ridicat	'H'=1 'L'=0
Calificativ global pentru Q consumata:			ridicat	'H'=100	'L'=0

Fig. 7.5. Indicatori fuzzy pentru puterea reactivă consumată.

Line 1	Col 1	Diagnoza RED			
Numar	Nume	U [kV]	Calificativ	Grade de apartenenta	
3	Nod3	21.733	optim	'O'=0.87	'AI'=0.13
4	Nod4	21.511	optim	'O'=0.86	'AI'=0.14
5	Nod5	20.419	admis. inf.	'O'=0.38	'AI'=0.62
6	Nod6	20.169	admis. inf.	'O'=0.18	'AI'=0.82
7	Nod7	21.173	optim	'O'=0.83	'AI'=0.17
8	Nod8	20.566	optim	'O'=0.5	'AI'=0.5
9	Nod9	20.076	admis. inf.	'O'=0.09	'AI'=0.91
10	Nod10	20.033	admis. inf.	'O'=0.04	'AI'=0.96
11	Nod11	19.895	Depasire limita inferioara. Alarma !		
12	Nod12	19.725	Depasire limita inferioara. Alarma !		
13	Nod13	21.007	optim	'O'=0.81	'AI'=0.19

Fig. 7.6. Indicatori fuzzy pentru tensiunile nodale.

În fig. 7.7 și 7.8 sunt prezentate rezultatele diagnozei circulațiilor pe laturile tip linie electrică și tip transformator. O singură linie electrică este încărcată spre maxim, fără a depăși această limită, celelalte neavând probleme de încărcare.

Line 1	Col 1	Diagnoza RED			
Init. Fin.	I ef. [A]	I adm. [A]	Calificativ	Grade de apartenența	
3 5	306.178	315	admis. sup.	'O'=0.28 'A'=0.72	
3 8	167.921	260	optim	'O'=1 'A'=0	
7 4	63.724	315	optim	'O'=1 'A'=0	
13 4	103.459	260	optim	'O'=1 'A'=0	
5 6	61.353	315	optim	'O'=0.97 'AI'=0.03	
5 10	93.008	205	optim	'O'=1 'A'=0	
5 11	97.118	260	optim	'O'=1 'A'=0	
8 9	106.526	260	optim	'O'=1 'A'=0	
11 12	53.692	205	optim	'O'=1 'A'=0	

Fig. 7.7. Indicatori fuzzy pentru circulația de putere pe linii electrice.

Line 1	Col 1	Diagnoza RED			
Init. Fin.	Sef IMUAl Sn	IMUAl	Calificativ	Grade de apartenența	
1 3	15.745864	25	optim	'O'=0.79 'AI'=0.21	
1 3	15.745864	25	optim	'O'=0.79 'AI'=0.21	
2 4	5.438058	16	admis. inf.	'O'=0.45 'AI'=0.55	
2 4	5.438058	16	admis. inf.	'O'=0.45 'AI'=0.55	

Fig. 7.8. Indicatori fuzzy pentru circulația de putere pe transformatoare.

Fig. 7.9 prezintă diagnoza globală pentru mărimile electrice urmărite. Se poate concluziona că sunt probleme „zonale” cu valorile tensiunilor nodale și la fel și cu circulațiile pe laturile RED. Nivelul puterilor consumate, activă și reactivă este ridicat.

Diagnoza RED	
Sunt necesare masuri zonale de reglaj a tensiunilor nodale ?	?
Sunt necesare masuri zonale de reglaj a circulațiilor pe TRAFU ?	?
Sunt necesare masuri zonale de reglaj a circulațiilor pe LE ?	?
Nivelul puterilor active consumate în noduri este foarte ridicat ?	?
Nivelul puterilor reactive consumate în noduri este ridicat ?	?

Fig. 7.9. Diagnoza globală.



Fig. 7.10. Optimizarea valorilor tensiunilor nodale.

În fig. 7.10 și 7.11 sunt prezentate rezultatele proceselor de determinare a mulțimilor țintă minime pentru reglarea tensiunilor și puterilor active consumate.

În cazul tensiunilor sunt identificate 3 noduri reguletoare (3, 6 și 12), din cele 4 care pot fi alese (3, 4, 6, 12). Nodurile 3 și 4 sunt secundarele transformatoarelor coborâtoare din stațiile electrice care alimentează RED iar în nodurile 6 și 12 se află mijloace pentru compensarea puterii reactive. Rezultatul diagnozei precizează valorile de corecție necesar a fi realizate pentru fiecare regulator în parte. Regimul analizat fiind unul foarte încărcat se observă că sunt necesare corecții pozitive adică ridicarea tensiunilor în vederea aducerii lor în banda optimă sau în cel mai rău caz în cea admisibilă.



Fig. 7.11. Optimizarea valorilor puterilor consumate.

În cazul diagnozei puterilor active consumate se identifică nodurile cu consumuri neconforme, adică nodurile 6, 9, 10, 13 și lista de reguletoare de putere activă care trebuie să aducă regimul la unul cvasioptim, adică reguletoarele 6, 9 13. Valorile de corecție calculate pentru fiecare regulator de putere activă în parte, reguletoare identificate ca făcând parte din mulțimea țintă minimă de reguletoare de putere activă, țin cont de deficitul de putere generată pentru întreaga zona de influență a fiecărui regulator. În acest sens, în fig. 7.11 se pot observa valorile pozitive determinate pentru necesarul de putere activă generată. Știind că se dispune de generatoare distribuită de putere de maxim 1 MW, în nodul regulator 6 apare un deficit de încă 1,3 MW. În acest caz este nevoie de montarea a încă unui DG de putere de cel puțin 1 MW.

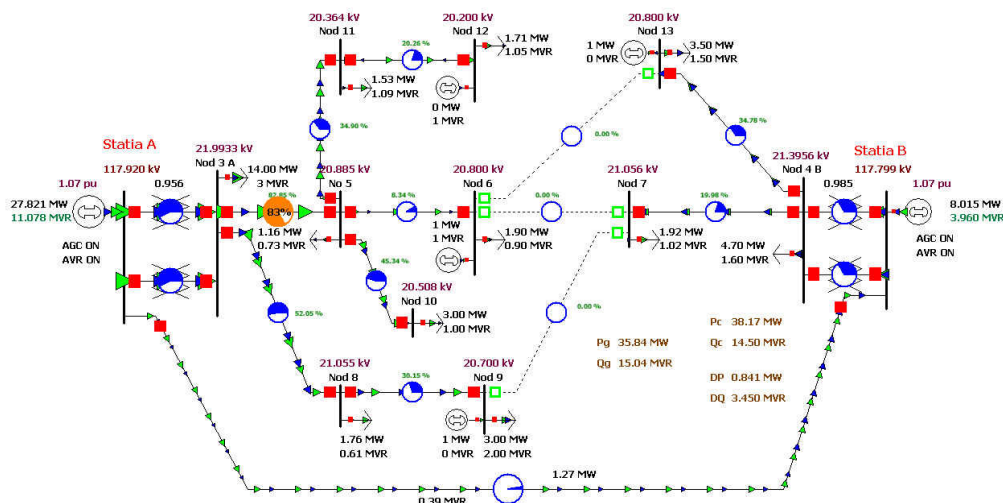


Fig. 7.12. Rețeaua test cu 13 noduri; regim cu sarcină ridicată – optimizat.

După aplicarea măsurilor de optimizare a regimului sugerate de DiagRED, atât pentru tensiuni cât și pentru puterile active generate se obține circulația de puteri din fig. 13. Se pot observa „repararea” mărimilor neconforme atât tensiuni nodale (nodurile 12, 11, 10, 9, 6 și 5) cât și a puterilor consumate în noduri (13, 10, 9 și 6). Desigur că orice regimul se poate optimiza în limita mijloacelor de reglaj tensiune și putere activă de care se dispune. Avantajul utilizării DiagRED este minimizarea acțiunilor de reglaj pentru „repararea” unui regim.

La o nouă rulare a DiagRED, pentru indicatorii fuzzy ai tensiunilor se obțin valorile prezentate în fig. 13.

În concluzie regimul a fost îmbunătățit astfel încât de la un regim de alarmă, cu depășiri de limite a rezultat un regim cvasioptim.

Line	Col	Diagnoza RED		
Numar	Nume	U [kV]	Calificativ	Grade de apartenenta
3	Nod3	21.994	optim	'O' = 0.57 'AS' = 0.43
4	Nod4	21.395	optim	'O' = 0.8 'AI' = 0.2
5	Nod5	20.889	optim	'O' = 0.82 'AI' = 0.18
6	Nod6	20.799	optim	'O' = 0.83 'AI' = 0.17
7	Nod7	21.055	optim	'O' = 0.75 'AI' = 0.25
8	Nod8	21.055	optim	'O' = 0.94 'AI' = 0.06
9	Nod9	20.699	optim	'O' = 0.86 'AI' = 0.14
10	Nod10	20.512	optim	'O' = 0.57 'AI' = 0.43
11	Nod11	20.377	optim	'O' = 0.64 'AI' = 0.36
12	Nod12	20.220	optim	'O' = 0.51 'AI' = 0.49
13	Nod13	20.799	optim	'O' = 0.64 'AI' = 0.36

Fig. 7.13. Indicatori fuzzy pentru tensiunile nodale după optimizare.

7.2.2.2. Diagnoza regimului cu sarcină scăzută

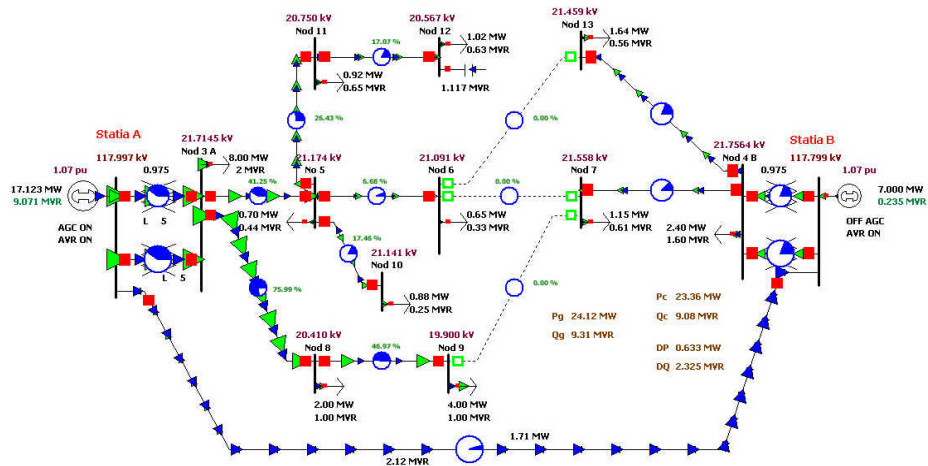


Fig. 7.14. Rețeaua test cu 13 noduri; regim cu sarcină scăzută – inițial.

În fig. 7.14 este prezentat regimul cu sarcină scăzută. S-a considerat un regim în care puterile consumate sunt repartizate diferit în raport cu regimurile de bază maxim sau minim (Anexa 2.3). Totalul sarcinii este de nivel scăzut, apropiat de cel al regimului de bază minim dar, unii dintre consumatori au valori ale puterilor consumate foarte ridicate față cele obișnuite (în nodurile 8 și 9 mult ridicate și 10 și 11 mult scăzute).

Ca urmare a aplicării sistemului expert DiagRED au fost obținute rezultatele prezentate în fig. 7.15 la 7.22.

În fig. 7.15 și 7.16 sunt identificate cu ajutorul indicatorilor fuzzy nodurile cu puteri active și reactive ori foarte ridicate ori foarte scăzute raportat la regimurile de bază. În cazul puterilor active, se pot observa că puterile active au niveluri scăzute sau foarte scăzute dar în nodurile 8 și 9 calificativul fuzzy este „foarte ridicat”. Indicatorul global fuzzy indică regim „foarte scăzut”. Pentru puterile reactive se pot face observații asemănătoare.

Line 1	Col 1				
Numar	Nume	P [MW]	Calificativ	Grade de apartenența	
3	Nod3	8	foarte scazut	'H' = 0.00	'L' = 1.00
4	Nod4	2.4	foarte scazut	'H' = 0.00	'L' = 1.00
5	Nod5	0.6951	scazut	'H' = 0.01	'L' = 0.99
6	Nod6	0.65	scazut	'H' = 0	'L' = 1
7	Nod7	1.1528	scazut	'H' = 0	'L' = 1
8	Nod8	2	foarte ridicat	'H' = 1.00	'L' = 0.00
9	Nod9	4	foarte ridicat	'H' = 1.00	'L' = 0.00
10	Nod10	0.8792	foarte scazut	'H' = 0.00	'L' = 1.00
11	Nod11	0.9155	foarte scazut	'H' = 0.00	'L' = 1.00
12	Nod12	1.0231	scazut	'H' = 0	'L' = 1
13	Nod13	1.6436	scazut	'H' = 0	'L' = 1
Calificativ global pentru P consumata:			foarte scazut	<'H' = 0	'L' = 1>

Fig. 7.15. Indicatori fuzzy pentru puterea activă consumată.

Diagnoza RED						
Line 1	Col 1					
Numar	Nume	Q IMUARI	Cosfi	Calificativ	Grade de apartenenta	
3	Nod3	2	0.97	foarte scazut	'H'=0.00	'L'=1.00
4	Nod4	1.6	0.83	scazut	'H'=0.04	'L'=0.96
5	Nod5	0.4361	0.84	foarte scazut	'H'=0.00	'L'=1.00
6	Nod6	0.3294	0.89	foarte scazut	'H'=0.00	'L'=1.00
7	Nod7	0.6147	0.88	foarte scazut	'H'=0.00	'L'=1.00
8	Nod8	1	0.89	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
9	Nod9	1	0.97	scazut	'H'=0.44	'L'=0.56
10	Nod10	0.2503	0.96	scazut	'H'=0	'L'=1
11	Nod11	0.6541	0.81	scazut	'H'=0.01	'L'=0.99
12	Nod12	0.6295	0.85	foarte scazut	'H'=0.00	'L'=1.00
13	Nod13	0.5634	0.94	scazut	'H'=0.01	'L'=0.99
Calificativ global pentru Q consumata: foarte scazut (<'H'= 0 'L'= 1)						

Fig. 7.16. Indicatori fuzzy pentru puterea reactivă consumată.

În fig. 7.17 sunt prezentați indicatorii fuzzy pentru tensiunile nodale. Deoarece este în discuție un regim de sarcină scăzută, este de așteptat să nu existe probleme cu tensiunile nodale, deci acestea nu pot să fie scăzute decât dacă reglajul rapoartelor de transformare ale transformatoarelor din stațiile electrice de distribuție este necorespunzător. Într-adevăr, după cum se observă, nu sunt probleme de acest fel, ploturile de funcționare pentru transformatoare fiind setate potrivit (nodurile 3 și 4 au calificativul „optim”). De asemenea, după cum se știe, în cazul liniilor electrice LEA sau LES folosite la distribuția energiei electrice, manifestarea efectului Ferranti este mai puțin pronunțată și deci nu există probleme nici cu valori prea ridicate ale tensiunilor. Totuși, din cauza unor consumatori cu valori foarte ridicate ale consumului, tensiunea în nodurile respective este foarte scăzută așa cum este cazul nodului 9 în care s-a depășit limita inferioară a benzii și a nodului 8 în care calificativul fuzzy acordat este „admisibil”. Se impune deci identificarea măsurilor de „reparare” al regimului pentru a aduce tensiunile în banda optimă.

Diagnoza RED					
Line 1	Col 1				
Numar	Nume	U IkU1	Calificativ	Grade de apartenenta	
3	Nod3	21.714	optim	'O'=0.98	'AI'=0.02
4	Nod4	21.756	optim	'O'=0.99	'AS'=0.01
5	Nod5	21.173	optim	'O'=0.97	'AI'=0.03
6	Nod6	21.090	optim	'O'=0.97	'AI'=0.03
7	Nod7	21.557	optim	'O'=0.99	'AS'=0.01
8	Nod8	20.409	admis. inf.	'O'=0.33	'AI'=0.67
9	Nod9	19.900	Depasire limita inferioara. Alarma !		
10	Nod10	21.141	optim	'O'=0.97	'AI'=0.03
11	Nod11	20.749	optim	'O'=0.96	'AI'=0.04
12	Nod12	20.567	optim	'O'=0.94	'AI'=0.06
13	Nod13	21.458	optim	'O'=0.99	'AS'=0.01

Fig. 7.17. Indicatori fuzzy pentru tensiunile nodale.

Fig. 7.18 și 7.19 prezintă indicatorii fuzzy pentru circulațiile pe liniile electrice și pe transformatoare. Puterile de circulație fiind reduse nu sunt probleme cu încărcările laturilor.

În fig. 7.20 este prezentată diagnoza globală pentru regimul descărcat. Există probleme „zonale” cu valorile tensiunilor nodale, nivelul puterilor consumate fiind foarte scăzut.

Diagnoza RED						
Line 1	Col 1					
Init.	Fin.	I ef.[A]	I adm.[A]	Calificativ	Grade de apartenenta	
3	5	129.785	315	optim	'O'=1	'AI'=0
3	8	197.445	260	optim	'O'=1	'AI'=0
7	4	37.904	315	optim	'O'=0.6	'AI'=0.4
13	4	50.744	260	optim	'O'=0.98	'AI'=0.02
5	6	21.036	315	admis. inf.	'O'=0.33	'AI'=0.67
5	10	35.793	205	optim	'O'=0.87	'AI'=0.13
5	11	68.664	260	optim	'O'=1	'AI'=0
8	9	122.032	260	optim	'O'=1	'AI'=0
11	12	34.986	205	optim	'O'=0.85	'AI'=0.15

Fig. 7.18. Indicatori fuzzy pentru circulația de putere pe linii electrice.

Diagnoza RED						
Line 1	Col 1					
Init.	Fin.	Sef [MVA]	Sn [MVA]	Calificativ	Grade de apartenenta	
1	3	10.03789	25	optim	'O'=0.5	'AI'=0.5
1	3	10.03789	25	optim	'O'=0.5	'AI'=0.5
2	4	3.124619	16	admis. inf.	'O'=0.26	'AI'=0.74
2	4	3.124619	16	admis. inf.	'O'=0.26	'AI'=0.74

Fig. 7.19. Indicatori fuzzy pentru circulația de putere pe transformatoare.

```

Diagnoza RED
Sunt necesare masuri zonale de reglaj a tensiunilor nodale !
Toate valorile S de circulatie sunt in partea inferioara a benzii admisibile !

Sunt necesare masuri zonale de reglaj a circulatiilor pe LE !
Nivelul puterilor active consumate in noduri este foarte scazut !
Nivelul puterilor reactive consumate in noduri este foarte scazut !_
    
```

Fig. 7.20. Diagnoza globală.

Optimizarea tensiunilor nodale prezentată în fig. 7.21 este sugerată a se face cu ajutorul mărimii de reglaj din nodul 3 adică modificarea plotului de funcționare a transformatorului din Stația A. După cum se poate constata revenind la simularea

regimului cu ajutorul PowerWorld8, ridicarea tensiunii în nodul 3 nu poate fi realizată deoarece se ajunge la limita superioară a tensiunii în nod. Nodul 9 este un nod îndepărtat și influența asupra tensiunii acestuia din partea nodului 3 este mai puțin pronunțată. De aceea, în situațiile în care măsurile disponibile de reglare a tensiunilor sunt epuizate se apelează la reconfigurare rețelei de distribuție. Se caută o soluție de descărcare a feeder-ului care conține nodul 9 și după cum se poate observa din schemă, varianta posibilă este punerea în funcțiune a laturii 9-7 și debucării prin deconectarea laturii 8-9. În urma aplicării soluției de reconfigurare regimul este cvasioptim.



Fig. 7.21. Optimizarea valorilor tensiunilor nodale.



Fig. 7.22. Optimizarea valorilor puterilor consumate.

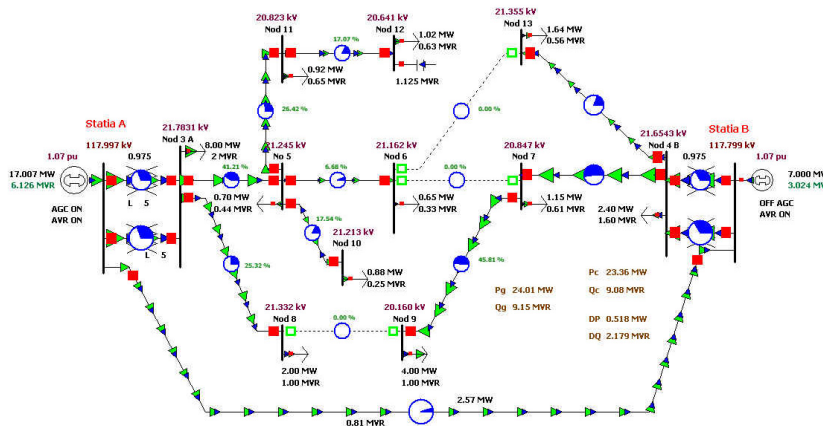


Fig. 7.23. Rețeaua test cu 13 noduri; regim cu sarcină scăzută – optimizat.

În fig. 7.22 diagnoza puterilor active în noduri identifică un deficit de putere activă de 2.23 MW pentru Feeder-ul 2 din Stația 1 la care aparțin atât nodul 9 cât nodul 8. Ca urmare, circulația de putere pe feeder-ul respectiv crește foarte mult și căderile de tensiune de-a lungul liniilor electrice crază probleme de tensiune. Prin reconfigurare nodul 9 trece pe Feeder-ul 2 din Stația 2, problemele de tensiune dispar iar noua încărcare a acestui feeder nu atinge un nivel considerat periculos.

În fig. 7.23 este prezentat regimul de sarcină scăzută după optimizare.

Diagnoza tensiunilor nodurilor după optimizare este prezentată în fig. 7.24. După cum se poate observa toate tensiunile au primit calificativul „optim” mai puțin nodul 9 care a primit calificativul „admisibil inferior”.

Line 1	Col 1	Diagnoza RED		
Numar	Nume	U [kV]	Calificativ	Grade de apartenenta
3	Nod3	21.783	optim	'Q' = 0.85 'AS' = 0.15
4	Nod4	21.654	optim	'Q' = 0.94 'AI' = 0.06
5	Nod5	21.245	optim	'Q' = 0.95 'AS' = 0.05
6	Nod6	21.162	optim	'Q' = 0.96 'AS' = 0.04
7	Nod7	20.846	optim	'Q' = 0.54 'AI' = 0.46
8	Nod8	21.331	optim	'Q' = 0.87 'AS' = 0.13
9	Nod9	20.159	admis. inf.	'Q' = 0.15 'AI' = 0.85
10	Nod10	21.213	optim	'Q' = 0.95 'AS' = 0.05
11	Nod11	20.822	optim	'Q' = 0.97 'AS' = 0.03
12	Nod12	20.640	optim	'Q' = 0.97 'AS' = 0.03
13	Nod13	21.355	optim	'Q' = 0.93 'AI' = 0.07

Fig. 7.24. Indicatori fuzzy pentru tensiunile nodale după optimizare.

7.2.3. Concluzii privind diagnoza rețelei test RD13

În prima parte a acestui capitol s-a realizat aplicarea DiagRED pentru diagnoza a două regimuri permanente ale rețelei electrice de distribuție test RD13. În acest sens s-au realizat etapele: stabilirea regimurilor de bază și determinarea zonele de control ale reguletoarelor de tensiune și putere activă.

S-a realizat unitar:

- diagnoza regimului cu sarcină ridicată.
- diagnoza regimului cu sarcină scăzută.

După cum se poate constata DiagRED identifică rapid și corect toate mărimile electrice neconforme pentru regimul permanent analizat. De asemenea, diagnoza oferită conduce regimul oarecare spre zona regimurilor cvas-optimе astfel încât în final nici o mărime electrică să nu mai fie identificată ca neconformă.

În concluzie, DiaRED este un instrument util operatorilor de rețea pentru conducerea regimurilor permanente ale RED.

7.3. Aplicarea DiagRED pentru diagnoza RED87

7.3.1. Prezentarea RED87

Rețeaua electrică de distribuție care se va analiza în acest subcapitol, denumită RED87, este o rețeaua de distribuție din zona Timișoara, cu 87 de noduri și 92 de laturi (fig. 7.25). RED87 este formată din 5 stații de transformare 110 kV/20 kV, 10 feeder-i distribuiți între cele 5 stații și 6 elemente de compensare a puterii reactive:

3 baterii de condensatoare și 3 generatoare distribuite (cu posibilitate de reglaj și a puterii active) amplasate în punctele sensibile ale rețelei. Modelarea rețelei s-a realizat cu simulatorul Powerworld 8.0. La modelarea RED87 s-a ținut cont și de o parte din rețeaua de 110 kV care alimentează cele 5 stații de transformare, ce-a de-a 6 stație care apare în schema monofilară fiind stația de înaltă tensiune care asigură interconexiunea liniilor de 110 kV. Din totalul de 87 de noduri, 81 sunt la nivelul de tensiune de 20 kV iar 6 noduri la nivelul de tensiune de 110 kV. În nodurile de la medie tensiune sunt plasați consumatori echivalenți în 65 dintre noduri. Din totalul de 92 de laturi, 5 sunt linii de 110 kV și 5 sunt laturi tip transformator echivalent, care modelează cele 5 stații de distribuție, restul fiind tronsoane de linie electrică la 20 kV. Regimul de funcționare al RED87 este debuclat, debuclarea făcându-se pe tronsoanele cu circulație minimă de putere aparentă și cu posibilitate de deconectare. Sistemul electroenergetic a fost modelat prin câte un generator echivalent în fiecare stație de distribuție și în stația de interconexiune. Puterile activă și reactivă necesare funcționării rețelei sunt injectate în nodurile de 110 kV cu ajutorul acestor generatoare echivalente. Consumatorii sunt reprezentați prin puteri constante.

7.3.2. Stabilirea regimurilor de bază

Pentru efectuarea diagnozei regimurilor normale ale rețelei de distribuție cu 87 de noduri – RED87, trebuie mai întâi stabilite regimurile de bază, maxim și minim, conform metodologiei prezentate în Capitolul 5 și apoi zonele de control ale reguletoarelor de tensiune și putere activă. După cum s-a precizat deja, în rețea există amplasate 6 mijloace de reglare a tensiunii (compensatoare de putere reactivă) și 3 mijloace de compensare a puterii active (generatoare distribuite). Aceste mijloace de reglare ajută la corectarea regimului curent pe lângă posibilitățile de reglaj din stațiile de distribuție (ploturi cu reglaj sub sarcină). La stabilirea regimurilor de bază s-au considerat constante tensiunile în nodurile de 110 kV și configurația RED87. În Anexa 3.1 se află prezentate date detaliate pentru cele două regimuri de bază: maxim și minim.

7.3.3. Diagnoza unui regim cu sarcină ridicată

În fig. 7.25 este prezentată schema monofilară pentru regimul oarecare încărcat (cu sarcină ridicată) care urmează să fie analizat. Acest regim este un regim „foarte dificil”, din cauza valorilor crescute ale puterilor active și reactive consumate în noduri. În figurile următoare sunt prezentate detalii ale schemei care apoi sunt comentate pentru a evidenția problemele apărute în acest regim dificil (Anexa 3.2).

După cum se poate observa în fig. 7.26, pentru regimul cu sarcină ridicată inițial, tensiunile la capetele feeder-ilor din stația B au depășit limita inferioară. Deși tensiunea în nodul 83, nod la 110 kV, valoarea tensiunii este ridicată (120,8 kV), datorită consumului foarte ridicat, aceasta nu asigură valori normale ale tensiunilor în nodurile de la capetele feeder-ilor. Generatorul distribuit DG1 este în funcțiune dar debitează doar putere activă iar generatorul distribuit DG2 este scos din funcțiune. Se poate observa valoarea foarte ridicată a puterii reactive absorbite de RED87 prin stația B (14 MVAR).

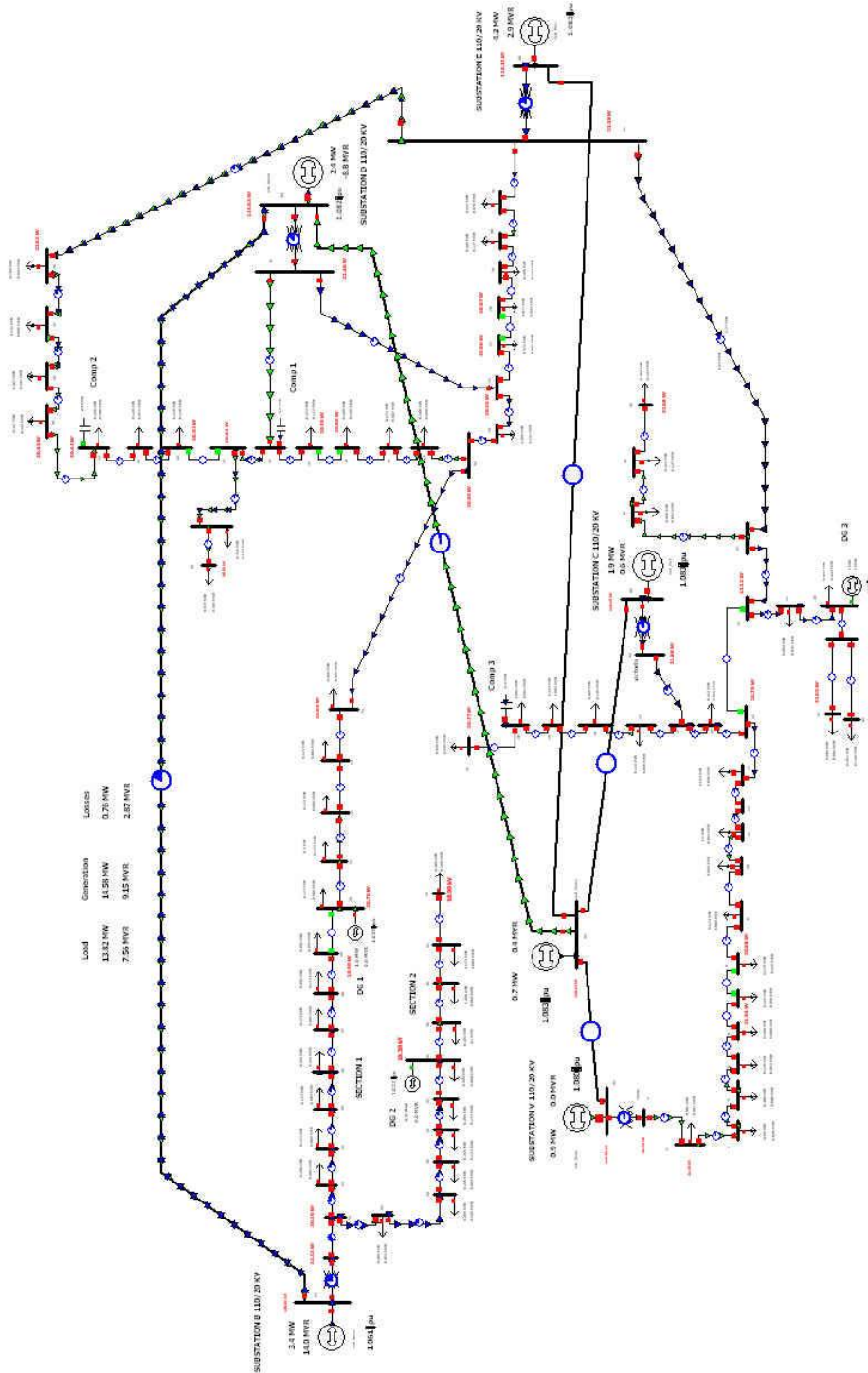


Fig. 7.25. RE 87; regim cu sarcină ridicată – inițial.

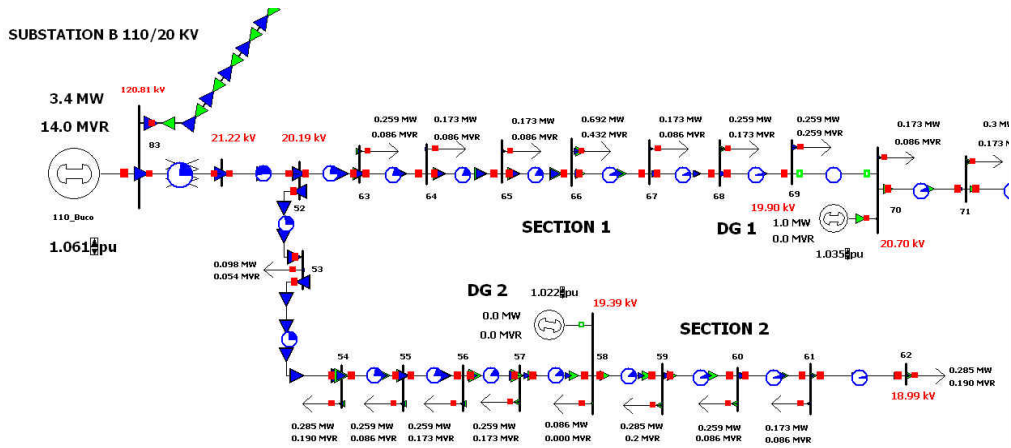


Fig. 7.26. RED87; regim cu sarcină ridicată – inițial – detaliu NV.

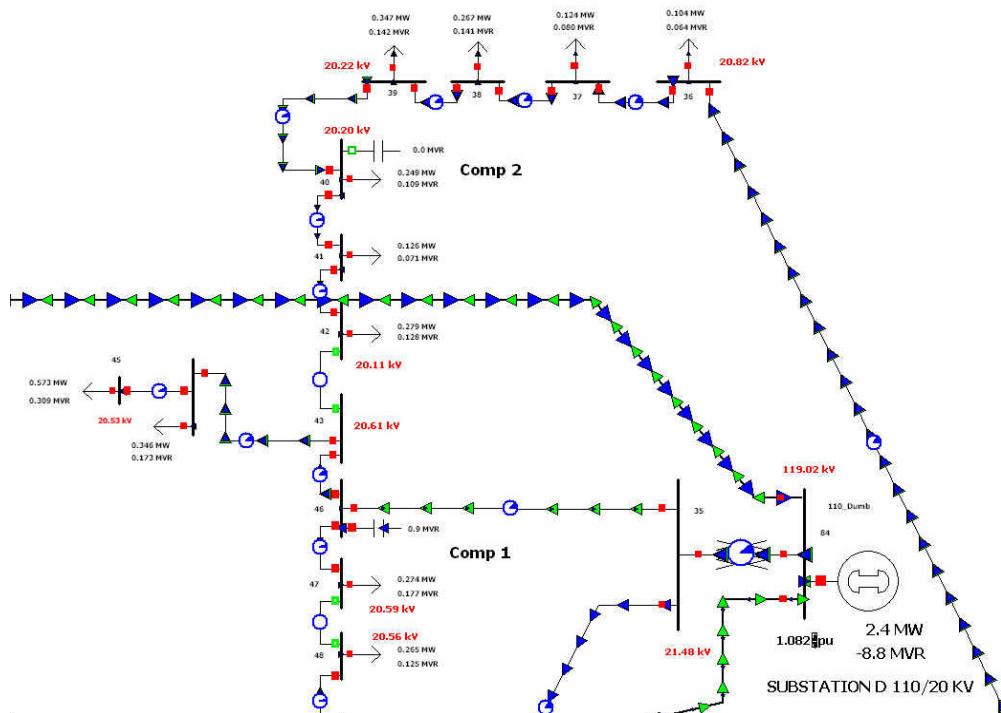


Fig. 7.27. RED87; regim cu sarcină ridicată – inițial – detaliu NE.

În partea de NE a RED87 nu se observă valori ieșite din banda admisibilă ale tensiunilor nodale dar unele dintre ele sunt scăzute. Compensatorul de putere reactivă Comp 1 este în funcțiune dar Comp 2 este scos din funcțiune. Puterea reactivă absorbită prin stația D este negativă adică este cedată rețelei de 110 kV situație neobișnuită (fig. 7.27).

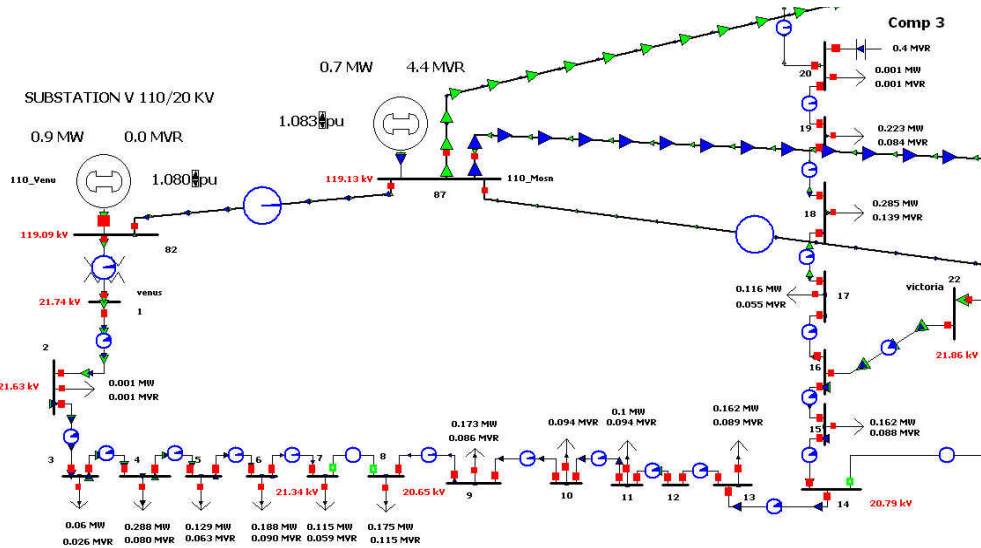


Fig. 7.28. RED87; regim cu sarcină ridicată – inițial – detaliu SV.

În partea de SV a RED87 valorile tensiunilor nodale sunt normale în această zonă fiind trasee mai scurte ale feeder-ilor (fig. 7.28). Compensatorul de putere reactivă Comp 3 este în funcțiune cu o putere debitată redusă (400 kVar).

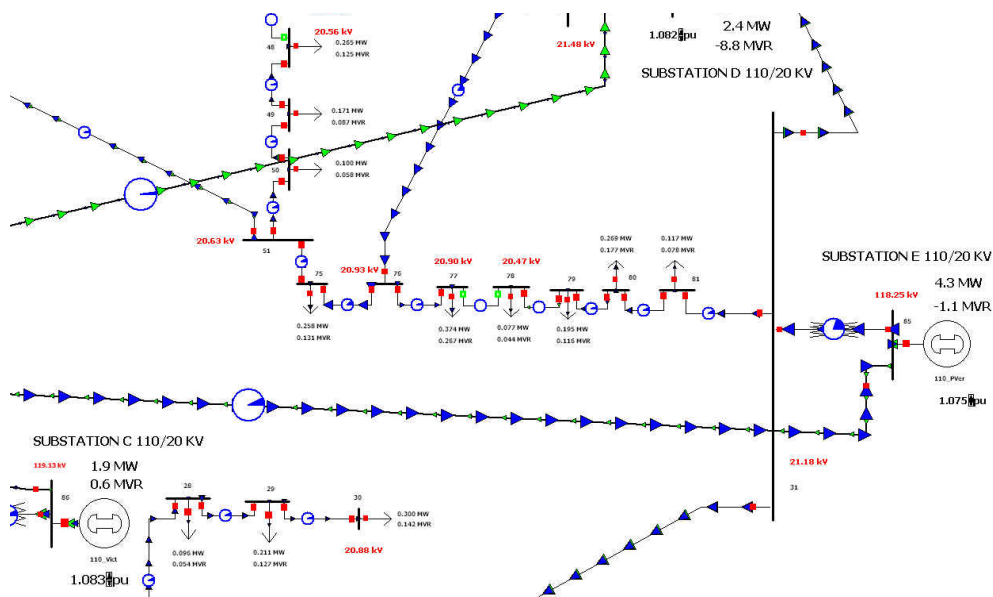


Fig. 7.29. RED87; regim cu sarcină ridicată – inițial – detaliu SE.

În partea de SE a RED87 se pot observa valori normale ale tensiunilor nodale dar circulația de putere reactivă este în sens invers decât cea de putere activă pentru liniile de 110 KV, ceea ce conduce la o putere injectată negativă în stația E (fig. 7.29).

Load	Generation	Losses
13.82 MW	14.59 MW	0.77 MW
7.56 MVR	9.19 MVR	2.92 MVR

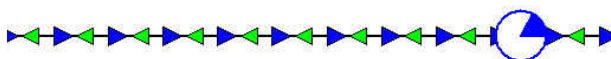


Fig. 7.30. RED87; regim cu sarcină ridicată – inițial – bilanțuri.

Bilanțurile puterilor active și reactivă pentru RED87 sunt prezentate în fig. 7.30. Se poate remarca nivelul ridicat al pierderilor atât active cât și reactive.

Etapa 1- de diagnoză

Aplicând sistemul expert DiagRED pentru regimul oarecare cu sarcină ridicată al RED87 descris mai sus, au fost obținute rezultatele prezentate în figurile de mai jos, rezultate care se vor comenta în continuare.

În fig. 7.31 se observă că sunt identificate cu ajutorul indicatorilor fuzzy puterile active consumate care au valori mari sau foarte mari. La fel și pentru cele reactive prezentate în fig. 7.32.

În fig. 7.33 sunt prezentați indicatorii fuzzy pentru tensiunile nodale. Se observă că 13 dintre ele au depășit limita inferioară a benzii admisibile iar 9 sunt în partea inferioară a benzii admisibile. Ca urmare regimul trebuie cât mai urgent adus în limitele admisibile din punctul de vedere al tensiunilor nodale.

În fig. 7.34 și 7.35 sunt prezentate rezultatele diagnozei circulațiilor pe laturile tip linie electrică și tip transformator. Liniile electrice aeriene de 20 KV având o capacitate ridicată de transmisie a energiei electrice nu apar probleme de încărcare. În cazul transformatoarelor din stațiile de distribuție acestea sunt încărcate în domeniul admisibil inferior.

Fig. 7.36 prezintă diagnoza globală pentru mărimile electrice urmărite. Se poate concluziona că sunt probleme "zonale" cu valorile tensiunilor nodale și la fel și cu circulațiile pe laturile RED87. Nivelul puterilor consumate, activă și reactivă este foarte ridicat.

În fig. 7.37 și 7.38 sunt prezentate rezultatele proceselor de determinare a mulțimilor țintă minime pentru reglarea tensiunilor și puterilor active consumate. Se pot observa: lista nodurilor în care mărirea electrică respectivă ia valori neconforme și lista regulatoarelor corespunzătoare care trebuie să participe pentru aducerea regimului în zona regimurilor cvasi-optime.

Diagnoza RED					
Numar	Nume	P [MW]	Calificativ	Grade de apartenența	
3	Nod3	0.059	ridicat	'H'=0.73	'L'=0.27
4	Nod4	0.288	ridicat	'H'=0.79	'L'=0.21
5	Nod5	0.129	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
6	Nod6	0.188	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
7	Nod7	0.115	ridicat	'H'=0.81	'L'=0.19
8	Nod8	0.175	ridicat	'H'=0.79	'L'=0.21
9	Nod9	0.173	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.23
10	Nod10	0.14	ridicat	'H'=0.8	'L'=0.2
11	Nod11	0.157	ridicat	'H'=0.79	'L'=0.21
13	Nod13	0.136	ridicat	'H'=0.76	'L'=0.24
15	Nod15	0.162	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
17	Nod17	0.116	ridicat	'H'=0.83	'L'=0.17
18	Nod18	0.285	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.22
19	Nod19	0.223	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
21	Nod21	0.098	ridicat	'H'=0.83	'L'=0.17
24	Nod24	0.052	ridicat	'H'=0.8	'L'=0.2
25	Nod25	0.847	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.22
26	Nod26	0.251	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.22
28	Nod28	0.096	ridicat	'H'=0.8	'L'=0.2
29	Nod29	0.211	ridicat	'H'=0.81	'L'=0.19

Apasa o tasta !_

Diagnoza RED					
Numar	Nume	P IMV1	Calificativ	Grade de apartenenta	
30	Nod30	0.3	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
36	Nod36	0.104	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
37	Nod37	0.124	ridicat	'H'=0.8	'L'=0.2
38	Nod38	0.267	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
39	Nod39	0.347	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.22
40	Nod40	0.249	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
41	Nod41	0.126	ridicat	'H'=0.73	'L'=0.27
42	Nod42	0.279	ridicat	'H'=0.8	'L'=0.2
44	Nod44	0.346	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.22
45	Nod45	0.573	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.22
47	Nod47	0.274	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
48	Nod48	0.265	ridicat	'H'=0.76	'L'=0.24
49	Nod49	0.171	ridicat	'H'=0.76	'L'=0.24
50	Nod50	0.1	ridicat	'H'=0.75	'L'=0.25
53	Nod53	0.098	ridicat	'H'=0.83	'L'=0.17
54	Nod54	0.285	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
55	Nod55	0.259	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
56	Nod56	0.259	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
57	Nod57	0.259	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
58	Nod58	0.086	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23

Apasa o tasta !_

Diagnoza RED					
Numar	Nume	P IMV1	Calificativ	Grade de apartenenta	
59	Nod59	0.285	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
60	Nod60	0.259	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
61	Nod61	0.173	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.23
62	Nod62	0.285	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
63	Nod63	0.259	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
64	Nod64	0.173	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.23
65	Nod65	0.173	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.23
66	Nod66	0.692	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.22
67	Nod67	0.173	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.23
68	Nod68	0.259	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
69	Nod69	0.259	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
70	Nod70	0.173	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.23
71	Nod71	0.259	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
72	Nod72	0.173	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.23
73	Nod73	0.173	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.23
74	Nod74	0.086	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
75	Nod75	0.258	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
77	Nod77	0.374	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.22
78	Nod78	0.077	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.22
79	Nod79	0.195	ridicat	'H'=0.75	'L'=0.25

Apasa o tasta !_

Diagnoza RED					
Numar	Nume	P IMV1	Calificativ	Grade de apartenenta	
80	Nod80	0.269	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.22
81	Nod81	0.117	ridicat	'H'=0.74	'L'=0.26

Apasa o tasta !_

Fig. 7.31. Indicatori fuzzy pentru puterea activă consumată.

Diagnoza RED					
Numar	Nume	Q IMVARI	Calificativ	Grade de apartenenta	
3	Nod3	0.026	ridicat	'H'=0.8	'L'=0.2
4	Nod4	0.08	ridicat	'H'=0.8	'L'=0.2
5	Nod5	0.063	ridicat	'H'=0.82	'L'=0.18
6	Nod6	0.09	ridicat	'H'=0.83	'L'=0.17
7	Nod7	0.059	ridicat	'H'=0.73	'L'=0.27
8	Nod8	0.115	ridicat	'H'=0.79	'L'=0.21
9	Nod9	0.086	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
10	Nod10	0.094	ridicat	'H'=0.73	'L'=0.27
11	Nod11	0.082	ridicat	'H'=0.84	'L'=0.16
13	Nod13	0.089	ridicat	'H'=0.82	'L'=0.18
15	Nod15	0.088	ridicat	'H'=0.8	'L'=0.2
17	Nod17	0.055	ridicat	'H'=0.83	'L'=0.17
18	Nod18	0.139	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
19	Nod19	0.084	ridicat	'H'=0.73	'L'=0.27
21	Nod21	0.045	ridicat	'H'=0.83	'L'=0.17
24	Nod24	0.031	ridicat	'H'=0.55	'L'=0.45
25	Nod25	0.422	ridicat	'H'=0.76	'L'=0.24
26	Nod26	0.146	ridicat	'H'=0.76	'L'=0.24
28	Nod28	0.054	ridicat	'H'=0.8	'L'=0.2
29	Nod29	0.127	ridicat	'H'=0.74	'L'=0.26

Apasa o tasta !_

7.3 – Aplicarea DiagRED pentru diagnoza RED87 163

Diagnoza RED					
Numar	Nume	Q IMUAR1	Calificativ	Grade de apartenenta	
30	Nod30	0.142	ridicat	'H'=0.8	'L'=0.2
36	Nod36	0.064	ridicat	'H'=0.85	'L'=0.15
37	Nod37	0.08	ridicat	'H'=0.8	'L'=0.2
38	Nod38	0.141	ridicat	'H'=0.79	'L'=0.21
39	Nod39	0.142	ridicat	'H'=0.8	'L'=0.2
40	Nod40	0.109	ridicat	'H'=0.74	'L'=0.26
41	Nod41	0.071	ridicat	'H'=0.82	'L'=0.18
42	Nod42	0.128	ridicat	'H'=0.76	'L'=0.24
44	Nod44	0.173	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.23
45	Nod45	0.309	ridicat	'H'=0.76	'L'=0.24
47	Nod47	0.177	ridicat	'H'=0.79	'L'=0.21
48	Nod48	0.125	ridicat	'H'=0.81	'L'=0.19
49	Nod49	0.087	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.22
50	Nod50	0.058	ridicat	'H'=0.7	'L'=0.3
53	Nod53	0.054	ridicat	'H'=0.8	'L'=0.2
54	Nod54	0.19	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
55	Nod55	0.086	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
56	Nod56	0.173	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.23
57	Nod57	0.173	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.23
59	Nod59	0.19	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00

Apasa o tasta !

Diagnoza RED					
Numar	Nume	Q IMUAR1	Calificativ	Grade de apartenenta	
60	Nod60	0.086	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
61	Nod61	0.086	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
62	Nod62	0.19	foarte ridicat	'H'=1.00	'L'=0.00
63	Nod63	0.086	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
64	Nod64	0.086	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
65	Nod65	0.086	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
66	Nod66	0.432	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
67	Nod67	0.086	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
68	Nod68	0.173	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.23
69	Nod69	0.259	ridicat	'H'=0.76	'L'=0.24
70	Nod70	0.086	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
71	Nod71	0.173	ridicat	'H'=0.78	'L'=0.23
72	Nod72	0.086	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
73	Nod73	0.086	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
74	Nod74	0.086	ridicat	'H'=0.77	'L'=0.23
75	Nod75	0.131	ridicat	'H'=0.79	'L'=0.21
77	Nod77	0.267	ridicat	'H'=0.76	'L'=0.24
78	Nod78	0.044	ridicat	'H'=0.8	'L'=0.2
79	Nod79	0.116	ridicat	'H'=0.8	'L'=0.2
80	Nod80	0.177	ridicat	'H'=0.73	'L'=0.28

Apasa o tasta !

Diagnoza RED					
Numar	Nume	Q IMUAR1	Calificativ	Grade de apartenenta	
81	Nod81	0.078	ridicat	'H'=0.76	'L'=0.24

Apasa o tasta !

Fig. 32. Indicatori fuzzy pentru puterea reactivă consumată.

Diagnoza RED					
Numar	Nume	U IKU1	Calificativ	Grade de apartenenta	
1	Nod1	21.736	optim	'O'=0.83	'AS'=0.17
2	Nod2	21.527	optim	'O'=0.85	'AS'=0.15
3	Nod3	21.468	optim	'O'=0.84	'AS'=0.16
4	Nod4	21.444	optim	'O'=0.84	'AS'=0.16
5	Nod5	21.396	optim	'O'=0.85	'AS'=0.15
6	Nod6	21.353	optim	'O'=0.85	'AS'=0.15
7	Nod7	21.345	optim	'O'=0.85	'AS'=0.15
8	Nod8	20.654	optim	'O'=0.77	'AS'=0.23
9	Nod9	20.699	optim	'O'=0.77	'AS'=0.23
10	Nod10	20.704	optim	'O'=0.77	'AS'=0.23
11	Nod11	20.709	optim	'O'=0.76	'AS'=0.24
12	Nod12	20.733	optim	'O'=0.76	'AS'=0.24
13	Nod13	20.763	optim	'O'=0.76	'AS'=0.24
14	Nod14	20.792	optim	'O'=0.76	'AS'=0.24
15	Nod15	20.838	optim	'O'=0.75	'AS'=0.25
16	Nod16	20.905	optim	'O'=0.75	'AS'=0.25
17	Nod17	20.782	optim	'O'=0.75	'AS'=0.25
18	Nod18	20.755	optim	'O'=0.75	'AS'=0.25
19	Nod19	20.755	optim	'O'=0.75	'AS'=0.25
20	Nod20	20.781	optim	'O'=0.74	'AS'=0.26

Apasa o tasta !

Diagnoza RED					
Numar	Nume	U [kV]	Calificativ	Grade de	apartenenta
21	Nod21	20.767	optim	'O' = 0.75	'AS' = 0.25
22	Nod22	21.858	admis. sup.	'O' = 0.46	'AS' = 0.54
23	Nod23	20.92	optim	'O' = 0.65	'AI' = 0.35
24	Nod24	20.88	optim	'O' = 0.65	'AI' = 0.35
25	Nod25	20.838	optim	'O' = 0.63	'AI' = 0.37
26	Nod26	20.821	optim	'O' = 0.63	'AI' = 0.37
27	Nod27	21.019	optim	'O' = 0.67	'AI' = 0.33
28	Nod28	20.937	optim	'O' = 0.66	'AI' = 0.34
29	Nod29	20.928	optim	'O' = 0.65	'AI' = 0.35
30	Nod30	20.88	optim	'O' = 0.65	'AI' = 0.35
31	Nod31	21.183	optim	'O' = 0.69	'AI' = 0.31
32	Nod32	20.833	optim	'O' = 0.64	'AI' = 0.36
33	Nod33	20.833	optim	'O' = 0.64	'AI' = 0.36
34	Nod34	21.22	optim	'O' = 0.75	'AI' = 0.25
35	Nod35	21.481	optim	'O' = 0.93	'AI' = 0.07
36	Nod36	20.821	optim	'O' = 0.63	'AI' = 0.37
37	Nod37	20.643	optim	'O' = 0.59	'AI' = 0.41
38	Nod38	20.502	optim	'O' = 0.53	'AI' = 0.47
39	Nod39	20.22	admis. inf.	'O' = 0.36	'AI' = 0.64
40	Nod40	20.199	admis. inf.	'O' = 0.34	'AI' = 0.66

Apasa o tasta !

Diagnoza RED					
Numar	Nume	U [kV]	Calificativ	Grade de	apartenenta
41	Nod41	20.12	admis. inf.	'O' = 0.24	'AI' = 0.76
42	Nod42	20.107	admis. inf.	'O' = 0.22	'AI' = 0.78
43	Nod43	20.607	optim	'O' = 1	'AI' = 0
44	Nod44	20.541	optim	'O' = 0.99	'AS' = 0.01
45	Nod45	20.534	optim	'O' = 0.99	'AS' = 0.01
46	Nod46	20.622	optim	'O' = 1	'AS' = 0
47	Nod47	20.593	optim	'O' = 1	'AS' = 0
48	Nod48	20.561	optim	'O' = 0.99	'AS' = 0.01
49	Nod49	20.573	optim	'O' = 0.99	'AS' = 0.01
50	Nod50	20.514	optim	'O' = 1	'AS' = 0
51	Nod51	20.632	optim	'O' = 1	'AS' = 0
52	Nod52	20.194	admis. inf.	'O' = 0.24	'AI' = 0.76
53	Nod53	20.113	admis. inf.	'O' = 0.14	'AI' = 0.86
54	Nod54	19.994	Depasire limita inferioara.	Alarma !	
55	Nod55	19.891	Depasire limita inferioara.	Alarma !	
56	Nod56	19.801	Depasire limita inferioara.	Alarma !	
57	Nod57	19.551	Depasire limita inferioara.	Alarma !	
58	Nod58	19.392	Depasire limita inferioara.	Alarma !	
59	Nod59	19.204	Depasire limita inferioara.	Alarma !	
60	Nod60	19.122	Depasire limita inferioara.	Alarma !	

Apasa o tasta !

Diagnoza RED					
Numar	Nume	U [kV]	Calificativ	Grade de	apartenenta
61	Nod61	19.042	Depasire limita inferioara.	Alarma !	
62	Nod62	18.995	Depasire limita inferioara.	Alarma !	
63	Nod63	20.15	admis. inf.	'O' = 0.2	'AI' = 0.8
64	Nod64	20.112	admis. inf.	'O' = 0.16	'AI' = 0.84
65	Nod65	20.005	admis. inf.	'O' = 0.01	'AI' = 0.99
66	Nod66	19.943	Depasire limita inferioara.	Alarma !	
67	Nod67	19.927	Depasire limita inferioara.	Alarma !	
68	Nod68	19.908	Depasire limita inferioara.	Alarma !	
69	Nod69	19.895	Depasire limita inferioara.	Alarma !	
70	Nod70	20.7	optim	'O' = 1	'AI' = 0
71	Nod71	20.674	optim	'O' = 1	'AS' = 0
72	Nod72	20.628	optim	'O' = 0.99	'AS' = 0.01
73	Nod73	20.626	optim	'O' = 1	'AS' = 0
74	Nod74	20.625	optim	'O' = 1	'AS' = 0
75	Nod75	20.789	optim	'O' = 1	'AI' = 0
76	Nod76	20.931	optim	'O' = 0.99	'AI' = 0.01
77	Nod77	20.902	optim	'O' = 0.99	'AI' = 0.01
78	Nod78	20.467	optim	'O' = 0.52	'AI' = 0.48
79	Nod79	20.469	optim	'O' = 0.52	'AI' = 0.48
80	Nod80	20.514	optim	'O' = 0.54	'AI' = 0.46

Apasa o tasta !

Diagnoza RED					
Numar	Nume	U [kV]	Calificativ	Grade de	apartenenta
81	Nod81	20.859	optim	'O' = 0.64	'AI' = 0.36
82	Nod82	119.089	optim	'O' = 1	'AS' = 0
83	Nod83	120.807	admis. sup.	'O' = 0.1	'AS' = 0.9
84	Nod84	119.02	optim	'O' = 1	'AI' = 0
85	Nod85	118.25	optim	'O' = 0.95	'AI' = 0.05
86	Nod86	119.13	optim	'O' = 1	'AI' = 0
87	Nod87	119.13	optim	'O' = 1	'AI' = 0

Apasa o tasta !

Fig. 7.33. Indicatori fuzzy pentru tensiunile nodale.

7.3 – Aplicarea DiagRED pentru diagnoza RED87 165

Diagnoza RED						
Nr.	Init.	Fin.	I ef.[n]	I adm.[n]	Calif.	Grade de apartenența
1	2	1	24.7	315	admis. inf.	'O' = 0.39 'AI' = 0.61
3	2	3	24.5	315	admis. inf.	'O' = 0.39 'AI' = 0.61
4	3	4	22.5	260	admis. inf.	'O' = 0.43 'AI' = 0.57
5	4	5	13.9	315	admis. inf.	'O' = 0.22 'AI' = 0.78
6	5	6	9.8	205	admis. inf.	'O' = 0.24 'AI' = 0.76
7	6	7	3.7	260	admis. inf.	'O' = 0.07 'AI' = 0.93
9	8	9	6.1	260	admis. inf.	'O' = 0.12 'AI' = 0.88
10	9	10	11.6	260	admis. inf.	'O' = 0.22 'AI' = 0.78
11	10	11	16.5	260	admis. inf.	'O' = 0.32 'AI' = 0.68
12	11	12	21.6	205	optim	'O' = 0.53 'AI' = 0.47
13	12	13	21.7	315	admis. inf.	'O' = 0.34 'AI' = 0.66
14	13	14	26.4	260	optim	'O' = 0.51 'AI' = 0.49
15	15	14	26.4	315	admis. inf.	'O' = 0.42 'AI' = 0.58
17	16	15	31.8	315	optim	'O' = 0.5 'AI' = 0.5
18	17	16	21.3	205	optim	'O' = 0.52 'AI' = 0.48
19	16	22	52.6	260	optim	'O' = 1 'AI' = 0
20	18	17	18.2	315	admis. inf.	'O' = 0.25 'AI' = 0.71
21	19	18	12.7	260	admis. inf.	'O' = 0.24 'AI' = 0.76
22	20	1	11.5	260	admis. inf.	'O' = 0.22 'AI' = 0.78
23	21	20	3.1	260	admis. inf.	'O' = 0.06 'AI' = 0.94

Apasa o tasta !

Diagnoza RED						
Nr	Init.	Fin.	I ef.[n]	I adm.[n]	Calif.	Grade de apartenența
25	23	24	37.6	315	optim	'O' = 0.6 'AI' = 0.4
26	23	27	37.8	260	optim	'O' = 0.73 'AI' = 0.27
27	24	25	35.8	315	optim	'O' = 0.57 'AI' = 0.43
28	33	25	8.4	260	admis. inf.	'O' = 0.16 'AI' = 0.84
29	33	26	8.4	315	admis. inf.	'O' = 0.13 'AI' = 0.87
30	27	28	20	205	admis. inf.	'O' = 0.49 'AI' = 0.51
31	27	31	58.2	315	optim	'O' = 0.92 'AI' = 0.08
32	28	29	16.7	260	admis. inf.	'O' = 0.32 'AI' = 0.68
33	29	30	9.6	315	admis. inf.	'O' = 0.15 'AI' = 0.85
34	36	31	50.1	315	optim	'O' = 0.8 'AI' = 0.2
35	81	31	23.2	315	admis. inf.	'O' = 0.37 'AI' = 0.63
37	32	33	0	260	admis. inf.	'O' = 0 'AI' = 1
38	34	52	152	260	optim	'O' = 1 'AI' = 0
40	35	46	36.4	260	optim	'O' = 0.7 'AI' = 0.3
41	35	76	46.4	260	optim	'O' = 0.89 'AI' = 0.11
43	36	37	45.8	315	optim	'O' = 0.73 'AI' = 0.27
44	38	37	41.1	260	optim	'O' = 0.79 'AI' = 0.21
45	39	38	32.2	315	optim	'O' = 0.51 'AI' = 0.49
46	39	40	20.9	205	optim	'O' = 0.51 'AI' = 0.49
47	40	41	13	260	admis. inf.	'O' = 0.25 'AI' = 0.75

Apasa o tasta !

Diagnoza RED						
Nr	Init.	Fin.	I ef.[n]	I adm.[n]	Calif.	Grade de apartenența
48	41	42	8.9	315	admis. inf.	'O' = 0.14 'AI' = 0.86
50	44	43	30.1	260	optim	'O' = 0.58 'AI' = 0.42
51	43	46	30.1	315	admis. inf.	'O' = 0.48 'AI' = 0.52
52	45	44	18.8	260	admis. inf.	'O' = 0.36 'AI' = 0.64
53	46	47	9.4	315	admis. inf.	'O' = 0.15 'AI' = 0.85
55	48	49	8.5	315	admis. inf.	'O' = 0.13 'AI' = 0.87
56	49	50	14	205	admis. inf.	'O' = 0.34 'AI' = 0.66
57	50	51	17.4	260	admis. inf.	'O' = 0.33 'AI' = 0.67
58	74	51	14.4	315	admis. inf.	'O' = 0.23 'AI' = 0.77
59	51	75	24.9	260	admis. inf.	'O' = 0.48 'AI' = 0.52
60	52	53	76.7	260	optim	'O' = 1 'AI' = 0
61	52	63	68	315	optim	'O' = 1 'AI' = 0
62	53	54	73.2	260	optim	'O' = 1 'AI' = 0
63	54	55	62.9	315	optim	'O' = 1 'AI' = 0
64	55	56	54.8	260	optim	'O' = 1 'AI' = 0
65	56	57	45.6	315	optim	'O' = 0.72 'AI' = 0.28
66	57	58	36.1	205	optim	'O' = 0.88 'AI' = 0.12
67	58	59	33.5	260	optim	'O' = 0.64 'AI' = 0.36
68	59	60	23.4	315	admis. inf.	'O' = 0.37 'AI' = 0.63
69	60	61	15.5	260	admis. inf.	'O' = 0.3 'AI' = 0.7

Apasa o tasta !

Diagnoza RED						
Nr	Init.	Fin.	I ef.[n]	I adm.[n]	Calif.	Grade de apartenența
70	61	62	9.9	260	admis. inf.	'O' = 0.19 'AI' = 0.81
71	63	64	60.1	315	admis. inf.	'O' = 0.95 'AI' = 0.05
72	64	65	54.5	260	optim	'O' = 1 'AI' = 0
73	65	66	48.6	315	optim	'O' = 0.77 'AI' = 0.23
74	66	67	25	260	admis. inf.	'O' = 0.48 'AI' = 0.52
75	67	68	19.5	315	admis. inf.	'O' = 0.31 'AI' = 0.69
76	68	69	10.6	205	admis. inf.	'O' = 0.26 'AI' = 0.74
78	70	71	23.9	315	admis. inf.	'O' = 0.38 'AI' = 0.62
79	71	72	17.6	260	admis. inf.	'O' = 0.34 'AI' = 0.66
80	72	73	14.4	260	admis. inf.	'O' = 0.28 'AI' = 0.72
81	73	74	13	315	admis. inf.	'O' = 0.21 'AI' = 0.79
82	75	76	32.3	260	optim	'O' = 0.62 'AI' = 0.38
83	76	77	2.4	315	admis. inf.	'O' = 0.04 'AI' = 0.96
85	78	79	0.5	315	admis. inf.	'O' = 0.01 'AI' = 0.99
86	79	80	1.7	205	admis. inf.	'O' = 0.04 'AI' = 0.96
87	80	81	3.4	260	admis. inf.	'O' = 0.07 'AI' = 0.93
88	82	87	2	260	admis. inf.	'O' = 0.04 'AI' = 0.96
89	83	84	54.4	260	optim	'O' = 1 'AI' = 0
90	87	84	6.3	260	admis. inf.	'O' = 0.12 'AI' = 0.88
91	87	85	21.4	260	admis. inf.	'O' = 0.41 'AI' = 0.59

Apasa o tasta !

```

Diagnoza RED
Nr. Init. Fin. I ef. I adm. Calif. Grade de apartenenta
92 86 87 0.8 260 admis. inf. 'O'=0.02 'AI'=0.98
Apasa o tasta ?
    
```

Fig. 7.34. Indicatori fuzzy pentru circulația de putere pe linii electrice.

```

Diagnoza RED
Nr. Init. Fin. Sef IMU01 Sn IMU01 Calif. Grade de apartenenta
2 82 1 0.9 25 admis. inf. 'O'=0.05 'AI'=0.96
24 86 22 1.9 25 admis. inf. 'O'=0.1 'AI'=0.91
36 85 31 5 16 admis. inf. 'O'=0.42 'AI'=0.58
39 83 34 5.9 16 admis. inf. 'O'=0.49 'AI'=0.51
42 84 35 2.7 16 admis. inf. 'O'=0.23 'AI'=0.78
Apasa o tasta ?
    
```

Fig. 7.35. Indicatori fuzzy pentru circulația de putere pe transformatoare.

```

Diagnoza RED
Sunt necesare masuri zonale de reglaj a tensiunilor nodale ?
Toate val. S de circulatie TR sunt in partea inferioara a intervalului adm. ?
Sunt necesare masuri zonale de reglaj a circulatiilor pe LE ?
Nivelul puterilor active consumate in noduri este foarte ridicat ?
Nivelul puterilor reactive consumate in noduri este foarte ridicat ?_
    
```

Fig. 7.36. Diagnoza globală.

```

Diagnoza RED
Lista nodurilor care au tensiunile neconforme:[83,69,68,67,66,65,64,63,62,61,60,59,58,57,56,55,54,53,52,42,41,40,39,22]
Lista reglatoarelor de tensiune care participa la reglaj:
Nod: 22 reglaj: -0.168 kV
Nod: 34 reglaj: 0.4 kV
Nod: 58 reglaj: 1.248 kV
Nod: 40 reglaj: 0.391 kV
Nod: 83 reglaj: -1.817 kV_
    
```

Fig. 7.37. Optimizarea valorilor tensiunilor nodale.

În cazul tensiunilor sunt identificate 5 noduri reglatoare (22, 34, 58, 40 și 83) care trebuie să intervină prin reglaj ca să corecteze profilul tensiunilor din rețea (fig. 7.35).

Nodurile 22 și 34 sunt secundarele transformatoarelor coborâtoare din stațiile electrice C și respectiv B și deci este necesar a se modifica plotul curent de funcționare a transformatoarelor din stații. În primul caz (nodul 22) tensiunea nodului trebuie coborâtă cu 0.168 kV iar în al doilea caz trebuie ridicată tensiunea cu 0.4 kV.

În nodurile 58 și 40 sunt amplasate reglatoare de tensiune (DG 2 și respectiv Comp 2) care nu se află în funcțiune. Acestea trebuie puse în funcțiune și ele trebuie să ridice tensiune nodurilor respective cu 1,248 kV și respectiv 0.391 kV.

Nodul 83 este la nivelul de 110 kV și este identificat ca având o valoare neconformă a tensiunii datorită circulației total nepotrivite a puteri reactive pe liniile de 110 kV. Această situație se datorează valorilor consumurilor și a reglajelor necorespunzătoare în care se află regimul curent.

```

Diagnoza RED
Lista nodurilor care au puterile consumate neconforme:[62,59,54]
Lista reglatoarelor de putere activa care participa la reglaj:
Nod: 58 reglaj: 0.75 MW
Nod: 83 reglaj: 0.21 MW

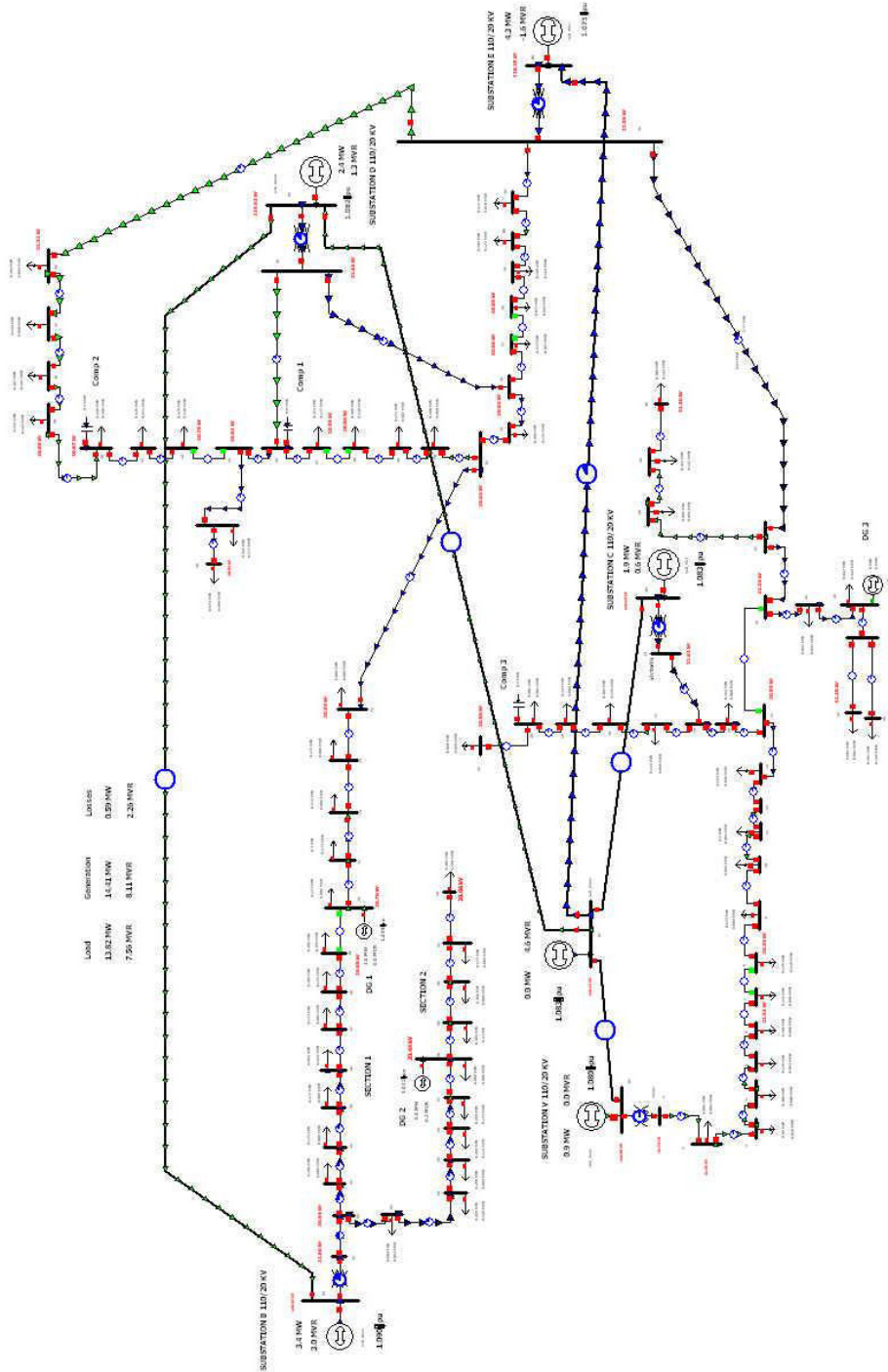
```

Fig. 7.38. Optimizarea valorilor puterilor consumate.

În cazul diagnozei puterilor active consumate se identifică nodurile cu consumuri neconforme, adică nodurile 62, 59 și 54 și lista de reglatoare de putere activă care trebuie să aducă regimul la unul cvasioptim, adică generatoarele din nodurile 58 și 83 (fig. 7.38). Valorile de corecție calculate pentru fiecare regulator de putere activă în parte, țin cont de deficitul de putere generată pentru întreaga zona de influență a fiecărui regulator.

După aplicarea măsurilor de optimizare a regimului sugerate de DiagRED, atât pentru tensiuni cât și pentru puterile active generate se obține circulația de puteri din fig. 7.39. În figurile următoare sunt prezentate detaliile de schemă necesare pentru a observa modificările aduse regimului și se vor comenta efectele măsurilor de optimizare a regimului curent oferite de DiagRED.

După cum se poate observa în fig. 7.40 după efectuarea măsurilor de optimizare indicate de DiagRED, valorile tensiunilor nodale sunt în banda admisibilă. De asemenea valoarea puterii reactive injectate în nodul 83 are o valoare acceptabilă. DG 2 este pus în funcțiune și debitează 600 kW și 200 KVar. În cazul DG 1, nu a fost deocamdată corectată valoarea tensiunii de referință.



7.39. RED87; regim cu sarcină ridicată – după prima etapă de optimizare.

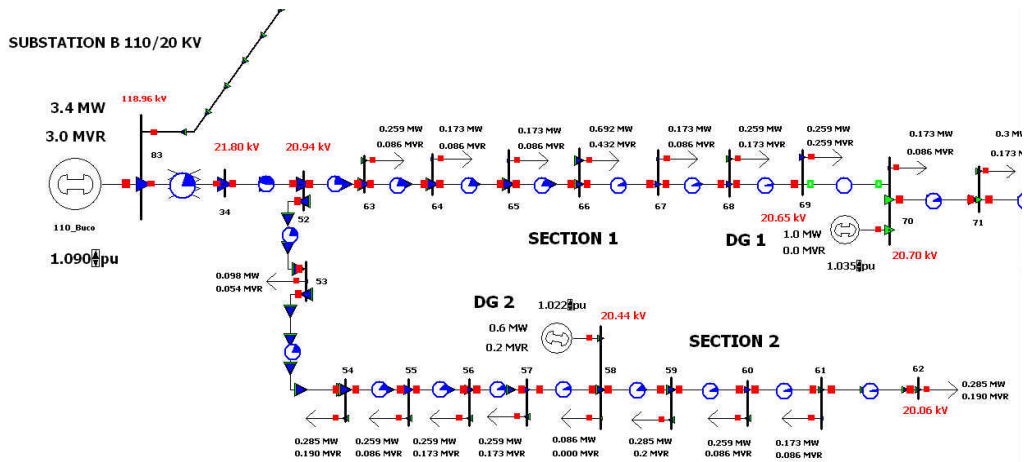


Fig. 7.40. RED87; regim cu sarcină ridicată – etapa 2-a – detaliu NV.

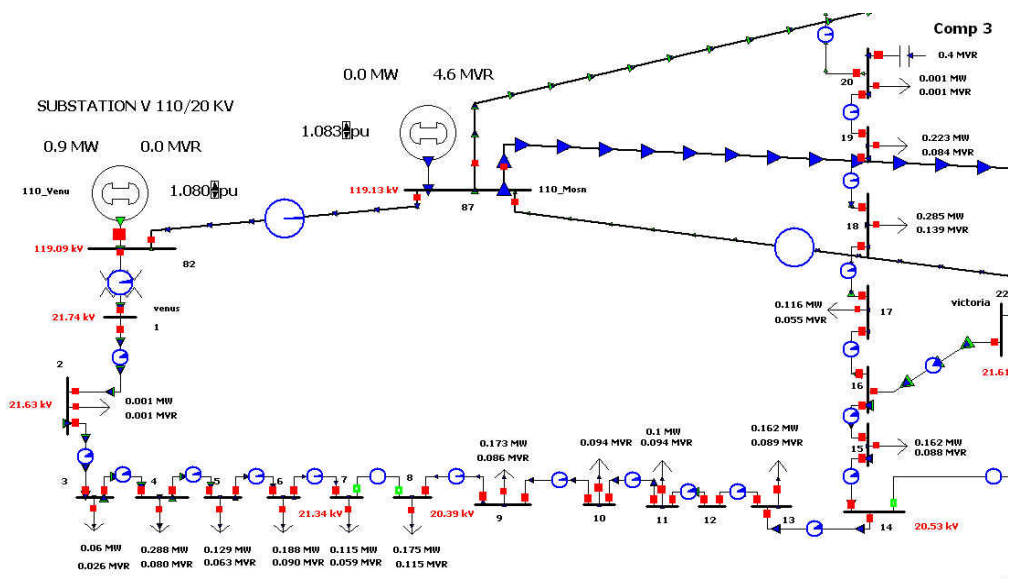


Fig. 7.41. RED87; regim cu sarcină ridicată – etapa 2-a – detaliu SV.

În partea de SV a RED87 situația a rămas neschimbată din punctul de vedere al tensiunilor nodale și al circulațiilor de puteri fiind o situație cvasi-optimă (fig. 7.41).

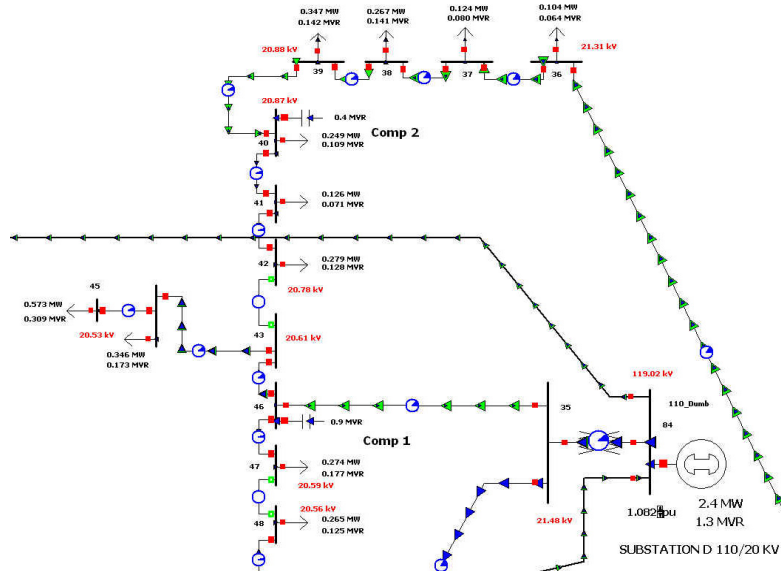


Fig. 7.42. RED87; regim cu sarcină ridicată – etapa 2-a – detaliu NE.

În partea de NE a RED87 profilul tensiunilor în zona de NE a fost îmbunătățit. Compensatorul de putere reactivă Comp 2 a fost pus în funcțiune. Puterea reactivă absorbită prin stația D este pozitivă (fig. 7.42).

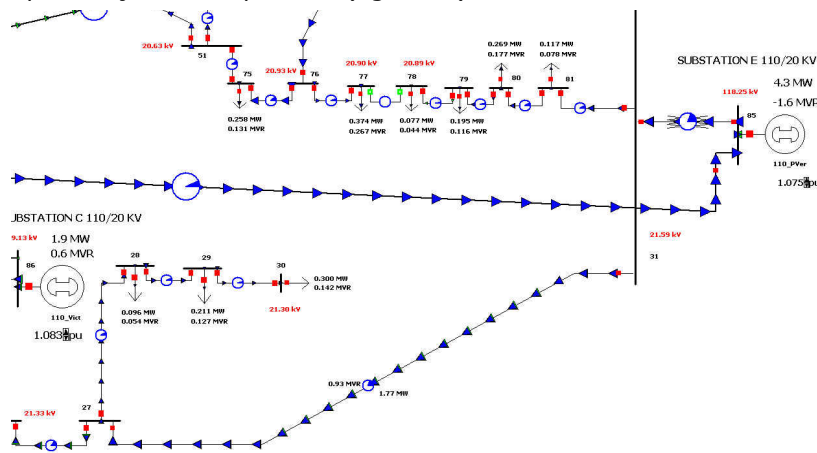


Fig. 7.43. RED87; regim cu sarcină ridicată – etapa 2-a – detaliu SE.

Pentru zona de SE circulațiile de putere reactivă au valori ridicate pentru liniile de 110 kV, în Stația E puterea reactivă injectată fiind încă negativă (fig.7.43).

Load	Generation	Losses
13.82 MW	14.41 MW	0.59 MW
7.56 MVR	8.11 MVR	2.26 MVR

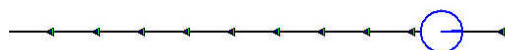


Fig. 7.44. RED87; regim cu sarcină ridicată – etapa 2-a – pierderi.

Făcând comparația cu valorile inițiale ale pierderilor se observă o scădere semnificativă: aproximativ 26 % pentru puterea activă și aproximativ 23 % pentru puterea reactivă (fig.7.44).

Etapa 2 de diagnoză

La o nouă rulare a DiagRED se identifică cu ajutorul indicatorilor fuzzy valorile tensiunilor nodale care încă nu au ajuns să fie în domeniul cvasi-optimal. Măsurile de reglaj determinate sunt prezentate în fig. 7.45. După cum se poate observa este identificat generatorul distribuit DG2 pentru care se indică ridicarea tensiunii cu 1,248 kV.

```

Diagnoza RED
Lista nodurilor care au tensiunile neconforme:[62,61,60]
Lista reguletoarelor de tensiune care participa la reglaj:
Nod: 58 reglaj: 1.248 kV

```

Fig. 7.45. Măsurile de reglaj a tensiunilor nodale determinate la a doua etapă de optimizare.

Pentru puterea activă consumată, posibilitățile de reglaj au fost utilizate (generatoare distribuite) și deci necesarul de putere activă suplimentar este absorbit din sistemul electroenergetic.

Bilanțurile de puteri după a doua etapă de diagnoză sunt prezentate în fig. 7.46. Față de etapa precedentă se poate observa o ușoară scădere a pierderilor de putere activă (30 kW) și o scădere semnificativă a pierderilor de putere reactivă (130 kVar).

Load	Generation	Losses
13.82 MW	14.38 MW	0.56 MW
7.56 MVR	7.98 MVR	2.13 MVR

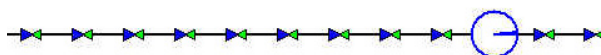


Fig. 7.46. RED87; regim cu sarcină ridicată – final – pierderi.

În urma aplicării măsurii de reglaj indicate în etapa a doua de diagnoză, la o nouă rulare a DiagRED, lista obținută a mărimilor neconforme este vidă (fig. 7.47). În concluzie regimul a fost îmbunătățit astfel încât de la un regim de alarmă, cu depășiri de limite, a rezultat un regim cvasioptim.

```

Diagnoza RED
Lista nodurilor care au tensiunile neconforme:[]
Nu este necesara reglarea tensiunilor !

```

Fig. 7.47. Indicatori fuzzy pentru tensiunile nodale după a doua etapă de optimizare.

7.3.4. Concluzii privind diagnoza rețelei RED87

În acest subcapitol a fost utilizat DiagRED pentru diagnoza a regimului permanent a RED87, o rețea reală de distribuție din zona Timișoara. În acest sens s-au realizat etapele: stabilirea regimurilor de bază și determinarea zonele de control ale reguletoarelor de tensiune și putere activă.

După cum se poate constata, DiagRED identifică rapid și corect toate mărimile electrice neconforme pentru regimul permanent analizat. De asemenea, diagnoza oferită conduce regimul oarecare spre zona regimurilor cvasi-optime astfel încât în final nici o mărime electrică să nu mai fie identificată ca neconformă. Deoarece RED87 este o rețea mai extinsă care cuprinde 10 feeder-i repartizați în 5 stații electrice, sunt necesare 2 etape de diagnoză pentru atingerea obiectivului propus de optimizare a regimului.

7.4. Concluzii și contribuții

7.4.1. Concluzii

În prima parte a capitolului 7 s-a realizat aplicarea DiagRED pentru diagnoza a două regimuri permanente ale rețelei electrice de distribuție test RD13.

După cum s-a constatat DiagRED identifică rapid și corect toate mărimile electrice neconforme pentru regimul permanent analizat. De asemenea, diagnoza oferită conduce regimul oarecare spre zona regimurilor cvasi-optime astfel încât în final nici o mărime electrică să nu mai fie identificată ca neconformă.

În a doua parte a capitolului 7 a fost utilizat DiagRED pentru diagnoza a regimului permanent al RED87, o rețea reală de distribuție din zona Timișoara. În acest sens s-au realizat etapele: stabilirea regimurilor de bază și determinarea zonele de control ale reguletoarelor de tensiune și putere activă.

Deoarece RED87 este o rețea mai extinsă care cuprinde 10 feeder-i repartizați în 5 stații electrice sunt necesare 2 etape de diagnoză pentru atingerea obiectivului propus de optimizare a regimului.

În concluzie, DiagRED este un instrument util operatorilor de rețea pentru conducerea regimurilor permanente ale RED.

7.4.2. Contribuții

S-a realizat diagnoza unor regimuri oarecare pentru rețeaua test RD13. S-au stabilit regimurilor de bază și zonele de control ale reguletoarelor de tensiune și putere activă.

S-a realizat unitar:

- diagnoza regimului cu sarcină ridicată;
- diagnoza regimului cu sarcină scăzută.

S-a realizat diagnoza unui regim pentru rețeaua RED87 din zona Timișoara. S-au stabilit regimurilor de bază și zonele de control ale reguletoarelor de tensiune și putere activă. În două etape de diagnoză s-au identificat măsurile de îmbunătățire a regimului astfel încât regimul oarecare a fost optimizat și adus în mulțimea regimurilor cvasi-optime.

8. CONCLUZII GENERALE ȘI CONTRIBUȚII

Acest capitol sintetizează concluziile generale ale lucrării, contribuțiile originale aduse în cadrul tezei, modul de valorificare a rezultatelor obținute și direcțiile posibile de continuare și aprofundare a cercetărilor în domeniul abordat.

În cadrul capitolului 2, având ca obiectiv prezentarea stadiului actual al sistemelor de conducere a rețelelor electrice de distribuție, pot fi enumerate următoarele contribuții:

- efectuarea unui studiu bibliografic sistematizat referitor la aspectele actuale ale conducerii rețelelor electrice de distribuție, în condițiile dereglementării și competiției, finalizat cu cazul particular conducerii stațiilor de 110 kv / m.t. din România, cu evidențierea necesității re tehnologizării în componentele de infrastructură de telecomunicații, echipament primar și echipament secundar.
- prezentarea într-o manieră proprie, graduală, a tendințelor necesare legate de implementarea sistemelor expert în conducerea rețelelor de distribuție din România.

În capitolul 3, destinat prezentării stadiului actual al utilizării sistemelor expert în rețelele electrice, se pot evidenția următoarele contribuții:

- efectuarea unui studiu bibliografic sistematizat referitor la caracteristicile sistemelor expert în general, dar și în domeniul particular al utilizării acestora în domeniul conducerii rețelelor electrice;
- prezentarea unor sisteme expert orientate pe aplicații specifice în conducerea rețelelor electrice, la care autorul a fost coordonator al colectivului sau membru al colectivului de cercetare și implementare.

Capitolul 4 prezintă ideile teoretice de bază ale diagnozei unui sistem tehnic oarecare. Este descrisă teoria diagnozei dezvoltată de Reiter și modul de aplicare a acesteia pentru cazul diagnozei bazate pe model (model based diagnoses). De asemenea s-a prezentat extinderea diagnozei lui Reiter după Struss și Heller pentru sisteme în care trebuie luat în considerare și modul de comportare în funcționare a elementelor sale componente, pentru a determina cauzele funcționării nepotrivite a sistemului ca întreg. Acesta este și cazul diagnozei regimurilor permanente ale RED. Determinarea mulțimii de diagnoză s-a făcut cu ajutorul unei metode euristice originale de căutare exhaustivă.

Contribuțiile personale în cadrul diagnozei sistemelor tehnice sunt următoarele:

1. Sinteza metodelor de determinare a diagnozei sistemelor tehnice aplicate în lucrare, care presupune:
 - prezentarea concentrată a teoriei de diagnoză a lui Reiter;
 - pentru sisteme la care trebuie luate în considerare condițiile de comportare în funcționare a elementelor sale componente s-a descris extensia teoriei de diagnoză a lui Reiter după Struss și Heller.
2. Dezvoltarea unei metode euristice de căutare exhaustivă a mulțimii țintă minime – mulțimea de diagnoză – bazată pe următoarele considerente originale:

- stabilirea criteriilor de construire a mulțimii Start, mulțime de pornire a procesului de căutare a soluției. Start va cuprinde membrii care, în funcție de cazul concret analizat, fac parte obligatoriu din mulțimea de diagnoză.
 - metoda de generare de noi membrii ai soluției căutate și de testare a lor în vederea îndeplinirii condiției de diagnoză.
3. Implementarea metodei euristice de căutare în limbajul declarativ Prolog sub formă de reguli.

În capitolul 5 sunt introduși indicatorii fuzzy necesari în procesul de diagnoză, pentru regimul normal de funcționare a RED. Indicatorii fuzzy definiți sunt:

- locali atunci când se referă la o mărime electrică care caracterizează un element al sistemului (nod sau latură);
- globali atunci când se referă la o categorie de mărimi electrice.

Se stabilesc două regimuri normale optimizate denumite regimuri de bază. Ele sunt optimizate după criteriul cheltuielilor totale orare minime și sunt folosite apoi la calcularea mărimilor electrice cvasi-optime corespunzătoare unui regim oarecare.

Indicatorii fuzzy locali sunt definiți pe baza valorilor mărimilor electrice cvasi-optime. Ei se calculează pentru mărimile electrice din nodurile rețelei adică tensiuni, puteri active și reactive generate și pentru puterile aparente de circulație pe laturi.

Pe baza indicatorilor locali se calculează indicatorii globali.

Contribuțiile autorului sunt următoarele:

1. Definirea a două regimuri normale, optimizate, denumite „regimuri de bază”, care sunt folosite apoi la definirea indicatorilor fuzzy pentru diagnoza mărimilor electrice.
2. Stabilirea criteriilor de apreciere a funcționării elementelor de sistem ceea ce presupune:
 - definirea unor intervale din benzile clasice de tensiune pentru caracterizarea calitativă adecvată a tensiunilor din nodurile RED;
 - stabilirea limitelor pentru puterea activă și reactivă consumate;
 - stabilirea limitelor de încărcare corespunzătoare pentru liniile electrice și transformatoare.
3. Definirea indicatorilor fuzzy locali, pe baza valorilor mărimilor electrice preluate din regimurile de bază, pentru fiecare tip de mărime electrică urmărită: tensiuni în noduri, puteri active și reactive consumate, puteri aparente de circulație pe laturile tip transformator și curent de circulație pe laturile tip linie electrică. Aceasta presupune:
 - definirea mulțimilor fuzzy pentru fiecare tip de element de sistem.
 - stabilirea termenilor lingvistici la defuzificarea indicatorilor fuzzy pentru fiecare categorie de mărimi.
 - stabilirea regulilor de compunere a indicatorilor fuzzy locali pentru calculul indicatorilor fuzzy globali referitor la fiecare mărime electrică urmărită (U, P, Q).

Capitolul 6 descrie metoda de diagnoză a regimurilor RED, dezvoltată ca aplicație a diagnozei bazate pe model, folosind indicatorii fuzzy locali și globali calculați. Diagnoza regimurilor normale se finalizează cu determinarea mulțimilor elementelor de reglaj, pentru tensiuni și puteri active generate, care trebuie să intervină pentru aducerea regimului curent al sistemului cât mai aproape de regimul cvasi-optimum corespunzător.

Sistemul DiagRED implementează metoda de diagnoză bazată pe model fiind construit în limbajul de programare declarativă PROLOG. În lucrarea de față sistemul DiagRED lucrează off-line și deci pentru crearea bazei de date este necesară folosirea programului de calcul al circulațiilor de puteri PowerWorl 8.0.

Baza de cunoștințe cuprinde valorile tensiunilor din noduri și a puterilor active generate, pentru sistemul supus diagnozei, în cazul celor două regimuri de bază. Rezultatele diagnozei se prezintă sub formă de: indicatori globali fuzzy pentru categorii de mărimi electrice, liste de mărimi electrice care sunt identificate ca fiind nepotrivite pentru funcționarea dorită a sistemului și liste de măsuri care trebuie luate pentru corectarea regimului curent al sistemului.

Contribuțiile personale sunt următoarele:

1. Aplicarea ideilor diagnozei bazate pe model a lui Reiter, completată după Struss și Heller prin formalizarea ei pentru diagnoza regimurilor normale SEP:
 - definirea mulțimilor: descrierea sistemului, observații și presupuneri.
 - stabilirea regulilor care conduc la apariția contradicțiilor dintre mulțimea observațiilor și mulțimea descrierea sistemului.
 - determinarea mulțimilor țintă – mulțimilor de diagnoză – pentru reglajul tensiunilor și a puterilor active în RED.
2. Realizarea DiagRED conform metodologiei de diagnoză prezentată în capitolul 5:
 - a. Implementare metodei de diagnoză într-un limbaj programare declarativă – Prolog:
 - Construirea bazei de date
 - date referitoare la noduri: identificator, tensiune, puteri injectate, limite;
 - date referitoare la laturi: identificator, limite, puteri de circulație.
 - Construirea bazei de cunoștințe
 - caracteristici generale de sistem;
 - valorile mărimilor electrice pentru regimurile de bază.
 - Scrierea regulilor pentru:
 - diagnoza mărimilor electrice în noduri sau pe laturi;
 - definirea indicatorilor fuzzy locali;
 - defuzificare.
 - b. Crearea unei interfețe prietenoase care afișează sub formă tabelară indicatorii fuzzy calculați.
 - c. Crearea interfeței cu simulatorul PowerWorld 8.0.

În prima parte a capitolului 7 s-a realizat aplicarea DiagRED pentru diagnoza a două regimuri permanente ale rețelei electrice de distribuție test RD13.

După cum s-a constatat DiagRED identifică rapid și corect toate mărimile electrice neconforme pentru regimul permanent analizat. De asemenea, diagnoza oferită conduce regimul oarecare spre zona regimurilor cvasi-optime astfel încât în final nici o mărime electrică să nu mai fie identificată ca neconformă.

În a doua parte a capitolului 7 a fost utilizat DiagRED pentru diagnoza a regimului permanent al RED87, o rețea reală de distribuție din zona Timișoara. În acest sens s-au realizat etapele: stabilirea regimurilor de bază și determinarea zonele de control ale reguletoarelor de tensiune și putere activă.

Deoarece RED87 este o rețea mai extinsă care cuprinde 10 feederi repartizați în 5 stații electrice sunt necesare 2 etape de diagnoză pentru atingerea obiectivului propus de optimizare a regimului.

În concluzie, DiaRED este un instrument util operatorilor de rețea pentru conducerea regimurilor permanente ale RED.

Contribuții personale sunt următoarele:

1. S-a realizat diagnoza unor regimuri oarecare pentru rețeaua test RD13. S-au stabilit regimurilor de bază și zonele de control ale reguletoarelor de tensiune și putere activă.
2. S-a realizat unitar:
 - diagnoza regimului cu sarcină ridicată;
 - diagnoza regimului cu sarcină scăzută.

3. S-a realizat diagnoza unui regim pentru rețeaua RED87 din zona Timișoara. S-au stabilit regimurilor de bază și zonele de control ale reguletoarelor de tensiune și putere activă. În două etape de diagnoză s-au identificat măsurile de îmbunătățire a regimului astfel încât regimul oarecare a fost optimizat și adus în mulțimea regimurilor cvasi-optime.

O bună parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei au fost valorificate prin publicare în reviste de specialitate și în volumele unor manifestări științifice de prestigiu din țară și străinătate [Tănase2007a], [Tănase2007b], [Tănase2008a], [Tănase2008b], [Borlea2009], [Tănase2009a], [Tănase2009b], [Tănase2010a], [Tănase2010b]. Se menționează că 3 lucrări sunt cotate ISI Thomson (două în curs de cotare).

Analizele teoretice și practice realizate în cadrul tezei de doctorat, precum și rezultatele obținute, deschid o serie de direcții privind cercetarea ulterioară în domeniu. Se recomandă ferm dezvoltarea unor aplicații de tip sistem expert în linia celor prezentate și analizate în Capitolul 2 și continuarea cercetărilor în ceea ce privește alegerea celor mai performante tehnici de analiză și diagnoză. Problema prezintă un deosebit interes atât operatorilor de transport și de sistem, cât și altor gestionari de rețele de distribuție a energiei electrice. Teza de doctorat reprezintă un pas în soluționarea unor probleme într-un domeniu în plină dezvoltare și efervescentă și în care cu siguranță nu s-a spus încă ultimul cuvânt.

Direcțiile de cercetare în viitor sunt variate, putându-se menționa în acest sens cele care au în vedere îmbunătățirea performanțelor DiagRED:

- selectarea inteligentă a reguletoarelor de tensiune pentru evitarea ciclării măsurilor de reglare; în acest sens ar fi indicată o reglare separată pe nivelele de tensiune coordonată cu un reglaj pe zone de sistem;
- realizarea unei analize în vederea îmbunătățirii formei funcțiilor de apartenență pentru definirea indicatorilor fuzzy ai puterilor active generate;
- îmbunătățirea interfeței cu utilizatorul a sistemului expert prin afișare grafică a informației;
- considerarea mijloacelor de reglare a tensiunii prin compensarea puterii reactive pe linii nu doar a celor de compensare în noduri.

ANEXA 1. MĂRIMI CARACTERISTICE LINIILOR ELECTRICE AERIENE

Tabelul A1.1. Curenții admisibili termici pentru conductoare active folosite la construcția LEA [Buta1997]

Nr. crt.	Secțiunea nominală [mm ²]	Tipul conductorului		
		Aluminiu Iadm [A]	OI-Al Iadm [A]	Cupru Iadm [A]
1	50	200	205	255
2	70	250	260	320
3	95	305	315	390
4	120	355	360	455
5	150	415	420	535

Tabelul A1.2. Valorile parametrilor de secvență directă unitari pentru diferite tipuri de LEA [Buta1997]

Tensiunea [kV]	Secțiunea conductorului [mm ²]	Rezistența [Ω / km]	Reacțanța [Ω / km]	Conducțanța [$\mu S / km$]	Susceptanța capacitivă [$\mu S / km$]
20 SC	3x50 OLAI	0,437	0,343	-	3,209
20 SC	3x70 OLAI	0,437	0,343	-	3,209
20 SC	3x95 OLAI	0,321	0,334	-	3,209
110 SC	3x240 OLAI+70 OL	0.122	0.402	50	2.781
110 DC	2x3x240 OLAI+70 OL	0.061	0.198	100	5.743
220 SC	3x450 OLAI+2x95 OL	0.066	0.406	50	2.778
220 DC	2x3x450 OLAI+95 OL	0.033	0.230	100	5.439

SC – simplu circuit

DC – dublu circuit

ANEXA 2.1. REȚEAUA ELECTRICĂ DE DISTRIBUȚIE TEST RD13 – REGIMURI DE BAZĂ

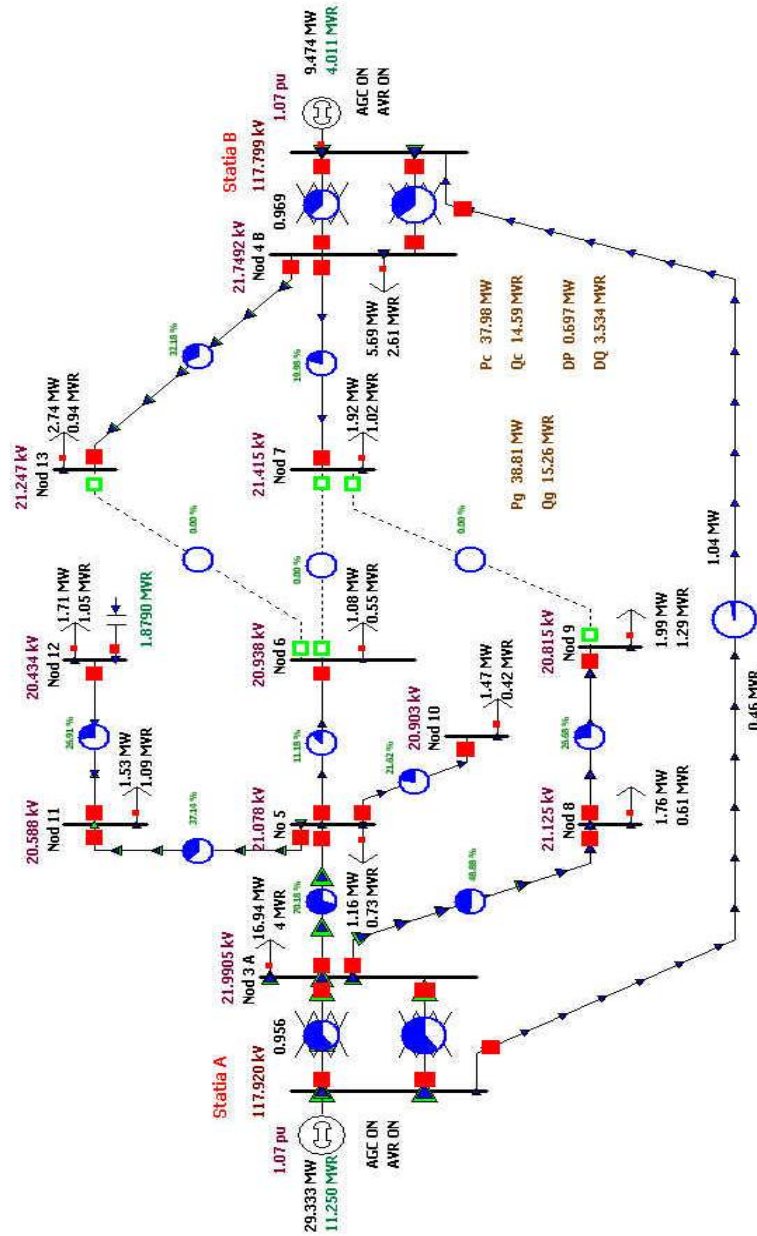


Fig. A2.1-1-1. Schema monofilară pentru RD13. Regimul de bază MAXIM.

Tabelul A2.1.1. Date noduri – Regim de bază MAXIM

Număr	Nume	Numele zonei	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_c [MW]	Q_c [MVAR]	P_g [MW]
1	Statia A	2	1,072	117,92	0			29,33
2	Statia B	2	1,0709	117,799	-0,03			9,47
3	Nod 3 A	1	1,09953	21,991	-2,84	16,94	4,28	
4	Nod 4 B	1	1,08746	21,749	-1,71	5,69	2,61	
5	No 5	1	1,05391	21,078	-4,36	1,16	0,73	
6	Nod 6	1	1,04691	20,938	-4,51	1,08	0,55	0
7	Nod 7	1	1,07075	21,415	-2,04	1,92	1,02	0
8	Nod 8	1	1,05626	21,125	-3,41	1,76	0,61	
9	Nod 9	1	1,04077	20,815	-3,53	1,99	1,29	
10	Nod 10	1	1,04513	20,903	-4,5	1,47	0,42	
11	Nod 11	1	1,02938	20,588	-5,32	1,53	1,09	
12	Nod 12	1	1,0217	20,434	-6,01	1,71	1,05	0
13	Nod 13	1	1,06236	21,247	-2,25	2,74	0,94	

Tabelul A2.1.2. Date noduri – Regim de bază MINIM

Număr	Nume	Numele zonei	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_c [MW]	Q_c [MVAR]	P_g [MW]
1	Statia A	2	1,0727	117,997	0			16,18
2	Statia B	2	1,0709	117,799	0,06			7
3	Nod 3 A	1	1,0873	21,746	-1,75	10,17	2,57	
4	Nod 4 B	1	1,0877	21,754	-0,95	3,42	1,57	
5	No 5	1	1,06033	21,207	-2,66	0,7	0,44	
6	Nod 6	1	1,05617	21,123	-2,75	0,65	0,33	0
7	Nod 7	1	1,07776	21,555	-1,15	1,15	0,61	0
8	Nod 8	1	1,06161	21,232	-2,09	1,05	0,37	
9	Nod 9	1	1,05242	21,048	-2,16	1,19	0,77	
10	Nod 10	1	1,0587	21,174	-3,05	0,88	0,25	
11	Nod 11	1	1,03916	20,783	-2,81	0,92	0,65	
12	Nod 12	1	1,03004	20,601	-2,82	1,02	0,63	0
13	Nod 13	1	1,07281	21,456	-1,27	1,64	0,56	

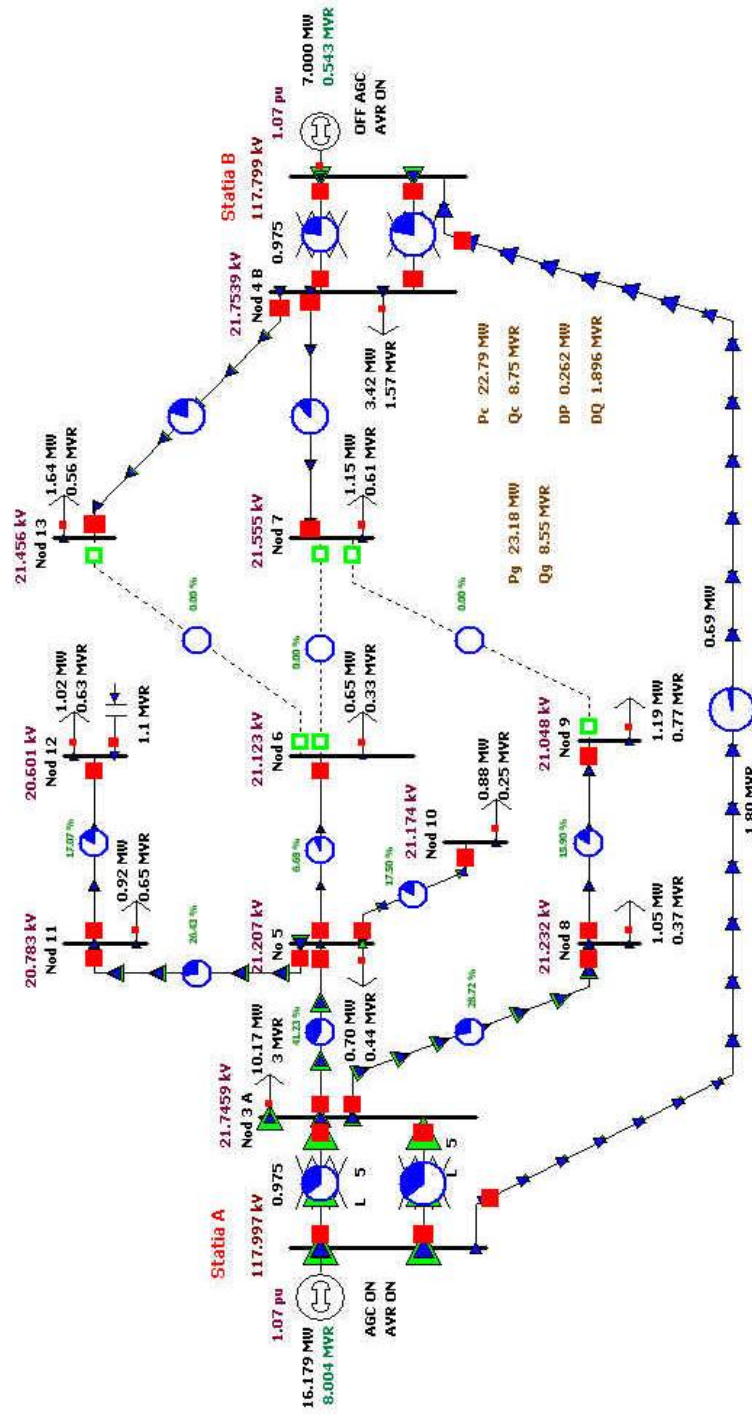


Fig. A2.1-2. Schema monofilară pentru RD13. Regimul de bază MINIM.

Tabelul A2.1.3. Date laturi - Regim MAXIM

Date laturi - Regim MAXIM															
From Nr.	From Name	To Nr.	To Name	Status	Tap Ratio	From MW	From Mvar	To MW	To Mvar	To MVA	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
1	Stafia A	2	Stafia B	Closed	1	1,04	0,464	-1,039	-1,45	1,784	1,139	60	3	0,0005	-0,9857
1	Stafia A	3	Nod 3 A	Closed	0,955	14,146	5,393	-14,072	-4,302	14,715	15,14	25	61	0,0739	1,0914
1	Stafia A	3	Nod 3 A	Closed	0,955	14,146	5,393	-14,072	-4,302	14,715	15,14	25	61	0,0739	1,0914
2	Stafia B	4	Nod 4 B	Closed	0,969	5,257	2,73	-5,218	-2,315	5,708	5,924	16	37	0,0391	0,4155
2	Stafia B	4	Nod 4 B	Closed	0,969	5,257	2,73	-5,218	-2,315	5,708	5,924	16	37	0,0391	0,4155
3	Nod 3 A	5	No 5	Closed	1	7,297	2,295	-7,05	-2,023	7,335	7,65	10,9	70	0,247	0,2716
3	Nod 3 A	8	Nod 8	Closed	1	3,905	2,025	-3,771	-1,918	4,23	4,399	9	49	0,1346	0,1065
5	No 5	11	Nod 11	Closed	1	3,326	0,328	-3,254	-0,275	3,265	3,342	9	37	0,0724	0,0637
5	No 5	10	Nod 10	Closed	1	1,477	0,42	-1,465	-0,417	1,524	1,535	7,1	22	0,0113	0,0028
5	No 5	6	Nod 6	Closed	1	1,089	0,548	-1,083	-0,549	1,214	1,219	10,9	11	0,0058	-0,0011
6	Nod 6	13	Nod 13	Open	1	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0
6	Nod 6	7	Nod 7	Open	1	0	0	0	0	0	0	10,9	0	0	0
7	Nod 7	4	Nod 4 B	Closed	1	-1,921	-1,025	1,945	1,041	2,207	2,178	10,9	20	0,0239	0,0168
8	Nod 8	9	Nod 9	Closed	1	2,015	1,307	-1,988	-1,29	2,37	2,402	9	27	0,0269	0,0167
9	Nod 9	7	Nod 7	Open	1	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0
11	Nod 11	12	Nod 12	Closed	1	1,728	-0,815	-1,705	0,83	1,896	1,911	7,1	27	0,0227	0,0145
12	Nod 12	13	Nod 13	Open	1	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0
13	Nod 13	4	Nod 4 B	Closed	1	-2,739	-0,939	2,795	0,978	2,961	2,896	9	33	0,0557	0,039

Tabelul A2.1.4. Date lat-uri - Regim MINIM

Date lat-uri - Regim MINIM															
From Nr.	From Name	To Nr.	To Name	Status	Tap Ratio	From MW	From Mvar	To MW	To Mvar	To MVA	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
1	Statia A	3	Nod 3 A	Closed	0,975	8,436	3,1	-8,387	-2,518	8,756	8,987	25	36	0,0492	0,582
1	Statia A	3	Nod 3 A	Closed	0,975	8,436	3,1	-8,387	-2,518	8,756	8,987	25	36	0,0492	0,582
1	Statia A	2	Statia B	Closed	1	-0,693	1,805	0,694	-2,788	2,873	1,933	60	5	0,0014	-0,9833
2	Statia B	4	Nod 4 B	Closed	0,975	3,153	1,666	-3,121	-1,374	3,41	3,566	16	22	0,0323	0,2918
2	Statia B	4	Nod 4 B	Closed	0,975	3,153	1,666	-3,121	-1,374	3,41	3,566	16	22	0,0323	0,2918
3	Nod 3 A	8	Nod 8	Closed	1	2,303	1,173	-2,256	-1,142	2,529	2,585	9	29	0,0476	0,0309
3	Nod 3 A	5	No 5	Closed	1	4,305	1,291	-4,217	-1,201	4,385	4,494	10,9	41	0,0872	0,0899
4	Nod 4 B	13	Nod 13	Closed	1	1,663	0,569	-1,644	-0,563	1,737	1,758	9	20	0,0196	0,0053
4	Nod 4 B	7	Nod 7	Closed	1	1,161	0,613	-1,153	-0,615	1,306	1,313	11	12	0,0085	-0,0021
5	No 5	11	Nod 11	Closed	1	1,984	1,312	-1,948	-1,289	2,336	2,378	9	26	0,0363	0,0224
5	No 5	10	Nod 10	Closed	1	0,886	-0,87	-0,879	0,871	1,237	1,242	7,1	17	0,0073	0,0002
5	No 5	6	Nod 6	Closed	1	0,652	0,324	-0,65	-0,329	0,729	0,728	10,9	7	0,002	-0,0055
6	Nod 6	13	Nod 13	Open	1	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0
6	Nod 6	7	Nod 7	Open	1	0	0	0	0	0	0	10,9	0	0	0
8	Nod 8	9	Nod 9	Closed	1	1,202	0,776	-1,193	-0,774	1,422	1,431	9	16	0,0095	0,0015
9	Nod 9	7	Nod 7	Open	1	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0
11	Nod 11	12	Nod 12	Closed	1	1,032	0,635	-1,023	-0,63	1,201	1,212	7,1	17	0,009	0,0057
12	Nod 12	13	Nod 13	Open	1	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0

ANEXA 2.2. REȚEAUA ELECTRICĂ DE DISTRIBUȚIE TEST RD13 – REȚIMUL CU SARCINĂ RIDICATĂ

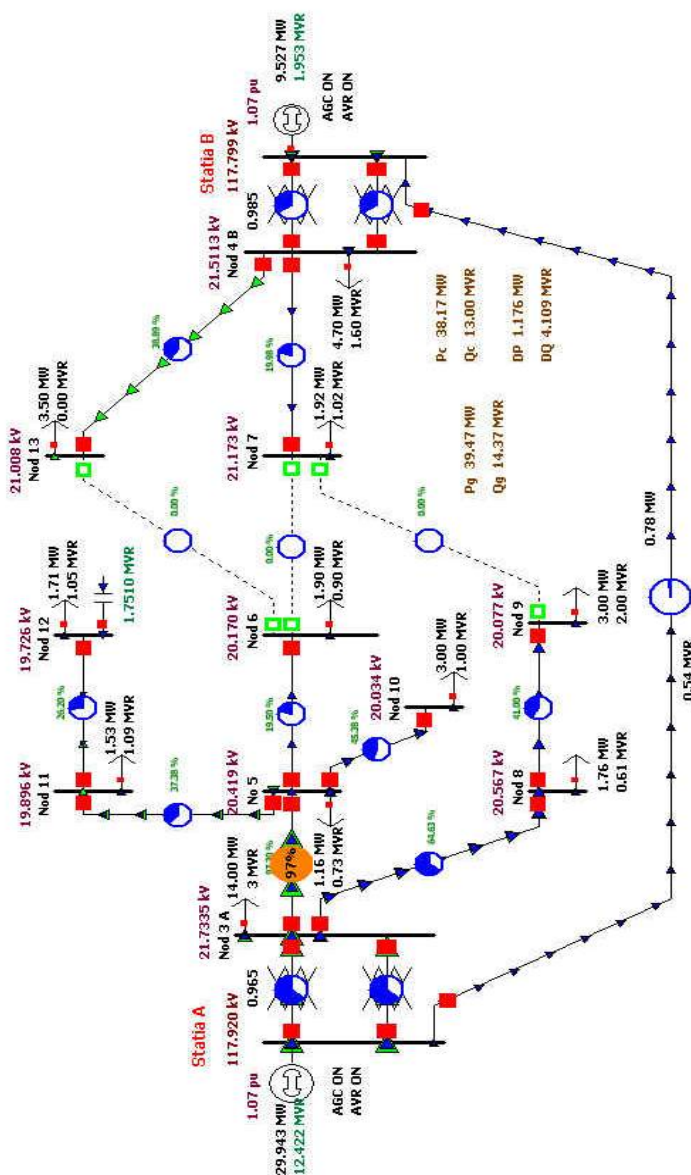


Fig. A2.2-2. Schema monofilară pentru RD13. Regimul cu sarcină RIDICATĂ.

Tabelul A2.2.1. Date laturi – Regim cu sarcină RIDICATĂ

Date laturi – Regim cu sarcină RIDICATĂ

From Number	From Name	To Number	To Name	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	To MW	To Mvar	To MVA	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
1	Stafia A	2	Stafia B	Closed	No	0,777	0,544	-0,777	-1,53	1,716	0,949	60	3	0,0004	-0,9859
1	Stafia A	3	Nod 3 A	Closed	Yes	14,583	5,939	-14,506	-4,77	15,27	15,746	25	63	0,0769	1,1692
1	Stafia A	3	Nod 3 A	Closed	Yes	14,583	5,939	-14,506	-4,77	15,27	15,746	25	63	0,0769	1,1692
2	Stafia B	4	Nod 4 B	Closed	Yes	5,152	1,741	-5,115	-1,353	5,29	5,438	16	34	0,0371	0,3887
2	Stafia B	4	Nod 4 B	Closed	Yes	5,152	1,741	-5,115	-1,353	5,29	5,438	16	34	0,0371	0,3887
3	Nod 3 A	5	No 5	Closed	No	9,948	3,677	-9,462	-3,133	9,968	10,606	10,9	97	0,486	0,5438
3	Nod 3 A	8	Nod 8	Closed	No	5,064	2,862	-4,823	-2,663	5,509	5,817	9	65	0,2409	0,1993
5	No 5	11	Nod 11	Closed	No	3,332	0,462	-3,254	-0,403	3,279	3,364	9	37	0,0782	0,0592
5	No 5	10	Nod 10	Closed	No	3,053	1,03	-3	-1	3,162	3,222	7,1	45	0,0528	0,0298
5	No 5	6	Nod 6	Closed	No	1,919	0,914	-1,9	-0,9	2,102	2,125	10,9	19	0,0187	0,0141
6	Nod 6	13	Nod 13	Open	No	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0
6	Nod 6	7	Nod 7	Open	No	0	0	0	0	0	0	10,9	0	0	0
7	Nod 7	4	Nod 4 B	Closed	No	-1,921	-1,025	1,946	1,042	2,207	2,178	10,9	20	0,0245	0,0176
8	Nod 8	9	Nod 9	Closed	No	3,067	2,052	-3	-2	3,606	3,69	9	41	0,067	0,0518
9	Nod 9	7	Nod 7	Open	No	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0
11	Nod 11	12	Nod 12	Closed	No	1,728	-0,687	-1,705	0,702	1,844	1,86	7,1	26	0,0231	0,0147
12	Nod 12	13	Nod 13	Open	No	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0
13	Nod 13	4	Nod 4 B	Closed	No	-3,5	0	3,583	0,063	3,584	3,5	9	40	0,0833	0,0631

Tabelul A2.2.2. Date noduri – Regim cu sarcină RIDICATĂ

Număr	Nume	Numele zonei	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_c [MW]	Q_c [MVAR]	P_g [MW]
1	Statia A	2	1,072	117,92	0			29,94
2	Statia B	2	1,0709	117,799	-0,02			9,53
3	Nod 3 A	1	1,08668	21,734	-2,99	14	3	
4	Nod 4 B	1	1,07557	21,511	-1,73	4,7	1,6	
5	No 5	1	1,02097	20,419	-5	1,16	0,73	
6	Nod 6	1	1,00849	20,17	-5,3	1,9	0,9	0
7	Nod 7	1	1,05866	21,173	-2,07	1,92	1,02	0
8	Nod 8	1	1,02834	20,567	-3,65	1,76	0,61	
9	Nod 9	1	1,00384	20,077	-3,82	3	2	
10	Nod 10	1	1,00169	20,034	-5,28	3	1	
11	Nod 11	1	0,99478	19,896	-5,98	1,53	1,09	
12	Nod 12	1	0,98628	19,726	-6,67	1,71	1,05	0
13	Nod 13	1	1,05038	21,008	-2,88	3,5	0	

ANEXA 2.3. REȚEAUA ELECTRICĂ DE DISTRIBUȚIE TEST RD13 – REGIMUL CU SARCINĂ SCĂZUTĂ

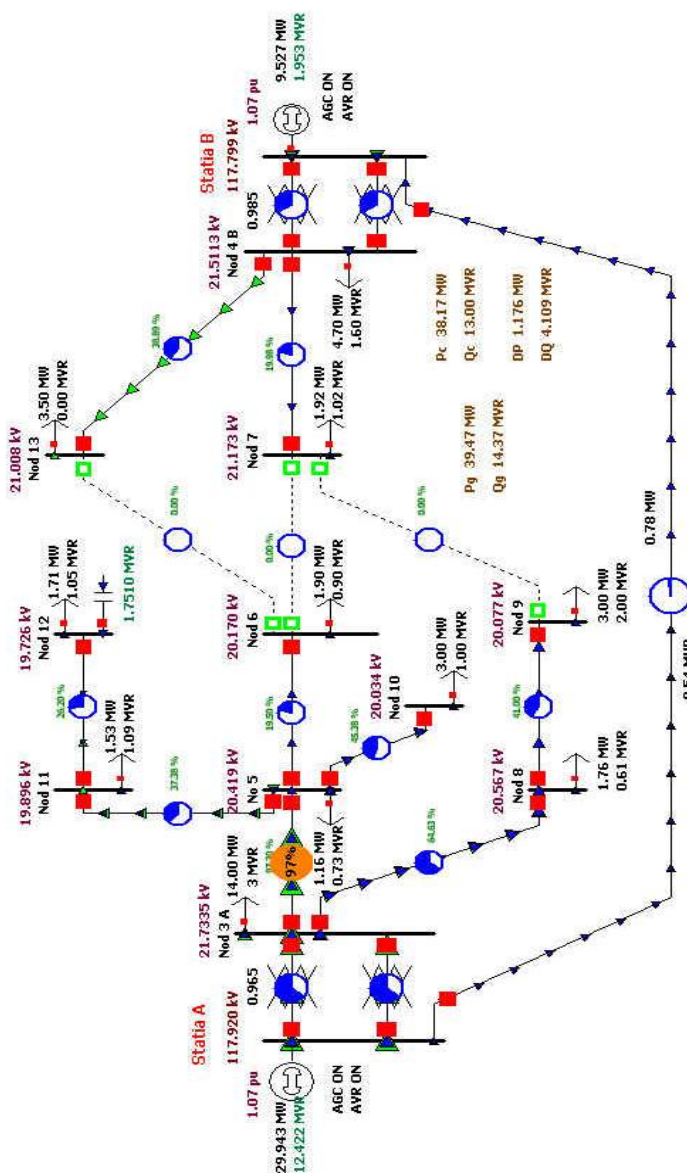


Fig. A2.3-1. Schema monofilară pentru RD13. Regimul cu sarcină SCĂZUTĂ.

Tabelul A2.3.1. Date laturi - Regim cu sarcină scăzută

From Number	From Name	To Number	To Name	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	To MW	To Mvar	To MVA	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
1	Statia A	3	Nod 3 A	Closed	Yes	9,416	3,477	-9,364	-2,823	9,78	10,038	25	40	0,0525	0,6539
1	Statia A	3	Nod 3 A	Closed	Yes	9,416	3,477	-9,364	-2,823	9,78	10,038	25	40	0,0525	0,6539
1	Statia A	2	Statia B	Closed	No	-1,71	2,117	1,713	-3,097	3,539	2,721	60	6	0,0024	-0,9801
2	Statia B	4	Nod 4 B	Closed	Yes	2,644	1,666	-2,612	-1,391	2,959	3,125	16	20	0,0314	0,275
2	Statia B	4	Nod 4 B	Closed	Yes	2,644	1,666	-2,612	-1,391	2,959	3,125	16	20	0,0314	0,275
3	Nod 3 A	8	Nod 8	Closed	No	6,423	2,351	-6,089	-2,071	6,432	6,84	9	76	0,3335	0,2799
3	Nod 3 A	5	No 5	Closed	No	4,305	1,295	-4,218	-1,205	4,386	4,496	10,9	41	0,0875	0,0903
4	Nod 4 B	13	Nod 13	Closed	No	1,663	0,569	-1,644	-0,563	1,737	1,758	9	20	0,0196	0,0053
4	Nod 4 B	7	Nod 7	Closed	No	1,161	0,613	-1,153	-0,615	1,306	1,313	11	12	0,0085	-0,0021
5	No 5	11	Nod 11	Closed	No	1,984	1,312	-1,948	-1,289	2,336	2,379	9	26	0,0364	0,0226
5	No 5	10	Nod 10	Closed	No	0,886	-0,867	-0,879	0,867	1,235	1,24	7,1	17	0,0073	0,0002
5	No 5	6	Nod 6	Closed	No	0,652	0,324	-0,65	-0,329	0,729	0,728	10,9	7	0,002	-0,0055
6	Nod 6	13	Nod 13	Open	No	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0
6	Nod 6	7	Nod 7	Open	No	0	0	0	0	0	0	10,9	0	0	0
8	Nod 8	9	Nod 9	Closed	No	4,089	1,071	-4	-1	4,123	4,227	9	47	0,0893	0,0711
9	Nod 9	7	Nod 7	Open	No	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0
11	Nod 11	12	Nod 12	Closed	No	1,032	0,635	-1,023	-0,629	1,201	1,212	7,1	17	0,009	0,0057
12	Nod 12	13	Nod 13	Open	No	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0

Date laturi - Regim cu sarcină scăzută

Tabelul A2.3.2. Date noduri-Regim cu sarcină SCĂZUTĂ

Număr	Nume	Numele zonei	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_c [MW]	Q_c [MVAR]	P_g [MW]
1	Statia A	2	1,0727	117,997	0			17,12
2	Statia B	2	1,0709	117,799	0,12			7
3	Nod 3 A	1	1,08573	21,715	-1,95	8	2	
4	Nod 4 B	1	1,08782	21,756	-0,73	2,4	1,6	
5	No 5	1	1,05869	21,174	-2,87	0,7	0,44	
6	Nod 6	1	1,05453	21,091	-2,96	0,65	0,33	0
7	Nod 7	1	1,07788	21,558	-0,93	1,15	0,61	0
8	Nod 8	1	1,0205	20,41	-3,36	2	1	
9	Nod 9	1	0,995	19,9	-4,08	4	1	
10	Nod 10	1	1,05706	21,141	-3,26	0,88	0,25	
11	Nod 11	1	1,03749	20,75	-3,02	0,92	0,65	
12	Nod 12	1	1,02836	20,567	-3,02	1,02	0,63	0
13	Nod 13	1	1,07294	21,459	-1,05	1,64	0,56	

ANEXA 3.1. REȚEAUA DE DISTRIBUȚIE RED87 – REGIMURI DE BAZĂ

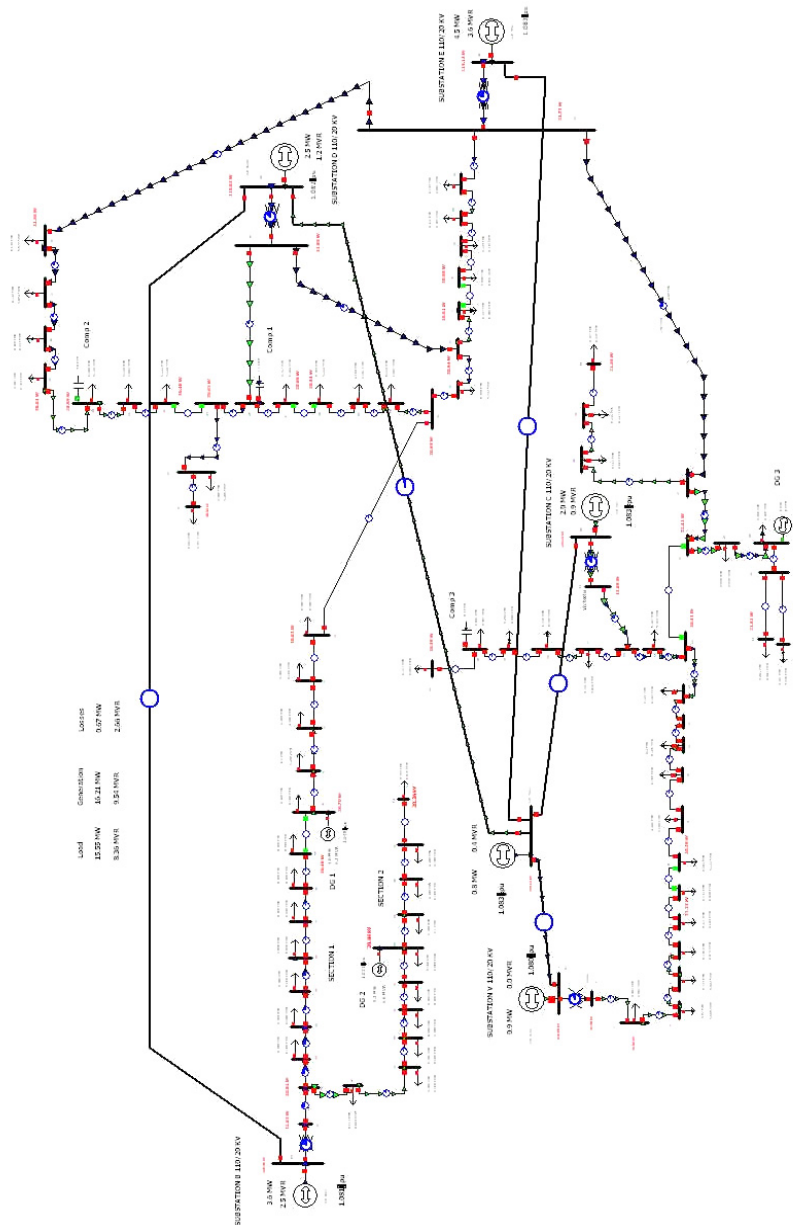


Fig. A3.1-1. Schema monofilară pentru RED87. Regimul de bază MAXIM.

Tabelul A3.1.1. Date și rezultate noduri – Regim de bază MAXIM

Nr. crt.	Nume	U [u.r.]	U [Kv]	δ [grade]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	P _g [MW]	Q _g [MVar]
1	venus	1.084	21.683	-1.89				
2	106	1.078	21.556	-1.9	0	0		
3	87	1.069	21.371	-1.93	0.07	0.03		
4	84	1.067	21.344	-1.93	0.33	0.09		
5	74	1.064	21.288	-1.93	0.15	0.07		
6	61	1.062	21.238	-1.92	0.22	0.1		
7	55	1.061	21.229	-1.92	0.13	0.07		
8	51	1.012	20.247	-4.46	0.2	0.13		
9	32	1.015	20.300	-4.48	0.2	0.1		
10	31	1.015	20.305	-4.48	0.16	0.11		
11	30	1.016	20.312	-4.48	0.18	0.09		
12	27	1.017	20.340	-4.49				
13	23	1.019	20.376	-4.5	0.16	0.1		
14	20	1.020	20.410	-4.51				
15	5	1.023	20.464	-4.53	0.19	0.1		
16	11	1.027	20.543	-4.55				
17	15	1.019	20.380	-5.06	0.13	0.06		
18	20	1.017	20.342	-5.21	0.33	0.16		
19	23	1.017	20.339	-5.28	0.26	0.1		
20	30	1.018	20.362	-5.4	0	0		
21	34	1.017	20.345	-5.4	0.11	0.05		
22	victoria	1.084	21.686	-4.21				
23	17	1.070	21.410	-8.84				
24	2	1.068	21.364	-8.86	0.06	0.04		
25	4	1.066	21.317	-8.9	0.98	0.49	0	0
26	aux1	1.065	21.298	-8.91	0.29	0.17		
27	8	1.076	21.522	-8.98				
28	8	1.071	21.429	-9.05	0.11	0.06		
29	9	1.071	21.419	-9.06	0.24	0.15		
30	17	1.068	21.365	-9.1	0.35	0.16		
31	padurea	1.085	21.707	-9				
32	58	1.066	21.311	-8.9	0	0		
33	1	1.066	21.311	-8.9				
34	bucovina	1.081	21.620	-7.4				
35	dumbravi	1.080	21.591	-6.01				
36	15	1.065	21.297	-9.38	0.12	0.07		
37	23	1.055	21.095	-9.58	0.14	0.09		
38	30	1.047	20.935	-9.74	0.31	0.16		
39	48	1.031	20.614	-10.09	0.4	0.16		
40	50	1.030	20.590	-10.12	0.29	0.13		
41	62	1.025	20.501	-10.21	0.15	0.08		
42	65	1.024	20.486	-10.22	0.32	0.15		
43	66	1.030	20.608	-8.07				
44	aux 66	1.027	20.531	-8.14	0.4	0.2		
45	aux 6a	1.026	20.524	-8.15	0.66	0.36		
46	67	1.031	20.625	-8.05				
47	73	1.030	20.592	-8.08	0.32	0.2		
48	78	1.027	20.543	-5.62	0.31	0.14		
49	81	1.028	20.558	-5.6	0.2	0.1		
50	87	1.030	20.605	-5.55	0.12	0.07		
51	74	1.031	20.625	-5.53				
52	22 Lea A	1.041	20.812	-7.33				

Nr. crt.	Nume	U [u.r.]	U [Kv]	δ [grade]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	P _g [MW]	Q _g [MVar]
53	2	1.039	20.775	-7.39	0.11	0.06		
54	5	1.036	20.725	-7.47	0.2	0.1		
55	8	1.034	20.684	-7.54	0.3	0.1		
56	11	1.033	20.657	-7.59	0.3	0.2		
57	21	1.031	20.623	-7.72	0.3	0.2		
58	29	1.032	20.640	-7.79	0.1	0	0.9	0.63
59	39	1.025	20.501	-7.95	0.2	0.1		
60	49	1.022	20.433	-7.9	0.3	0.1		
61	56	1.019	20.379	-7.95	0.2	0.1		
62	62	1.018	20.357	-7.95	0.15	0.08		
63	24	1.038	20.763	-7.32	0.3	0.1		
64	26	1.036	20.720	-7.3	0.2	0.1		
65	32	1.030	20.600	-7.25	0.2	0.1		
66	36	1.027	20.530	-7.22	0.8	0.5		
67	38	1.026	20.512	-7.21	0.2	0.1		
68	41	1.025	20.491	-7.19	0.3	0.2		
69	45	1.024	20.477	-7.18	0.3	0.3		
70	47	1.035	20.700	-5.4	0.2	0.1	1	0.34
71	51	1.034	20.670	-5.41	0.3	0.2		
72	63	1.031	20.619	-5.47	0.2	0.1		
73	64	1.031	20.617	-5.47	0.2	0.1		
74	66	1.031	20.617	-5.48	0.1	0.1		
75	66	1.039	20.788	-5.51	0.3	0.15		
76	60	1.047	20.938	-5.45				
77	57	1.045	20.905	-5.47	0.43	0.31		
78	54	1.045	20.896	-9.54	0.09	0.05		
79	53	1.045	20.898	-9.54	0.23	0.13		
80	46	1.047	20.950	-9.5	0.31	0.21		
81	20	1.067	21.340	-9.24	0.14	0.09		
82	110_Venu	1.083	119.078	0.01			0.9	0
83	110_Buco	1.082	118.986	-0.12			3.6	2.46
84	110_Dumb	1.082	119.020	-0.1			2.5	1.17
85	110_PVer	1.083	119.130	-0.02			4.5	3.62
86	110_Vict	1.083	119.130	0			2	0.88
87	110_Mosn	1.083	119.130	0			0.81	0.43

Tabelul A3.1.2. Date laturi – Regim de bază MAXIM

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	R [u.r.]	X [u.r.]	C [u.r.]	S_max [MVA]	Raport transformare
2	1	Conectat	0.0630	0.0290	0	10	-
2	3	Conectat	0.0920	0.0430	0	10	-
3	4	Conectat	0.0150	0.0068	0	10	-
4	5	Conectat	0.0480	0.0220	0	10	-
5	6	Conectat	0.0630	0.0290	0	10	-
6	7	Conectat	0.0290	0.0140	0	10	-
7	8	Deconectat	0.0096	0.0045	0	10	-
8	9	Conectat	0.1020	0.0470	0	10	-
9	10	Conectat	0.0048	0.0022	0	10	-
10	11	Conectat	0.0048	0.0024	0	10	-
11	12	Conectat	0.0150	0.0068	0	10	-
12	13	Conectat	0.0190	0.0090	0	10	-
13	14	Conectat	0.0150	0.0068	0	10	-

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	R [u.r.]	X [u.r.]	C [u.r.]	S_max [MVA]	Raport transformare
14	23	Deconectat	0.0280	0.0198	0	10	-
15	14	Conectat	0.0240	0.0110	0	10	-
16	15	Conectat	0.0290	0.0130	0	10	-
16	22	Conectat	0.2640	0.1180	0	10	-
17	16	Conectat	0.1030	0.1070	0	10	-
18	17	Conectat	0.0320	0.0330	0	10	-
19	18	Conectat	0.0190	0.0200	0	10	-
20	19	Conectat	0.0450	0.0470	0	10	-
21	20	Conectat	0.0620	0.0270	0	10	-
23	27	Conectat	0.0440	0.0020	0	10	-
23	24	Conectat	0.0130	0.0100	0	10	-
24	25	Conectat	0.0130	0.0130	0	10	-
27	31	Conectat	0.0390	0.0180	0	10	-
27	28	Conectat	0.0460	0.0470	0	10	-
28	29	Conectat	0.0056	0.0059	0	10	-
29	30	Conectat	0.0610	0.0480	0	10	-
32	33	Conectat	0.0120	0.0055	0	10	-
33	25	Conectat	0.0064	0.0067	0	10	-
33	26	Conectat	0.0170	0.0140	0	10	-
34	52	Conectat	0.0940	0.0440	0	10	-
35	76	Conectat	0.1957	0.0702	0	10	-
35	46	Conectat	0.3982	0.2015	0	10	-
36	37	Conectat	0.0430	0.0450	0	10	-
36	31	Conectat	0.0810	0.0840	0	10	-
38	37	Conectat	0.0380	0.0390	0	10	-
39	40	Conectat	0.0110	0.0110	0	10	-
39	38	Conectat	0.0970	0.1010	0	10	-
40	41	Conectat	0.0650	0.0670	0	10	-
41	42	Conectat	0.0160	0.0170	0	10	-
42	43	Deconectat	0.0054	0.0060	0	10	-
43	46	Conectat	0.0054	0.0056	0	10	-
44	43	Conectat	0.0240	0.0250	0	10	-
45	44	Conectat	0.0036	0.0038	0	10	-
46	47	Conectat	0.0320	0.0340	0	10	-
47	48	Deconectat	0.0270	0.0280	0	10	-
48	49	Conectat	0.0160	0.0170	0	10	-
49	50	Conectat	0.0320	0.0340	0	10	-
50	51	Conectat	0.0110	0.0110	0	10	-
51	75	Conectat	0.0690	0.0710	0	10	-
52	63	Conectat	0.0086	0.0040	0	10	-
52	53	Conectat	0.0110	0.0120	0	10	-
53	54	Conectat	0.0170	0.0180	0	10	-
54	55	Conectat	0.0170	0.0180	0	10	-
55	56	Conectat	0.0170	0.0180	0	10	-
56	57	Conectat	0.0570	0.0590	0	10	-
57	58	Conectat	0.0460	0.0470	0	10	-
58	59	Conectat	0.0570	0.0590	0	10	-
59	60	Conectat	0.0510	0.0059	0	10	-
60	61	Conectat	0.0510	0.0530	0	10	-
61	62	Conectat	0.0610	0.0270	0	10	-

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	R [u.r.]	X [u.r.]	C [u.r.]	S_max [MVA]	Raport transformare
63	64	Conectat	0.0086	0.0040	0	10	-
64	65	Conectat	0.0260	0.0120	0	10	-
65	66	Conectat	0.0170	0.0080	0	10	-
66	67	Conectat	0.0086	0.0040	0	10	-
67	68	Conectat	0.0130	0.0060	0	10	-
68	69	Conectat	0.0170	0.0080	0	10	-
69	70	Deconectat	0.0086	0.0040	0	10	-
70	71	Conectat	0.0170	0.0080	0	10	-
71	72	Conectat	0.0510	0.0240	0	10	-
72	73	Conectat	0.0043	0.0020	0	10	-
73	74	Conectat	0.0086	0.0040	0	10	-
74	51	Conectat	0.0340	0.0160	0	10	-
75	76	Conectat	0.0460	0.0480	0	10	-
76	77	Conectat	0.0230	0.0240	0	10	-
77	78	Deconectat	0.0230	0.0240	0	10	-
78	79	Conectat	0.0076	0.0079	0	10	-
79	80	Conectat	0.0530	0.0560	0	10	-
80	81	Conectat	0.1980	0.2060	0	10	-
81	31	Conectat	0.1520	0.1590	0	10	-
82	1	Conectat	0.0208	0.4400	-0.0025	25	0.982
82	87	Conectat	0.0035	0.0115	0.0011	60	-
83	84	Conectat	0.0055	0.0180	0.0017	60	-
83	34	Conectat	0.0208	0.4400	-0.0025	25	0.92
84	35	Conectat	0.0208	0.4400	-0.0025	25	0.962
85	31	Conectat	0.0021	0.4400	-0.0025	25	0.9
86	22	Conectat	0.0208	0.4400	-0.0025	25	0.968
86	87	Conectat	0.0022	0.0071	0.0007	60	-
87	85	Conectat	0.0066	0.0217	0.0020	60	-
87	84	Conectat	0.0117	0.0383	0.0036	60	-

Tabelul A3.1.3. Rezultate laturi – Regim de bază MAXIM

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [MVar]	S _{ij} [MVar]	Încărcarea laturii [%]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
2	1	Conectat	-0.911	-0.374	0.985	9.9	0.005	0.002
2	3	Conectat	0.910	0.373	0.984	9.8	0.008	0.004
3	4	Conectat	0.834	0.339	0.901	9.0	0.001	0.000
4	5	Conectat	0.500	0.246	0.558	5.6	0.001	0.001
5	6	Conectat	0.350	0.173	0.391	3.9	0.001	0.000
6	7	Conectat	0.133	0.069	0.149	1.5	0.000	0.000
7	8	Deconectat	0.000	0.000	0.000	0.0	0.000	0.000
8	9	Conectat	-0.202	-0.133	0.242	2.4	0.001	0.000
9	10	Conectat	-0.403	-0.233	0.466	4.7	0.000	0.000
10	11	Conectat	-0.565	-0.342	0.660	6.6	0.000	0.000
11	12	Conectat	-0.747	-0.437	0.865	8.7	0.001	0.000
12	13	Conectat	-0.748	-0.437	0.866	8.7	0.001	0.001
13	14	Conectat	-0.907	-0.541	1.056	10.6	0.002	0.001
14	23	Deconectat	0.000	0.000	0.000	0.0	0.000	0.000
15	14	Conectat	0.911	0.543	1.060	10.6	0.003	0.001
16	15	Conectat	1.102	0.647	1.278	12.8	0.004	0.002
16	22	Conectat	-1.948	-0.617	2.044	21.6	0.105	0.047
17	16	Conectat	-0.839	0.037	0.840	8.5	0.007	0.007
18	17	Conectat	-0.704	0.102	0.711	7.1	0.002	0.002

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	P_{ij} [MW]	Q_{ij} [MVar]	S_{ij} [MVar]	Încărcarea laturii [%]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
19	18	Conectat	-0.373	0.263	0.457	4.6	0.000	0.000
20	19	Conectat	-0.114	0.361	0.379	3.8	0.001	0.001
21	20	Conectat	-0.113	-0.052	0.125	1.2	0.000	0.000
23	27	Conectat	-1.337	-0.698	1.508	15.2	0.009	0.000
23	24	Conectat	1.337	0.698	1.508	15.1	0.003	0.002
24	25	Conectat	1.274	0.660	1.435	14.4	0.002	0.002
27	31	Conectat	-2.051	-1.077	2.317	23.4	0.018	0.008
27	28	Conectat	0.706	0.378	0.801	8.0	0.003	0.003
28	29	Conectat	0.592	0.312	0.669	6.7	0.000	0.000
29	30	Conectat	0.348	0.165	0.385	3.9	0.001	0.001
32	33	Conectat	-0.001	-0.001	0.001	0.0	0.000	0.000
33	25	Conectat	-0.292	-0.170	0.338	3.4	0.000	0.000
33	26	Conectat	0.291	0.169	0.336	3.4	0.000	0.000
34	52	Conectat	3.754	1.902	4.209	42.1	0.142	0.067
35	76	Conectat	1.420	1.070	1.778	17.8	0.053	0.019
35	46	Conectat	1.459	-0.259	1.482	14.8	0.075	0.038
36	37	Conectat	1.648	0.817	1.839	18.4	0.013	0.013
36	31	Conectat	-1.768	-0.891	1.980	20.2	0.028	0.029
38	37	Conectat	-1.482	-0.701	1.640	16.5	0.009	0.010
39	40	Conectat	0.758	0.358	0.838	8.4	0.001	0.001
39	38	Conectat	-1.159	-0.522	1.271	12.9	0.015	0.015
40	41	Conectat	0.469	0.231	0.523	5.2	0.002	0.002
41	42	Conectat	0.322	0.148	0.355	3.5	0.000	0.000
42	43	Deconectat	0.000	0.000	0.000	0.0	0.000	0.000
43	46	Conectat	-1.066	-0.561	1.204	12.1	0.001	0.001
44	43	Conectat	-1.063	-0.557	1.200	12.0	0.003	0.003
45	44	Conectat	-0.662	-0.357	0.753	7.5	0.000	0.000
46	47	Conectat	0.317	0.205	0.378	3.8	0.000	0.000
47	48	Deconectat	0.000	0.000	0.000	0.0	0.000	0.000
48	49	Conectat	-0.306	-0.144	0.338	3.4	0.000	0.000
49	50	Conectat	-0.504	-0.245	0.561	5.6	0.001	0.001
50	51	Conectat	-0.621	-0.313	0.695	7.0	0.001	0.001
51	75	Conectat	-0.624	-0.579	0.851	8.6	0.005	0.005
52	63	Conectat	2.330	1.414	2.725	27.3	0.006	0.003
52	53	Conectat	1.282	0.422	1.349	13.5	0.002	0.002
53	54	Conectat	1.167	0.357	1.220	12.2	0.002	0.002
54	55	Conectat	0.964	0.255	0.997	10.0	0.002	0.002
55	56	Conectat	0.663	0.153	0.680	6.8	0.001	0.001
56	57	Conectat	0.362	-0.048	0.365	3.7	0.001	0.001
57	58	Conectat	0.061	-0.248	0.256	2.6	0.000	0.000
58	59	Conectat	0.861	0.382	0.942	9.4	0.005	0.005
59	60	Conectat	0.656	0.277	0.712	7.1	0.002	0.000
60	61	Conectat	0.354	0.177	0.396	4.0	0.001	0.001
61	62	Conectat	0.153	0.076	0.171	1.7	0.000	0.000
63	64	Conectat	2.024	1.311	2.412	24.1	0.005	0.002
64	65	Conectat	1.820	1.209	2.185	21.8	0.012	0.005
65	66	Conectat	1.608	1.104	1.950	19.5	0.006	0.003
66	67	Conectat	0.802	0.601	1.002	10.0	0.001	0.000
67	68	Conectat	0.601	0.500	0.782	7.8	0.001	0.000
68	69	Conectat	0.300	0.300	0.425	4.2	0.000	0.000
69	70	Deconectat	0.000	0.000	0.000	0.0	0.000	0.000

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	P_{ij} [MW]	Q_{ij} [MVar]	S_{ij} [MVar]	Încărcarea laturii [%]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
70	71	Conectat	0.800	0.236	0.834	8.3	0.001	0.001
71	72	Conectat	0.499	0.035	0.500	5.0	0.001	0.001
72	73	Conectat	0.298	-0.065	0.305	3.0	0.000	0.000
73	74	Conectat	0.098	-0.165	0.192	1.9	0.000	0.000
74	51	Conectat	-0.002	-0.265	0.265	2.7	0.000	0.000
75	76	Conectat	-0.927	-0.736	1.184	11.9	0.006	0.006
76	77	Conectat	0.433	0.309	0.533	5.3	0.001	0.001
77	78	Deconectat	0.000	0.000	0.000	0.0	0.000	0.000
78	79	Conectat	-0.088	-0.051	0.102	1.0	0.000	0.000
79	80	Conectat	-0.314	-0.186	0.365	3.7	0.001	0.001
80	81	Conectat	-0.625	-0.392	0.738	7.5	0.010	0.010
81	31	Conectat	-0.771	-0.493	0.915	9.3	0.011	0.012
82	1	Conectat	0.918	0.443	1.019	4.1	0.002	0.066
82	87	Conectat	-0.018	-0.443	0.443	0.7	0.000	-0.013
83	84	Conectat	-0.186	-0.141	0.233	0.4	0.000	-0.020
83	34	Conectat	3.786	2.601	4.593	18.4	0.032	0.698
84	35	Conectat	2.895	1.179	3.126	12.5	0.016	0.368
85	31	Conectat	4.652	3.584	5.872	23.5	0.005	1.074
86	22	Conectat	2.061	0.868	2.236	8.9	0.008	0.204
86	87	Conectat	-0.061	0.014	0.063	0.1	0.000	-0.008
87	85	Conectat	0.152	-0.058	0.163	0.3	0.000	-0.023
87	84	Conectat	0.581	0.085	0.587	1.0	0.000	-0.041

Tabelul A3.1.4. Bilanțuri globale

P_g [MW]	Q_g [MVar]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
16.21	9.54	15.55	8.36	0.67	2.66

Tabelul A3.1.5. Date și rezultate noduri – Regim de bază MINIM

Nr. crt.	Nume	U [u.r.]	U [Kv]	δ [grade]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	P _g [MW]	Q _g [MVar]
1	venus	1.082	21.649	-0.69				
2	106	1.080	21.603	-0.7	0	0		
3	87	1.077	21.535	-0.7	0.03	0.01		
4	84	1.076	21.525	-0.7	0.14	0.03		
5	74	1.075	21.507	-0.7	0.05	0.02		
6	61	1.075	21.491	-0.7	0.07	0.04		
7	55	1.074	21.488	-0.7	0.04	0.03		
8	51	1.045	20.892	-1.96	0.1	0.06		
9	32	1.046	20.918	-1.97	0.1	0		
10	31	1.046	20.920	-1.96	0.09	0.05		
11	30	1.046	20.923	-1.96	0.09	0.04		
12	27	1.047	20.936	-1.96	0.03	0.02		
13	23	1.048	20.954	-1.96	0.08	0.05		
14	20	1.049	20.971	-1.96				
15	5	1.050	20.998	-1.96	0.09	0.05		
16	11	1.052	21.036	-1.95				
17	15	1.047	20.936	-2.05	0.06	0.03		
18	20	1.046	20.910	-2.08	0.14	0.07		
19	23	1.045	20.902	-2.09	0.09	0.05		
20	30	1.045	20.895	-2.09	0	0		
21	34	1.044	20.888	-2.09	0.05	0.03		
22	victoria	1.080	21.597	-1.97				
23	17	1.069	21.384	-3.37				
24	2	1.068	21.367	-3.37	0.02	0.02		
25	4	1.067	21.349	-3.38	0.27	0.25		
26	aux1	1.067	21.340	-3.38	0.13	0.08		
27	8	1.071	21.420	-3.44				
28	8	1.069	21.379	-3.48	0.05	0.02		
29	9	1.069	21.375	-3.48	0.11	0.07		
30	17	1.068	21.351	-3.49	0.15	0.08		
31	padurea	1.075	21.490	-3.48				
32	58	1.067	21.346	-3.38	0	0		
33	1	1.067	21.346	-3.38				
34	bucovina	1.070	21.400	-3.77				
35	dumbravi	1.074	21.489	-3.14				
36	15	1.066	21.323	-3.6	0.05	0.03		
37	23	1.062	21.242	-3.66	0.07	0.04		
38	30	1.059	21.177	-3.7	0.12	0.06		
39	48	1.052	21.045	-3.79	0.13	0.09		
40	50	1.052	21.034	-3.8	0.1	0.07		
41	62	1.050	20.995	-3.83	0.06	0.03		
42	65	1.049	20.988	-3.84	0.14	0.08		
43	66	1.047	20.932	-3.03				
44	aux 66	1.045	20.902	-3.05	0.1	0.1		
45	aux 6a	1.045	20.898	-3.05	0.3	0.15		
46	67	1.047	20.939	-3.02				
47	73	1.046	20.925	-3.03	0.15	0.08		
48	78	1.041	20.813	-3.21	0.11	0.06		
49	81	1.041	20.818	-3.2	0.07	0.04		
50	87	1.042	20.836	-3.19	0.05	0.03		

Nr. crt.	Nume	U [u.r.]	U [Kv]	δ [grade]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	P _g [MW]	Q _g [MVar]
51	74	1.042	20.843	-3.18				
52	22 Lea A	1.049	20.986	-3.67				
53	2	1.048	20.958	-3.69	0.04	0.02		
54	5	1.046	20.918	-3.73	0.1	0		
55	8	1.044	20.882	-3.75	0.1	0		
56	11	1.042	20.848	-3.76	0.1	0.1		
57	21	1.038	20.760	-3.81	0.1	0.1		
58	29	1.035	20.707	-3.84	0	0	0	0
59	39	1.032	20.641	-3.88	0.1	0		
60	49	1.031	20.613	-3.83	0.1	0.1		
61	56	1.029	20.584	-3.84	0.1	0.1		
62	62	1.029	20.575	-3.83	0.06	0.03		
63	24	1.048	20.965	-3.66	0.1	0.06		
64	26	1.047	20.946	-3.66	0.1	0.04		
65	32	1.045	20.894	-3.64	0.1	0		
66	36	1.043	20.864	-3.63	0.3	0.2		
67	38	1.043	20.855	-3.62	0.1	0.1		
68	41	1.042	20.845	-3.62	0.1	0.1		
69	45	1.042	20.837	-3.62	0.2	0.1		
70	47	1.039	20.772	-3.18	0.1	0	0	0
71	51	1.039	20.775	-3.18	0.1	0.1		
72	63	1.040	20.799	-3.18	0.1	0.1		
73	64	1.040	20.803	-3.18	0.1	0		
74	66	1.041	20.811	-3.18	0	0		
75	66	1.049	20.970	-3.07	0.11	0.07		
76	60	1.054	21.071	-2.98				
77	57	1.053	21.058	-2.99	0.21	0.1		
78	54	1.058	21.168	-3.72	0.04	0.02		
79	53	1.058	21.169	-3.72	0.09	0.05		
80	46	1.059	21.189	-3.7	0.13	0.08		
81	20	1.067	21.344	-3.58	0.05	0.04		
82	110_Venu	1.070	117.683	0.01			0.4	0
83	110_Buco	1.070	117.657	0.01			1.9	1.04
84	110_Dumb	1.070	117.700	0			1.5	1.21
85	110_PVer	1.070	117.700	0			1.7	1.31
86	110_Vict	1.070	117.700	0			0.9	0.52
87	110_Mosn	1.070	117.700	0			0.01	0.1

Tabelul A3.1.6. Date laturi – Regim de bază MINIM

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	R [u.r.]	X [u.r.]	C [u.r.]	S_max [MVA]	Raport transformare
2	1	Conectat	0.063	0.029	0	10	-
2	3	Conectat	0.092	0.043	0	10	-
3	4	Conectat	0.015	0.007	0	10	-
4	5	Conectat	0.048	0.022	0	10	-
5	6	Conectat	0.063	0.029	0	10	-
6	7	Conectat	0.029	0.014	0	10	-
7	8	Deconectat	0.010	0.004	0	10	-
8	9	Conectat	0.102	0.047	0	10	-
9	10	Conectat	0.005	0.002	0	10	-
10	11	Conectat	0.005	0.002	0	10	-

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	R [u.r.]	X [u.r.]	C [u.r.]	S_max [MVA]	Raport transformare
11	12	Conectat	0.015	0.007	0	10	-
12	13	Conectat	0.019	0.009	0	10	-
13	14	Conectat	0.015	0.007	0	10	-
14	23	Deconectat	0.028	0.020	0	10	-
15	14	Conectat	0.024	0.011	0	10	-
16	15	Conectat	0.029	0.013	0	10	-
16	22	Conectat	0.264	0.118	0	10	-
17	16	Conectat	0.103	0.107	0	10	-
18	17	Conectat	0.032	0.033	0	10	-
19	18	Conectat	0.019	0.020	0	10	-
20	19	Conectat	0.045	0.047	0	10	-
21	20	Conectat	0.062	0.027	0	10	-
23	27	Conectat	0.044	0.002	0	10	-
23	24	Conectat	0.013	0.010	0	10	-
24	25	Conectat	0.013	0.013	0	10	-
27	31	Conectat	0.039	0.018	0	10	-
27	28	Conectat	0.046	0.047	0	10	-
28	29	Conectat	0.006	0.006	0	10	-
29	30	Conectat	0.061	0.048	0	10	-
32	33	Conectat	0.012	0.005	0	10	-
33	25	Conectat	0.006	0.007	0	10	-
33	26	Conectat	0.017	0.014	0	10	-
34	52	Conectat	0.094	0.044	0	10	-
35	76	Conectat	0.196	0.070	0	10	-
35	46	Conectat	0.398	0.202	0	10	-
36	37	Conectat	0.043	0.045	0	10	-
36	31	Conectat	0.081	0.084	0	10	-
38	37	Conectat	0.038	0.039	0	10	-
39	40	Conectat	0.011	0.011	0	10	-
39	38	Conectat	0.097	0.101	0	10	-
40	41	Conectat	0.065	0.067	0	10	-
41	42	Conectat	0.016	0.017	0	10	-
42	43	Deconectat	0.005	0.006	0	10	-
43	46	Conectat	0.005	0.006	0	10	-
44	43	Conectat	0.024	0.025	0	10	-
45	44	Conectat	0.004	0.004	0	10	-
46	47	Conectat	0.032	0.034	0	10	-
47	48	Deconectat	0.027	0.028	0	10	-
48	49	Conectat	0.016	0.017	0	10	-
49	50	Conectat	0.032	0.034	0	10	-
50	51	Conectat	0.011	0.011	0	10	-
51	75	Conectat	0.069	0.071	0	10	-
52	63	Conectat	0.009	0.004	0	10	-
52	53	Conectat	0.011	0.012	0	10	-
53	54	Conectat	0.017	0.018	0	10	-
54	55	Conectat	0.017	0.018	0	10	-
55	56	Conectat	0.017	0.018	0	10	-
56	57	Conectat	0.057	0.059	0	10	-
57	58	Conectat	0.046	0.047	0	10	-
58	59	Conectat	0.057	0.059	0	10	-
59	60	Conectat	0.051	0.006	0	10	-

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	R [u.r.]	X [u.r.]	C [u.r.]	S_max [MVA]	Raport transformare
60	61	Conectat	0.051	0.053	0	10	-
61	62	Conectat	0.061	0.027	0	10	-
63	64	Conectat	0.009	0.004	0	10	-
64	65	Conectat	0.026	0.012	0	10	-
65	66	Conectat	0.017	0.008	0	10	-
66	67	Conectat	0.009	0.004	0	10	-
67	68	Conectat	0.013	0.006	0	10	-
68	69	Conectat	0.017	0.008	0	10	-
69	70	Deconectat	0.009	0.004	0	10	-
70	71	Conectat	0.017	0.008	0	10	-
71	72	Conectat	0.051	0.024	0	10	-
72	73	Conectat	0.004	0.002	0	10	-
73	74	Conectat	0.009	0.004	0	10	-
74	51	Conectat	0.034	0.016	0	10	-
75	76	Conectat	0.046	0.048	0	10	-
76	77	Conectat	0.023	0.024	0	10	-
77	78	Deconectat	0.023	0.024	0	10	-
78	79	Conectat	0.008	0.008	0	10	-
79	80	Conectat	0.053	0.056	0	10	-
80	81	Conectat	0.198	0.206	0	10	-
81	31	Conectat	0.152	0.159	0	10	-
82	1	Conectat	0.021	0.440	-0.003	25	1
82	87	Conectat	0.004	0.012	0.001	60	-
83	84	Conectat	0.005	0.018	0.002	25	-
83	34	Conectat	0.021	0.440	-0.003	25	1
84	35	Conectat	0.021	0.440	-0.003	25	1
85	31	Conectat	0.021	0.440	-0.003	25	0.9
86	22	Conectat	0.021	0.440	-0.003	25	1
86	87	Conectat	0.002	0.007	0.001	60	-
87	85	Conectat	0.007	0.022	0.002	60	-
87	84	Conectat	0.012	0.038	0.004	60	-

Tabelul A3.1.7. Rezultate laturi – Regim de bază MINIM

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [MVA]	S _{ij} [MVA]	Încărcarea laturii [%]	ΔP [MW]	ΔQ [MVA]
2	1	Conectat	-0.333	-0.139	0.361	10	3.6	0.0007
2	3	Conectat	0.332	0.138	0.360	10	3.6	0.0010
3	4	Conectat	0.303	0.123	0.327	10	3.3	0.0001
4	5	Conectat	0.161	0.089	0.184	10	1.8	0.0001
5	6	Conectat	0.111	0.065	0.128	10	1.3	0.0001
6	7	Conectat	0.045	0.026	0.051	10	0.5	0.0000
7	8	Deconectat	0.000	0.000	0.000	10	0	0.0000
8	9	Conectat	-0.105	-0.055	0.118	10	1.2	0.0001
9	10	Conectat	-0.205	-0.055	0.212	10	2.1	0.0000
10	11	Conectat	-0.290	-0.104	0.309	10	3.1	0.0000
11	12	Conectat	-0.380	-0.142	0.406	10	4.1	0.0002
12	13	Conectat	-0.415	-0.164	0.446	10	4.5	0.0003
13	14	Conectat	-0.495	-0.214	0.540	10	5.4	0.0004
14	23	Deconectat	0.000	0.000	0.000	10	0	0.0000
15	14	Conectat	0.496	0.214	0.541	10	5.4	0.0006
16	15	Conectat	0.587	0.260	0.642	10	6.4	0.0011

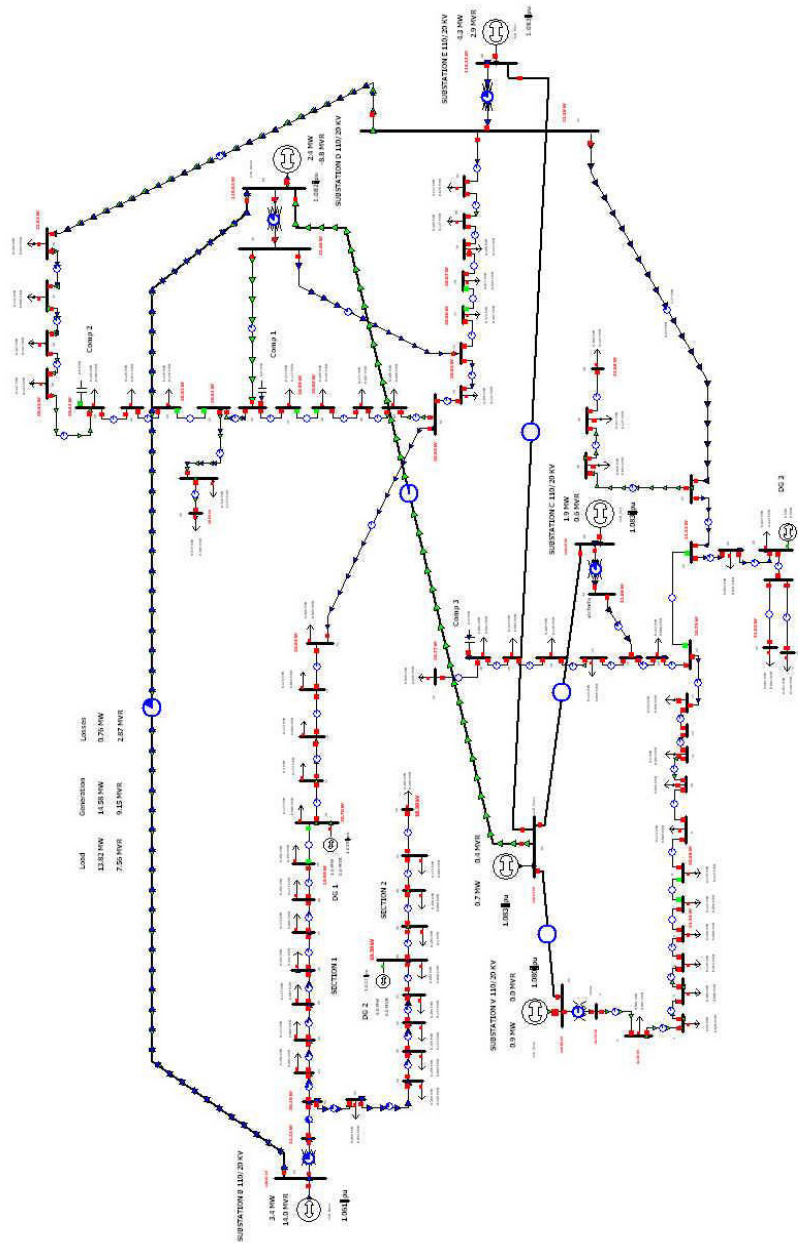
Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	P_{ij} [MW]	Q_{ij} [MVar]	S_{ij} [MVar]	Încărcarea laturii [%]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
16	22	Conectat	-0.926	-0.428	1.020	10	10.5	0.0248
17	16	Conectat	-0.337	-0.166	0.376	10	3.8	0.0013
18	17	Conectat	-0.278	-0.141	0.312	10	3.1	0.0003
19	18	Conectat	-0.140	-0.074	0.158	10	1.6	0.0000
20	19	Conectat	-0.053	-0.026	0.059	10	0.6	0.0000
21	20	Conectat	-0.052	-0.025	0.057	10	0.6	0.0000
23	27	Conectat	-0.424	-0.346	0.548	10	5.5	0.0012
23	24	Conectat	0.424	0.346	0.548	10	5.5	0.0003
24	25	Conectat	0.400	0.331	0.519	10	5.2	0.0003
27	31	Conectat	-0.725	-0.515	0.889	10	8.9	0.0027
27	28	Conectat	0.299	0.169	0.344	10	3.4	0.0005
28	29	Conectat	0.254	0.149	0.294	10	2.9	0.0000
29	30	Conectat	0.148	0.084	0.170	10	1.7	0.0002
32	33	Conectat	-0.001	-0.001	0.001	10	0	0.0000
33	25	Conectat	-0.130	-0.079	0.152	10	1.5	0.0000
33	26	Conectat	0.129	0.078	0.150	10	1.5	0.0000
34	52	Conectat	1.852	1.083	2.145	10	21.5	0.0378
35	76	Conectat	0.965	0.508	1.090	10	10.9	0.0201
35	46	Conectat	0.567	0.345	0.664	10	6.6	0.0152
36	37	Conectat	0.623	0.374	0.727	10	7.3	0.0020
36	31	Conectat	-0.675	-0.405	0.787	10	7.9	0.0044
38	37	Conectat	-0.552	-0.335	0.646	10	6.5	0.0014
39	40	Conectat	0.302	0.187	0.355	10	3.6	0.0001
39	38	Conectat	-0.433	-0.275	0.513	10	5.2	0.0023
40	41	Conectat	0.203	0.113	0.233	10	2.3	0.0003
41	42	Conectat	0.143	0.082	0.165	10	1.6	0.0000
42	43	Deconectat	0.000	0.000	0.000	10	0	0.0000
43	46	Conectat	-0.404	-0.254	0.478	10	4.8	0.0001
44	43	Conectat	-0.404	-0.254	0.477	10	4.8	0.0005
45	44	Conectat	-0.304	-0.154	0.341	10	3.4	0.0000
46	47	Conectat	0.147	0.083	0.169	10	1.7	0.0001
47	48	Deconectat	0.000	0.000	0.000	10	0	0.0000
48	49	Conectat	-0.107	-0.058	0.121	10	1.2	0.0000
49	50	Conectat	-0.179	-0.099	0.204	10	2	0.0001
50	51	Conectat	-0.224	-0.125	0.256	10	2.6	0.0001
51	75	Conectat	-0.625	-0.325	0.705	10	7.1	0.0032
52	63	Conectat	1.007	0.603	1.174	10	11.7	0.0011
52	53	Conectat	0.807	0.463	0.930	10	9.3	0.0009
53	54	Conectat	0.764	0.439	0.881	10	8.8	0.0012
54	55	Conectat	0.663	0.437	0.794	10	7.9	0.0010
55	56	Conectat	0.562	0.436	0.711	10	7.1	0.0008
56	57	Conectat	0.461	0.335	0.570	10	5.7	0.0017
57	58	Conectat	0.359	0.234	0.429	10	4.3	0.0008
58	59	Conectat	0.359	0.233	0.428	10	4.3	0.0010
59	60	Conectat	0.258	0.232	0.347	10	3.5	0.0006
60	61	Conectat	0.157	0.132	0.205	10	2.1	0.0002
61	62	Conectat	0.057	0.032	0.065	10	0.7	0.0000
63	64	Conectat	0.907	0.546	1.058	10	10.6	0.0009
64	65	Conectat	0.804	0.502	0.947	10	9.5	0.0021
65	66	Conectat	0.702	0.501	0.862	10	8.6	0.0012
66	67	Conectat	0.400	0.300	0.500	10	5	0.0002

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	P_{ij} [MW]	Q_{ij} [MVar]	S_{ij} [MVar]	Încărcarea laturii [%]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
67	68	Conectat	0.300	0.200	0.361	10	3.6	0.0002
68	69	Conectat	0.200	0.100	0.224	10	2.2	0.0001
69	70	Deconectat	0.000	0.000	0.000	10	0	0.0000
70	71	Conectat	-0.100	0.000	0.100	10	1	0.0000
71	72	Conectat	-0.200	-0.100	0.224	10	2.2	0.0002
72	73	Conectat	-0.300	-0.200	0.361	10	3.6	0.0001
73	74	Conectat	-0.400	-0.200	0.448	10	4.5	0.0002
74	51	Conectat	-0.400	-0.200	0.448	10	4.5	0.0006
75	76	Conectat	-0.735	-0.400	0.836	10	8.4	0.0029
76	77	Conectat	0.207	0.097	0.229	10	2.3	0.0001
77	78	Deconectat	0.000	0.000	0.000	10	0	0.0000
78	79	Conectat	-0.037	-0.020	0.042	10	0.4	0.0000
79	80	Conectat	-0.124	-0.069	0.142	10	1.4	0.0001
80	81	Conectat	-0.257	-0.152	0.299	10	3	0.0016
81	31	Conectat	-0.312	-0.191	0.366	10	3.7	0.0018
82	1	Conectat	0.334	0.174	0.376	25	1.5	0.0002
82	87	Conectat	0.066	-0.174	0.186	60	0.3	0.0000
83	84	Conectat	0.040	-0.253	0.256	25	1	0.0000
83	34	Conectat	1.860	1.290	2.264	25	9.1	0.0084
84	35	Conectat	1.537	0.999	1.833	25	7.3	0.0056
85	31	Conectat	1.729	1.310	2.169	25	8.7	0.0077
86	22	Conectat	0.953	0.510	1.081	25	4.3	0.0020
86	87	Conectat	-0.053	0.012	0.054	60	0.1	0.0000
87	85	Conectat	0.029	-0.020	0.035	60	0.1	0.0000
87	84	Conectat	-0.003	-0.019	0.020	60	0	0.0000

Tabelul A3.1.8. Bilanțuri globale

P_g [MW]	Q_g [MVar]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
6.41	4.18	6.24	3.55	0.17	0.63

ANEXA 3.2. REȚEAUA DE DISTRIBUȚIE RED87 – REGIMURI DE BAZĂ



Tabelul A3.2.1. Date noduri – Regimul cu sarcină RIDICATĂ

Nr. crt.	Nume	U [u.r.]	U [Kv]	δ [grade]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	P _g [MW]	Q _g [MVar]
1	venus	1.087	21.736	-1.62				
2	106	1.081	21.627	-1.63	0	0		
3	87	1.073	21.468	-1.65	0.06	0.03		
4	84	1.072	21.444	-1.65	0.29	0.08		
5	74	1.070	21.396	-1.65	0.13	0.06		
6	61	1.068	21.353	-1.65	0.19	0.09		
7	55	1.067	21.345	-1.65	0.11	0.06		
8	51	1.033	20.654	-3.88	0.17	0.12		
9	32	1.035	20.699	-3.89	0.17	0.09		
10	31	1.035	20.704	-3.9	0.14	0.09		
11	30	1.035	20.709	-3.9	0.16	0.08		
12	27	1.037	20.733	-3.9				
13	23	1.038	20.763	-3.91	0.14	0.09		
14	20	1.040	20.792	-3.92				
15	5	1.042	20.838	-3.93	0.16	0.09		
16	11	1.045	20.905	-3.95				
17	15	1.039	20.782	-4.42	0.12	0.05		
18	20	1.038	20.755	-4.55	0.29	0.14		
19	23	1.038	20.755	-4.62	0.22	0.08		
20	30	1.039	20.781	-4.74	0	0		
21	34	1.038	20.767	-4.74	0.1	0.05		
22	victoria	1.093	21.858	-3.57				
23	17	1.046	20.920	-7.9				
24	2	1.044	20.880	-7.92	0.05	0.03		
25	4	1.042	20.838	-7.96	0.85	0.42	0	0
26	aux1	1.041	20.821	-7.97	0.25	0.15		
27	8	1.051	21.019	-8.03				
28	8	1.047	20.937	-8.1	0.1	0.05		
29	9	1.046	20.928	-8.11	0.21	0.13		
30	17	1.044	20.880	-8.14	0.3	0.14		
31	padurea	1.059	21.183	-8.05				
32	58	1.042	20.833	-7.96	0	0		
33	1	1.042	20.833	-7.96				
34	bucovina	1.061	21.220	-9.47				
35	dumbravi	1.074	21.481	-5.02				
36	15	1.041	20.821	-8.39	0.1	0.06		
37	23	1.032	20.643	-8.57	0.12	0.08		
38	30	1.025	20.502	-8.72	0.27	0.14		
39	48	1.011	20.220	-9.04	0.35	0.14		
40	50	1.010	20.199	-9.06	0.25	0.11		
41	62	1.006	20.120	-9.14	0.13	0.07		
42	65	1.005	20.107	-9.15	0.28	0.13		
43	66	1.030	20.607	-6.67				
44	aux 66	1.027	20.541	-6.73	0.35	0.17		
45	aux 6a	1.027	20.534	-6.74	0.57	0.31		
46	67	1.031	20.622	-6.66				
47	73	1.030	20.593	-6.68	0.27	0.18		
48	78	1.028	20.561	-4.14	0.26	0.12		
49	81	1.029	20.573	-4.13	0.17	0.09		
50	87	1.031	20.614	-4.08	0.1	0.06		

Nr. crt.	Nume	U [u.r.]	U [Kv]	δ [grade]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	P _g [MW]	Q _g [MVar]
51	74	1.032	20.632	-4.07				
52	22 Lea A	1.010	20.194	-9.22				
53	2	1.006	20.113	-9.3	0.1	0.05		
54	5	1.000	19.994	-9.41	0.28	0.19		
55	8	0.995	19.891	-9.51	0.26	0.09		
56	11	0.990	19.801	-9.58	0.26	0.17		
57	21	0.978	19.551	-9.81	0.26	0.17		
58	29	0.970	19.392	-9.97	0.09	0	0	0
59	39	0.960	19.204	-10.14	0.28	0.19		
60	49	0.956	19.122	-10.05	0.26	0.09		
61	56	0.952	19.042	-10.11	0.17	0.09		
62	62	0.950	18.995	-10.09	0.28	0.19		
63	24	1.008	20.150	-9.21	0.26	0.09		
64	26	1.006	20.112	-9.19	0.17	0.09		
65	32	1.000	20.005	-9.15	0.17	0.09		
66	36	0.997	19.943	-9.12	0.69	0.43		
67	38	0.996	19.927	-9.11	0.17	0.09		
68	41	0.995	19.908	-9.09	0.26	0.17		
69	45	0.995	19.895	-9.08	0.26	0.26		
70	47	1.035	20.700	-3.76	0.17	0.09	1	0.04
71	51	1.034	20.674	-3.8	0.26	0.17		
72	63	1.031	20.628	-3.93	0.17	0.09		
73	64	1.031	20.626	-3.95	0.17	0.09		
74	66	1.031	20.625	-3.97	0.09	0.09		
75	66	1.039	20.789	-4.19	0.26	0.13		
76	60	1.047	20.931	-4.24				
77	57	1.045	20.902	-4.25	0.37	0.27		
78	54	1.023	20.467	-8.54	0.08	0.04		
79	53	1.023	20.469	-8.54	0.19	0.12		
80	46	1.026	20.514	-8.5	0.27	0.18		
81	20	1.043	20.859	-8.26	0.12	0.08		
82	110_Venu	1.083	119.089	0.01			0.86	0
83	110_Buco	1.098	120.807	-0.6			3.43	14.04
84	110_Dumb	1.082	119.020	-0.23			2.38	-8.8
85	110_PVer	1.075	118.250	0.16			4.3	-1.06
86	110_Vict	1.083	119.130	0.01			1.91	0.59
87	110_Mosn	1.083	119.130	0			0.71	4.38

Tabelul A3.2.2. Date laturi – Regimul cu sarcină RIDICATĂ

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	R [u.r.]	X [u.r.]	C [u.r.]	S_max [MVA]	Raport transformare
2	1	Conectat	0.0630	0.0290	0	10	-
2	3	Conectat	0.0920	0.0430	0	10	-
3	4	Conectat	0.0150	0.0068	0	10	-
4	5	Conectat	0.0480	0.0220	0	10	-
5	6	Conectat	0.0630	0.0290	0	10	-
6	7	Conectat	0.0290	0.0140	0	10	-
7	8	Deconectat	0.0096	0.0045	0	10	-
8	9	Conectat	0.1020	0.0470	0	10	-
9	10	Conectat	0.0048	0.0022	0	10	-
10	11	Conectat	0.0048	0.0024	0	10	-

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	R [u.r.]	X [u.r.]	C [u.r.]	S_max [MVA]	Raport transformare
11	12	Conectat	0.0150	0.0068	0	10	-
12	13	Conectat	0.0190	0.0090	0	10	-
13	14	Conectat	0.0150	0.0068	0	10	-
14	23	Deconectat	0.0280	0.0198	0	10	-
15	14	Conectat	0.0240	0.0110	0	10	-
16	15	Conectat	0.0290	0.0130	0	10	-
16	22	Conectat	0.2640	0.1180	0	10	-
17	16	Conectat	0.1030	0.1070	0	10	-
18	17	Conectat	0.0320	0.0330	0	10	-
19	18	Conectat	0.0190	0.0200	0	10	-
20	19	Conectat	0.0450	0.0470	0	10	-
21	20	Conectat	0.0620	0.0270	0	10	-
23	27	Conectat	0.0440	0.0020	0	10	-
23	24	Conectat	0.0130	0.0100	0	10	-
24	25	Conectat	0.0130	0.0130	0	10	-
27	31	Conectat	0.0390	0.0180	0	10	-
27	28	Conectat	0.0460	0.0470	0	10	-
28	29	Conectat	0.0056	0.0059	0	10	-
29	30	Conectat	0.0610	0.0480	0	10	-
32	33	Conectat	0.0120	0.0055	0	10	-
33	25	Conectat	0.0064	0.0067	0	10	-
33	26	Conectat	0.0170	0.0140	0	10	-
34	52	Conectat	0.0940	0.0440	0	10	-
35	76	Conectat	0.1957	0.0702	0	10	-
35	46	Conectat	0.3982	0.2015	0	10	-
36	37	Conectat	0.0430	0.0450	0	10	-
36	31	Conectat	0.0810	0.0840	0	10	-
38	37	Conectat	0.0380	0.0390	0	10	-
39	40	Conectat	0.0110	0.0110	0	10	-
39	38	Conectat	0.0970	0.1010	0	10	-
40	41	Conectat	0.0650	0.0670	0	10	-
41	42	Conectat	0.0160	0.0170	0	10	-
42	43	Deconectat	0.0054	0.0060	0	10	-
43	46	Conectat	0.0054	0.0056	0	10	-
44	43	Conectat	0.0240	0.0250	0	10	-
45	44	Conectat	0.0036	0.0038	0	10	-
46	47	Conectat	0.0320	0.0340	0	10	-
47	48	Deconectat	0.0270	0.0280	0	10	-
48	49	Conectat	0.0160	0.0170	0	10	-
49	50	Conectat	0.0320	0.0340	0	10	-
50	51	Conectat	0.0110	0.0110	0	10	-
51	75	Conectat	0.0690	0.0710	0	10	-
52	63	Conectat	0.0086	0.0040	0	10	-
52	53	Conectat	0.0110	0.0120	0	10	-
53	54	Conectat	0.0170	0.0180	0	10	-
54	55	Conectat	0.0170	0.0180	0	10	-
55	56	Conectat	0.0170	0.0180	0	10	-
56	57	Conectat	0.0570	0.0590	0	10	-
57	58	Conectat	0.0460	0.0470	0	10	-
58	59	Conectat	0.0570	0.0590	0	10	-
59	60	Conectat	0.0510	0.0059	0	10	-

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	R [u.r.]	X [u.r.]	C [u.r.]	S_max [MVA]	Raport transformare
60	61	Conectat	0.0510	0.0530	0	10	-
61	62	Conectat	0.0610	0.0270	0	10	-
63	64	Conectat	0.0086	0.0040	0	10	-
64	65	Conectat	0.0260	0.0120	0	10	-
65	66	Conectat	0.0170	0.0080	0	10	-
66	67	Conectat	0.0086	0.0040	0	10	-
67	68	Conectat	0.0130	0.0060	0	10	-
68	69	Conectat	0.0170	0.0080	0	10	-
69	70	Deconectat	0.0086	0.0040	0	10	-
70	71	Conectat	0.0170	0.0080	0	10	-
71	72	Conectat	0.0510	0.0240	0	10	-
72	73	Conectat	0.0043	0.0020	0	10	-
73	74	Conectat	0.0086	0.0040	0	10	-
74	51	Conectat	0.0340	0.0160	0	10	-
75	76	Conectat	0.0460	0.0480	0	10	-
76	77	Conectat	0.0230	0.0240	0	10	-
77	78	Deconectat	0.0230	0.0240	0	10	-
78	79	Conectat	0.0076	0.0079	0	10	-
79	80	Conectat	0.0530	0.0560	0	10	-
80	81	Conectat	0.1980	0.2060	0	10	-
81	31	Conectat	0.1520	0.1590	0	10	-
82	1	Conectat	0.0208	0.4400	-0.0025	25	0.982
82	87	Conectat	0.0035	0.0115	0.0011	60	-
83	84	Conectat	0.0055	0.0180	0.0017	60	-
83	34	Conectat	0.0208	0.4400	-0.0025	25	0.92
84	35	Conectat	0.0208	0.4400	-0.0025	25	0.962
85	31	Conectat	0.0021	0.4400	-0.0025	25	0.925
86	22	Conectat	0.0208	0.4400	-0.0025	25	0.968
86	87	Conectat	0.0022	0.0071	0.0007	60	-
87	85	Conectat	0.0066	0.0217	0.002	60	-
87	84	Conectat	0.0117	0.0383	0.0036	60	-

Tabelul A3.2.3. Rezultate laturi – Regim de bază MAXIM

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [MVA _r]	S _{ij} [MVA _r]	Încărcarea laturii [%]	ΔP [MW]	ΔQ [MVA _r]
2	1	Conectat	-0.786	-0.322	0.85	10	8.5	0.0039
2	3	Conectat	0.786	0.321	0.849	10	8.5	0.0057
3	4	Conectat	0.721	0.293	0.778	10	7.8	0.0008
4	5	Conectat	0.432	0.213	0.482	10	4.8	0.0010
5	6	Conectat	0.303	0.15	0.338	10	3.4	0.0006
6	7	Conectat	0.115	0.059	0.129	10	1.3	0.0000
7	8	Deconectat	0	0	0	10	0	0.0000
8	9	Conectat	-0.175	-0.115	0.209	10	2.1	0.0004
9	10	Conectat	-0.348	-0.202	0.402	10	4	0.0001
10	11	Conectat	-0.488	-0.296	0.571	10	5.7	0.0001
11	12	Conectat	-0.645	-0.378	0.748	10	7.5	0.0008
12	13	Conectat	-0.646	-0.378	0.748	10	7.5	0.0010
13	14	Conectat	-0.783	-0.467	0.912	10	9.1	0.0012
14	23	Deconectat	0	0	0	10	0	0.0000
15	14	Conectat	0.786	0.469	0.915	10	9.2	0.0019
16	15	Conectat	0.951	0.558	1.103	10	11	0.0032

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [MVar]	S _{ij} [MVar]	Încărcarea laturii [%]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
16	22	Conectat	-1.682	-0.458	1.743	10	18.2	0.0734
17	16	Conectat	-0.725	0.105	0.733	10	7.4	0.0051
18	17	Conectat	-0.608	0.161	0.63	10	6.3	0.0012
19	18	Conectat	-0.323	0.301	0.441	10	4.4	0.0003
20	19	Conectat	-0.099	0.386	0.398	10	4	0.0007
21	20	Conectat	-0.098	-0.045	0.108	10	1.1	0.0001
23	27	Conectat	-1.155	-0.603	1.303	10	13.1	0.0068
23	24	Conectat	1.155	0.603	1.303	10	13	0.0020
24	25	Conectat	1.101	0.571	1.24	10	12.4	0.0018
27	31	Conectat	-1.772	-0.93	2.001	10	20.2	0.0141
27	28	Conectat	0.61	0.326	0.692	10	6.9	0.0020
28	29	Conectat	0.512	0.27	0.579	10	5.8	0.0002
29	30	Conectat	0.301	0.143	0.333	10	3.3	0.0006
32	33	Conectat	-0.001	-0.001	0.001	10	0	0.0000
33	25	Conectat	-0.252	-0.147	0.292	10	2.9	0.0001
33	26	Conectat	0.251	0.146	0.291	10	2.9	0.0001
34	52	Conectat	4.562	2.627	5.264	10	52.6	0.2314
35	76	Conectat	1.092	1.178	1.606	10	16.1	0.0438
35	46	Conectat	1.251	-0.161	1.261	10	12.6	0.0549
36	37	Conectat	1.421	0.702	1.585	10	15.9	0.0100
36	31	Conectat	-1.525	-0.767	1.707	10	17.4	0.0218
38	37	Conectat	-1.28	-0.605	1.415	10	14.3	0.0072
39	40	Conectat	0.655	0.31	0.724	10	7.2	0.0006
39	38	Conectat	-1.001	-0.451	1.098	10	11.1	0.0115
40	41	Conectat	0.406	0.2	0.452	10	4.5	0.0013
41	42	Conectat	0.279	0.128	0.307	10	3.1	0.0001
42	43	Deconectat	0	0	0	10	0	0.0000
43	46	Conectat	-0.921	-0.484	1.041	10	10.4	0.0005
44	43	Conectat	-0.919	-0.482	1.037	10	10.4	0.0024
45	44	Conectat	-0.573	-0.309	0.651	10	6.5	0.0001
46	47	Conectat	0.274	0.177	0.326	10	3.3	0.0003
47	48	Deconectat	0	0	0	10	0	0.0000
48	49	Conectat	-0.265	-0.125	0.293	10	2.9	0.0001
49	50	Conectat	-0.436	-0.212	0.485	10	4.9	0.0007
50	51	Conectat	-0.536	-0.27	0.601	10	6	0.0004
51	75	Conectat	-0.405	-0.753	0.855	10	8.6	0.0047
52	63	Conectat	2.012	1.221	2.354	10	23.5	0.0046
52	53	Conectat	2.318	1.298	2.657	10	26.6	0.0076
53	54	Conectat	2.213	1.235	2.534	10	25.3	0.0108
54	55	Conectat	1.917	1.034	2.178	10	21.8	0.0081
55	56	Conectat	1.65	0.939	1.898	10	19	0.0062
56	57	Conectat	1.384	0.759	1.579	10	15.8	0.0145
57	58	Conectat	1.11	0.572	1.249	10	12.5	0.0075
58	59	Conectat	1.016	0.564	1.162	10	11.6	0.0082
59	60	Conectat	0.723	0.365	0.81	10	8.1	0.0036
60	61	Conectat	0.46	0.278	0.538	10	5.4	0.0016
61	62	Conectat	0.286	0.19	0.343	10	3.4	0.0008
63	64	Conectat	1.748	1.133	2.083	10	20.8	0.0037
64	65	Conectat	1.572	1.045	1.887	10	18.9	0.0092
65	66	Conectat	1.39	0.954	1.685	10	16.9	0.0048
66	67	Conectat	0.693	0.519	0.866	10	8.7	0.0006

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	P_{ij} [MW]	Q_{ij} [MVar]	S_{ij} [MVar]	Încărcarea laturii [%]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
67	68	Conectat	0.52	0.433	0.676	10	6.8	0.0006
68	69	Conectat	0.26	0.259	0.367	10	3.7	0.0002
69	70	Deconectat	0	0	0	10	0	0.0000
70	71	Conectat	0.827	-0.048	0.828	10	8.3	0.0011
71	72	Conectat	0.567	-0.221	0.608	10	6.1	0.0018
72	73	Conectat	0.392	-0.308	0.499	10	5	0.0001
73	74	Conectat	0.219	-0.395	0.452	10	4.5	0.0002
74	51	Conectat	0.132	-0.482	0.499	10	5	0.0008
75	76	Conectat	-0.668	-0.889	1.112	10	11.2	0.0053
76	77	Conectat	0.375	0.267	0.46	10	4.6	0.0004
77	78	Deconectat	0	0	0	10	0	0.0000
78	79	Conectat	-0.077	-0.044	0.088	10	0.9	0.0000
79	80	Conectat	-0.271	-0.161	0.315	10	3.2	0.0005
80	81	Conectat	-0.54	-0.339	0.638	10	6.5	0.0077
81	31	Conectat	-0.665	-0.425	0.79	10	8	0.0087
82	1	Conectat	0.792	0.381	0.879	25	3.5	0.0013
82	87	Conectat	0.067	-0.381	0.387	60	0.6	0.0000
83	84	Conectat	-1.18	10.297	10.364	60	17.3	0.0489
83	34	Conectat	4.613	3.742	5.94	25	23.8	0.0513
84	35	Conectat	2.355	1.296	2.688	25	10.8	0.0118
85	31	Conectat	4.01	3.004	5.011	25	20	0.0039
86	22	Conectat	1.761	0.644	1.875	25	7.5	0.0058
86	87	Conectat	0.147	-0.049	0.155	60	0.3	0.0000
87	85	Conectat	-0.28	4.07	4.079	60	6.8	0.0094
87	84	Conectat	1.2	-0.102	1.204	60	2	0.0014

Tabelul A3.2.4. Bilanțuri globale

P_g [MW]	Q_g [MVar]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
14.59	9.19	13.82	7.56	0.77	2.92

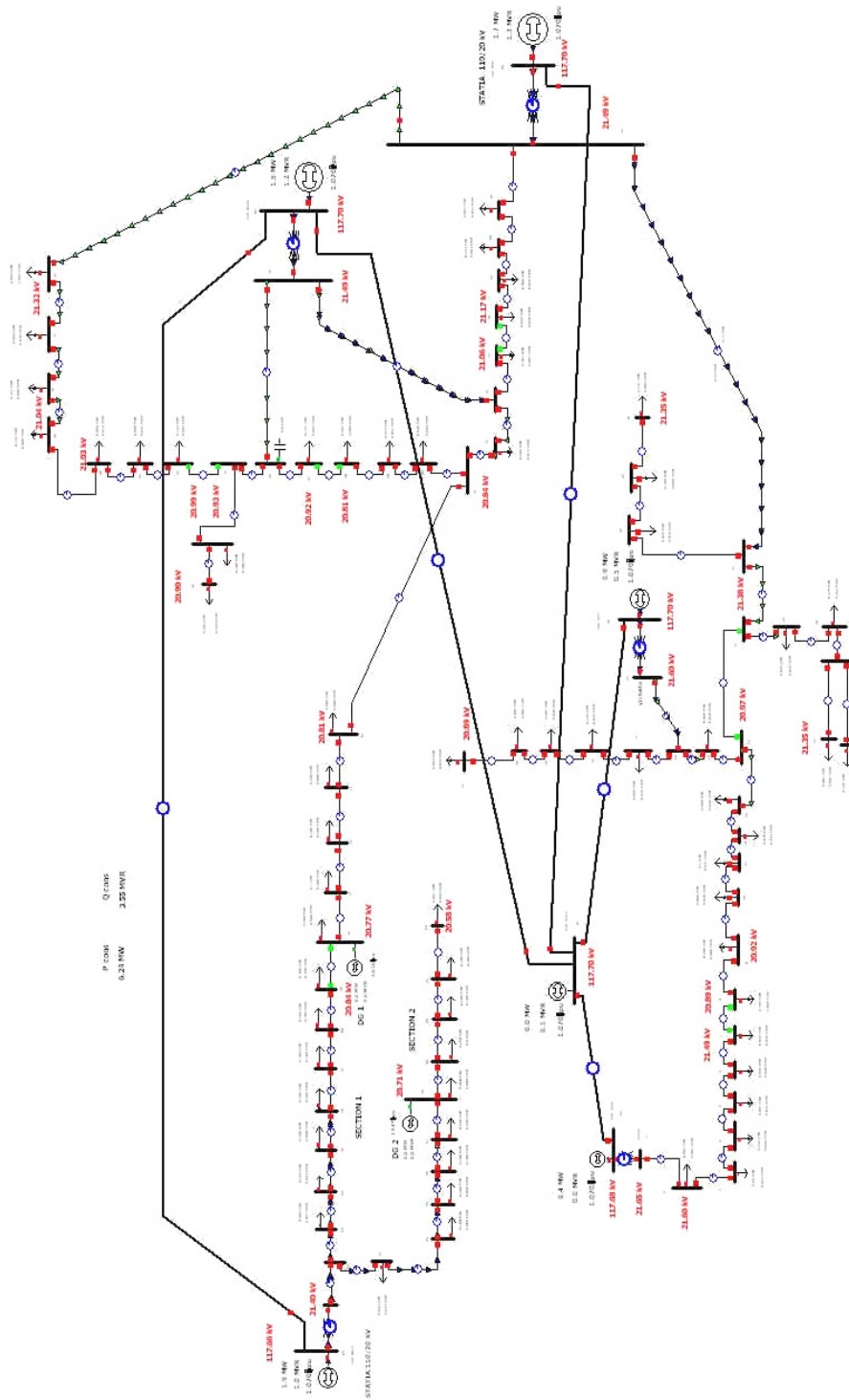


Fig. A3.2-2. Schema monofilară pentru RED87. Regimul de bază MINIM.

Tabelul A3.2.5. Date și rezultate noduri – Regim de bază MINIM

Nr. crt.	Nume	U [u.r.]	U [Kv]	δ [grade]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	P _g [MW]	Q _g [MVar]
1	venus	1.082	21.649	-0.69				
2	106	1.080	21.603	-0.7	0	0		
3	87	1.077	21.535	-0.7	0.03	0.01		
4	84	1.076	21.525	-0.7	0.14	0.03		
5	74	1.075	21.507	-0.7	0.05	0.02		
6	61	1.075	21.491	-0.7	0.07	0.04		
7	55	1.074	21.488	-0.7	0.04	0.03		
8	51	1.045	20.892	-1.96	0.1	0.06		
9	32	1.046	20.918	-1.97	0.1	0		
10	31	1.046	20.920	-1.96	0.09	0.05		
11	30	1.046	20.923	-1.96	0.09	0.04		
12	27	1.047	20.936	-1.96	0.03	0.02		
13	23	1.048	20.954	-1.96	0.08	0.05		
14	20	1.049	20.971	-1.96				
15	5	1.050	20.998	-1.96	0.09	0.05		
16	11	1.052	21.036	-1.95				
17	15	1.047	20.936	-2.05	0.06	0.03		
18	20	1.046	20.910	-2.08	0.14	0.07		
19	23	1.045	20.902	-2.09	0.09	0.05		
20	30	1.045	20.895	-2.09	0	0		
21	34	1.044	20.888	-2.09	0.05	0.03		
22	victoria	1.080	21.597	-1.97				
23	17	1.069	21.384	-3.37				
24	2	1.068	21.367	-3.37	0.02	0.02		
25	4	1.067	21.349	-3.38	0.27	0.25		
26	aux1	1.067	21.340	-3.38	0.13	0.08		
27	8	1.071	21.420	-3.44				
28	8	1.069	21.379	-3.48	0.05	0.02		
29	9	1.069	21.375	-3.48	0.11	0.07		
30	17	1.068	21.351	-3.49	0.15	0.08		
31	padurea	1.075	21.490	-3.48				
32	58	1.067	21.346	-3.38	0	0		
33	1	1.067	21.346	-3.38				
34	bucovina	1.070	21.400	-3.77				
35	dumbravi	1.074	21.489	-3.14				
36	15	1.066	21.323	-3.6	0.05	0.03		
37	23	1.062	21.242	-3.66	0.07	0.04		
38	30	1.059	21.177	-3.7	0.12	0.06		
39	48	1.052	21.045	-3.79	0.13	0.09		
40	50	1.052	21.034	-3.8	0.1	0.07		
41	62	1.050	20.995	-3.83	0.06	0.03		
42	65	1.049	20.988	-3.84	0.14	0.08		
43	66	1.047	20.932	-3.03				
44	aux 66	1.045	20.902	-3.05	0.1	0.1		
45	aux 6a	1.045	20.898	-3.05	0.3	0.15		
46	67	1.047	20.939	-3.02				
47	73	1.046	20.925	-3.03	0.15	0.08		
48	78	1.041	20.813	-3.21	0.11	0.06		
49	81	1.041	20.818	-3.2	0.07	0.04		
50	87	1.042	20.836	-3.19	0.05	0.03		

Nr. crt.	Nume	U [u.r.]	U [Kv]	δ [grade]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	P _g [MW]	Q _g [MVar]
51	74	1.042	20.843	-3.18				
52	22 Lea A	1.049	20.986	-3.67				
53	2	1.048	20.958	-3.69	0.04	0.02		
54	5	1.046	20.918	-3.73	0.1	0		
55	8	1.044	20.882	-3.75	0.1	0		
56	11	1.042	20.848	-3.76	0.1	0.1		
57	21	1.038	20.760	-3.81	0.1	0.1		
58	29	1.035	20.707	-3.84	0	0	0	0
59	39	1.032	20.641	-3.88	0.1	0		
60	49	1.031	20.613	-3.83	0.1	0.1		
61	56	1.029	20.584	-3.84	0.1	0.1		
62	62	1.029	20.575	-3.83	0.06	0.03		
63	24	1.048	20.965	-3.66	0.1	0.06		
64	26	1.047	20.946	-3.66	0.1	0.04		
65	32	1.045	20.894	-3.64	0.1	0		
66	36	1.043	20.864	-3.63	0.3	0.2		
67	38	1.043	20.855	-3.62	0.1	0.1		
68	41	1.042	20.845	-3.62	0.1	0.1		
69	45	1.042	20.837	-3.62	0.2	0.1		
70	47	1.039	20.772	-3.18	0.1	0	0	0
71	51	1.039	20.775	-3.18	0.1	0.1		
72	63	1.040	20.799	-3.18	0.1	0.1		
73	64	1.040	20.803	-3.18	0.1	0		
74	66	1.041	20.811	-3.18	0	0		
75	66	1.049	20.970	-3.07	0.11	0.07		
76	60	1.054	21.071	-2.98				
77	57	1.053	21.058	-2.99	0.21	0.1		
78	54	1.058	21.168	-3.72	0.04	0.02		
79	53	1.058	21.169	-3.72	0.09	0.05		
80	46	1.059	21.189	-3.7	0.13	0.08		
81	20	1.067	21.344	-3.58	0.05	0.04		
82	110_Venu	1.070	117.683	0.01			0.4	0
83	110_Buco	1.070	117.657	0.01			1.9	1.04
84	110_Dumb	1.070	117.700	0			1.5	1.21
85	110_PVer	1.070	117.700	0			1.7	1.31
86	110_Vict	1.070	117.700	0			0.9	0.52
87	110_Mosn	1.070	117.700	0			0.01	0.1

Tabelul A3.2.6. Date laturi – Regim de bază MINIM

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	R [u.r.]	X [u.r.]	C [u.r.]	S_max [MVA]	Raport transformare
2	1	Conectat	0.063	0.029	0	10	-
2	3	Conectat	0.092	0.043	0	10	-
3	4	Conectat	0.015	0.007	0	10	-
4	5	Conectat	0.048	0.022	0	10	-
5	6	Conectat	0.063	0.029	0	10	-
6	7	Conectat	0.029	0.014	0	10	-
7	8	Deconectat	0.010	0.004	0	10	-
8	9	Conectat	0.102	0.047	0	10	-
9	10	Conectat	0.005	0.002	0	10	-
10	11	Conectat	0.005	0.002	0	10	-

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	R [u.r.]	X [u.r.]	C [u.r.]	S_max [MVA]	Raport transformare
11	12	Conectat	0.015	0.007	0	10	-
12	13	Conectat	0.019	0.009	0	10	-
13	14	Conectat	0.015	0.007	0	10	-
14	23	Deconectat	0.028	0.020	0	10	-
15	14	Conectat	0.024	0.011	0	10	-
16	15	Conectat	0.029	0.013	0	10	-
16	22	Conectat	0.264	0.118	0	10	-
17	16	Conectat	0.103	0.107	0	10	-
18	17	Conectat	0.032	0.033	0	10	-
19	18	Conectat	0.019	0.020	0	10	-
20	19	Conectat	0.045	0.047	0	10	-
21	20	Conectat	0.062	0.027	0	10	-
23	27	Conectat	0.044	0.002	0	10	-
23	24	Conectat	0.013	0.010	0	10	-
24	25	Conectat	0.013	0.013	0	10	-
27	31	Conectat	0.039	0.018	0	10	-
27	28	Conectat	0.046	0.047	0	10	-
28	29	Conectat	0.006	0.006	0	10	-
29	30	Conectat	0.061	0.048	0	10	-
32	33	Conectat	0.012	0.005	0	10	-
33	25	Conectat	0.006	0.007	0	10	-
33	26	Conectat	0.017	0.014	0	10	-
34	52	Conectat	0.094	0.044	0	10	-
35	76	Conectat	0.196	0.070	0	10	-
35	46	Conectat	0.398	0.202	0	10	-
36	37	Conectat	0.043	0.045	0	10	-
36	31	Conectat	0.081	0.084	0	10	-
38	37	Conectat	0.038	0.039	0	10	-
39	40	Conectat	0.011	0.011	0	10	-
39	38	Conectat	0.097	0.101	0	10	-
40	41	Conectat	0.065	0.067	0	10	-
41	42	Conectat	0.016	0.017	0	10	-
42	43	Deconectat	0.005	0.006	0	10	-
43	46	Conectat	0.005	0.006	0	10	-
44	43	Conectat	0.024	0.025	0	10	-
45	44	Conectat	0.004	0.004	0	10	-
46	47	Conectat	0.032	0.034	0	10	-
47	48	Deconectat	0.027	0.028	0	10	-
48	49	Conectat	0.016	0.017	0	10	-
49	50	Conectat	0.032	0.034	0	10	-
50	51	Conectat	0.011	0.011	0	10	-
51	75	Conectat	0.069	0.071	0	10	-
52	63	Conectat	0.009	0.004	0	10	-
52	53	Conectat	0.011	0.012	0	10	-
53	54	Conectat	0.017	0.018	0	10	-
54	55	Conectat	0.017	0.018	0	10	-
55	56	Conectat	0.017	0.018	0	10	-
56	57	Conectat	0.057	0.059	0	10	-
57	58	Conectat	0.046	0.047	0	10	-
58	59	Conectat	0.057	0.059	0	10	-
59	60	Conectat	0.051	0.006	0	10	-
60	61	Conectat	0.051	0.053	0	10	-

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	R [u.r.]	X [u.r.]	C [u.r.]	S_max [MVA]	Raport transformare
61	62	Conectat	0.061	0.027	0	10	-
63	64	Conectat	0.009	0.004	0	10	-
64	65	Conectat	0.026	0.012	0	10	-
65	66	Conectat	0.017	0.008	0	10	-
66	67	Conectat	0.009	0.004	0	10	-
67	68	Conectat	0.013	0.006	0	10	-
68	69	Conectat	0.017	0.008	0	10	-
69	70	Deconectat	0.009	0.004	0	10	-
70	71	Conectat	0.017	0.008	0	10	-
71	72	Conectat	0.051	0.024	0	10	-
72	73	Conectat	0.004	0.002	0	10	-
73	74	Conectat	0.009	0.004	0	10	-
74	51	Conectat	0.034	0.016	0	10	-
75	76	Conectat	0.046	0.048	0	10	-
76	77	Conectat	0.023	0.024	0	10	-
77	78	Deconectat	0.023	0.024	0	10	-
78	79	Conectat	0.008	0.008	0	10	-
79	80	Conectat	0.053	0.056	0	10	-
80	81	Conectat	0.198	0.206	0	10	-
81	31	Conectat	0.152	0.159	0	10	-
82	1	Conectat	0.021	0.440	-0.003	25	1
82	87	Conectat	0.004	0.012	0.001	60	-
83	84	Conectat	0.005	0.018	0.002	25	-
83	34	Conectat	0.021	0.440	-0.003	25	1
84	35	Conectat	0.021	0.440	-0.003	25	1
85	31	Conectat	0.021	0.440	-0.003	25	0.9
86	22	Conectat	0.021	0.440	-0.003	25	1
86	87	Conectat	0.002	0.007	0.001	60	-
87	85	Conectat	0.007	0.022	0.002	60	-
87	84	Conectat	0.012	0.038	0.004	60	-

Tabelul A3.2.7. Rezultate laturi – Regim de bază MINIM

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [MVar]	S _{ij} [MVA]	Încărcarea laturii [%]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
2	1	Conectat	-0.333	-0.139	0.361	10	3.6	0.0007
2	3	Conectat	0.332	0.138	0.360	10	3.6	0.0010
3	4	Conectat	0.303	0.123	0.327	10	3.3	0.0001
4	5	Conectat	0.161	0.089	0.184	10	1.8	0.0001
5	6	Conectat	0.111	0.065	0.128	10	1.3	0.0001
6	7	Conectat	0.045	0.026	0.051	10	0.5	0.0000
7	8	Deconectat	0.000	0.000	0.000	10	0	0.0000
8	9	Conectat	-0.105	-0.055	0.118	10	1.2	0.0001
9	10	Conectat	-0.205	-0.055	0.212	10	2.1	0.0000
10	11	Conectat	-0.290	-0.104	0.309	10	3.1	0.0000
11	12	Conectat	-0.380	-0.142	0.406	10	4.1	0.0002
12	13	Conectat	-0.415	-0.164	0.446	10	4.5	0.0003
13	14	Conectat	-0.495	-0.214	0.540	10	5.4	0.0004
14	23	Deconectat	0.000	0.000	0.000	10	0	0.0000
15	14	Conectat	0.496	0.214	0.541	10	5.4	0.0006
16	15	Conectat	0.587	0.260	0.642	10	6.4	0.0011
16	22	Conectat	-0.926	-0.428	1.020	10	10.5	0.0248

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [MVar]	S _{ij} [MVar]	Încărcarea laturii [%]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
17	16	Conectat	-0.337	-0.166	0.376	10	3.8	0.0013
18	17	Conectat	-0.278	-0.141	0.312	10	3.1	0.0003
19	18	Conectat	-0.140	-0.074	0.158	10	1.6	0.0000
20	19	Conectat	-0.053	-0.026	0.059	10	0.6	0.0000
21	20	Conectat	-0.052	-0.025	0.057	10	0.6	0.0000
23	27	Conectat	-0.424	-0.346	0.548	10	5.5	0.0012
23	24	Conectat	0.424	0.346	0.548	10	5.5	0.0003
24	25	Conectat	0.400	0.331	0.519	10	5.2	0.0003
27	31	Conectat	-0.725	-0.515	0.889	10	8.9	0.0027
27	28	Conectat	0.299	0.169	0.344	10	3.4	0.0005
28	29	Conectat	0.254	0.149	0.294	10	2.9	0.0000
29	30	Conectat	0.148	0.084	0.170	10	1.7	0.0002
32	33	Conectat	-0.001	-0.001	0.001	10	0	0.0000
33	25	Conectat	-0.130	-0.079	0.152	10	1.5	0.0000
33	26	Conectat	0.129	0.078	0.150	10	1.5	0.0000
34	52	Conectat	1.852	1.083	2.145	10	21.5	0.0378
35	76	Conectat	0.965	0.508	1.090	10	10.9	0.0201
35	46	Conectat	0.567	0.345	0.664	10	6.6	0.0152
36	37	Conectat	0.623	0.374	0.727	10	7.3	0.0020
36	31	Conectat	-0.675	-0.405	0.787	10	7.9	0.0044
38	37	Conectat	-0.552	-0.335	0.646	10	6.5	0.0014
39	40	Conectat	0.302	0.187	0.355	10	3.6	0.0001
39	38	Conectat	-0.433	-0.275	0.513	10	5.2	0.0023
40	41	Conectat	0.203	0.113	0.233	10	2.3	0.0003
41	42	Conectat	0.143	0.082	0.165	10	1.6	0.0000
42	43	Deconectat	0.000	0.000	0.000	10	0	0.0000
43	46	Conectat	-0.404	-0.254	0.478	10	4.8	0.0001
44	43	Conectat	-0.404	-0.254	0.477	10	4.8	0.0005
45	44	Conectat	-0.304	-0.154	0.341	10	3.4	0.0000
46	47	Conectat	0.147	0.083	0.169	10	1.7	0.0001
47	48	Deconectat	0.000	0.000	0.000	10	0	0.0000
48	49	Conectat	-0.107	-0.058	0.121	10	1.2	0.0000
49	50	Conectat	-0.179	-0.099	0.204	10	2	0.0001
50	51	Conectat	-0.224	-0.125	0.256	10	2.6	0.0001
51	75	Conectat	-0.625	-0.325	0.705	10	7.1	0.0032
52	63	Conectat	1.007	0.603	1.174	10	11.7	0.0011
52	53	Conectat	0.807	0.463	0.930	10	9.3	0.0009
53	54	Conectat	0.764	0.439	0.881	10	8.8	0.0012
54	55	Conectat	0.663	0.437	0.794	10	7.9	0.0010
55	56	Conectat	0.562	0.436	0.711	10	7.1	0.0008
56	57	Conectat	0.461	0.335	0.570	10	5.7	0.0017
57	58	Conectat	0.359	0.234	0.429	10	4.3	0.0008
58	59	Conectat	0.359	0.233	0.428	10	4.3	0.0010
59	60	Conectat	0.258	0.232	0.347	10	3.5	0.0006
60	61	Conectat	0.157	0.132	0.205	10	2.1	0.0002
61	62	Conectat	0.057	0.032	0.065	10	0.7	0.0000
63	64	Conectat	0.907	0.546	1.058	10	10.6	0.0009
64	65	Conectat	0.804	0.502	0.947	10	9.5	0.0021
65	66	Conectat	0.702	0.501	0.862	10	8.6	0.0012
66	67	Conectat	0.400	0.300	0.500	10	5	0.0002
67	68	Conectat	0.300	0.200	0.361	10	3.6	0.0002

Nodul 1	Nodul 2	Starea laturii	P_{ij} [MW]	Q_{ij} [MVar]	S_{ij} [MVar]	Încărcarea laturii [%]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
68	69	Conectat	0.200	0.100	0.224	10	2.2	0.0001
69	70	Deconectat	0.000	0.000	0.000	10	0	0.0000
70	71	Conectat	-0.100	0.000	0.100	10	1	0.0000
71	72	Conectat	-0.200	-0.100	0.224	10	2.2	0.0002
72	73	Conectat	-0.300	-0.200	0.361	10	3.6	0.0001
73	74	Conectat	-0.400	-0.200	0.448	10	4.5	0.0002
74	51	Conectat	-0.400	-0.200	0.448	10	4.5	0.0006
75	76	Conectat	-0.735	-0.400	0.836	10	8.4	0.0029
76	77	Conectat	0.207	0.097	0.229	10	2.3	0.0001
77	78	Deconectat	0.000	0.000	0.000	10	0	0.0000
78	79	Conectat	-0.037	-0.020	0.042	10	0.4	0.0000
79	80	Conectat	-0.124	-0.069	0.142	10	1.4	0.0001
80	81	Conectat	-0.257	-0.152	0.299	10	3	0.0016
81	31	Conectat	-0.312	-0.191	0.366	10	3.7	0.0018
82	1	Conectat	0.334	0.174	0.376	25	1.5	0.0002
82	87	Conectat	0.066	-0.174	0.186	60	0.3	0.0000
83	84	Conectat	0.040	-0.253	0.256	25	1	0.0000
83	34	Conectat	1.860	1.290	2.264	25	9.1	0.0084
84	35	Conectat	1.537	0.999	1.833	25	7.3	0.0056
85	31	Conectat	1.729	1.310	2.169	25	8.7	0.0077
86	22	Conectat	0.953	0.510	1.081	25	4.3	0.0020
86	87	Conectat	-0.053	0.012	0.054	60	0.1	0.0000
87	85	Conectat	0.029	-0.020	0.035	60	0.1	0.0000
87	84	Conectat	-0.003	-0.019	0.020	60	0	0.0000

Tabelul A3.2.8. Bilanțuri globale

P_g [MW]	Q_g [MVar]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
6.41	4.18	6.24	3.55	0.17	0.63

ANEXA 4. DIAGRED. REGULI CARE IMPLEMENTEAZĂ METODA DE DIAGNOZĂ

Modulul 1 de program:

- clauza care definește interfața - fereastra principală

```
run(Aleg0) if
  shiftwindow(5),
  clearwindow,
  write("  Selectati optiunea cu tastele sageti !  "),
  menu(6,55,7,7,
    ["Incarcare DATE",
     "Listare DATE ",
     "Listare SCADA",
     "",
     "Incarcare cunostinte",
     "Listare cunostinte",
     "",
     "Calcul Indicatori",
     "Diagnoza regim",
     "",
     "Informatii ajutor",
     "Sistem de operare",
     "Iesire "], "Optiuni ", Aleg0, Aleg1),
  proces(Aleg1),!,
  run(Aleg1).
```

- clauza care definește fereastra secundară

```
indicatori(Aleg0) if
  data_file(_),
  know_file(_),
  shiftwindow(1),
  clearwindow,
  shiftwindow(5),
  clearwindow,
  write("  Selectati optiunea cu tastele sageti ! (ESC -
revenire)"),
  menu(6,55,7,7,
    ["Diagnoza P consumata",
     "Diagnoza Q consumata",
     "Diagnoza U nod",
     "Diagnoza LE",
     "Diagnoza TRAF0",
```

```

        "Indicatori FUZZY"],
        " Indicatori fuzzy ", Aleg0, Aleg1),
    shiftwindow(1),
    procesd(Aleg1),!,
    indicatori(Aleg1).

```

- clauza de pornire a calculului indicatorilor fuzzy și salvare a rezultatelor

```

diagnoza_rez1 if
    retractall(_,diag),
    diagnozaP(1,[],"",LP),!,
    diagnozaQ(1,[],"",LQ),!,
    diagnozaUnod(1,[],"",LU),!,
    date_gen(_,NrLe,_,_,_),
    diagnozaLE(1, NrLe, [],"",LLe),!,
    diagnozaTr(1,[],"",LTr),!,
    assert(diag_Pc(LP), diag),
    assert(diag_Qc(LQ), diag),
    assert(diag_U(LU), diag),
    assert(diag_LE(LLe), diag),
    assert(diag_Tr(LTr), diag),
    save("diagnoza.txt",diag).

```

- calculul indicatorilor fuzzy pentru tensiunile nodale

```

diagnozaUnod(N,LU,Str1,Rezult) if
    nod(N,Nume,Nr,_,_,U,_,_,_,_),
    consumP(i2(.,.,.,Incarc)),!,
    cautlim3(N, Incarc, Umin, Uopt, Umax),
    fuzzy3(U, Umin, Uopt, Umax, Ind, Rez),
    scrieU(Nr,Nume,U,Rez,Str1,Str2),
    N1=N+1,
    insertU(Ind,LU,LUN),!,
    diagnozaUnod(N1,LUN,Str2,Rezult).
diagnozaUnod(_,LU,Str,LU) if
    captabelU(Cap),
    concat(Cap,Str,Rez),
    display(Rez).
diagnozaUnod(.,.,.,[]) if
    cursor(20,5),write("Eectuati mai intai diagnoza P
cons. ! (ESC)"),
    readkey(_),
    cursor(20,5),write(" ").

```

- calculul indicatorilor fuzzy pentru puterile active consumate

```

diagnozaP(N,LP,Str1,Rezult) if
    cautlim2(N, Plow, Phigh,'P'),
    nod(N,Nume,Nr,_,_,_,_,_,P,_.),

```

```

        fuzzy2(P, Plow, Phigh, Ind, Rez),
        scrieP(Nr, Nume, P, Rez, Str1, Str2),
        N1=N+1,
        insertP(Ind, LP, LPN), !,
        diagnozaP(N1, LPn, Str2, Rezult).
diagnozaP(_, LP, Str, LP) if
    califGlobP(i2(I1,_, I2,_, Calif)),
    str_real(I1_str, I1), str_real(I2_str, I2),
    captabelP(Cap),
    concat(Cap, Str, Rez1),
    concat(Rez1, "\n Calificativ global pentru P consumata:
", Rez2),
    concat(Rez2, Calif, Rez3),
    concat(Rez3, " ('H'= ", Rez4),
    concat(Rez4, I1_str, Rez5),
    concat(Rez5, " 'L'= ", Rez6),
    concat(Rez6, I2_str, Rez7),
    concat(Rez7, ") ", Rez),
    display(Rez).

```

- calculul indicatorilor fuzyy pentru puterile reactive consumate

```

diagnozaQ(N, LQ, Str1, Rezult) if
    nod(N, Nume, Nr, _, _, _, _, P, Q),
    Aux1=Q/P,
    Aux2=arctan(Aux1),
    Cosfi=cos(Aux2),
    cautlim2(N, Qlow, Qhigh, 'Q'),
    fuzzy2(Q, Qlow, Qhigh, Ind, Rez),
    scrieQ(Nr, Nume, Q, Rez, Str1, Str2, Cosfi),
    N1=N+1,
    LQn=[Ind|LQ], !,
    diagnozaQ(N1, LQn, Str2, Rezult).

diagnozaQ(_, LQ, Str, LQ) if
    califGlobQ(i2(I1,_, I2,_, Calif)),
    str_real(I1_str, I1), str_real(I2_str, I2),
    captabelQ(Cap),
    concat(Cap, Str, Rez1),
    concat(Rez1, "\n Calificativ global pentru Q consumata:
", Rez2),
    concat(Rez2, Calif, Rez3),
    concat(Rez3, " ('H'= ", Rez4),
    concat(Rez4, I1_str, Rez5),
    concat(Rez5, " 'L'= ", Rez6),
    concat(Rez6, I2_str, Rez7),
    concat(Rez7, ") ", Rez),
    display(Rez).

```

- calculul indicatorilor fuzzy pentru liniile electrice

```

diagnozaLE(N,NrLe,LLe,Str1,Rezult) if
    le(N,Nodi, Nodf, _,_,Ief, Iadm, _, _', _', _', _', _', _',
    _,1),!,
    Imin=0.2*Iadm, Imax=0.9*Iadm,
    fuzzy4(Ief,0,Imin,Imax,Iadm,Ind,Rez),
    scrieL(Nodi,Nodf,Ief,Iadm,Rez,Str1,Str2),
    N1=N+1,
    LLeN=[Ind|LLe],!,
    diagnozaLE(N1,NrLe,LLeN,Str2,Rezult).
diagnozaLE(N,NrLe,LLe,Str1,Rezult) if
    N1=N+1,N<=NrLe,!,
    diagnozaLE(N1,NrLe,LLe,Str1,Rezult).
diagnozaLE(_,_,LLe,Str,LLe) if
    captabelle(Cap),
    concat(Cap,Str,Rez),
    display(Rez).

```

- calculul indicatorilor fuzzy pentru transformatoare

```

diagnozaTR(N,LTr,Str1,Rezult) if
    trafo(N,Nodi, Nodf, _,_,Sef, Sec, Sn, _', _', _', _', _',
    _', _', _', _'),
    Smax=0.9*Sn,
    fuzzy4(Sef,0,Sec,Smax,Sn,Ind,Rez),
    scrieL(Nodi,Nodf,Sef,Sn,Rez,Str1,Str2),
    N1=N+1,
    LTrn=[Ind|LTr],!,
    diagnozaTr(N1,LTrn,Str2,Rezult).
diagnozaTR(_,LTr,Str,LTr) if
    captabelTr(Cap),
    concat(Cap,Str,Rez),
    display(Rez).

```

- clauzele pentru căutarea limitelor puterilor active si reactive consumate

```

cautlim2(Nod,Plow,Phigh,'P') if h
    pLowNod(PLowNod),
    pHighNod(PHighNod),!,
    cautEl(Nod, PLowNod, PLow),
    cautEl(Nod, PHighNod, PHigh).

cautlim2(Nod,Qlow,Qhigh,'Q') if
    qLowNod(QLowNod),
    qHighNod(QHighNod),!,
    cautEl(Nod, QLowNod, QLow),
    cautEl(Nod, QHighNod, QHigh).

```

- clauzele de căutare a limitelor tensiunilor nodale

```

% pentru regim scazut de consum
cautlim3(Nod,Incarc, Umin, Uopt, Umax) if
    Incarc="    scazut    ",!,
    uMinNod(LUmin),
    uMaxNod(LUmax),
    uOptNodL(LUopt),!,
    cautEl(Nod, LUmax, Umax),
    cautEl(Nod, LUmin, Umin),
    cautEl(Nod, LUopt, Uopt).
cautlim3(Nod,Incarc, Umin, Uopt, Umax) if
    Incarc="foarte scazut",!,
    uMinNod(LUmin),
    uMaxNod(LUmax),
    uOptNodL(LUopt),!,
    cautEl(Nod, LUmax, Umax),
    cautEl(Nod, LUmin, Umin),
    cautEl(Nod, LUopt, Uopt).
% pentru regim scazut de consum
cautlim3(Nod,Incarc,Umin,Uopt,Umax) if
    Incarc="    ridicat    ",!,
    uMinNod(ListUmin),
    uMaxNod(ListUmax),
    uOptNodH(ListUopt),!,
    cautEl(Nod, ListUmax, Umax),
    cautEl(Nod, ListUmin, Umin),
    cautEl(Nod, ListUopt, Uopt).
cautlim3(Nod,Incarc,Umin,Uopt,Umax) if
    Incarc="foarte ridicat",!,
    uMinNod(ListUmin),
    uMaxNod(ListUmax),
    uOptNodH(ListUopt),!,
    cautEl(Nod, ListUmax, Umax),
    cautEl(Nod, ListUmin, Umin),
    cautEl(Nod, ListUopt, Uopt).

```

- clauzele pentru determinarea calificativelor globale ale puterilor consumate

```

califGlobP(Ind) if
    rez_glob(, , , Pc, , , , , ),
    loadTotH(Ph, ),
    PcN=abs(PC), PhN=abs(Ph),
    PcN>PhN,!,
    Ind=i2(1,"H",0,"L","foarte ridicat"),
    assert(consumP(Ind),diag).
califGlobP(Ind) if
    rez_glob(, , , Pc, , , , , ),
    loadTotL(Pl, ),

```

```

        PcN=abs(Pc), PlN=abs(Pl),
        PcN<PlN,!,
        Ind=i2(0,"H",1,"L","foarte scazut"),
        assert(consumP(Ind),diag).
califGlobP(Ind) if
    rez_glob(_,_,_,Pc,_,_,_,_),
    loadTotL(Pl,_,_),!,
    loadTotH(Ph,_,_),!,
    P=abs(Pc), Pmin=abs(Pl), Pmax=abs(Ph),
    P>=Pmin, P<=Pmax,
    I1= round(100.0*(P-Pmin)/(Pmax-Pmin))/100,
    I2= round(100.0*(Pmax-P)/(Pmax-Pmin))/100,
    calificativ2(I1,I2,Calif),
    Ind=i2(I1,"H",I2,"L",Calif),
    assert(consumP(Ind),diag).

califGlobQ(Ind) if
    rez_glob(_,_,_,_,Qc,_,_,_),
    loadTotH(_,Qh),
    QcN=abs(Qc), QhN=abs(Qh),
    QcN>QhN,!,
    Ind=i2(1,"H",0,"L","foarte ridicat"),
    assert(consumQ(Ind),diag).
califGlobQ(Ind) if
    rez_glob(_,_,_,_,Qc,_,_,_),
    loadTotL(_,Ql),
    QcN=abs(Qc), QlN=abs(Ql),
    QcN<QlN,!,
    Ind=i2(0,"H",1,"L","foarte scazut"),
    assert(consumQ(Ind),diag).
califGlobQ(Ind) if
    rez_glob(_,_,_,_,Qc,_,_,_),
    loadTotL(_,Ql),!,
    loadTotH(_,Qh),!,
    Q=abs(Qc), Qmin=abs(Ql), Qmax=abs(Qh),
    Q>=Qmin, Q<=Qmax,
    I1= round(100.0*(Q-Qmin)/(Qmax-Qmin)),
    I2= round(100.0*(Qmax-Q)/(Qmax-Qmin)),
    calificativ2(I1,I2,Calif),
    Ind=i2(I1,"H",I2,"L",Calif),
    assert(consumQ(Ind),diag).

```

- clauzele care definesc indicatorii fuzzy cu 3, 2 si 4 mulțimi fuzzy

```

fuzzy3(U,Umin,_,_,Ind,Rez) if
    U<Umin,!,
    Ind=i1(0.0,"AI",1.0,"UI",4.0),
    Rez=" Depasire limita inferioara. Alarma ! ".
fuzzy3(U,_,_,Umax,Ind,Rez) if
    U>Umax,!,

```

```

        Ind=i1(0.0,"AS",1.0,"US",4.0),
        Rez=" Depasire limita superioara. Alarma ! ".
fuzzy3(U,Umin,Uopt,_,Ind,Rez) if
    comp2(U,Umin,Uopt),!,
    I1= round(100.0*(U-Umin)/(Uopt-Umin))/100,
    I2= round(100.0*(Uopt-U)/(Uopt-Umin))/100,
    Nota=I1*(10.0)+I2*(4.0),
    Ind=i1(I1,"O",I2,"AI",Nota),
    calificativ3(Nota,"AI",Str), % inferior lui optim
    str_real(I1_str, I1),
    str_real(I2_str, I2),
    concat(Str,"\t'O'=",Str1),
    concat(Str1,I1_str,Str2),
    concat(Str2," 'AI'=",Str3),
    concat(Str3,I2_str,Str4),
    concat(Str4,"\t",Rez).
fuzzy3(U,_,Uopt,Umax,Ind,Rez) if
    comp2(U,Uopt,Umax),
    I1= round(100.0*(U-Uopt)/(Umax-Uopt))/100,
    I2= round(100.0*(Umax-U)/(Umax-Uopt))/100,
    Nota=I1*4.0+I2*10.0,
    Ind=i1(I2,"O",I1,"AS",Nota),
    calificativ3(Nota,"AS",Str),
    str_real(I1_str, I1),
    str_real(I2_str, I2),
    concat(Str,"\t'O'=",Str1),
    concat(Str1,I2_str,Str2),
    concat(Str2," 'AS'=",Str3),
    concat(Str3, I1_str, Str4),
    concat(Str4,"\t",Rez).

fuzzy2(P,Plow,_,Ind,Rez) if
    P<Plow,!,
    Ind=i2(0.0,"H",1.0,"L","foarte scazut "),
    Rez="foarte scazut \t'H'=0.00\t'L'=1.00".
fuzzy2(P,_,Phigh,Ind,Rez) if
    P>Phigh,!,
    Ind=i2(1.0,"H",0.0,"L","foarte ridicat"),
    Rez="foarte ridicat\t'H'=1.00\t'L'=0.00".

fuzzy2(P,Plow,Phigh,Ind,Rez) if
    comp2(P,Plow,Phigh),
    I1= round(100.0*(P-Plow)/(Phigh-Plow))/100,
    I2= round(100.0*(Phigh-P)/(Phigh-Plow))/100,
    calificativ2(I1,I2,Str),
    Ind=i2(I1,"H",I2,"L",Str),
    str_real(I1_str, I1),
    str_real(I2_str, I2),
    concat(Str,"\t'H'=",Str1),
    concat(Str1,I1_str,Str2),

```

```

        concat(Str2, "\t'L'=", Str3),
        concat(Str3, I2_str, Rez).

fuzzy4(U, Umin, _, _, _, Ind, Rez) if
    U < Umin, !,
    Ind = i1(0.0, "AI", 1.0, "UI", 4.0),
    Rez = " Depasire limita inferioara. Alarma ! ".
fuzzy4(U, _, _, _, Umax, Ind, Rez) if
    U > Umax, !,
    Ind = i1(0.0, "AS", 1.0, "US", 4.0),
    Rez = " Depasire limita superioara. Alarma ! ".
fuzzy4(U, Umin, Uec, _, _, Ind, Rez) if
    comp2(U, Umin, Uec), !,
    I1 = round(100.0 * (U - Umin) / (Uec - Umin)) / 100,
    I2 = round(100.0 * (Uec - U) / (Uec - Umin)) / 100,
    Nota = I1 * (10.0) + I2 * (4.0),
    Ind = i1(I1, "O", I2, "AI", Nota),
    calificativ3(Nota, "AI", Str),
    str_real(I1_str, I1),
    str_real(I2_str, I2),
    concat(Str, "\t'O'=", Str1),
    concat(Str1, I1_str, Str2),
    concat(Str2, " 'AI'=", Str3),
    concat(Str3, I2_str, Str4),
    concat(Str4, "\t", Rez).
fuzzy4(U, _, Uec, Uopt, _, Ind, Rez) if
    comp2(U, Uec, Uopt), !,
    Nota = 10.0,
    I11 = 1.0, I22 = 0.0,
    Ind = i1(1.0, "O", 0.0, "A", Nota),
    calificativ3(Nota, "AI", Str),
    str_real(I1_str, I11),
    str_real(I2_str, I22),
    concat(Str, "\t'O'=", Str1),
    concat(Str1, I1_str, Str2),
    concat(Str2, " 'A'=", Str3),
    concat(Str3, I2_str, Str4),
    concat(Str4, "\t\t", Rez).
fuzzy4(U, _, _, Uopt, Umax, Ind, Rez) if
    comp2(U, Uopt, Umax),
    I1 = round(100.0 * (U - Uopt) / (Umax - Uopt)) / 100,
    I2 = round(100.0 * (Umax - U) / (Umax - Uopt)) / 100,
    Nota = I1 * 4.0 + I2 * 10.0,
    Ind = i1(I2, "O", I1, "AS", Nota),
    calificativ3(Nota, "AS", Str),
    str_real(I1_str, I1),
    str_real(I2_str, I2),
    concat(Str, "\t'O'=", Str1),
    concat(Str1, I2_str, Str2),
    concat(Str2, " 'AS'=", Str3),
    concat(Str3, I1_str, Str4),
    concat(Str4, "\t", Rez).

```


Modulul 2 de program:

- clauza care definește interfața

```
run(Aleg0) if
  shiftwindow(5),
  clearwindow,
  write(" Selectati optiunea cu tastele sageti ! "),
  menu(6,55,7,7,
    ["Incarcare date",
     "Listare Indicatori",
     "",
     "Incarcare cunostinte",
     "Listare cunostinte",
     "",
     "Diagnoza globala",
     "Optimizare U",
     "Optimizare Pc",
     "",
     "Informatii ajutor",
     "Sistem de operare",
     "Iesire "], " Optiuni ",Aleg0, Aleg1),
  proces(Aleg1),!,
  run(Aleg1).
```

- diagnoza globală a tensiunilor nodale

```
diag_tens if
  diag_U(ListaU),
  calif_U(ListaU,"UI"),!,
  write("\nToate valorile U nodale sunt inafara benzii
admisibile !!!"),
  write("\nMasura de reparare: ridica tensiunea nodului MT din
statie !"),
  readkey(_).
diag_tens if
  diag_U(ListaU),
  calif_U(ListaU,"US"),!,
  write("\nToate valorile U nodale sunt inafara benzii
admisibile !!!"),
  write("\nMasura de reparare: coboara tensiunea nodului MT
din statie !"),
  readkey(_).

diag_tens if
  diag_U(ListaU),
  calif_U(ListaU,"AI"),!,
  write("\nToate valorile U nodale sunt in partea inf. a
benzii adm. !"),
  write("\nMasura de reparare: ridica tensiunea nodului MT din
statie !"),
```

```

    readkey(_).
diag_tens if
    diag_U(ListaU),
    calif_U(ListaU,"AS"),!,
    write("\nToate valorile U nodale sunt in partea sup. a
benzii adm. !"),
    write("\nMasura de reparare: coboara tensiunea nodului MT
din statie !"),
    readkey(_).

diag_tens if
    write("\nSunt necesare masuri zonale de reglaj a
tensiunilor nodale !"),
    readkey(_).

```

- clauza de diagnoză a tensiunilor nodale

```

diagnoza_U if
diag_U(ListaU),!,
    selectU(1,ListaU,[],LUSelect),% selecteaza U defecte din
lista indicatorilor fuzzy
    cauta_noduri(LUSelect,LNodSelect), % indentifica numarul
nodurilor dupa nr. curent din lista ListaU
    write("\nLista nodurilor care au tensiunile 'defecte':",
LNodSelect), readkey(_),
    reglare_U(LNodSelect). % stabileste lista compensatoarelor
necesara a fi reglate

reglare_U([]) if
    write("\nNu este necesara reglarea tensiunilor
!"),!,readkey(_).
    reglare_U(LNodSelect) if
        compensatoare(CompList),
        complist(CompList,[],LComp),!, % genereaza lista nodurilor
cu compensatoare
        genereaza(LComp,SubLComp), % genereaza o sublista
SubComp a lui LComp
        testeaza(LNodSelect,SubLComp),!,
        masuri_reglareU(SubLComp). % afiseaza mijloacele de
reglare
reglare_U(_) if
    write("\nNu exista solutie !!!").

genereaza(Lista,SubLista) if
    apartine(X,Lista), Sublista=[X].
genereaza(Lista,SubLista) if
    apartine(X,Lista),
    apartine(Y,Lista),
    X<>Y,
    Sublista=[X,Y].

```

```

genereaza(Lista,SubLista) if
    apartine(X,Lista),
    apartine(Y,Lista),
    apartine(Z,Lista),
    X<>Y,X<>Z,Y<>Z,
    Sublista=[X,Y,Z].
genereaza(Lista,SubLista) if
    apartine(X,Lista),
    apartine(Y,Lista),
    apartine(Z,Lista),
    apartine(T,Lista),
    X<>Y,X<>Z,Y<>Z,X<>T,Y<>T,Z<>T,
    Sublista=[X,Y,Z,T].

testeaza([],_).
testeaza([Nod|LNodSelect],LComp) if
    test(Nod,LComp),
    testeaza(LNodSelect,LComp).

test(Nod,LComp) if
    % testeaza daca nodul este in lista de inflenta a
vreunui compensator
    apartine(NComp,LComp),
    compensatoare(Compensatoare),
    identifica(NComp,Compensatoare,Comp),
    Comp=comp(_____,Lista),
    apartine(Nod,Lista).

identifica(Nod,[comp(Nod,N1,N2,Q1,Q2,List)|_],comp(Nod,N1,N2,Q1,
Q2,List)).
    identifica(Nod,[_|Rest],Comp) if
        identifica(Nod,Rest,Comp).

masuri_reglareU(Lista) if
    write("\nLista reglatoarelor de tensiune care participa la
reglaj: ",Lista),
    readkey(_).

• clauza de diagnoza a puterilor active consumate

diagnoza_Pc if
    diag_Pc(ListaPc),!,
    selectPc(1,ListaPc,[],LPcSelect), % selecteaza P
defecte
    write("\nLista nodurilor care au Pc neconforme:"
,LPcSelect),
    reglare_P(LPcSelect). % stabileste lista gen. necesar
a fi reglate

```

```

reglare_P([]) if
    write("\nNu este necesara compensarea Pc
!"),!,readkey(_).
reglare_P(LNodSelect) if
    generatoare(CompList),
    genlist(CompList,[],LComp),!,% genereaza lista
nodurilor generat.
    genereaza(LComp,SubLComp),
% genereaza o sublista SubComp a lui LComp
    testeazaP(LNodSelect,SubLComp),!,
    masuri_reglareP(SubLComp).
% afiseaza mijloacele de reglare
reglare_P(_) if
    write("\nNu exista solutie !!!").

selectPc(_,[],LPSelect,LPSelect).
selectPc(Contor,[Ind|ListaP],Aux,LPSelect) if
    select_indPc(Contor,Ind,Aux,AuxN),
    ContorN=Contor+1,!,
    selectPc(ContorN,ListaP,AuxN,LPSelect).
select_indPc(Contor,i2(R1,S1,_,_,_),Aux,AuxN) if
    R1=1, S1="H",!,
    nod(Contor,_,NrNod,_,_,_,_,_,_),
    AuxN=[NrNod|Aux].
select_indPc(,_,Aux,Aux).

genlist([],L,L).
genlist([gen(Nod,_,_,_,_)|Rest],Aux,ListaComp) if
    AuxN=[Nod|Aux],!,
    genlist(Rest,AuxN,ListaComp).

testeazaP([],_).
testeazaP([Nod|LNodSelect],LComp) if
    testP(Nod,LComp),
    % testeaza daca nodul este in lista de influenta a
vreunui gen.
    testeazaP(LNodSelect,LComp).

testP(Nod,LComp) if
    apartine(NComp,LComp),
    generatoare(Compensatoare),
    identificaP(NComp,Compensatoare,Comp),
    Comp=gen(,_,_,_,_,Lista),
    apartine(Nod,Lista).

identificaP(Nod,[gen(Nod,N1,N2,Q1,Q2,List)|_],gen(Nod,N1,N2,Q1,Q
2,List)).
identificaP(Nod,[_|Rest],Comp) if
    identificaP(Nod,Rest,Comp).

```

- clauzele pentru diagnoza globală

```

diag_SLE if
  diag_LE(ListaS),
  calif_U(ListaS,"US"),!,
  write("\nToate valorile S de circulatie sunt inafara benzii
  admisibile !!!"),
  readkey(_).
diag_SLE if
  diag_LE(ListaS),
  calif_S(ListaS,"AI"),!,
  write("\nToate valorile U nodale sunt in partea inferioara a
  benzii admisibile !"),
  write("\nMasura de reparare: ridica tensiunea nodului MT din
  statie !"),
  readkey(_).
diag_SLE if
  diag_LE(ListaS),
  calif_S(ListaS,"AS"),!,
  write("\nToate valorile S de circulatie sunt in partea
  superioara a benzii admisibile !"),
  readkey(_).
diag_SLE if
  write("\nSunt necesare masuri zonale de reglaj a
  circulatiilor pe LE !"),
  readkey(_).

calif_S([],_).
calif_S([I1|Rest],CalifS)if
  I1=i1(_,_,Val,CalifS,_),
  Val>=0.5,!,
  calif_S(Rest,CalifS).

% a circulațiilor pe transformatoare

diag_STR if
  diag_TR(ListaS),
  calif_U(ListaS,"US"),!,
  write("\nToate valorile S de circulatie sunt inafara benzii
  admisibile !!!"),
  readkey(_).
diag_STR if
  diag_TR(ListaS),
  calif_S(ListaS,"AI"),!,
  write("\nToate valorile S de circulatie sunt in partea
  inferioara a benzii admisibile !"),
  readkey(_).
diag_STR if
  diag_TR(ListaS),
  calif_S(ListaS,"AS"),!,

```

```
write("\nToate valorile S de circulatie sunt in partea
superioara a benzii admisibile !"),
readkey(_).
diag_STR if
write("\nSunt necesare masuri zonale de reglaj a
circulatiilor pe TRAFU !"),
readkey(_).
```

- a puterilor consumate

```
diag_Pcons if
consumP(i2(_,_,_,_),C),!,
write("\nNivelul puterilor active consumate in noduri este ",
C," !"),
readkey(_).
```

```
diag_Qcons if
consumQ(i2(_,_,_,_),C),!,
write("\nNivelul puterilor reactive consumate in noduri este
",C," !"),
readkey(_).
```

ANEXA 5. INTERFAȚA DE LEGĂTURĂ DINTRE DIAGRED ȘI POWERWORLD 8.0

Prezenta anexă conține două exemple de fișiere script care fac parte din interfața de legătură dintre sistemul expert DiagRED și simulatorul Powerworld 8.0 interfață care permite schimbul de date între cele două programe.

1. Încărcarea fișierului cu regimul de bază maxim, calcularea circulației de puteri, optimizarea regimului și salvarea mărimilor electrice de interes pentru DiagRED: circulațiile de putere aparentă pe laturi, modulul și faza tensiunii în noduri și sarcina activă și reactivă în noduri.

```
Script incarc_regim_baza_maxim
{
OpenCase("test13_110_baza_maxim.PWB");
}
DATA setari_zone (Area, [Areamum, BGAGC, OPFAreaLineLim,
AreaLPOPFUseMargLoss])
{
1 OFF YES YES
}
SCRIPT SolveCase
{
EnterMode(PowerFlow);
SolvePowerFlow;
Entermode(Run);
EnterMode(PowerFlow);
SolvePrimalLP;
}
Script Salvare
{
SaveData("Slat.txt", AUX, Branch, [LineMVA:1], []);
SaveData("Slat.txt", AUX, Branch, [LineMVA], []);
SaveData("Slat.txt", AUX, Branch, [BusNum:1], []);
SaveData("Slat.txt", AUX, Branch, [BusNum], []);
SaveData("Unod.txt", AUX, BUS, [BusKVVolt], []);
SaveData("Unod.txt", AUX, BUS, [BusAngle], []);
SaveData("PQnod.txt", AUX, BUS, [BusLoadMW], []);
SaveData("PQnod.txt", AUX, BUS, [BusLoadMVR], []);
}
```

2. Încărcarea fișierului cu regimul oarecare cu sarcină ridicată, calcularea circulației de puteri și salvarea mărimilor electrice de interes pentru DiagRED: circulațiile de putere aparentă pe laturi, modulul și faza tensiunii în noduri și sarcina activă și reactivă în noduri.

```
Script incarc_regim_sarcina_ridicata
{
OpenCase("test13_110_incarcat.PWB");
}
```

```
SCRIPT SolveCase
{
EnterMode(PowerFlow);
SolvePowerFlow;
Entermode(Run);
EnterMode(PowerFlow);
}
Script Salvare
{
SaveData("Slat.txt", AUX, Branch, [LineMVA:1], []);
SaveData("Slat.txt", AUX, Branch, [LineMVA], []);
SaveData("Slat.txt", AUX, Branch, [BusNum:1], []);
SaveData("Slat.txt", AUX, Branch, [BusNum], []);
SaveData("Unod.txt", AUX, BUS, [BusKVVolt], []);
SaveData("Unod.txt", AUX, BUS, [BusAngle], []);
SaveData("PQnod.txt", AUX, BUS, [BusLoadMW], []);
SaveData("PQnod.txt", AUX, BUS, [BusLoadMVR], []);
}
```


BIBLIOGRAFIE

1. [Azadeh2008] Azadeh A., Saberi M., Javanmardi L., Azaron A., Developing expert system on decision making unit efficiency, IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE 2008), pp: 809-816, 2008.
2. [Bacher1989] Bacher R., Tinney W.F., Faster local power solution: The zero mismatch approach, IEEE Transaction on Power Systems, Vol.4, No.4, November 1989, pp. 1345-1354.
3. [Bârlădeanu2001] Bârlădeanu E., Rădășan D., Utilizarea tehnicilor fuzzy în electroenergetică, Editura Venus Iași, 2001.
4. [Belhadj1996] Belhadj C., Mohamedi R., Lefebvre S., Lagace P.J., Do. X.D., Voltage Stability Modeling, Real-Time Monitoring Using Expert System for Operation Assistance, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996, pp. 1037-1045.
5. [Billinton1994] Billinton R., Lian G., Composite Power System Health Analysis using a Security Constrained Adequacy Evaluation Procedure, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 9, No. 2, May 1994, pp. 936 - 941.
6. [Borlea1999] Borlea I., Luștrea B., Expert system for power system steady state operation, Proceedings of the third International Power System Conference – Timișoara, Nov. 1999, vol. II, pp. 129-134.
7. [Borlea2001] Borlea I., Luștrea B., Kilyeni Șt., Expert System for Power System Contingency Screening, Proceedings of the Fourth International Power System Conference, Timișoara, 8-9 Nov, 2001, pp. 37-42.
8. [Borlea2003] Borlea I., Luștrea B., Application of Model Based Diagnosis for Steady State Power Systems Operation – Test Results, Proceedings of the Fifth International Power System Conference – Timișoara, 7-8 Nov, 2003, pp. 103-112.
9. [Borlea2003b] Borlea I., SSDES Expert System for Steady State Diagnosis of Power System, Proceedings of the Fifth International Power System Conference – Timișoara, 7-8 Nov, 2003, pp. 95-103.
10. [Borlea2006] Borlea I., Diagnoza regimurilor permanente ale sistemelor electroenergetice, Editura Orizonturi Universitare Timișoara, 2006.
11. [Borlea2009] Borlea I., Tănase Gh., Luștrea B., Kilyeni Șt., Andea P., Kilyeni A., Knowledge Based Power Systems Steady State Diagnosis. Basic Concepts, Software, Case Study, 5th International Symposium on Applied Computational Intelligence, Informatics, May 28-29, 2009, Timisoara, Romania, pp. 465-470.
12. [Brandwajn1989] Brandwajn V., Lauby M.G., Complete Bounding Method for Contingency Screening, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 4, No. 2, May 1989, pp. 724 - 728.
13. [Brzozowski2009] Brzozowski W., Expert systems of the technical diagnostics in power plants, Przegląd Elektrotechniczny, vol. 85, issue 3, pp: 124-, Poland, 2009.
14. [Bulac1999] Bulac C., Eeremia M., Bulac A.I., Triștiu I., Stabilitatea de tensiune în SEE: fenomen, evaluare și controlul prin tehnici de inteligență artificială, Energetica, Nr. 2-1999, vol. 47, pp.56-68.
15. [Buta1991] Buta A., Transportul și distribuția energiei electrice, Litografia U.P. Timișoara 1991.

16. [Buta2001] Buta A., Pană A., Milea L., Calitatea energiei electrice, Editura Agir Bucuresti, 2001.
17. [Castro1994] Castro C.A., Bose A., Correctability of Voltage Violation in On-line Contingency Analysis, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 9, No. 3, August 1994, pp. 1651 - 1657.
18. [Cârțină1994] Cârțină Gh., Georgescu Gh., Gavrilaș M., Bonciu C., Rețele Neuro-nale Artificiale și Sisteme Expert în Energetică, Editura Gh. Asachi, Iași 1994.
19. [Cilic2004] Cilic A., Stoica A., Dumitru I., Influența protocoalelor de comunicație la nivel de stație asupra proiectării sistemului de circuite secundare, Masa Rotundă Revista Energetica, Martie 2004; Revista Energetica August 2004.
20. [Chang1990] Chang C.S., Chung T.S., Lo K.L., Application of Pattern Recognition Technique to Power System Security Analysis, Optimization, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 5, No. 3, August 1990, pp. 835 - 841.
21. [Chen1989] Chen Y., Bose A., Direct Ranking for Voltage Contingency Selection, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 4, No. 4, October 1989, pp. 1335 - 1342.
22. [Chen1993] Chen R.H., Gao J., Malik O.P., Hope G.S., Wang S., Xiang N., Multi-Contingency Pre-processing for Security Assessment using Physical Concepts, CQR with Classifications, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 8, No.3, August 1993, pp.840-848.
23. [Cheng 1988] Cheng S.J., Malik O.P., Hope G.S., An Expert System for Voltage, Reactive Power Control of a Power System, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 3, No. 4, November 1988, pp. 1449-1455.
24. [Chindriș2002] Chindriș M., Cziker A., Utilizarea sistemelor fuzzy în energetică, Editura Mediamira Cluj-Napoca, 2002.
25. [CLIPS2003] ***, CLIPS - Reference Manual, Volume 1, Basic Programming Guide, version 6.21, June 15th 2003
26. [Cristie1990] Cristie R.D., Talukdar S.N., Nixon J. C., CQR: A Hybrid Expert System for Security Assessment, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 5, No. 4, November 1990, pp. 1503 - 1509.
27. [Cutsem1995] Cutsem T., An approach to corrective control of voltage instability using simulation, sensitivity, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 10, No. 2, May 1995, pp. 616 - 622.
28. [Constantinescu2004] Constantinescu J., Infrastructura sistemului electro-energetic din România în procesul îndeplinirii normelor UCTE, Energetica, nr. 5, 2004.
29. [DOE2009] U.S. Department of Energy, Smart Grid System Report, July 2009, http://www.controlsroadmap.net/pdfs/Smart_Grid_System_Report_July_2009.
30. [Doraiswami1990] Doraiswami R., Jiang J., An Intelligent Sensor to Monitor Power System Stability, Performance, Diagnose Failures", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 5, No. 4, November 1990, pp. 1432 - 1438.
31. [Dușa2001] Dușa V., Vaida V., Controlul și comanda funcționării rețelelor electrice, Editura Tehnică București, 2001.
32. [EPRI1999] ***, CRAFT: On-line Expert System for customer restoration, fault testing, vol.1: Control Center implementation, testing, EPRI EL-6680, Project 2944-1, Final Report, March 1999.
33. [Eremia1985] Eremia M., Crișciu H., Ungureanu B., Bulac C., Analiza asistată de calculator a regimurilor sistemelor electroenergetice, Editura Tehnică, București, 1985.
34. [Eremia2000] Eremia M., Trecat J., Germond A., Reseaux Electriques – Aspects actuelles, Editura Tehnică București, 2000.

35. [Eremia1989] Eremia M., Crişciu H., Ungureanu B., Bulac C., Analiza asistată de calculator a regimurilor electroenergetice, Editura Tehnică Bucureşti, 1989.
36. [Eremia2001] Eremia M. și alții, Tehnici de Inteligență Artificială – Concepte și aplicații în Sistemele electroenergetice, Editura Agir Bucureşti, 2001.
37. [Erbasu2005] Erbaşu A., Berizzi A., Eremia M., Bulac C., Implementation studies of secondary voltage control on the Romanian power grid, IEEE Power Tech, Russia, 2005, pp. 1-7.
38. [Eremia2006] Eremia M., Electric Power Systems. Vol I: Electric networks, Editura Academiei Române, Bucureşti, 2006.
39. [Eremia2007] Eremia M., Lăzăroiu G.C., Leva S., Zaninelli D., On board multi-machine network: PQ effects on stability studies, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007.
40. [Exposito1993] Exposito A.G., Martinez Ramos J.L., Ruiz Macias J.L., Salinas Y.C., Sensitivity-Based Reactive Power Control for Voltage Profile, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 8, No. 3, August 1993, pp. 937 - 942.
41. [Fijany2002] Fijany A., Vatan F., Barrett A., Mackey R., New Approaches for Solving the Diagnosis Problem, IPN Progress Report 42-149, May 15, 2002.
42. [Fouad1991] Fouad A.A., Venkataraman S., Davis J.A., An Expert System for Security Trend Analysis of a Stability-limited Power System, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 6, No. 3, August 1991, pp. 1077 - 1084.
43. [Gardenfors1994] Gardenfors P., Makinson D., Non monotonic interface based expectation, Artificial Intelligence, 65: 197-245, 1994.
44. [Germann2000] Germann J., Willimann A., The PIA solution - cost effective acquisition, distribution of information between electrical power supply companies in one integrated network, Session 2000, CIGRE;
45. [Godart1991] Godart T.F., Puttgen H.B., A reactive path concept applied within a voltage control ES, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 6, No. 2, May 1991, pp. 787 - 793.
46. [Goia1988] Goia M.L., Avertizor de chiciură modernizat pentru LEA de înaltă tensiune și noi soluții de combatere a efectelor depunerilor de chiciură aplicabile în exploatare, Conferința Rețele Electrice, Cluj 1988
47. [Hao1995] Hao S., Papalexopoulos A., Peng T.M., Distributed Processing for Contingency Screening Applications, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 10, No. 2, May 1995, pp. 838 - 844.
48. [Hatziargyriou1994] Hatziargyriou N.D., Contaxis G.C., Sideris N.C., A Decision Tree Method for on-line Steady State Security Assessment, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 9, No. 2, May 1994, pp. 1052 - 1060.
49. [Hsu1991] Hsu Y.Y., Su C.C., A Rule-Based Expert System for Steady-State Stability Analysis, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 6, No. 2, May 1991, pp. 771 - 777.
50. [Hsu1992] Hsu Y.Y., Liang C.C., Lai T.S., Chen K.K., Chang B.S., Voltage control using a combined integer programming, rule-based approach, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 7, No. 2, May 1992, pp. 744 - 751.
51. [Kilyeni1987] Kilyeni Șt., Optimizări și calculatoare în energetică, Litografia U.P. Timișoara, 1987.
52. [Kilyeni1988] Kilyeni Șt., Nemeș M., Moga M., Buta A., Luștrea B., Velicescu C., Surianu F., Sistem test de 25 de noduri, Conferința Națională de Energetică București, vol.5 , lucrarea 5.05, 1988.
53. [Kilyeni2001a] Kilyeni Șt., Metode numerice – Algoritme, Programe Turbo Pascal, Aplicații în energetică, Editura Orizonturi Universitare Timișoara, 2004.

54. [Kilyeni2001b] Kilyeni Șt., Lupea F., Luștrea B., Borlea I., Buses' Optimal, Quasi-optimal Ordering Techniques in Power System Analysis, Proceedings of the Fourth International Power System Conference – Timișoara, 8-9 Nov, 2001, pp. 237-242.
55. [Kilyeni2002] Kilyeni Șt., Tehnici numerice utilizate în analiza regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice, Editura Orizonturi Universitare Timișoara, 2004.
56. [Kleer1992] Kleer J., Mackworth A.K., Reiter R., Characterizing Diagnoses, System, Artificial Intelligence, vol. 56, 1992, pp. 197-222.
57. [Laframboise1995] Laframboise J.R.P-R., Ferland G., Chikhani A.Y., Salama M.A., An Expert System for Reactive Power Control of Distribution System - Part 2: System Implementation, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 10, No. 3, August 1995, pp. 1433 - 1440.
58. [Lemaitre1990] C. Lemaitre, J.P. Paul, J.M. Tesson, Y. Harmand, Y.S. Zhao, An indicator of the risk of voltage profile instability for-real time control application, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 5, No. 1, February 1990, pp. 154-160.
59. [Lof1993] Lof P.A., Anderson G., Hill D.J., Voltage stability indices for stressed power systems, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 8, No. 1, February 1993, pp. 326 - 332.
60. [Luștrea1996a] Luștrea B., Borlea I., Aspecte referitoare la o nouă metodă de memorare și prelucrare a matricelor lacunare folosite în analiza regimurilor de funcționare a Sistemelor Electrice de Putere, Sesiunea de comunicări științifice – Universitatea "Aurel Vlaicu" Arad, 16-17 mai 1996, vol. 15, pp. 97-102.
61. [Luștrea1996b] Luștrea B., Nemeș M., Călea Gh., Borlea I., About a Power System State Estimator: descriptions, performances, Conferința Națională de Energetică – Neptun, sept. 1996, secț. VI, pp. 117-122.
62. [Luștrea2001] Luștrea B., Kilyeni Șt., Borlea I., Some Aspects Regarding Unified Power Flow Controllers, Proceedings of the Fourth International Power System Conference – Timișoara, 8-9 Nov, 2001, pp. 265-268.
63. [Luștrea2003a] Luștrea B., Borlea I., Application of Model Based Diagnosis for Steady State Power Systems Operation – Theory and basics concepts, Proceedings of the Fifth International Power System Conference – Timișoara, 7-8 Nov, 2003, pp. 337-340.
64. [Luștrea2003b] Luștrea B., Borlea I., Application of Model Based Diagnosis for Steady State Power Systems Operation – Implementation aspects, Proceedings of the Fifth International Power System Conference – Timișoara, 7-8 Nov, 2003, pp. 331-336.
65. [McCarthy1980] McCarthy J., Circumscription – a form a non monotonic reasoning, Artificial Intelligence, 13(1+2): 27-39, 1980
66. [McCalley1997] McCalley J.D., Wang S., Treinen R.T., Papalexopoulos A.D., Security Boundary Visualization for Systems Operation , IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 12, No. 2, 1997, pp. 940 - 947.
67. [McDonald1997] McDonald J.R., Burt G.M., Zielinski J.S, McArthur S.D.J., Intelligent Knowledge Based Systems in Electrical Power Engineering, Chapman & Hall London, 1997.
68. [Meliopoulos1994] Sakis Meliopoulos A.P., Cheng C.S., Xia F., Performance Evaluation of Static Security Analysis Methods, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 9, No. 3, August 1994, pp. 1441 - 1449.
69. [Moga1997] Moga M., Conducerea proceselor din energetică cu calculatoare de proces, Editura Mirton Timișoara, 1997.

70. [Moga2000] Moga M., Sisteme inteligente pentru conducerea rețelelor electrice de distribuție, Editura Agir București, 2000.
71. [Momoh2000] Momoh J.A., El-Hawary M.E., Electric Systems, Dynamics, Stability with Artificial Intelligence Applications, Marcel Dekker Inc. New York, 2000.
72. [Nemeș1998] Nemeș M., Sisteme electrice de putere, Editura "Politehnica" Timișoara, 1998.
73. [Nemeș2001] Nemeș M., Restructurarea sistemelor electroenergetice, Editura Agir București, 2001.
74. [Ozturk2009] Ozturk V., Hybrid expert-fuzzy approach for evaluation of complex systems, Expert Systems, vol. 26, issue 3, pp: 274-290, July, 2009.
75. [PDC1992] *** PDC Prolog 3.30 – User's guide, Copenhaga 1992.
76. [Poole1989] Poole D., Normality, faults in logic-based diagnosis, Proceedings of the 11-th International Joint Conference an Artificial Intelligence, pp. 1304-13010, Detroit, 1989.
77. [Preda1988] Preda L., Heinrich I., Buhuș P., Ivas D., Gheju P., Stații si posturi electrice de transformare, Editura Tehnica București, 1988.
78. [Preitl1997] Preitl St., Precup R.E., Introducerea în conducerea fuzzy a proceselor, Editura Tehnică București, 1997.
79. [Rahman1993] Rahman S., Artificial Intelligence in Electric Power Systems - A Survey of Japanese In-dustry, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 8, No. 3, August 1993, pp. 1211 - 1217.
80. [Reichelt1992] Reichelt D., Glavitsch H., Features of a Hybrid Expert System for Security Enhancement, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 7, No. 2, May 1992, pp. 907 - 913.
81. [Reiter1987] Reiter R., A Theory of Diagnosis from First Principles, Artificial Intelligence, vol. 32, pp. 57-95, 1987.
82. [Sambotin1997] Sâmbotin C., Sisteme expert cu Prolog, Editura Tehnică, București, 1997.
83. [Schulte1987] Schulte R.P., Larsen S.L., Sheble G.B., Wrubel J.N., Artificial Intelligence solutions to Power System Operating Problems, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 2, No. 4, November 1987, pp. 920 - 926.
84. [Sobajic1988] Sobajic D.J., Pao Y.H., An Artificial Intelligence System for Power System Contingency Screening, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 3, No. 2, May 1988, pp. 647 - 653.
85. [Son1995] Van Son P.J.M., Practical aspects of "intelligent machines" în the control room, Electra no. 159, April 1995;
86. [Sowa1995] Sowa J.F., Knowledge Representation – Logical, Philosophical, Computational Foundation, PWS Publishing Company Boston, 1995.
87. [Struss1998] Struss P., Heller U., Process-oriented Modeling, Diagnosis – Revising, Extending the Theory of Diagnosis from First Principles, 9-th International Workshop on Principles on Diagnosis, Sea Crest, Cape Cod, 1998.
88. [Talukdar1986] Talukdar S.N., Cardozo E., Perry T., The Operator's Assistant - An Expandable Program for Power System Trouble Analysis , IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 1, No. 3, August 1986, pp. 182 - 187.
89. [Tănase2006a] **Tănase Gh.**, Referat științific nr. 1, Universitatea "Politehnica" Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, Timișoara, 2006.
90. [Tănase2006a] **Tănase Gh.**, Referat științific nr. 2, Universitatea "Politehnica" Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, Timișoara, 2006.

91. [Tănase2007a] **Tănase Gh.**, Medium voltage recloser automation, remote control system. Part I. The recloser, Proceedings of the the 7th International Power Systems Conference PSC 2007, November 21-23, 2007, Timisoara, Romania, Buletinul Stiintific al UPT, Seria Energetica, tom 52, 2007, pp. 627-634.
92. [Tănase2007b] **Tănase Gh.**, Medium voltage recloser automation, remote control system. Part II. Remote control of the recloser, Proceedings of the the 7th International Power Systems Conference PSC 2007, November 21-23, 2007, Timisoara, Romania, Buletinul Stiintific al UPT, Seria Energetica, tom 52, 2007, pp. 635-642
93. [Tănase2007c] **Tănase Gh.**, Referat științific nr. 3, Universitatea "Politehnica" Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, Timișoara, 2007.
94. [Tănase2008a] **Tănase Gh.**, Vuc Gh., Borlea I., Assessment of distributed generation impact in congestion management using probabilistic load flow, Scientific bulletin of the "Politehnica University of Timișoara, Romania, Transaction of Power Engineering, Tom 53(67), 2008, Proceedings of the 14th national conference of electrical drives, September 25-26, 2008, Timișoara, Romania, pp 269-272.
95. [Tănase2008b] **Tănase Gh.**, Borlea I., Vuc Gh., Distributed generation impact on the voltage stability in distribution networks, Scientific bulletin of the "Politehnica" University of Timișoara, Romania, Transaction of Power Engineering, Tom 53(67), 2008, Proceedings of the 14th national conference of electrical drives, September 25-26, 2008, Timișoara, Romania, pp 273-276.
96. [Tănase2009a] **Tănase Gh.**, Borlea I., Vuc Gh., Jigoria-Oprea D., Kilyeni Șt., Luștea B., Vințan M., Expert system for steady state operation diagnosis of electrical distribution networks. Theory, basic concepts, Proceedings of the the 8th International Power Systems Conference PSC 2009, November 4-6, 2009, Timisoara, Romania, pp. 407-502.
97. [Tănase2009b] **Tănase Gh.**, Borlea I., Vuc Gh., Jigoria-Oprea D., Kilyeni Șt., Luștea B., Vințan M., Expert system for steady state operation diagnosis of electrical distribution networks. Software, case study, Proceedings of the the 8th International Power Systems Conference PSC 2009, November 4-6, 2009, Timisoara, Romania, pp. 503-510
98. [Tănase2010a] **Tănase Gh.**, Borlea I., Vuc Gh., Kilyeni A., Barbulescu C., Jigoria-Oprea D., A Rule-Based Expert System for Steady State Diagnosis of Electrical Distribution Networks. Part I: Theory and Software Tool, Proceedings of the 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, 26-28 aprilie 2010, Malta (în curs de publicare).
99. [Tănase2010b] **Tănase Gh.**, Borlea I., Vuc Gh., Kilyeni A., Barbulescu C., Jigoria-Oprea D., A Rule-Based Expert System for Steady State Diagnosis of Electrical Distribution Networks. Part II: Case Study, Proceedings of the 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, 26-28 aprilie 2010, Malta (în curs de publicare).
100. [Trapec2001] Trapec S.A., Studiu privind comanda la distanță a stațiilor de 400/220W, corelat cu conducerea la distanță a protecțiilor și cu programul de fibră optică, Dec 2001.
101. [Trapec2003] Trapec S.A., Divizia Energie, Mărire gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației electrice Fundeni 220/110 kV, București, Aprilie 2003.
102. [Zadeh1973] Zadeh L.A., Outline of a New Approach to the Analysis of Complex Systems, Decision Process, IEEE Transaction On Systems, Man, Cybernetics, Nr. 3, 1973.

103. [Zadeh1975] Zadeh L. A. et. al., *Fuzzy Sets, Their Application to Cognitive, Decision Process*, New York, Academic Press, 1975.
104. [Zhang1989] Zhang Z.Z., Hope G.S., Malik O.P., *Expert Systems in Electric Power Systems - A Bibliographical Survey*", *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 4, No. 4, October 1989, pp. 1355 - 1362.
105. [Zhou1994] Zhou Q., Davidson J., Fouad A.A., *Application of Artificial Neural Networks in Power System Security, Vulnerability Assessment*, *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, February 1994, pp. 525 - 531.
106. [Zobian1996] Zobian A., Ilic M.D., *A Steady State Voltage Monitoring, Control Algorithm Using Localised Least Square Minimisation of Load Voltage Deviation*, *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 11, No. 2, May 1996, pp. 929-938.
107. [Yabe1996] Yabe K., Koda J., Yoshida K., Chiang K.H., Khedkar P.S., Leonard D.J., Miller N.W., *Conceptual Design of AI-based Systems for Local Prediction of Voltage Collapse*, *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 11, No. 1, February 1996, pp. 136 - 143.
108. [Yokoyama1993] Yokoyama R., Niimura T., Nakanishi Y., *A coordinated control of voltage, reactive power by heuristic modeling, approximate reasoning*, *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 8, No. 2, May 1993, pp. 636 - 643.
109. [Vournas1995] Vournas C.D., *Voltage stability, controllability indices for multi-machine power systems*, *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, August 1995, pp. 1183-1189.
110. [Warwick1997] Warwick K., Ekwue A., Aggarwal R., *Artificial Intelligence Techniques in Power Systems*, IEE 1997.

SINTEZĂ PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII

- [1] **Tănase Gh.**, Referat științific nr. 1, Universitatea "Politehnica" Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, Timișoara, 2006.
- [2] **Tănase Gh.**, Referat științific nr. 2, Universitatea "Politehnica" Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, Timișoara, 2006.
- [3] **Tănase Gh.**, Medium voltage recloser automation and remote control system. Part I. The recloser, Proceedings of the the 7th International Power Systems Conference PSC 2007, November 21-23, 2007, Timisoara, Romania, Buletinul Stiintific al UPT, Seria Energetica, tom 52, Special Issue, 2007, pp. 627-634.
- [4] **Tănase Gh.**, Medium voltage recloser automation and remote control system. Part II. Remote control of the recloser, Proceedings of the the 7th International Power Systems Conference PSC 2007, November 21-23, 2007, Timisoara, Romania, Buletinul Stiintific al UPT, Seria Energetica, tom 52, Special Issue, 2007, pp. 635-642.
- [5] **Tănase Gh.**, Referat științific nr. 3, Universitatea "Politehnica" Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Catedra de Electroenergetică, Timișoara, 2007.
- [6] **Tănase Gh.**, Vuc Gh., Borlea I., Assessment of distributed generation impact in congestion management using probabilistic load flow, Scientific Bulletin of the „Politehnica” University of Timișoara, Romania, Transaction of Power Engineering, Tom 53(67), 2008, Proceedings of the 14th national conference of electrical drives, September 25-26, 2008, Timișoara, Romania, pp 269-272.
- [7] **Tănase Gh.**, Borlea I., Vuc Gh., Distributed generation impact on the voltage stability in distribution networks, Scientific bulletin of the „Politehnica” University of Timișoara, Romania, Transaction of Power Engineering, Tom 53(67), 2008, Proceedings of the 14th national conference of electrical drives, September 25-26, 2008, Timișoara, Romania, pp 273-276.
- [8] Borlea I., **Tănase Gh.**, Lustrea B., Kilyeni Șt., Andea P., Kilyeni A., Knowledge Based Power Systems Steady State Diagnosis. Basic Concepts, Software and Case Study, , 5th International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics, May 28-29, 2009 Timisoara, Romania, pp. 465-470.
- [9] **Tănase Gh.**, Borlea I., Vuc Gh., Jigoria-Oprea D., Kilyeni Șt., Luștrea B., Vințan M., Expert system for steady state operation diagnosis of electrical distribution networks. Theory and basic concepts, Proceedings of the 8th International Power Systems Conference PSC 2009, November 4-6, 2009, Timisoara, Romania, pp. 407-502.
- [10] **Tănase Gh.**, Borlea I., Vuc Gh., Jigoria-Oprea D., Kilyeni Șt., Luștrea B., Vințan M., Expert system for steady state operation diagnosis of electrical distribution networks. Software and case study”, Proceedings of the 8th International Power Systems Conference PSC 2009, November 4-6, 2009, Timisoara, Romania, pp. 503-510.
- [11] **Tănase Gh.**, Borlea I., Vuc Gh., Kilyeni A., Barbulescu C., Jigoria-Oprea D., A Rule-Based Expert System for Steady State Diagnosis of Electrical Distribution Networks. Part I: Theory and Software Tool, Proceedings of the 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, 26-28 aprilie 2010, Malta (în curs de publicare).
- [12] **Tănase Gh.**, Borlea I., Vuc Gh., Kilyeni A., Barbulescu C., Jigoria-Oprea D., A Rule-Based Expert System for Steady State Diagnosis of Electrical Distribution Networks. Part II: Case Study, Proceedings of the 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, 26-28 aprilie 2010, Malta (în curs de publicare).