

PLANIFICAREA EXTINDERII REȚELELOR DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE UTILIZÂND TEHNICI DE CALCUL EVOLUTIV

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

Ing. Claudiu Florin SOLOMONESC

Președinte:	Prof.univ.dr.ing. Ștefan KILYENI
Conducător științific:	Prof.univ.dr.ing. Petru ANDEA
Referenți științifici:	Prof.univ.dr.ing. Mircea EREMIA Prof.univ.dr.ing. Ioan FELEA Conf.univ.dr.ing. Gheorghe VUC

Data susținerii tezei: 26.IV.2013

Seriile Teze de doctorat ale UPT sunt:

- | | |
|---|--|
| 1. Automatică | 10. Știința Calculatoarelor |
| 2. Chimie | 11. Știința și Ingineria Materialelor |
| 3. Energetică | 12. Ingineria Sistemelor |
| 4. Inginerie Chimică | 13. Inginerie Energetică |
| 5. Inginerie Civilă | 14. Calculatoare și Tehnologia Informației |
| 6. Inginerie Electrică | 15. Ingineria materialelor |
| 7. Inginerie Electronică și Telecomunicații | |
| 8. Inginerie Industrială | |
| 9. Inginerie Mecanică | |

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, 2013

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 este rodul activității de mai mulți ani, sub îndrumarea generoasă și plină de înțelegere a conducătorului științific, Prof.dr.ing. Petru Andea, în cadrul Centrului de Cercetări pentru *Analiza și optimizarea regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice*, condus de Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni, cărora le adresez cele mai respectuoase și prețioase mulțumiri și pe această cale, atât pentru cultul rigurozității științifice imprimat, cât și pentru modul în care au știut să mă ghideze.

Lucrarea reprezintă o sinteză a rezultatelor de cercetare ale autorului, în perioada octombrie 2009 – aprilie 2013, în cadrul studiilor doctorale cu frecvență în domeniul *Inginerie Energetică* la *Universitatea „Politehnica” din Timișoara*, desfășurate prin intermediul proiectului „Prin burse doctorale spre cercetarea de nivel european”, ID 50783, cofinanțat din Fondul Social European „Investește în oameni”, în cadrul Programului Operațional Sectorial pentru Dezvoltarea Resurselor Umane 2007–2013.

În acești ani am avut șansa să particip la soluționarea unor contracte de cercetare încheiate cu C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., strâns legate de tema tezei de doctorat, în cadrul Centrului de Cercetări pentru *Analiza și optimizarea regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice*. Toate activitățile de cercetare au avut o puternică influență asupra formării și orientării mele profesionale. În acest context, adresez alese mulțumiri Șef lucr.dr.ing. Constantin Bărbulescu, pentru sprijinul efectiv acordat, pentru observațiile și sfaturile primite, întotdeauna constructive, pentru îndrumarea și colaborarea permanentă privind valorificarea rezultatelor obținute.

Pentru sprijinul acordat în vederea finalizării tezei, doresc să adresez mulțumiri călduroase directorului Departamentului de Electroenergetică, Prof.dr.ing. Flavius Dan Șurianu.

Mulțumesc cadrelor didactice din cadrul Universității „Politehnica” din Timișoara, care au contribuit la formarea și dezvoltarea mea profesională. În mod special doresc îmi exprim gratitudinea față de profesorii mei din cadrul Departamentului de Electroenergetică, care m-au încurajat și mi-au oferit un ajutor prețios.

Pe parcursul elaborării tezei am avut o colaborare fructuoasă cu colegii mei, șef lucr.dr.ing. Dan Jigoria-Oprea, dr.ing Petru Dan Cristian, drd.ing Attila Simo și dr.ing. Oana Dulça, materializată și prin lucrări publicate împreună.

Doresc să remarc, alăturând recunoștința mea, ajutorul de care am beneficiat din partea unor specialiști din cadrul C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., Sucursala de Transport Timișoara, prin asigurarea suportului necesar pentru partea aplicativă a tezei: Dr.ing. Nicolae Chiosa, Dr.ing. Ilie Ardelean, Dr.ing. Dana Pop.

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

Nu în ultimul rând, doresc să adresez cele mai sincere mulțumiri mamei și soției mele, pentru sprijinul și înțelegerea acordate în toți acești ani.

Timișoara, martie 2013

Claudiu Florin Solomonesc

Solomonesc, Claudiu Florin

PLANIFICAREA EXTINDERII REȚELELOR DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE UTILIZÂND TEHNICI DE CALCUL EVOLUTIV

Teze de doctorat ale UPT, Seria 13, Nr. 5, Editura Politehnica, 2013,
219 pagini, 107 figuri, 73 tabele

ISSN: 2069-8208

ISBN: 978-606-554-663-9

Cuvinte cheie: rețea de transport al energiei electrice, sisteme electro-energetice, planificarea extinderii optime, algoritmi genetici, calcul evolutiv, optimizare regimuri de funcționare, piață de energie, strategie energetică.

Rezumat: Tematica tezei se încadrează în preocupările actuale din domeniul mai larg al managementului sistemelor electroenergetice, al planificării pe termen mediu și lung a dezvoltării rețelei de transport al energiei electrice, în condițiile dereglementării și a apariției pieței libere de energie electrică. Teza are ca obiectiv principal elaborarea unei metode practice de planificare optimă a extinderii rețelei de transport din cadrul sistemelor electroenergetice complexe utilizând tehnici de calcul evolutiv, mai exact Algoritmi Genetici.

Metodologiile elaborate în cadrul tezei au la bază o abordare teoretică riguroasă, materializată prin realizarea și implementarea unor instrumente soft de aplicabilitate generală, utile operatorilor de transport și de sistem (C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., în cazul României). Programele de calcul au fost realizate în mediul Matlab, fiind compatibile la nivel de bază de date cu pachete de programe profesionale din domeniu. Ele utilizează la maxim posibilitățile oferite de mediile de programare și de sistemele informatice actuale.

Aplicațiile concrete se referă atât la sisteme electroenergetice test de diverse dimensiuni (cele consacrate, de tip IEEE, sau cele elaborate în cadrul Departamentului de Electroenergetică), cât și la un sistem real de mari dimensiuni – SEN Centru&Nord&Est&Sud, reprezentat de subsistemul de Nord, Nord-Est, Est, Sud-Est și Sud al SEN, acoperit în principal de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale București și Bacău și parțial de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca. Soluțiile propuse și concluziile obținute sunt confruntate cu cele preconizate de operatorul de transport și sistem din România – C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

CUPRINS

CUPRINS	5
ACRONIME	8
LISTA DE FIGURI	9
LISTA DE TABELE	13
LISTA DE ANEXE	16
1. INTRODUCERE	17
2. STADIUL ACTUAL AL EVOLUȚIEI SECTORULUI ENERGETIC ȘI AL SISTEMULUI ELECTROENERGETIC ROMÂNESC	23
2.1. Stadiul evoluției și tendințele sectorului energetic la nivel european	23
2.2. Politica energetică a Uniunii Europene	27
2.3. Evoluția sistemului electroenergetic al României și a cadrului legislativ	28
2.4. Situația actuală a sistemului electroenergetic al României	29
2.4.1. Producția energiei electrice.....	29
2.4.2. Consumul de energie electrică	30
2.4.3. Rețeaua de transport al energiei electrice	32
2.5. Planificarea extinderii RET în România	35
2.6. Concluzii.....	37
3. MODALITĂȚI DE SOLUȚIONARE A PLANIFICĂRII EXTINDERII RET	39
3.1. Metode matematice de optimizare	39
3.2. Metode euristice și meta-euristice.....	42
3.3. Metode bazate pe Algoritmi Genetici	46
3.3.1. Considerații preliminare	46
3.3.2. Utilizarea AG pentru analiza și optimizarea regimului permanent normal al SEE complexe	47
3.3.3. Utilizarea AG pentru planificarea extinderii RET	48
3.2.4. Alte aplicații de optimizare utilizând AG	51
3.6. Concluzii	52
4. ALGORITMI GENETICI (AG)	53
4.1. Calcul evolutiv. Algoritmi evolutivi.....	53
4.2. Algoritmi genetici. Versiunea de bază	55
4.2.1. Concept de bază.....	55
4.2.2. Teorema schemei	58
4.3. Algoritmi genetici codificați cu valori reale.....	59
4.3.1. Cromozomul. Populația	59
4.3.2. Evaluarea populației	60
4.3.3. Selecția	62

4.3.4. Recombinarea	64
4.3.5. Mutația	67
4.3.6. Elitismul	69
4.3.7. Criterii de oprire	69
4.4. Acordarea și evaluarea AG utilizând funcții test.....	69
4.4.1. Instrumentul soft.....	69
4.4.2. Studii de caz.....	70
4.4.2.1 Funcția Rastrigin	70
4.4.2.2 Funcția Schwefel	77
4.4.2.3 Funcția Rosenbrock	83
4.5. Concluzii.....	88
5. MODELUL MATEMATIC AL PLANIFICĂRII EXTINDERII REȚELEI DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE. VERSIUNEA CLASICĂ	89
5.1. Analiza regimului permanent normal	89
5.1.1. Considerații preliminare.....	89
5.1.2. Soluționarea modelului matematic cu versiunea clasică a metodei Newton	90
5.1.3. Soluționarea modelului matematic cu versiunea Newton decuplat ultrarapid	95
5.2. Optimizarea regimului permanent normal (OPF)	97
5.2.1. Considerații preliminare	97
5.2.2. Prezentarea modelului matematic.....	98
5.2.3. Soluționarea modelului matematic al OPF.....	99
5.3. Metoda adoptată pentru extinderea optimă a RET din cadrul SEE complexe.....	114
5.4. Concluzii.....	116
6. MODELUL MATEMATIC AL PLANIFICĂRII EXTINDERII REȚELEI DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE. VERSIUNEA PENTRU AG	117
6.1. Analiza regimului permanent normal	117
6.1.1. Considerații preliminare	117
6.1.2. Soluționarea modelului matematic folosind AG	118
6.1.3. Studii de caz justificative.....	119
6.1.3.1. Considerații preliminare	119
6.1.3.2. Sistemul Test 4	120
6.1.3.3. Sistemul Test 13	122
6.2. Optimizarea regimului permanent normal	125
6.2.1. Considerații preliminare.....	125
6.2.2. Soluționarea modelului matematic folosind AG.....	128
6.3. Planificarea extinderii optime a SEE complexe	130
6.3.1. Considerații preliminare	130
6.3.2. Soluționarea modelului matematic folosind AG	130
6.4. Concluzii.....	131
7. PREZENTAREA INSTRUMENTELOR SOFTWARE	133
7.1. Instrument software pentru determinarea circulației de puteri	133
7.2. Instrument software pentru optimizarea circulației de puteri.....	136
7.3. Instrument software pentru planificarea extinderii rețelelor de transport.....	137
7.4. Concluzii.....	140

8. STUDII DE CAZ ȘI REZULTATE	141
8.1. Prezentarea SEE studiate	142
8.2. Sistemul Test 6	142
8.2.1. Considerații preliminară. Test 6 inițial	142
8.2.2. Sistemul Test 6 extins maximal	144
8.2.3. Prezentarea soluției de extindere optimă	148
8.3. Sistemul IEEE24 RTS	151
8.3.1. Considerații preliminară. IEEE24 RTS inițial	151
8.3.2. Sistemul IEEE24 RTS extins maximal	154
8.3.3. Prezentarea soluției de extindere optimă	161
8.4. Sistemul Test 50	166
8.4.1. Considerații preliminară. Test 50 inițial	166
8.4.2. Sistemul Test 50 extins maximal	172
8.4.3. Prezentarea soluției de extindere optimă	180
8.5. Sistemul real SEN Centru&Nord&Est&Sud	186
8.5.1. Considerații preliminară. SEN Centru&Nord&Est&Sud inițial	186
8.5.2. Sistemul Centru&Nord&Est&Sud extins maximal	192
8.5.3. Prezentarea soluției de extindere SEN Centru&Nord&Est&Sud	195
8.6. Concluzii	198
9. CONCLUZII GENERALE ȘI CONTRIBUȚII PERSONALE	199
Bibliografie	203
Sinteza privind lucrările proprii	217
Anexe	CD

ACRONIME

AG – Algoritmi Genetici
AE – Algoritm Evolutiv
ANRE – Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei
ATC – capacitatea disponibilă de transfer (Available Transfer Capacity)
ATR (AT) – autotransformator
CE – Comisia Europeană
CHE – Centrală Hidroelectrică
CNE – Centrală Nuclearoelectrică
CTE – Centrală Termoelectrică
CNP – Comisia Națională de Prognoză
CONEL – Compania Națională de Energie Electrică
s.c. – simplu circuit
d.c. – dublu circuit
DEN – Dispecerat Electroenergetic Național
DET – Dispecerat Electroenergetic Teritorial
EP – Evolutionary Programming
ETSO (ENTSO-E) – Rețeaua Europeană a Operatorilor sistemelor de Transport al Energiei
Electrice (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
FDfEE – Filială de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice
FOB – Funcție Obiectiv
IEA – Agenția Internațională pentru Energie
LEA – Linie Electrică Aeriană
LES – Linie Electrică Subterană
OECD – Organizația pentru Cooperare Economică și Dezvoltare
OPCOM – Operatorul Pieței de Energie Electrică
OPF – circulația optimă de puteri (Optimal Power Flow)
OTS – Operator de Transport și Sistem
PSO – Particle Swarm Optimization
RENEL – Regia Autonomă de Energie Electrică
RET – Rețeaua Electrică de Transport (Rețeaua de Transport al Energiei Electrice)
RNA – Rețele Neuronale Artificiale
SA – Simulated Annealing
SDS – Stochastic Diffusion Search
SEN – Sistemul Electroenergetic Național al României
SEE – Sisteme Electroenergetice
SDFEE – Sucursală de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice
SRE – Surse Regenerabile de Energie
TNEP – planificare extinderii rețelei electrice de transport
(Transmission Network Expansion Planning)
TR – transformator
TS – Tabu Search
UCTE – Uniunea pentru Coordonarea Transportului de Energie Electrică
(Union for the Coordination of Transmission of Electricity)
UE – Uniunea Europeană
UnoDEN – Unitatea Operațională „Dispecerul Energetic Național”

LISTA DE FIGURI

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
1.	Fig. 2.1.1	Evoluția cererii de energie, la nivel mondial
2.	Fig. 2.1.2	Distribuția pe surse de energie primară a consumului în anii 1990 și 2009
3.	Fig. 2.1.3	Distribuția pe sectoare economice a consumului de energie în Europa
4.	Fig. 2.1.4	Repartiția pe tipuri de surse a producției de energie electrică în anii 1990 și 2009
5.	Fig. 2.1.5	Țintele pentru producerea de energie din SRE pentru anul 2020
6.	Fig. 2.4.1	Structura producției de energie electrică a României în 2011, pe tipuri de resurse
7.	Fig. 2.4.2	Structura după vârstă a centralelor de cogenerare
8.	Fig. 2.4.3	Scenarii de creșterea consumului considerate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.
9.	Fig. 2.4.4	Evoluția consumului de energie electrică pe zone geografice
10.	Fig. 2.4.5	Rețeaua de transport al energiei electrice
11.	Fig. 2.4.6	Proiecte de dezvoltare a RET
12.	Fig. 4.1.1	Ciclul de bază al unui algoritm evolutiv
13.	Fig. 4.2.1	Cromozom codificat binar
14.	Fig. 4.2.2	Încrucișarea într-un singur punct
15.	Fig. 4.2.3	Încrucișarea în mai multe puncte
16.	Fig. 4.2.4	Exemplu de mutație
17.	Fig. 4.3.1	Schema logică a algoritmului genetic cu valori reale
18.	Fig. 4.3.2	Exemplu de cromozom codificat cu valori reale
19.	Fig. 4.3.3	Exemplu de alegere a unui individ în cazul selecției prin ierarhizare
20.	Fig. 4.3.4	Poziții posibile ale urmașilor după recombinarea discretă, pentru cromozomi cu două variabile
21.	Fig. 4.3.5	Spațiu posibil al urmașilor pentru $r \in [-0.1; 1, 1]$
22.	Fig. 4.3.6	Poziții posibile ale urmașilor după recombinarea intermediară
23.	Fig. 4.3.7.	Poziții posibile ale urmașilor după recombinarea liniară
24.	Fig. 4.4.1	Interfața grafică a aplicației pentru testarea AG
25.	Fig. 4.4.2.	Fereastra pentru afișarea funcției
26.	Fig. 4.4.3.a	Fereastra pentru afișarea soluției
27.	Fig. 4.4.3.b	Graficul de evoluție al valorilor funcției
28.	Fig. 4.4.4	Schema logică a programului pentru testarea AG

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
29.	Fig. 4.4.5	Reprezentarea tridimensională a funcției Rastrigin
30.	Fig. 4.4.6	Influența ratei de mutație în cazul mutației aleatoare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)
31.	Fig. 4.4.7	Influența ratei de mutație pentru mutația cu pas variabil (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)
32.	Fig. 4.4.8	Influența ratei de recombinare(valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)
33.	Fig. 4.4.9	Influența mărimii populației (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)
34.	Fig. 4.4.10	Influența ratei de mutație în cazul mutației aleatoare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)
35.	Fig. 4.4.11	Influența ratei de mutație pentru mutația cu pas variabil (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)
36.	Fig. 4.4.12	Influența ratei de recombinare(valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)
37.	Fig. 4.4.13	Influența mărimii populației (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)
38.	Fig. 4.4.14	Valori $f(x_i)$ pentru funcția Rastrigin cu 5 variabile, în cazurile AG1-AG5
39.	Fig. 4.4.15	Valori $f(x_i)$ pentru funcția Rastrigin cu 10 variabile, în cazurile AG1-AG5
40.	Fig. 4.4.16	Reprezentarea tridimensională a funcției Schwefel
41.	Fig. 4.4.17	Influența ratei de mutație în cazul mutației aleatoare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)
42.	Fig. 4.4.18	Influența ratei de mutație pentru mutația cu pas variabil (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)
43.	Fig. 4.4.19	Influența ratei de recombinare(valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)
44.	Fig. 4.4.20	Influența mărimii populației (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)
45.	Fig. 4.4.21	Influența ratei de mutație în cazul mutației aleatoare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)
46.	Fig. 4.4.22	Influența ratei de mutație pentru mutația cu pas variabil (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)
47.	Fig. 4.4.23	Influența ratei de recombinare(valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)
48.	Fig. 4.4.24	Influența mărimii populației (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)
49.	Fig. 4.4.25	Valori $f(x_i)$ pentru funcția Schwefel cu 5 variabile, în cazurile AG1-AG5
50.	Fig. 4.4.26	Valori $f(x_i)$ pentru funcția Schwefel cu 10 variabile, în cazurile AG1-AG5
51.	Fig. 4.4.27	Reprezentarea tridimensională a funcției Rosenbrock
52.	Fig. 4.4.28	Influența ratei de mutație în cazul mutației aleatoare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=1$)

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
53.	Fig. 4.4.29	Influența ratei de mutație pentru mutația cu pas variabil (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=1$)
54.	Fig. 4.4.30	Influența ratei de recombinare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=1$)
55.	Fig. 4.4.31	Influența mărimii populației (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=1$)
56.	Fig. 4.4.32	Influența ratei de mutație în cazul mutației aleatoare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=1$)
57.	Fig. 4.4.33	Influența ratei de mutație pentru mutația cu pas variabil (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=1$)
58.	Fig. 4.4.34	Influența ratei de recombinare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=1$)
59.	Fig. 4.4.35	Influența mărimii populației (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=1$)
60.	Fig. 4.4.36	Valori $f(x_i)$ pentru funcția Rosenbrock cu 5 variabile, în cazurile AG1-AG5
61.	Fig. 4.4.37	Valori $f(x_i)$ pentru funcția Rosenbrock cu 10 variabile, în cazurile AG1-AG5
62.	Fig. 6.1.1	SEE Test 4 – schema monofilară
63.	Fig. 6.1.2	Evoluția algoritmului genetic (valoarea FOB)
64.	Fig. 6.1.3	SEE Test 13 – schema monofilară
65.	Fig. 6.1.4	Evoluția algoritmului genetic (valoarea FOB)
66.	Fig. 7.1.1	Interfața grafică a programului de calcul <i>PFGA</i>
67.	Fig. 7.1.2.	Schema logică a programului <i>PFGA</i>
68.	Fig. 7.1.3	Meniul Fișier
69.	Fig. 7.1.4	Fișierul de rezultate
70.	Fig. 7.1.5	Graficul de evoluție pentru un sistem test cu 4 noduri
71.	Fig. 7.2.1	Interfața grafică a programului <i>OPFGA</i>
72.	Fig. 7.2.2	Schema logică a programului de calcul
73.	Fig. 7.3.1	Interfața grafică a programului <i>TNEPGA</i>
74.	Fig. 7.3.2	Fereastra de configurare a algoritmului genetic pentru OPF din cadrul programului <i>TNEPGA</i>
75.	Fig. 7.3.3	Schema logică a programului <i>TNEPGA</i>
76.	Fig. 8.2.1	SEE Test 6 – schema monofilară inițială
77.	Fig. 8.2.2	Structura sistemului Test 6 extins maximal
78.	Fig. 8.2.3	Evoluția AG pentru determinarea OPF
79.	Fig. 8.2.4	Structura sistemului Test 6 – soluția optimă de extindere
80.	Fig. 8.2.5	Puterea activă generată
81.	Fig. 8.2.6	Puterea reactivă generată
82.	Fig. 8.2.7	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
83.	Fig. 8.2.8	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor
84.	Fig. 8.3.1	SEE IEEE24 RTS – schema monofilară inițială

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
85.	Fig. 8.3.2	Structura sistemului IEEEE24 RTS extins maximal
86.	Fig. 8.3.3	Evoluția AG pentru determinarea OPF
87.	Fig. 8.3.4	Structura sistemului IEEEE24 RTS – soluția optimă de extindere
88.	Fig. 8.3.5	Puterea activă generată
89.	Fig. 8.3.6	Puterea reactivă generată
90.	Fig. 8.3.7	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
91.	Fig. 8.3.8	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor
92.	Fig. 8.4.1	SEE Test 50 – schema monofilară inițială
93.	Fig. 8.4.2	Structura sistemului Test 50 extins maximal
94.	Fig. 8.4.3	Evoluția AG pentru determinarea OPF
95.	Fig. 8.4.4	Structura sistemului Test 50 – soluția optimă de extindere
96.	Fig. 8.4.5	Puterea activă generată
97.	Fig. 8.4.6	Puterea reactivă generată
98.	Fig. 8.4.7	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
99.	Fig. 8.4.8	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor
100.	Fig. 8.5.1	SEN Centru&Nord&Est&Sud – schema monofilară inițială
101.	Fig. 8.5.2	Structura sistemului SEN Centru&Nord&Est&Sud extins maximal
102.	Fig. 8.5.3	Evoluția AG pentru determinarea OPF
103.	Fig. 8.5.4	Structura sistemului SEN Centru&Nord&Est&Sud – soluția optimă de extindere
104.	Fig. 8.5.5	Puterea activă generată
105.	Fig. 8.5.6	Puterea reactivă generată
106.	Fig. 8.5.7	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
107.	Fig. 8.5.8	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor

LISTA DE TABELE

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
1.	Tabelul 2.1.1	Evoluția consumului în Europa, în perioada 2000-2010
2.	Tabelul 2.3.1	Etapele parcurse în procesul de deschidere a pieței de energie electrică
3.	Tabelul 4.3.1	Exemplu de populație inițială și valoarea funcției Schwefel
4.	Tabelul 4.3.2	Rezultat selecție prin trunchiere
5.	Tabelul 4.3.3	Rezultat selecție prin competiție
6.	Tabelul 4.3.4	Rezultate în diferite etape pentru selecția prin ierarhizare
7.	Tabelul 4.3.5	Rezultat selecție prin ierarhizare
8.	Tabelul 4.3.6	Exemplu de recombinare discretă, pentru funcția Schwefel cu $Nvar=4$
9.	Tabelul 4.3.7	Exemplu de recombinare intermediară, pentru funcția Schwefel cu $Nvar=4$
10.	Tabelul 4.3.8	Exemplu de recombinare liniară, pentru funcția Schwefel cu $Nvar=4$
11.	Tabelul 4.3.9	Exemplu mutație aleatoare
12.	Tabelul 4.3.10	Exemplu mutație cu pas variabil
13.	Tabelul 4.4.1	Cazurile considerate pentru testarea algoritmului
14.	Tabelul 4.4.2	Rezultate obținute pentru funcția Rastrigin cu 5 variabile
15.	Tabelul 4.4.3	Rezultate obținute pentru funcția Rastrigin cu 10 variabile
16.	Tabelul 4.4.4	Rezultatele obținute pentru funcția Schwefel cu 5 variabile
17.	Tabelul 4.4.5	Rezultatele obținute pentru funcția Schwefel cu 10 variabile
18.	Tabelul 4.4.6	Rezultatele obținute pentru funcția Rosenbrock cu 5 variabile
19.	Tabelul 4.4.7	Rezultatele obținute pentru funcția Rosenbrock cu 10 variabile
20.	Tabelul 4.4.8	Rezultate și setări pentru 20, 50 și 100 de variabile
21.	Tabelul 6.1.1	Parametri linii electrice aeriene
22.	Tabelul 6.1.2	Parametri transformatoare și autotransformatoare
23.	Tabelul 6.1.3	Date și rezultate noduri
24.	Tabelul 6.1.4	Date generatoare

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
25.	Tabelul 6.1.5	Circulații de puteri prin elementele de rețea
26.	Tabelul 6.1.6	Prezentarea comparativă a soluției obținută cu metoda clasică Newton cu cea obținută cu metoda AG
27.	Tabelul 6.1.7	Parametri linii electrice aeriene
28.	Tabelul 6.1.8	Parametri transformatoare și autotransformatoare
29.	Tabelul 6.1.9	Date și rezultate noduri
30.	Tabelul 6.1.10	Date generatoare
31.	Tabelul 6.1.11	Circulații de puteri prin elementele de rețea
32.	Tabelul 6.1.12	Prezentarea comparativă a soluției obținută cu metoda clasică Newton cu cea obținută cu metoda AG
33.	Tabelul 8.2.1	Parametri linii electrice aeriene
34.	Tabelul 8.2.2	Date și rezultate noduri, regim de bază
35.	Tabelul 8.2.3	Date generatoare, regim de bază
36.	Tabelul 8.2.4	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază
37.	Tabelul 8.2.5	Caracteristici generatoare sistem extins maximal
38.	Tabelul 8.2.6	Parametri LEA suplimentare
39.	Tabelul 8.2.7	Date și rezultate noduri Test 6 extins maximal OPF
40.	Tabelul 8.2.8	Date generatoare Test 6 extins maximal OPF
41.	Tabelul 8.2.9	Circulații de puteri prin elementele de rețea Test 6 extins maximal OPF
42.	Tabelul 8.2.10	Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere OPF
43.	Tabelul 8.2.11	Date generatoare soluție optimă de extindere OPF
44.	Tabelul 8.2.12	Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere OPF
45.	Tabelul 8.3.1	Parametri linii electrice aeriene
46.	Tabelul 8.3.2	Parametri transformatoare și autotransformatoare
47.	Tabelul 8.3.3	Date și rezultate noduri, regim de bază
48.	Tabelul 8.3.4	Date generatoare, regim de bază
49.	Tabelul 8.3.5	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază
50.	Tabelul 8.3.6	Caracteristici generatoare sistem extins maximal
51.	Tabelul 8.3.7	Parametri LEA suplimentare
52.	Tabelul 8.3.8	Parametri transformatoare și autotransformatoare suplimentare

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
53.	Tabelul 8.3.9	Date și rezultate noduri IEEE24 RTS extins maximal OPF
54.	Tabelul 8.3.10	Date generatoare IEEE24 RTS extins maximal OPF
55.	Tabelul 8.3.11	Circulații de puteri prin elementele de rețea IEEE24 RTS extins maximal OPF
56.	Tabelul 8.3.12	Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere OPF
57.	Tabelul 8.3.13	Date generatoare soluție optimă de extindere OPF
58.	Tabelul 8.3.14	Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere OPF
59.	Tabelul 8.4.1	Parametri linii electrice aeriene
60.	Tabelul 8.4.2	Parametri transformatoare și autotransformatoare
61.	Tabelul 8.4.3	Date și rezultate noduri, regim de bază
62.	Tabelul 8.4.4	Date generatoare, regim de bază
63.	Tabelul 8.4.5	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază
64.	Tabelul 8.4.6	Caracteristici generatoare sistem extins maximal
65.	Tabelul 8.4.7	Parametri LEA suplimentare
66.	Tabelul 8.4.8	Parametri transformatoare și autotransformatoare suplimentare
67.	Tabelul 8.4.9	Date și rezultate noduri Test 50 extins maximal OPF
68.	Tabelul 8.4.10	Date generatoare Test 50 extins maximal OPF
69.	Tabelul 8.4.11	Circulații de puteri prin elementele de rețea Test 50 extins maximal OPF
70.	Tabelul 8.4.12	Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere OPF
71.	Tabelul 8.4.13	Date generatoare soluție optimă de extindere OPF
72.	Tabelul 8.4.14	Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere OPF
73.	Tabelul 8.5.1	Transferurile de putere prognozate

LISTA DE ANEXE

Nr. crt.	Numărul anexe	Titlul anexe
1.	Tabelul A4.4.1	Rezultate funcția Rastrigin cu 5 variabile
2.	Tabelul A4.4.2	Rezultate funcția Rastrigin cu 10 variabile
3.	Tabelul A4.4.3	Rezultate funcția Schwefel cu 5 variabile
4.	Tabelul A4.4.4	Rezultate funcția Schwefel cu 10 variabile
5.	Tabelul A4.4.5	Rezultate funcția Rosenbrock cu 5 variabile
6.	Tabelul A4.4.6	Rezultate funcția Rosenbrock cu 10 variabile
7.	Anexa 7.1	Structura fișierului care conține informația sistemului analizat în format text (MatPower)
8.	Tabelul A8.1.1	Parametri linii electrice aeriene
9.	Tabelul A8.1.2	Parametri transformatoare, autotransformatoare
10.	Tabelul A8.1.3	Date și rezultate noduri, regim de bază
11.	Tabelul A8.1.4	Date generatoare, regim de bază
12.	Tabelul A8.1.5	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază
13.	Tabelul A8.2.1	Caracteristici generatoare sistem extins maximal
14.	Tabelul A8.2.2	Parametri LEA suplimentare
15.	Tabelul A8.2.3	Parametri transformatoare și autotransformatoare suplimentare
16.	Tabelul A8.2.4	Date și rezultate noduri, regim extins maximal OPF
17.	Tabelul A8.2.5	Date generatoare, regim extins maximal OPF
18.	Tabelul A8.2.6	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim extins maximal OPF
19.	Tabelul A8.3.1	Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere, regim OPF
20.	Tabelul A8.5.13	Date generatoare soluție optimă de extindere, regim OPF
21.	Tabelul A8.5.14	Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere, regim OPF

1. INTRODUCERE

Energia este una dintre preocupările esențiale ale societății, reprezentând baza dezvoltării economice a oricărui stat sau uniune de state. România ca stat membru al Uniunii Europene (UE) este datorare a se alinia tendințelor economice și politice ale acestei alianțe. Astfel, infrastructura energetică a României se află de aproape un deceniu într-o schimbare continuă pentru a răspunde cerințelor legate de: liberalizarea pieței de energie, producerea energiei electrice cu emisii poluante minime, promovarea surselor regenerabile de energie (SRE), securitatea alimentării consumatorilor și asigurarea raporturilor de import/export a energiei cu statele UE și non-UE.

Implementarea pieței libere de energie electrică a condus la modificări fundamentale în ierarhia tradițională de producere, transport, distribuție și utilizare a energiei electrice. Conform H.G. 638/2007, gradul de deschidere al acestei piețe este de 100%. În consecință, au apărut diferiți producători de energie electrică, inclusiv independenți (fără intervenția statului), firme privatizate de distribuție a energiei electrice și cele mai diverse categorii de consumatori. În ceea ce privește transportul energiei electrice și operarea sistemului electroenergetic (SEE), a luat naștere conceptul de operator de transport și sistem (OTS). Infrastructura acestei piețe este reprezentată de rețeaua electrică de transport (RET). Operatorul de transport și sistem este obligat să pună această infrastructură la dispoziția oricărui participant la piața de energie electrică. S-a format astfel, o bursă a energiei electrice care funcționează după regulile economiei de piață, și la care se remarcă participarea unui număr din ce în ce mai mare de producători și consumatori.

În cazul unei economii centralizate, se dispunea de toate datele de intrare (consum, producție, schimburi internaționale de energie electrică). Studiile se efectuau considerând sistemul electroenergetic ca un sistem izolat și apoi integrat în diferite interconexiuni. Analizele pe termen lung (până la 20 ani), coroborate cu studii pe termen mediu (până la 10 ani) și termen scurt (până la 5 ani) se realizau în baza următoarelor elemente:

- studii de prognoză de consum pe ansamblu și pe zone;
- studii de analiză a acoperirii curbelor de consum, cu un nivel de siguranță economic justificat, prin care se evidențiau mărimea și structura puterii instalate și, implicit, capacitatea puterii nou instalate;
- studii de zone, pentru stabilirea fluxurilor de putere între acestea;
- studii de planificare a dezvoltării rețelei electrice de transport, corelate cu repartiția consumului, dar, mai ales, a surselor pe teritoriu;
- amplasarea, putere și energia cerută/produsă a marilor consumatori și a noilor unități de generare, era stabilită la nivel central.

În ceea ce privește planificarea extinderii optime a RET, în condițiile pieței libere de energie, aceasta trebuie să asigure maximizarea profitului cu investiții minime. De asemenea, apar anumite dificultăți: sistemul nu mai poate fi considerat izolat, deoarece interconexiunile influențează puternic piața de energie; caracterul surselor este foarte variat și consumatorii pot alege între acestea; posibilitățile de obținere a informațiilor relevante de la diverșii participanți la piață sunt imitate.

Conform Codului Tehnic al Rețelei Electrice de Transport, planificarea extinderii rețelei electrice de transport intră în atribuțiile operatorului de transport și sistem (în România, C.N.E.E. Transelectrica). Acesta este obligat să conceapă un plan de perspectivă pentru fiecare 10 ani succesivi, cu actualizare la 2 ani [CodRET]. Planul

de perspectivă al dezvoltării trebuie să prevadă: acoperirea consumului prognozat, în condiții de siguranță, prin corelarea acțiunilor cu participanții la piața de energie electrică; stabilirea nivelului de rezervă în SEN pentru producerea și transportul energiei electrice la vârf de consum.

Datele de intrare folosite de OTS sunt [CodRET]:

- prognoza consumului obținută de la Comisia Națională de Prognoză;
- situația curentă și pentru o perspectivă de 10 ani a cererii de consum pusă la dispoziție de către furnizori și consumatori eligibili, licențiați sau în curs de licențiere;
- ofertele de producție de energie electrică ale producătorilor pentru minim 10 ani, licențiați sau în curs de licențiere;
- informațiile tehnice necesare planificării dezvoltării RET, puse la dispoziție de OD la cererea C.N.E.E. Transelectrica;
- nivelul de siguranță în funcționare a SEN în ansamblu și pe fiecare nod;
- probabilitatea de neacoperire a sarcinii;
- strategia dezvoltării infrastructurii sistemului de telecomunicații.

Pentru a putea crea un plan de perspectivă, care să satisfacă cerințele utilizatorilor, cu identificarea riscurilor și a incertitudinilor, este evidentă necesitatea unui contact permanent între OTS și mulțimea utilizatori ai rețelei (operatori de distribuție, producători, consumatori ș.a.).

Rolul planificării extinderii este de a asigura dezvoltarea RET astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată, în condiții de siguranță a sistemului electroenergetic național (SEN).

În acest context, tematica tezei de doctorat se încadrează în preocupările actuale din domeniul managementului sistemelor electroenergetice, al planificării pe termen mediu și lung a dezvoltării rețelei de transport al energiei electrice. Teza are ca obiectiv principal elaborarea unei metode practice, dar riguros fundamentată din punct de vedere științific, de planificare a extinderii optime a RET, folosind tehnici de calcul evolutiv, mai precis Algoritmi Genetici (AG). Metodele de analiză utilizate sunt finalizate prin tehnici originale de soluționare, implementate în instrumente soft care utilizează la maxim posibilitățile oferite de mediile de programare și de sistemele informatice actuale.

Aplicațiile concrete se referă la sisteme test elaborate la Catedra de Electroenergetică (Test25, Test 50), sisteme test consacrate (Test6WW, IEEE24 RTS), cât și la un sistem real de mari dimensiuni denumit generic SEN Centru&Nord&Est&Sud (reprezentat de subsistemul de Nord, Nord-Est, Est, Sud-Est și Sud al SEN, acoperit în principal de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale București și Bacău și parțial de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca).

Teza de doctorat, extinsă pe 219 de pagini, este structurată pe 9 capitole, prefață, 5 anexe și o listă bibliografică, conținând un număr de 107 figuri, scheme, histogramme și 73 tabele (+20 în Anexă). Lista bibliografică cuprinde 202 titluri, semnalându-se prezența unor lucrări reprezentative, atât cele considerate deja clasice, cât și cele de dată relativ 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 stadiului actual al evoluției sistemelor electroenergetice și al preocupărilor existente pe plan mondial și la noi în țară, și continuă prin 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 (publicații, contracte de cercetare științifică, instrumente soft), cât și perspectivele privind direcțiile ulterioare de cercetare.

Se menționează faptul că fiecare capitol cuprinde un subcapitol final, care, alături de evidențierea concluziilor și a contribuțiilor, deschide calea pentru cele care urmează.

Capitolul 2 prezintă stadiul actual de evoluție a sectorului energetic în general, respectiv al celui electroenergetic în particular. Prima parte cuprinde o prezentare generală a problemelor actuale din sectorul energetic și principalele aspecte legate de situația energetică a Uniunii Europene (UE). Este trecut în revistă stadiul evoluției sistemului electroenergetic european: elaborarea unei politici comune în acest domeniu și a instrumentelor de implementare, adaptarea legislației comunitare, evoluția pieței de energie, influența asupra altor sectoare și impactul asupra mediului, cât și efectele extinderii UE în ultimul deceniu. Piața unică europeană de energie electrică a devenit o realitate care implică o dezvoltare și o extindere corespunzătoare a SEE european, a rețelei continentale de transport al energiei electrice.

A doua parte descrie strategia și politica actuală a României în sectorul energetic și evoluția sistemului electroenergetic național (SEN). Este prezentat stadiul actual al dezvoltării SEN (producere, transport și consum de energie electrică), cu o atenție specială pentru rețeaua de transport al energiei electrice (RET), și perspectivele, mai mult sau mai puțin certe, ale evoluției sale viitoare (în viziunea operatorului de transport și de sistem – C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.).

Analiza situației actuale a RET evidențiază două aspecte cel puțin contradictorii: capacitatea de transport (și producere) a energiei electrice acoperă practic cerințele actuale de consum, dar majoritatea liniilor și stațiilor electrice sunt sau se apropie de limita duratei normale de funcționare, fiind realizate la nivelul tehnic și tehnologic al anilor '60-'80. Este de remarcat însă că starea tehnică reală a instalațiilor se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că se desfășoară un program riguros de mentenanță și că s-a impus un program susținut de retehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

Datele privind evoluția consumului (și a eventualelor exporturi de energie electrică sau de puteri vehiculate prin sistem) acoperă o plajă largă de valori prognozate, cu diferențe foarte mari între valorile "pesimiste" și cele "optimiste". La fel se prezintă situația și cu noile capacități "curate" de producere a energiei electrice, unele mai realiste în privința puterii instalate și a termenelor, altele ușor "fanteziste".

În consecință, și strategiile de extindere a RET trebuie să țină cont de aceste aspecte, precum și de cele legate de dezvoltarea durabilă și de mediu (în concordanță cu normele și politica UE în acest domeniu). Concluziile acestui capitol reliefează necesitatea unei viziuni coerente asupra planificării extinderii SEN, a rețelei de transport a energiei electrice, care să aibă la bază o abordare riguroasă, cu considerarea tuturor aspectelor menționate și a unei game largi de scenarii posibile, de la cele mai pesimiste până la cele mai optimiste.

Obiectivul capitolului 3 constă în prezentarea sistematizată a metodelor actuale de soluționare a planificării extinderii optime a rețelei de transport al energiei electrice. De asemenea se prezintă câteva metode de calcul evolutiv (în special algoritmi genetici) aplicate în problemele din energetică.

Se menționează faptul că problema extinderii este o problemă de optimizare de mari dimensiuni, neliniară (sau liniară într-o primă aproximație), de regulă cu variabile atât reale, cât și întregi (posibil binare). Funcția obiectiv are în vedere în principal cheltuielile de investiții, la care se pot adăuga cheltuielile de funcționare, cele legate de penalizarea congestiilor și a nealimentării consumatorilor, elemente care să înglobeze aspecte legate de siguranța în funcționare, de capacitatea totală de transfer, de impactul asupra mediului, de rata de amortizare a investițiilor etc. Relațiile de restricție acoperă o gamă largă de aspecte, în principal tehnice și economice.

În prima parte sunt prezentate succint două categorii de metode pentru planificarea extinderii categorii: metode matematice de optimizare (programare liniară și neliniară programare liniară cu numere întregi și mixtă, programare dinamică, descompunere ierarhică și de tip Bender etc.) și metode euristice și meta-euristice de

optimizare (Algoritmi euristici constructivi, metode de tip Tabu Search și Simulated Annealing, metoda roiurilor de furnici, metoda roiurilor de particule, sisteme expert, logică fuzzy etc.). Se remarcă și posibilitatea utilizării unor tehnici hibride, rezultate prin combinarea a două sau mai multe metode.

Se remarcă faptul că, abordarea poate fi statică (pentru un anumit orizont de timp se determină doar soluția finală de extindere) sau dinamică (pe lângă soluția finală în sine se determină momentele discrete de timp la care trebuie să se realizeze elementele componente ale soluției de extindere).

În ultima parte sunt descrise metodele de calcul bazate pe utilizarea algoritmilor genetici (AG), atât pentru problema extinderii RET, cât și pentru alte probleme din domeniul sistemelor electroenergetice: analiza și optimizarea regimului permanent normal, extinderea surselor de energie electrică și extinderea rețelelor de distribuție.

Capitolul 4 are ca obiectiv prezentarea algoritmilor genetici și a modelelor matematice aferente, ca metode din clasa algoritmilor evolutivi. Partea introductivă prezintă noțiunile de bază cu care operează algoritmi evolutivi și stabilește încadrarea AG în această categorie.

În continuare sunt prezentate conceptele de bază legate de AG codificați cu valori binare (versiunea de bază a fost elaborată de J. Holland [Hol1975]).

Următorul subcapitol are ca obiect prezentarea unei variante de AG care ce folosește variabile reale. Se definesc în acest context noțiunile de cromozom și populație, apoi se discută despre evaluarea populației, metodele de selecție, metodele de recombinare, tipurile de mutație, noțiunea de elitism și criteriile de terminare a calculelor.

Ultima parte a capitolului are un caracter aplicativ, având ca obiect testarea comportamentului algoritmilor genetici cu valori reale pentru diferite funcții matematice test consacrate (Rosenbrock, Rastrigin și Schwefel). Rezultatele obținute au rolul de a justifica și determina valorile parametrilor specifici algoritmilor genetici. Scopul final îl reprezintă implementarea cu succes a acestor tehnici de optimizare pentru rezolvarea unor probleme din domeniul ingineriei sistemelor electroenergetice (analiza și optimizarea regimurilor de funcționare a SEE complexe, planificarea extinderii optime a RET de mari dimensiuni).

Capitolul 5 are ca obiectiv prezentarea modelului matematic aferent extinderii optime a rețelei de transport al energiei electrice din cadrul SEE complexe. Pentru început se prezintă modelul matematic al analizei regimului permanent normal și cel al optimizării funcționării momentane a SEE complexe. Apoi se trece la introducerea elementelor specifice legate de planificarea extinderii optime a RET. Se utilizează un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidinamic retrospectiv, maniera de definire a funcției obiectiv ținând cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare. Pe lângă funcția obiectiv a problemei de optimizare a regimului permanent normal, se adaugă și costul investițiilor legate de realizarea noilor capacități de transport și câte o componentă legată de siguranța în funcționare a sistemului, respectiv de capacitatea totală de transfer disponibilă (evident, scalate corespunzător).

Capitolul 6 este destinat elaborării modelului matematic și a metodei de soluționare a planificării extinderii rețelei electrice de transport folosind algoritmi genetici. Metoda în ansamblu este bazată pe un algoritm genetic binar și include problemele analizei și optimizării regimului permanent normal. Modelele matematice prezentate în capitolul 5 sunt transpuse în forma necesară utilizării unor metode de soluționare bazate pe tehnici de inteligență artificială (algoritmi genetici, în acest caz). Primele două părți ale capitolului tratează soluționarea circulației de puteri și a OPF în această manieră, ca elemente componente a modelului general de extindere. Ultima parte se referă la problema planificării extinderii optime a sistemelor electro-

energetice în acest context. Pe baza unor studii de caz, se concluzionează asupra oportunității utilizării tehnicilor de tip GA pentru fiecare dintre cele trei probleme în parte.

Principalul avantaj al folosirii metodelor de calcul evolutiv este reprezentat de simplificarea modelelor matematice și evitarea calculelor laborioase. După cum rezultă din analiza comportamentului AG realizată în capitolul 4, parametrii optimi ai algoritmului trebuie ajustați pentru fiecare problemă.

Capitolul 7 prezintă instrumentele software dezvoltate pentru soluționarea tuturor aspectelor legate de planificarea extinderii optime a RET utilizând tehnici de calcul evolutiv: determinarea regimului permanent normal, optimizarea regimului permanent normal și planificarea efectivă a extinderii optime a RET. Toate aplicațiile au fost dezvoltate respectând metodologia de implementare descrisă în capitolul 6.

Instrumentele soft elaborate au fost dezvoltate în mediul Matlab [Matlab] și au fost astfel concepute, încât să fie compatibile la nivel de bază de date cu pachetul de programe Powerworld [Powerworld]. Interfața realizată permite transmiterea în ambele sensuri a informațiilor legate de topologia sistemului, parametrii elementelor de rețea și mărimile caracteristice ale regimului de funcționare a SEE. Interfațarea cu pachetul de programe Powerworld permite utilizarea maximală a posibilităților grafice de nivel înalt oferite de acest mediu de lucru.

Capitolul 8 prezintă rezultatele obținute prin implementarea algoritmilor genetici în soluționarea planificării extinderii optime a RET și a unor probleme conexe. Ele este în întregime original, constituind principala parte aplicativă a tezei. Elementele teoretice care au constituit obiectul capitolelor anterioare, metodologiile de calcul elaborate și instrumentele soft aferente au fost aplicate și utilizate la soluționarea extinderii optime pentru o gamă largă de sisteme electroenergetice. Analizele efectuate au pornit de la sisteme test de mici dimensiuni elaborate la Departamentul de Electroenergetică al Universității „Politehnica” din Timișoara (Test25, Test50 [Kilyeni1988a, Kilyeni1988b, Kilyeni2010]) și sisteme test consacrate (Test6WW, IEEE24 RTS, IEEE30), ca apoi să se treacă la un SEE real, de mari dimensiuni – subsistemul de Nord, Nord-Est, Est, Sud-Est și Sud al SEN (acoperit în principal de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale București și Bacău și parțial de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca).

Prima parte a capitolului prezintă rezultatele extinderii optime obținute pe sistemele Test6WW, IEEE24 RTS și Test50 (în ordinea complexității), în condițiile unor scenarii de extindere fictive. Pentru fiecare sistem sunt prezentate atât topologia și parametrii elementelor de rețea, cât și rezultatele circulației de puteri pentru regimurile de bază. Soluția extinderii optime este descrisă în detaliu, cu toate elementele noi rezultate în sistemul extins, împreună cu regimul optim aferent. Se discută și aspecte legate de evoluția algoritmului de optimizare.

A doua parte a capitolului este dedicată sistemului real – subsistemul de Nord, Nord-Est, Est, Sud-Est și Sud al SEN.

Soluțiile de extindere sunt prezentate în detaliu, cu toate elementele noi rezultate în sistemul extins, împreună cu regimul optim aferent soluției. Se urmărește și evoluția procesului de optimizare. Valorile termenilor funcției obiectiv au fost determinate, conform celor prezentate în capitolul 6, prin intermediul instrumentelor soft descrise în capitolul 7. Concluziile finale privind analiza rezultatelor studiilor de caz încheie acest capitol. Unele concluzii diferă sensibil de cele din alte studii, mai ales datorită "optimismului" exagerat în ceea ce privește evoluția în perioada următoare a puterii consumate și a celei generate (îndeosebi în sfera valorificării surselor de energie regenerabilă), fapt care poate conduce la o "supradimensionare" a RET.

Ultimul capitol (Capitolul 9) cuprinde concluziile generale ale tezei și prezentarea sistematizată a contribuțiilor originale ale autorului, precum și reliefaarea direcțiilor și perspectivelor oferite de lucrarea de față pentru continuarea cercetărilor și aplicarea rezultatelor și a experienței obținute. Metodologiile și programele de calcul elaborate sunt de aplicabilitate generală, oferind un instrument eficient OTS, precum și altor entități specializate, cu preocupări în domeniul planificării extinderii SEE complexe.

Anexele (CD) oferă o serie de elemente și de rezultate de detaliu referitoare la studiile de caz privind funcțiile matematice test, la instrumentele soft elaborate, la bazele de date utilizate pentru studiile de caz complexe, precum și la regimurile de funcționare studiate și la rezultatele obținute.

Rezultatele cercetării au fost și vor fi valorificate în cadrul unor contracte de cercetare științifică încheiate între Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Departamentul de Electroenergetică, și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. De altfel, la baza stabilirii temei tezei de doctorat au stat solicitările operatorului național de transport și de sistem privind realizarea unor asemenea cercetări, de maximă importanță și actualitate pentru sistemul electroenergetic al României, în condițiile funcționării interconectate cu sistemul european și ale pieței libere de energie.

De asemenea, o parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei au fost publicate și sunt în curs de publicare. Se remarcă faptul că din totalul de 26 lucrări proprii, menționate și în lista bibliografică, 19 sunt deja publicate, iar 7 în curs de publicare. Dintre cele 19 lucrări publicate, 8 sunt publicate în țară și 11 în străinătate. O lucrare este cotată ISI ([Barbulescu2011b]), 13 sunt indexate BDI – Scopus, Compendex, Inspec, IEEE ([Solomonesc2009], [Andea2010a], [Andea2010b], [Frigura2010], [Kilyeni2010a], [Molnar2010], [Vuc2010], [Crisitan2011], [Barbulescu2011a], [Jigorea2011a], [Jigorea2011b], [Pop2011], [Cristian2012], [Frigura2011]), 3 au fost susținute în cadrul workshop-urilor organizate prin intermediul proiectului „Prin burse doctorale spre cercetarea de nivel european” ID 50783 [Solomonesc2011a], [Solomonesc2011b], [Solomonesc2012a] și 2 sunt rapoarte științifice elaborate în cadrul programului de cercetare doctorală [Solomonesc2011c], [Solomonesc2012b]. Dintre cele 7 lucrări care vor fi publicate în cursul acestui an, 5 vor fi prezentate la conferințe de prestigiu, cotate ISI ([Cristian2013a], [Solomonesc2013a]) sau BDI ([Solomonesc2013b], [Solomonesc2013c], [Cristian2013b]) iar 2 sunt acceptate la reviste cotate ISI ([Solomonesc2013d], [Barbulescu2013]).

Analizele teoretice și practice realizate în cadrul tezei de doctorat, precum și rezultatele obținute, deschid o serie de perspective și direcții de continuare și aprofundare ulterioară a cercetărilor în domeniul planificării extinderii RET:

- "dinamizarea" modelului matematic – abordarea problemei extinderii RET ca o problemă de programare dinamică, soluția indicând și anul în care trebuie finalizate noile capacități de transport al energiei electrice;
- rafinarea metodelor de soluționare bazate pe algoritmi evolutivi, în scopul creșterii eficienței și ameliorării performanțelor acestora;
- abordarea probabilistă a unor elemente componente ale problemei discutate;
- extinderea analizei la ansamblul sistemului electroenergetic al României și pentru o perioadă mai lungă (până în anul 2030).

2. STADIUL ACTUAL AL EVOLUȚIEI SECTORULUI ENERGETIC ȘI AL SISTEMULUI ELECTROENERGETIC ROMÂNESC

Capitolul 2 prezintă o sinteză a situației actuale privind evoluția sectorului energetic, în general, și a sistemelor electroenergetice, în particular. În prima parte a capitolului se trec în revistă principalele aspecte legate de situația energetică a Uniunii Europene (UE) și de stadiul evoluției SEE european: elaborarea unei politici comune în acest domeniu și a instrumentelor de implementare, adaptarea legislației comunitare, evoluția pieței de energie, influența asupra altor sectoare și impactul asupra mediului.

A doua parte a acestui capitol descrie stadiul actual, evoluția și strategia sectorului energetic românesc. În ultima parte este prezentată perspectiva de extindere a SEN așa cum este descrisă pe planul de perspectivă al operatorului de transport și sistem.

2.1. Stadiul evoluției și tendințele sectorului energetic la nivel european

În contextul globalizării economiei, strategia energetică a unei țări trebuie să se alinieze evoluțiilor și schimbărilor care au loc pe plan mondial. Prognozele pe termen mediu și lung indică, o creștere economică, ceea ce va implica un consum sporit de resurse energetice. Se estimează că la nivelul anului 2030 cererea de energie va fi cu circa 50% mai mare decât în 2003.

În ceea ce privește energia primară la nivel mondial, evoluția și prognoza realizată de Agenția Internațională pentru Energie (IEA), evidențiază pentru următoarea decadă o creștere mai rapidă a ponderii resurselor regenerabile, dar și a gazelor naturale (care va depăși cărbunele). Se estimează că un sfert din nevoile de resurse energetice primare vor fi reprezentate în continuare de cărbune, în consecință, va crește și consumul de cărbune [Yang2005a], [Dios2006].

În figura 2.1.1 se prezintă evoluția cererii de energie în ultimii 23 ani și prognoza cererii de energie până în 2035, la nivel mondial. Cu toate că tendința mondială este crescătoare, se constată că, la nivelul Uniunii Europene prognoza nu indică modificări substanțiale în cererea de energie. Acest fapt se datorează într-o anumită măsură, politici de reducere a consumului prin eficientizarea aparaturii electrice și a proceselor tehnologice.

Pe plan european conform statisticilor Uniunii Europene [eurostat], se prezintă în tabelul 2.1.1 evoluția consumului (în Mtep) pe ultimul deceniu, pentru fiecare dintre statele membre UE27. România are o pondere sub 2%, din total energiei cerute la nivel european.

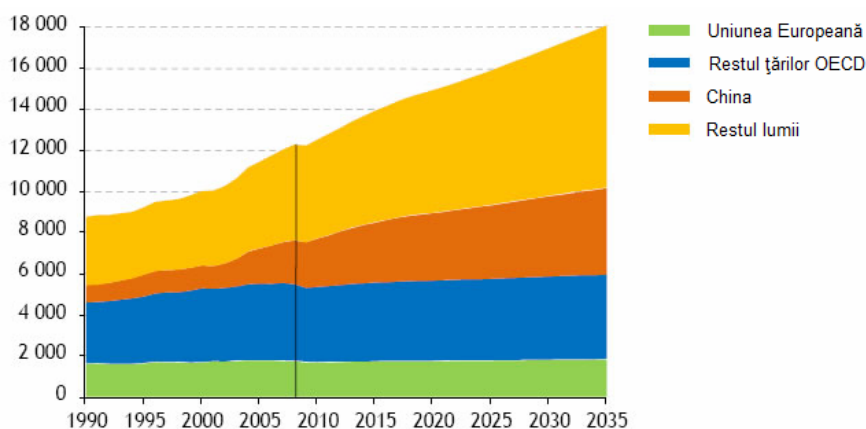


Fig. 2.1.1. Evoluția cererii de energie, la nivel mondial

Tabelul 2.1.1. Evoluția consumului în Europa, în perioada 2000-2010

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Pondere în UE27, 2010 [%]
UE27	1121	1145	1132	1171	1186	1191	1192	1165	1174	1112	1153	100
Zona Euro	784	805	799	831	841	844	843	820	829	787	811	70,4
Belgia	37,4	37,9	36,1	38,3	37,7	36,6	36,1	34,6	37,5	34,5	36,4	3,2
Bulgaria	8,6	8,7	8,8	9,4	9,3	9,8	10,3	10,0	9,8	8,6	8,8	0,8
Cehia	24,7	25,2	24,4	25,7	26,2	26	26,4	25,8	25,7	24,4	25,6	2,2
Danemarca	14,7	15,1	14,8	15,1	15,4	15,5	15,7	15,7	15,5	14,8	15,5	1,3
Germania	219,1	222,7	219,2	230,8	230,8	229,5	233,2	215,3	223,8	213,1	217,4	18,8
Estonia	2,4	2,7	2,6	2,7	2,8	2,9	2,9	3,1	3,1	2,8	2,9	0,3
Irlanda	10,7	11,1	11,2	11,5	11,9	12,5	13,2	13,3	13,2	11,7	11,8	1,0
Grecia	18,6	19,2	19,5	20,5	20,3	20,8	21,4	21,9	21,3	20,5	19,0	1,6
Spania	79,5	83,5	84,9	90,1	94,4	97,5	96,1	98,8	95,6	88,8	90,6	7,9
Franța	154,5	161	157,6	161,2	162,9	162,4	161,1	158,1	160,2	154,4	158,8	13,8
Italia	124,7	126	125,5	131	132,8	134,6	132,7	129,6	128,2	121,1	124,8	10,8
Cipru	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	2	1,9	1,9	0,2
Letonia	3,3	3,6	3,6	3,8	3,9	4	4,2	4,4	4,2	4	4,3	0,4
Lituania	3,8	3,9	4,1	4,2	4,4	4,6	4,9	5,2	5,1	4,6	4,8	0,4
Luxemburg	3,5	3,7	3,7	3,9	4,4	4,4	4,4	4,3	4,4	4,1	4,3	0,4
Ungaria	16,1	16,9	16,9	17,6	17,5	18,2	17,9	16,9	17,1	16,4	16,7	1,4
Malta	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4	0,5	0,0
Olanda	50,5	51,3	51,3	52	52,8	52,3	50,9	49,8	51,1	50,4	54	4,7
Austria	23,7	25,1	25,3	26,6	27	28,1	27,9	27,6	27,9	26,3	27,9	2,4
Polonia	55,6	56	54,5	56	57,9	58,2	60,8	61,7	62,2	61,2	66,3	5,8
Portugalia	17,7	18	18,4	18,4	18,9	19	18,7	19	18,5	18,3	18,2	1,6
România	22,7	23,2	23,2	24,3	24,7	25	25	24,3	24,8	22,2	22,5	1,9
Slovenia	4,4	4,6	4,6	4,7	4,8	4,9	4,9	4,9	5,3	4,8	5	0,4
Slovacia	10,6	11	11,2	10,8	10,6	11,1	10,8	10,7	11	10,2	11,6	1
Finlanda	24,6	24,9	25,6	26	26,4	25,5	26,8	26,8	26	24,1	26,5	2,3
Suedia	34,9	34,3	34,1	34	33,9	33,6	33,1	33,3	32,5	31,5	34,4	3
UK	152,6	153,5	149	150,7	152,5	152,3	150,3	148	147,6	136,9	143	12,4
Islanda	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,4					-
Norvegia	18,1	18,3	18,1	18	18,5	18,5	18,5	18,8	18,9	18,2	19,7	-
Elveția	20,6	21	20,4	20,9	21	21,3	21,2	20,6	21,5	21	21,9	-
Croația	5,3	5,5	5,6	6	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,3	6,3	-
Macedonia	1,6	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,8	-
Turcia	56,1	50,4	55,3	59,2	61,2	63,6	69,6	74,1	72	68,7	73,1	-

Distribuția pe surse de energie primară a consumului se regăsește în fig. 2.1.2. Aceasta prezintă comparativ anii 1990 și 2009, conform datelor puse la dispoziție de [Eurostat] și prezentate în raportului observatorului UE asupra pieței de energie [MOE2011], din iunie 2011. Dependența de petrol și cărbune este diminuată de promovarea surselor regenerabile de energie (SRE).

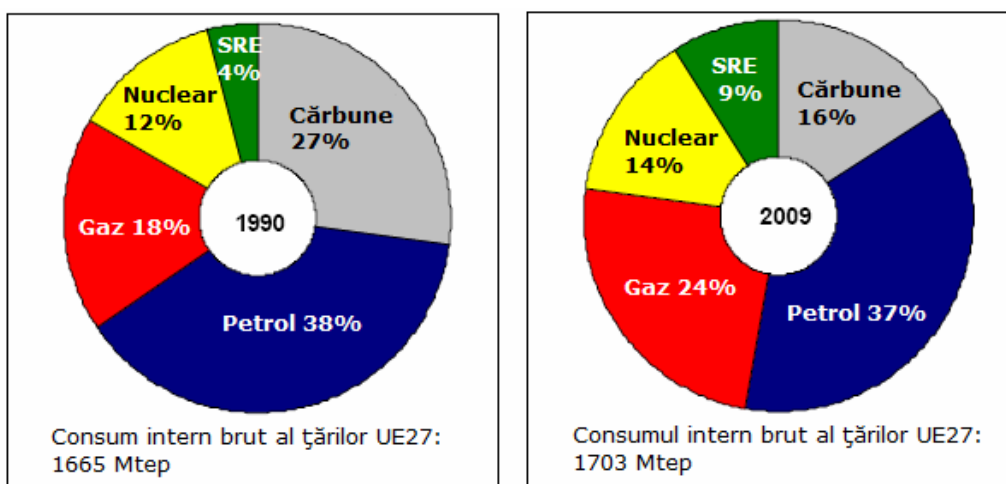


Fig. 2.1.2. Distribuția pe surse de energie primară a consumului în anii 1990 și 2009

În figura 2.1.3 se prezintă distribuția consumului de energie electrică pe sectoare economice, la nivelul Uniunii Europene. Informațiile sunt preluate din statisticile UE [Eurostat] și se referă la anul 2011. Se observă o pondere foarte mare a consumului casnic, acesta fiind depășit doar de sectorul transporturilor.

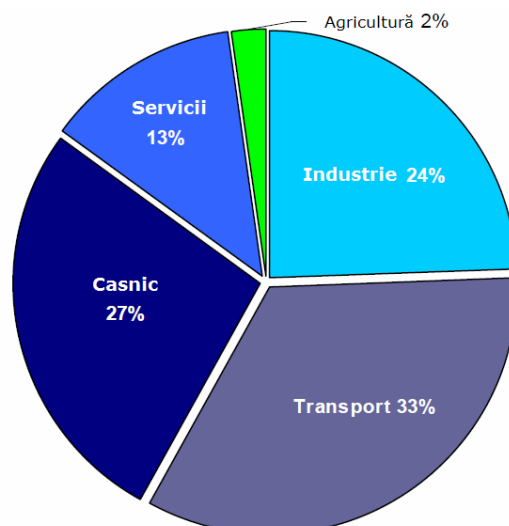


Fig. 2.1.3. Distribuția pe sectoare economice a consumului de energie în Europa

Raportul observatorului UE asupra pieței de energie, din iunie 2011 [MOE2011], prezintă o scădere a aportului adus de sursele convenționale în producția de energie la nivel european, în ultimii 20 de ani. Această situație este prezentată în fig. 2.1.4.

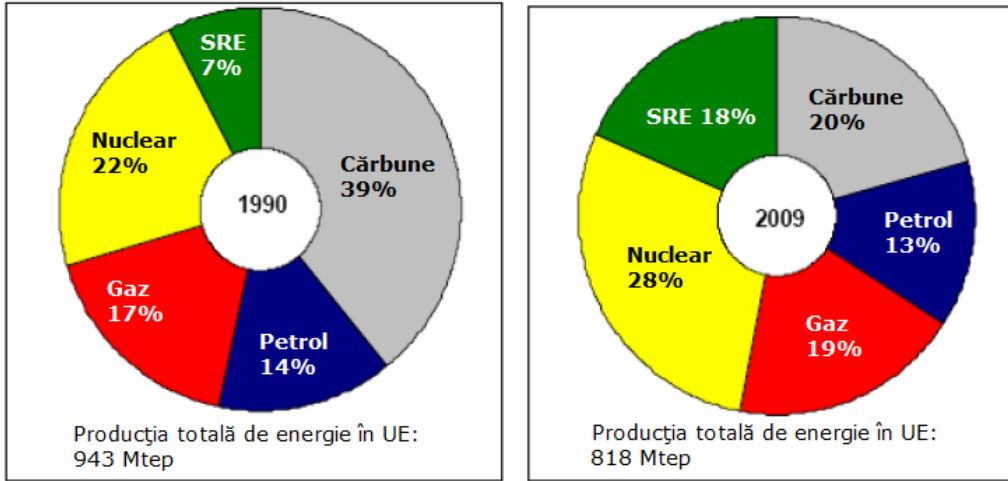


Fig. 2.1.4. Repartiția pe tipuri de surse a producției de energie electrică în anii 1990 și 2009

Direcțiile în care se dezvoltă sectorul energetic european sunt reprezentate de diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 20% până în 2020, față de 1990, promovarea SRE și creșterea eficienței energetice. În ceea ce privește promovarea SRE la nivel european au fost stabilite ținte naționale de atins până în anul 2020, așa cum sunt prezentate în figura Fig. 2.1.5.

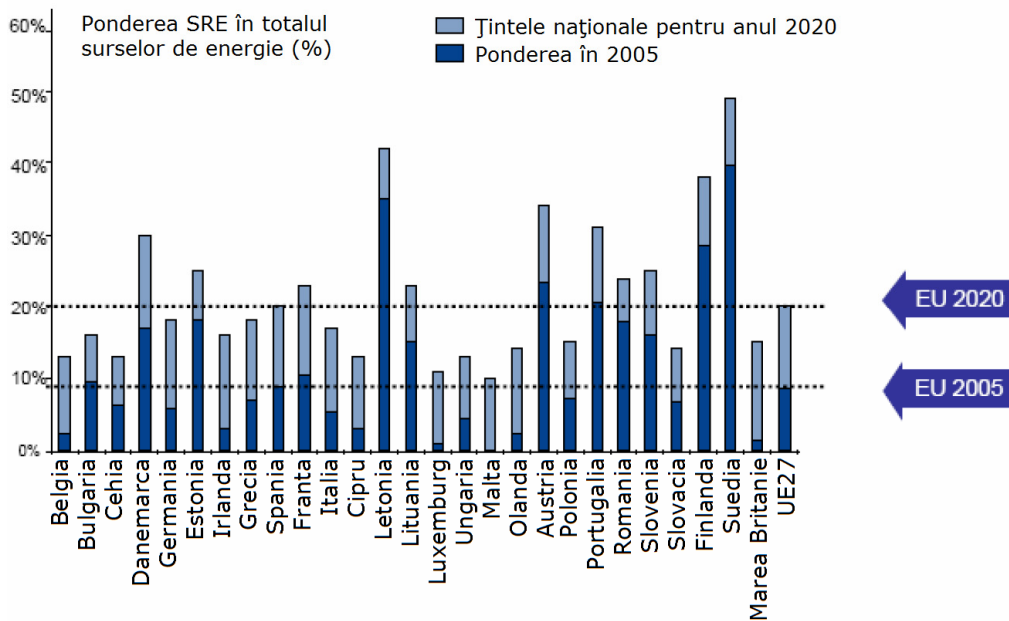


Fig. 2.1.5. Țintele pentru producerea de energie din SRE pentru anul 2020

Luând în considerare toate aspectele menționate mai sus cu privire la consumul în continuă creștere, asigurarea alimentării consumatorilor, integrarea în rețelele de transport a surselor de generare se poate afirma că extinderea rețelei de transport reprezintă o problemă complexă și de actualitate.

2.2. Politica energetică a Uniunii Europene

Obiectivele majore ale politicii UE în domeniul energiei sunt următoarele: siguranța alimentării cu energie, sisteme de energie competitive și protecția mediului. Consiliul Europei (CE) propune în setul de documente care reprezintă Noua Politică Energetică a UE următoarele obiective [Thom2005]:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 30% până în anul 2020, comparativ cu 1990;
- creșterea ponderii energiei regenerabile de la mai puțin de 7% în anul 2006, la 20% din totalul surselor sale de energie până în 2020;
- creșterea ponderii și biocombustibililor la cel puțin 10% din totalul combustibililor utilizați în anul 2020;
- reducerea consumului său global de energie primară cu 20% până în anul 2020.

Creșterea dependenței UE de surse externe de energie, combaterea schimbărilor climatice și liberalizarea piețelor de energie, au accentuat importanța siguranței alimentării cu energie, așa cum se reflectă și în Cartea Verde "Spre o strategie europeană pentru siguranța în alimentarea cu energie". UE este cel mai mare importator de energie din lume; importă circa 50% din necesarul de energie, iar proiecția este de 70% la orizontul 2030. Conform [MAE], realizarea securității energetice a UE are mai multe dimensiuni:

- diversificarea surselor și rutelor de transport al gazului natural (26 % din consumul de gaz al Uniunii provine din Federația Rusă);
- interconectarea țărilor UE până în 2015, astfel încât nici un stat membru să nu mai rămână izolat în situații de criză;
- scăderea dependenței de sursele convenționale, prin: creșterea ponderii energiilor regenerabile în producție și consum și creșterea eficienței energetice;
- dialogul consolidat cu furnizorii cheie ai Uniunii, actuali și de perspectivă.

Pe măsura descoperirii rezervelor de gaze neconvenționale în diverse țări din UE (cu cele mai mari rezerve în Polonia), la nivelul Uniunii a început un proces de evaluare a efectelor exploatarea acestei resurse asupra mediului și habitatelor umane și naturale. Este așteptată o Comunicare din partea Comisiei Europene până la sfârșitul anului 2013.

În anul 2011, s-a formalizat și dimensiunea externă a politicii UE pentru energie, prin adoptarea de Concluzii ale Consiliului TTE – Energie din 24 noiembrie 2011. Nevoia creării unei dimensiuni externe a politicii UE pentru energie a fost resimțită ca o extensie firească a coordonării intra-UE, de necesitate indispensabilă pentru consolidarea profilului UE în relația cu partenerii externi.

Referitor la dezvoltarea durabilă, trebuie remarcat faptul că la ora actuală sectorul energetic este, la nivelul UE, unul din principalii producători de gaze cu efect de seră. Dacă nu se vor lua măsuri drastice la nivelul UE, în ritmul actual și la tehnologiile existente acum, emisiile de gaze cu efect de seră vor crește la nivelul UE cu circa 5% și la nivel global cu circa 55% până în anul 2030. Energia nucleară reprezintă în acest moment în Europa una dintre cele mai mari surse de energie fără emisii de CO₂.

În ceea ce privește competitivitatea, piața internă de energie asigură stabilirea unor prețuri corecte și competitive la energie, stimulează economisirea de energie și atrage investiții în sector. UE este tot mai expusă la instabilitatea și creșterea prețurilor de pe piețele internaționale de energie, precum și la consecințele faptului că rezervele de hidrocarburi ajung treptat să fie monopolizate de un număr restrâns de deținători.

Evenimentele de la Fukushima, din martie 2011, au întărit și dimensiunea nucleară a politicii energetice a UE, prin derularea unui exercițiu amplu de testări de

rezistență la instalațiile nucleare din Uniune (și din țările învecinate), în 2011-2012. Comisia Europeană a anunțat că vor urma propuneri de legislație întărită privind siguranța nucleară în UE.

Elaborarea unei politici energetice comune reprezintă una dintre cele mai importante preocupări ale UE. Pașii determinanți în acest sens au fost făcuți mai ales după anul 2007, respectiv [MAE]:

- adoptarea pachetului de ținte 20-20-20 la Consiliul European din 2007 (creșterea cu 20% a eficienței energetice, reducerea cu 20% a emisiilor de gaz cu efect de seră și creșterea cu 20% a ponderii energiei regenerabile);
- adoptarea celui de-al treilea pachet energie-piața internă în 2009;
- înscrierea în Tratatul Lisabona, pentru prima dată, a unei baze juridice pentru politica energetică comună, în articolul 194;
- organizarea primului Consiliu European dedicat Energiei (și inovării), la 4 februarie 2011;
- lansarea propunerii unui instrument financiar dedicat infrastructurii energetice în cadrul financiar 2014-2020 (Connecting Europe Facility), în octombrie 2011;
- lansarea în 2011 a unui exercițiu vizionar pentru energia Uniunii la orizontul 2050 (Foaia de Parcurs pentru Energie 2050), cu intenția stabilirii de repere intermediare pentru anul 2030.

2.3. Evoluția sistemului electroenergetic al României și a cadrului legislativ

Noile concepții privind energia electrică au condus la schimbări și în Uniunea Europeană (UE), atât în țările membre, cât și în cele care au aderat în ultimul deceniu. Cadrul legislativ stabilit în Uniune cu referire la sectorul energetic îl constituie Directiva 96/92. Aceasta vizează în principal liberalizarea pieței de energie electrică, prin introducerea concurenței, cu toate consecințele sale, în sectorul integrat la nivel european. În întreaga UE marile monopoluri au fost sparte, sau sunt în curs de a fi sparte, s-a trecut la dezmembrarea sistemelor energetice, rămânând centralizată doar conducerea operativă.

Și în România, după 1990, s-a trecut treptat la o restructurare a industriei electroenergetice, astfel [GuvR2007]:

- la 12.11.1990, prin Hotărârea de Guvern 1199 s-a desființat Departamentul Energiei Electrice din Ministerul Resurselor și Industriei și s-a înființat Regia Autonomă de Energie Electrică (RENEL) care a preluat întreprinderile de producere, de transport și de distribuție a energiei electrice, iar întreprinderile de construcții și montaj de specialitate au devenit independente.
- în iulie 1998, prin HG 365 RENEL a fost divizată în Compania Națională de Energie Electrică CONEL, Compania Națională Nuclearelectrică SA și Regia Autonomă a Activităților Nucleare. În cadrul CONEL au fost create societățile comerciale Transelectrica, Electrica, Termoelectrica și Hidroelectrică.
- în octombrie 1998, prin HG 29, a fost creată Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energetic (ANRE), care, începând din martie 1999, a emis reglementări privitoare la piața liberă de energie.
- în decembrie 1998, prin HG 63, s-au stabilit principiile, cadrul și principalele direcții pentru liberalizarea pieței de energie electrică în România, în conformitate cu Directiva 96/92 a UE.
- în iulie 2000, prin HG 627, CONEL a fost desființată, iar unitățile sale au devenit independente: SC Termoelectrică SA, SC Hidroelectrică SA, SC Electrică SA și Compania Națională Transelectrica SA. Aceste companii sunt supuse spre

privatizare, cu excepția CN Transelectrica, unitate care rămâne companie de stat; în cadrul acesteia a fost înființat operatorul de piață OPCOM SA.

- în noiembrie 2002 România a semnat la Atena "Memorandumul de Înțelegere privind crearea până în 2005 a Pieței Regionale de Energie Electrică în Sud-Estul Europei", reprezentând un pas spre integrarea în piața de energie electrică a UE.
- în perioada de preaderare, România a negociat cu UE Capitolul 14 – "Energia" și a armonizat în cadrul legislativ național referitor la acest sector.

La fel ca în țările europene, deschiderea pieței energiei s-a făcut treptat în, iar din anul 2007, gradul teoretic de deschidere este 100%, prin intrarea în vigoare a legii Nr. 638/2007, publicată în M.O. 427/27.06.2007. Evoluția gradului de deschidere a pieței de energie electrică a României este prezentată în tabelul 2.3.1.

Tabelul 2.3.1 Etapele parcurse în procesul de deschidere a pieței de energie electrică

Hotărâre de Guvern	Grad de deschidere %	Plafon consum anual GWh/an
Nr. 122/2000, publicată în M.O. 77/21.02.2000	10	100
Nr. 982/2000, publicată în M.O. 529/27.10.2000	15	100
Nr. 1272/2001, publicată în M.O.832/21.12.2001	25	40
Nr. 48/2002, publicată în M.O. 71/31.01.2002	33	40
Nr. 1563/2003, publicată în M.O. 22/12.01.2004	40	20
Nr. 1823/2004, publicată în M.O. 1062/16.11.2004	55	1
Nr. 644/2005, publicată în M.O. 684/29.07.2005	83.5	-
Nr. 638/2007, publicată în M.O. 427/27.06.2007	100	-

2.4. Situația actuală a sistemului electroenergetic al României

2.4.1. Producția energiei electrice

În fig. 2.4.1 se prezintă structura producției de energie electrică a României în anul 2011, pe tipuri de resurse [ANRE2012]. Se constată că ponderea energiei produse din surse regenerabile în anul 2011 a fost de cca. 30%. Sursa hidro acoperă 27,71% din generare, însă capacitatea acestei surse este influențată puternic de condițiile meteorologice și este folosită în special la vârf de sarcină. De asemenea, se observă că centralele termoelectrice acoperă peste jumătate din producția de energie electrică.

Figura 2.4.2 [ANRE2012] prezintă structura după vârstă a centralelor în cogenerare observându-se ca mai mult de jumătate dintre ele au fost construite cu cel puțin 30 de ani în urmă. Ținând cont de acest fapt, pentru perioada 2010-2019 s-a luat în considerare un program de retrageri definitive din exploatare ale unor grupuri termoelectrice fie din cauza depășirii duratei de viață, fie datorită eficienței scăzute și neîncadrării în cerințele Uniunii Europene privind poluarea.

Majoritatea capacităților termoenergetice nu sunt echipate încă cu instalații performante pentru reducerea poluării, drept urmare emisiile de SO₂ și NO_x se situează peste valorile maxime acceptate în UE. În ultimii 10 ani au fost re tehnologizate / modernizate doar o mică parte din centralele termoelectrice, reprezentând circa 10% din puterea instalată, lucrări de conformare la cerințele de mediu fiind în desfășurare pentru majoritatea termocentralelor. Toate grupurile termoenergetice care rămân în funcțiune după anul 2014 trebuie să se încadreze în cerințele de mediu din Ordinul nr. 859 din 29.09.2005 al MAI. Nerespectarea termenelor de conformare ale acestor grupuri cu normele UE până la data indicată va conduce la interdicția de funcționare a acestora după expirarea acestor termene [GuvR2011].

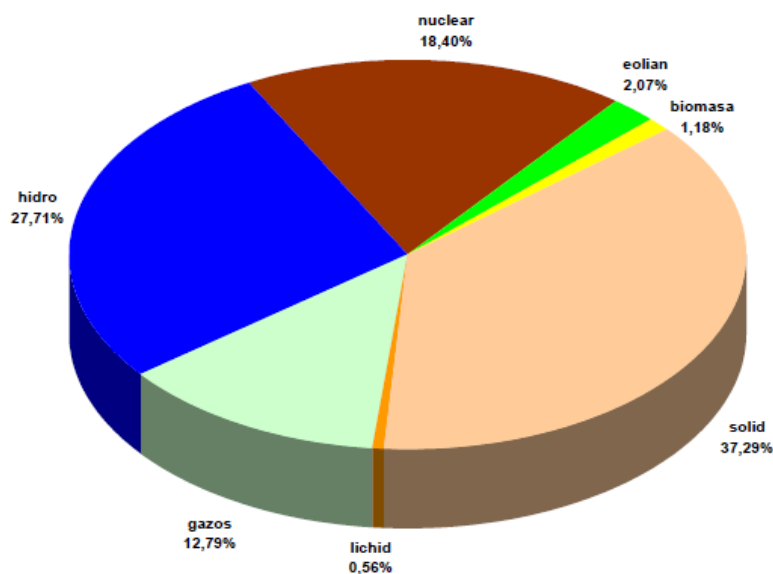


Fig. 2.4.1. Structura producției de energie electrică a României în 2011, pe tipuri de resurse

Total putere instalată la 31.12.2009, [4.900 MW]



Fig. 2.4.2. Structura după vârstă a centralelor de cogenerare

În perioada următoare, se consideră că vor intra în retehnologizare grupuri termoelectrice de condensare de 330 MW sau 210 MW pe lignit și huiă, însumând puteri nete disponibile de 1095 MW, urmărindu-se prelungirea duratei de viață, încadrarea în cerințele Uniunii Europene de protecție a mediului (prin montarea de instalații de desulfurare a gazelor de ardere și a arzătoarelor pentru reducerea emisiilor de NO_x) și creșterea puterii disponibile a acestora la 1364 MW. La acestea se mai adaugă repunerea în funcțiune a unor grupuri intrate anterior în reabilitare, cu o putere netă disponibilă preconizată de 589 MW. Până în prezent, s-au realizat retehnologizări și / sau modernizări pentru grupuri termoelectrice totalizând o putere instalată de circa 1.800 MW.

2.4.2. Consumul de energie electrică

Proгноza consumului de energie electrică efectuată de Transelectrica S.A. pentru perioada 2010 – 2019, s-au avut vedere prognoze disponibile în cursul anului 2009 (elaborate de OECD, Banca Mondială, Comisia Europeană, BCR) și în principal prognoza elaborată de Comisia Națională de Prognoză (CNP).

Reevaluarea de către CNP a prognozei în noiembrie 2010 prevede un ritm mai lent de revenire a economiei față de prognozele anterioare. Corelat cu previziunile disponibile, Transelectrica S.A. a luat în considerare trei scenarii (minim, mediu și maxim), diferențiate prin ratele de modificare anuală a consumului anual de energie electrică. Cele trei scenarii de creștere a consumului sunt prezentate în figura 2.4.3.

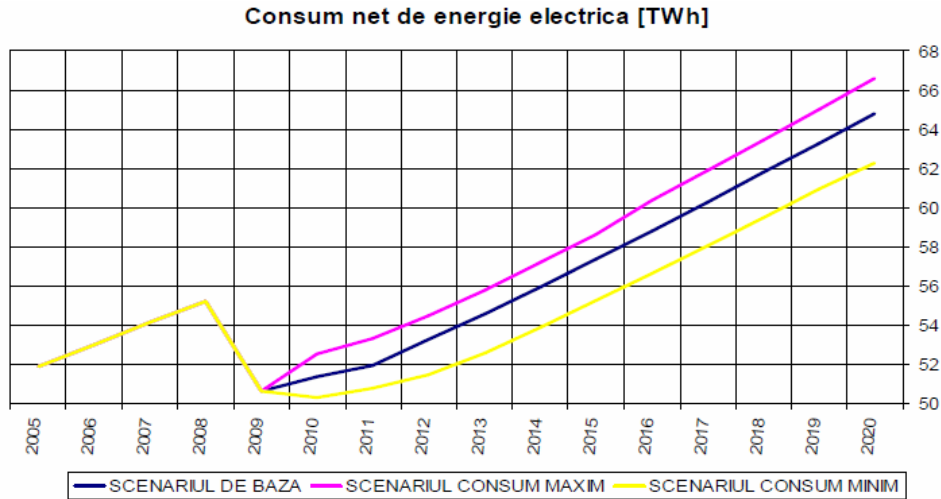


Fig. 2.4.3. Scenarii de creșterea consumului considerate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

În fig. 2.4.4 este prezentat rezultatul prognozei realizate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., considerând următoarele premize și metode [Trans2011]:

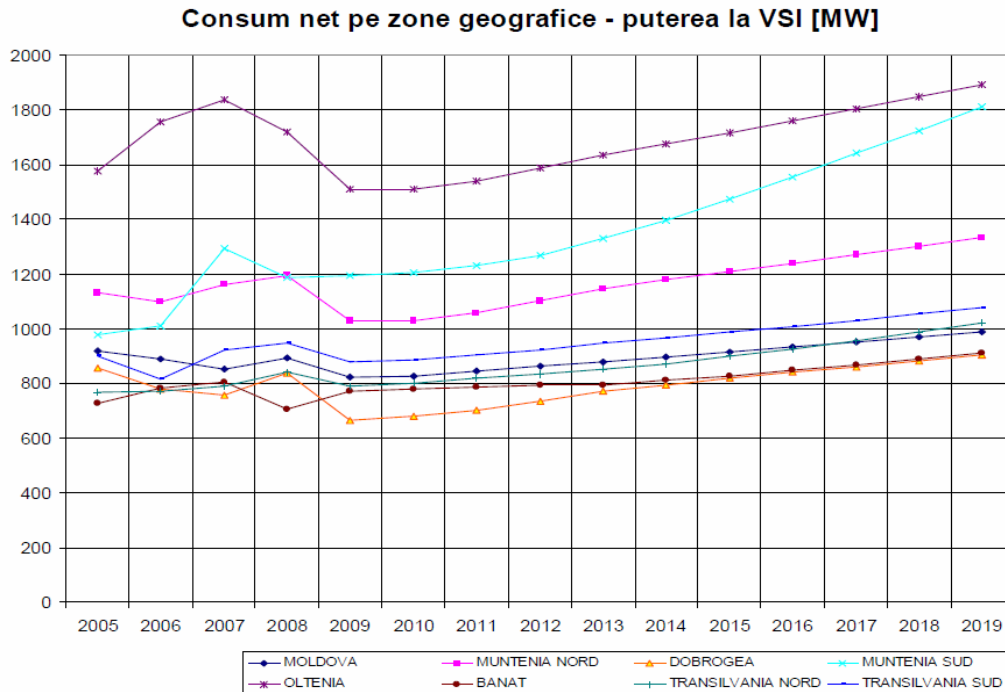


Fig. 2.4.4. Evoluția consumului de energie electrică pe zone geografice

- consumul total al SEN și al majorității filialelor de distribuție va reveni la valori apropiate de cele din 2008 în anii 2013-2014;
- consumul la etapele 2014 și 2019 al filialelor de distribuție care au transmis prognoze plauzibile va fi apropiat de valorile transmise;

- consumul la etapele 2014 și 2019 al filialelor de distribuție care au transmis prognoze nerealiste va avea valori coerente cu valorile anterioare și cu ritmul de creștere estimat pe SEN;
- suma între consumurile filialelor de distribuție, inclusiv pierderile în rețele;
- consumurile consumatorilor racordați direct la rețeaua de transport și pierderile în RET trebuie să fie egală cu valoarea estimată a consumului total al SEN;
- în unele centre urbane (București, Brașov, Cluj, Timișoara, Constanța, Tulcea), s-a avut în vedere creșterea consumului peste ritmul de creștere la nivel național;
- în București, este preconizată creșterea consumului cu o rată mai accentuată;
- în zona Constanța-litoralul Mării Negre, se prognozează de asemenea o creștere mai accentuată a consumului.

Consumul prognozat pe zone se repartizează pe stații proporțional cu valorile consumului măsurate în anii anteriori, în acele stații, la palierele caracteristice. Deoarece vârful de consum se produce într-o zi și la o oră care nu pot fi prevăzute, citirile în stații pentru palierele caracteristice se realizează după următoarea regulă:

- VSI – vârf de seară iarna, a 3-a miercuri din ianuarie, ora 19;
- VDV – vârf dimineață vara, a 3-a miercuri din iulie, ora 12;
- GNV – gol de noapte vara, luni înainte de a 3-a miercuri din iulie, ora 3 a.m.

Pentru prognoza consumului pe stații la vârful de iarnă anual, vârful de vară anual și golul de vară anual, valorile măsurate în anul de referință anterior perioadei pentru care se realizează prognozele sunt amplificate cu un coeficient de proporționalitate, astfel încât, prin însumare, să se obțină valorile consumului total prognozat.

2.4.3. Rețeaua de transport al energiei electrice

Rețeaua de transport al energiei electrice (RET) este considerată rețeaua cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV. RET este obiectiv interes național și strategic, fiind proprietate publică a statului și concesionată C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A. Transelectrica este astfel obligată să păstreze activele concesionate cel puțin la nivelul tehnic la care au fost preluate și, după caz, la un nivel tehnic superior corespunzător dezvoltării tehnologice. Figura 2.4.5 prezintă structura actuală și perspectivele de extindere ale RET.

Majoritatea liniilor și stațiilor electrice care alcătuiesc RET au fost construite, în perioada 1960-1980, la nivelul tehnologic al acelor decenii. Drept consecință, starea tehnică a RET este caracterizată printr-o durată de funcționare excesiv de mare, stabilită prin legislația din anii '60-'70, cât și de utilizarea în acea vreme a unor materiale de slabă calitate (în raport cu importanța echipamentelor și durata lor normală de funcționare).

Liniile electrice aeriene (LEA) de 220 kV și 400 kV au o vechime apropiată de durata normală de funcționare (40 ani – conform HG 2139/2004), circa două treimi din acestea atingând deja durata normală de funcționare.

Este de remarcat însă că starea tehnică reală a instalațiilor se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că se desfășoară un program riguros de mentenanță și că s-a impus un program susținut de rețehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor [Trans2011].

Suplimentar, Transelectrica S.A. manifestă o preocupare pentru consolidarea permanentă și extinderea infrastructurii IT&Tc (un suport important pentru piața națională de electricitate). Modernizarea instalațiilor și a rețelei de telecomunicații ar trebui să permită, începând cu anul 2014, funcționarea fără personal operativ a tuturor stațiilor aparținând Transelectrica S.A. [Trans2011].

Unul dintre obiectivele, dezvoltării RET este asigurarea alimentării cu energie în conformitate cu cerințele consumatorilor. Având în vedere faptul că separarea sectoarelor de producție, furnizare, transport și distribuție a introdus un grad mare

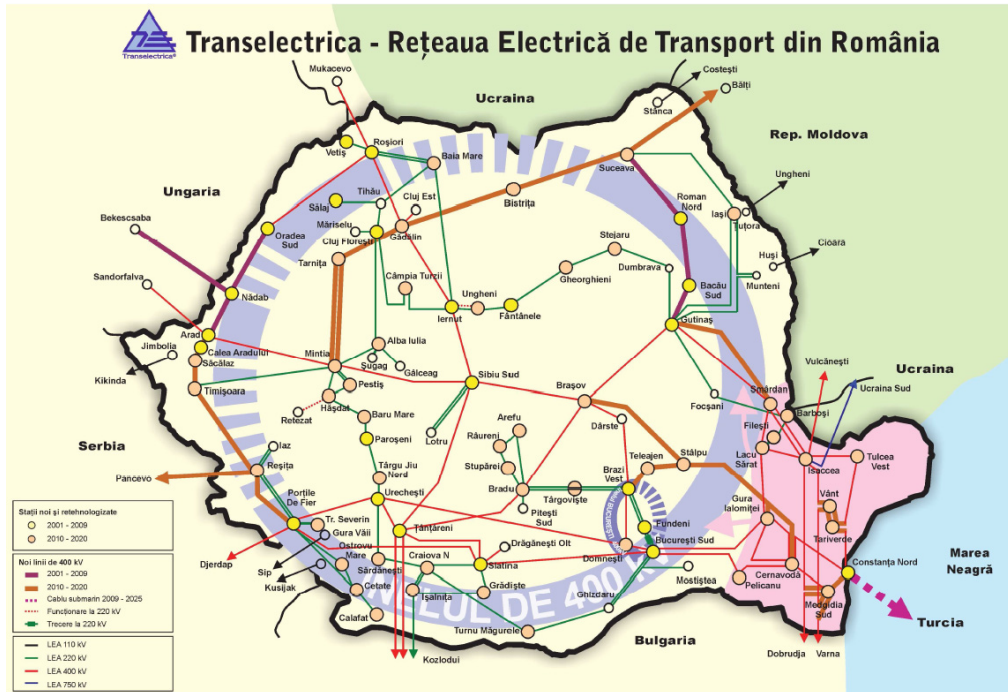


Fig. 2.4.5. Rețeaua de transport al energiei electrice

de incertitudine a operatorilor de rețea asupra evoluției viitoare a producției și consumului, din punct de vedere al volumului și al localizării geografice, este nevoie de analizarea mai multor scenarii posibile. Scenariile utilizate la analiza necesităților de dezvoltare a RET sunt elaborate de Transelectrica S.A., pornind de la informațiile disponibile de la Ministerul de resort, institutele de prognoză, utilizatorii RET, alte părți interesate și de la operatorii de transport și sistem europeni [Trans2011].

Ca urmare a modificărilor semnificative preconizate pentru perioada următoare în structura parcului de producție, în special ca urmare a dezvoltării producției bazate pe resurse regenerabile și a instalării a două noi unități nucleare, devine o reocupare majoră extinderea și consolidarea RET pentru a face față noilor fluxuri de putere. Dintre SRE exploatare la ora actuală în România, se remarcă în perspectiva anilor următori, apariția centralelor eoliene de foarte mare putere (zeci sau sute de MW), racordate la RET prin stații de transformare cu tensiune superioară de 400 kV sau la RED prin stații cu tensiunea superioară de 110kV. În această situație producția trebuie privită ca producție concentrată și injectată în noduri ale RET prin unități de transformare de mare putere [Trans2011].

În ceea ce dezvoltarea RET, în perioada 2005-2010 s-au derulat și finalizat lucrări de mentenanță majoră pentru LEA astfel:

- 2005 – s-au efectuat reparații capitale pe liniile: LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava, LEA 400 kV Porțile de Fier – Urechești, LEA 220 kV Alba Iulia – Șugag – Gâlceag, LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, LEA 220 kV Reșița Timișoara, LEA 220 kV Brazi Vest – Fundeni;
- 2006 – s-au efectuat reparații capitale pe liniile: LEA 220 kV Fântânele – Gheorghieni, LEA 400 kV Porțile de Fier – Slatina;
- 2007 – s-au efectuat reparații pe liniile: LEA 220 kV Gutinaș – FAI – Munteni, LEA 220 kV Mintia – Alba Iulia, LEA 220 kV Brazi Vest – Târgoviște, LEA 220 kV Ghizdaru – Turnu Măgurele și totodată s-au efectuat inspecții aeriene multi-spectrale din elicopter și a fost montat balizajul de noapte al stâlpilor LEA;

- în anul 2008 s-au efectuat reparații pe liniile: LEA 220kV FAI – Suceava, LEA 400kV Gutinaș – Bacău Sud, LEA 400kV București Sud – Slatina, LEA 400kV Isaccea – Smârdan c1+c2, LEA 400kV Jânțăreni – Sibiu, LEA 220kV Reșița – Iaz împreună cu inspecții aeriene din elicopter și lucrări de întreținere a culoarului;
- în anul 2009 s-au efectuat reparații pe liniile: LEA 220kV Urechești – Sărdănești, LEA 220 kV Sărdănești – Craiova Nord, consolidare LEA 220 kV Bradu – Târgoviște – borna 87, LEA 220 kV Peștiș – Mintia, racordare LEA la SE Mintia;

Tot în cadrul programului de mentenanță la stațiile electrice au fost finalizate lucrările de modernizare la stațiile: 220/110kV Pitești Sud, 110 kV Baia Mare 3, 220/110 kV Târgoviște, 220/110 Sălaj, 220/110kV Cluj Florești, 220 kV Stupărei și se află în proces de modernizare alte 5 stații – 220/110 kV Turnu Măgurele, 220/110 kV Peștiș, 220/110 kV FAI, 220kV Baia Mare 3, 220/110 kV Gheorgheni.

Proiectele de rețehnologizare/modernizare și mentenanță pe care le are în plan C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. sunt:

- rețehnologizare stație Brazi V 110 kV;
- rețehnologizare stație Sibiu Sud 400/110/20 kV;
- sisteme comanda-control în 11 stații;
- rețehnologizare stație Gădălin 400 kV;
- rețehnologizare stație Lacu Sărat 400/220/110/20 kV;
- rețehnologizare stație Mintia 220/110 kV;
- rețehnologizare stație Brașov 400/110/m.t. kV;
- Cetate 220 kV (stație nouă);
- înlocuiri de autotransformatoare (AT) și transformatoare în stații;
- introducerea de sisteme integrate de securitate în stații, sedii sucursale, dispeceratele energetice naționale și teritoriale (DEN și DET);
- rețehnologizare Suceava 110 kV/m.t.;
- rețehnologizare Bărboși 220/110 kV;
- rețehnologizare Tulcea Vest 400/110 kV/ m.t.;
- rețehnologizare Turnu Severin 220/110 kV/m.t.;
- rețehnologizare Domnești 400/ 110 kV/m.t.;
- rețehnologizare Craiova N 220/110 kV/m.t.
- rețehnologizare Bradu 400/ 220/ 110 kV/m.t.;
- rețehnologizare St. 220 kV Filești;
- rețehnologizare Stația 400 kV Isaccea;
- rețehnologizare Stația 400/110kV Smârdan.

Pentru a rezolva problemele determinate de creșterea consumului, se află în fază de proiect și alte obiective:

- înlocuirea conductoarelor active ale LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni, pentru creșterea puterii transportate admisibile;
- instalarea celui de al treilea transformator 400/110 kV, 250 MVA, în stația Tulcea Vest;
- instalarea celui de al doilea transformator 400/110 kV, 250 MVA, în stația Dârste sau Brașov;
- realizarea LEA 400 kV d.c. Medgidia Sud – Constanța Sud – Constanța Nord (și a stației de 400 kV Constanța S, dacă se va confirma necesitatea acesteia);
- instalarea celui de al doilea transformator 400/110 kV în stația Sibiu Sud, pentru rezervarea singurei injecții din RET în zonă.

Pentru asigurarea evacuării producției din noile capacități preconizate în SEN sunt luate în considerare următoarele proiecte:

- pentru unitățile 3 și 4 de la Cernavoda: LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp – Brașov, trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp,

construcția stațiilor de 400 kV Stâlpu și Teleajen, LEA 400 kV d.c. Medgidia Sud – Constanța Sud - Constanța Nord;

- C.E. Eoliene: racord intrare – ieșire LEA 400 kV Isaccea – Varna / Isaccea – Dobrudja în stația 400 kV Medgidia S, stația 400/110 kV Medgidia S – extinderea stației de 400 kV și re tehnologizarea stației de 110 kV pentru creșterea puterii de rupere a întrerupătoarelor corelat cu creșterea curentului de scurtcircuit;
- C.E. Eoliene și centrale pe cărbuni la Galați/Brăila (corelat și cu Cernavoda): LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș, LEA 400 kV Suceava – Gădălin, stația 400/110 kV Smârdan – modernizare/ re tehnologizare și extindere.

Proiectele au fost asociate cu elementele principale care le determină, dar fiecare proiect de întărire a RET din Dobrogea și Moldova sau de evacuare spre restul SEN are o contribuție importantă la evacuarea puterii oricărei centrale noi racordate în aceste zone.

În figura 2.4.6 sunt reprezentate proiectele de dezvoltare a RET identificate ca necesare pentru orizontul 2010 – 2019 cuprinse în Planul de perspectivă al RET pentru perioada 2010-2019 elaborat de CN Transelectrica SA și prezentate mai sus [Trans2011].

Proiecte de dezvoltare a RET asociate necesitatilor de dezvoltare

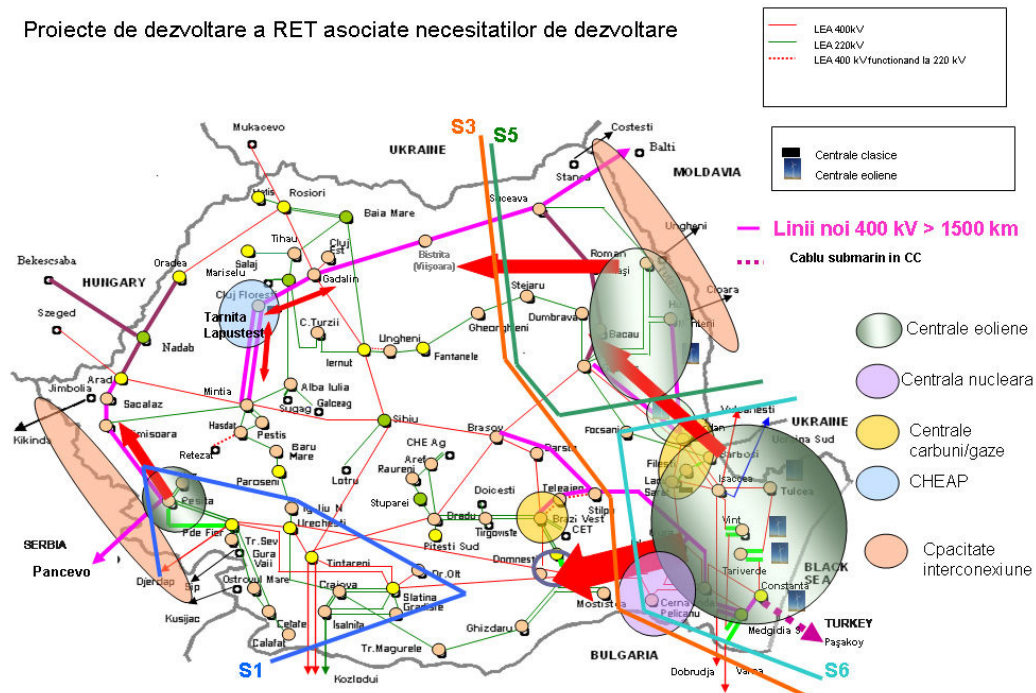


Figura 2.4.6. Proiecte de dezvoltare a RET

2.5. Planificarea extinderii RET în România

Activitatea de planificare privind dezvoltarea RET în cadrul SEN se realizează de către Transelectrica, în conformitate cu strategia și politica energetică națională, în baza competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea Energiei Electrice nr. 13/2007. Obiectivele activității de planificare a dezvoltării RET sunt:

- să asigure dezvoltarea RET astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată și să elaboreze un plan de dezvoltare în perspectivă;

- să asigure funcționarea în condiții de siguranță a SEN și să permită transportul energiei electrice la niveluri de calitate corespunzătoare;
- să concretizeze rezultatele activității de planificare;

Transelectrica S.A. are obligația de a elabora un plan de perspectivă pentru fiecare 10 ani succesivi, cu actualizare la 2 ani, privind transportul energiei electrice în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie electrică, cuprinzând modalitățile de finanțare și de realizare a investițiilor rezultate din acest plan, cu luarea în considerare și a planurilor de amenajare și de sistematizare a teritoriului străbătut de instalațiile electrice de transport. Acest plan trebuie să prevadă:

- acoperirea consumului de putere și energie electrică, în condiții de siguranță și de eficiență economică, în conformitate cu politica energetică națională;
- corelarea acțiunilor între Transelectrica și participanții la piața de energie electrică, privind orice serviciu ce poate avea impact asupra siguranței în funcționare a SEN;
- oportunitățile zonale pentru racordare și utilizare a RET funcție de prognoza de dezvoltare a consumului și necesitățile de capacități noi instalate, în scopul funcționării eficiente, în condiții de siguranță;
- stabilirea nivelului de rezervă în SEN pentru producerea și transportul energiei electrice la vârf de consum în conformitate cu cerințele de dimensionare.

Datele necesare activității de planificare a extinderii trebuie furnizate către Transelectrica de: toți producătorii autorizați și/sau licențiați sau în curs de licențiere; toți distribuitorii și consumatorii eligibili autorizați și/sau licențiați sau în curs de licențiere; toți furnizorii licențiați. Elaborarea planului de dezvoltare a RET are la bază următoarele date de intrare:

- prognoza consumului obținută de la Comisia Națională de Prognoză, conform H.G. nr. 757/2003;
- situația curentă și pentru o perspectivă de 10 ani a cererii de consum pusă la dispoziție de către furnizori și consumatori eligibili, licențiați sau în curs de licențiere;
- ofertele de producție de energie electrică ale producătorilor pentru minim 10 ani, licențiați sau în curs de licențiere;
- informațiile tehnice necesare planificării dezvoltării RET, puse la dispoziție de OD la cererea Transelectrica, în conformitate cu normele în vigoare;
- nivelul de siguranță în funcționare a SEN în ansamblu și pe fiecare nod conform normelor în vigoare;
- probabilitatea de neacoperire a sarcinii;
- strategia dezvoltării infrastructurii sistemului de telecomunicații.

Pentru dimensionarea și verificarea dimensionării RET se au în vedere următoarele criterii tehnice:

- dimensionarea RET se efectuează în condițiile îndeplinirii criteriului (N-1);
- verificarea criteriului (N-1) se face pentru transferul maxim de putere prognozat prin RET;
- pentru dimensionarea evacuării în sistem a puterii produse în CNE se utilizează criteriul (N-2);
- dimensionarea instalațiilor de compensare a puterii reactive se face cu respectarea benzilor de tensiune admisibile în toate nodurile RET, în toate regimurile de funcționare în configurații cu (N) și (N-1) elemente în funcțiune;
- determinarea și verificarea curenților de scurtcircuit și a curenților nominal al echipamentelor primare de comutație în nodurile RET se realizează pe etape de dezvoltare a SEN în cadrul planului de perspectivă;

- verificarea RET la încărcare maximă admisă din criteriile de stabilitate statică se face pentru o perspectivă de până la 10 ani pentru configurația de rețea rezultată ca optimă din punct de vedere tehnic și economic;
- la vârf de consum maxim anual, RET trebuie să asigure o rezervă de stabilitate statică de minimum 20% în configurația cu toate liniile electrice în funcțiune și o rezervă de cel puțin 8% în regim cu (N-1) elemente în funcțiune;
- verificarea RET din condiții de stabilitate tranzitorie se face pentru o perspectivă de până la 5 ani pentru configurația care satisface criteriile de stabilitate statică;

Criteriile tehnice de proiectare precum și procedurile și normele aplicate în planificarea dezvoltării RET trebuie respectate de toți utilizatorii RET în planificarea dezvoltării propriilor instalații de racordare la RET.

2.6. Concluzii

Evoluția sectorului energetic, în general, și a sistemelor electroenergetice, în particular, prezintă o serie de particularități complexe. Sectorul energetic are o influență puternică asupra altor sectoare de activitate ceea ce conduce la necesitatea unei dezvoltări durabile și în concordanță cu problemele de mediu.

În ceea ce privește Uniunea Europeană, ea cuprinde la ora actuală 27 de state membre, la care se adaugă 4 țări candidate și altele 5 potențial candidate. În acest context, elaborarea unei politici comune în domeniul energiei și aducerea la numitor comun a legislației specifice constituie o sarcină dificilă.

Piața unică europeană de energie electrică implică o dezvoltare și extindere corespunzătoare a sistemului electroenergetic european, a rețelei continentale de transport al energiei electrice. Planificarea extinderii optime a acestei rețele constituie o sarcină extrem de dificilă și de mare răspundere, mai ales dacă se ține cont de costul investițiilor în acest domeniu, de efectele pe termen lung și de implicațiile legate de protecția mediului.

Capacitatea de producere și transport al energiei electrice acoperă practic cerințele actuale de consum, dar majoritatea liniilor și stațiilor electrice sunt sau se apropie de limita duratei normale de funcționare, fiind realizate la nivelul tehnic și tehnologic al anilor '60-'80. Starea tehnică reală a instalațiilor se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că se desfășoară un program riguros de mentenanță și re tehnologizare a instalațiilor și echipamentelor.

Prognoza consumului, exporturilor și a puterilor vehiculate prin sistem acoperă o plajă largă de valori, cu diferențe foarte mari între valorile „pesimiste” și cele „optimiste”. La fel se prezintă situația și cu noile capacități „curate” de producere a energiei electrice, unele mai realiste în privința puterii instalate și a termenelor, altele ușor „fanteziste”. În consecință, și strategiile de extindere a RET trebuie să țină cont de aceste aspecte, precum și de cele legate de dezvoltarea durabilă și de mediu (în concordanță cu normele și politica UE în acest domeniu).

În continuare se prezintă o trecere în revistă a contribuțiilor originale din cadrul acestui capitol:

- realizarea unei sinteze documentate, în viziunea proprie a autorului, asupra stadiului actual al evoluției sectorului energetic la nivel european și național;
- reliefaarea necesității unei viziuni coerente asupra planificării extinderii SEE, care să aibă la bază o abordare riguroasă, luând în considerare toate aspectele de interes tehnic și economic menționate;

- prezentarea, într-o manieră sintetică, a unei game largi de aspecte legate de situația actuală și evoluția viitoare a SEN, în principal a rețelei de transport al energiei electrice, sursele de informații fiind cele "oficiale", furnizate în mare parte de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., chiar dacă unele dintre ele pot fi considerate "prea optimiste";
- prezentarea cadrului legal actual în domeniu, în concordanță cu legislația comunitară corespunzătoare;
- evidențierea necesității unei strategii coerente asupra planificării extinderii SEN, care să aibă la bază o abordare riguroasă, luând în considerare toate aspectele de interes tehnic și economic menționate, ținând cont în același timp de o gamă largă de scenarii posibile, de la cele mai pesimiste până la cele mai optimiste.

3. MODALITĂȚI DE SOLUȚIONARE A PLANIFICĂRII EXTINDERII RET

Obiectivul capitolului 3 constă în prezentarea sistematizată a metodelor actuale de soluționare a planificării extinderii optime a rețelei de transport al energiei electrice (RET) din cadrul SEE complexe. Se au în vedere atât cele care se utilizează pentru sistemele reglementate, cât și cele referitoare la sisteme dereglementate. Problema în discuție este o problemă de optimizare de mari dimensiuni, neliniară (sau liniară într-o primă aproximație), de regulă cu variabile atât reale, cât și întregi (posibil binare). Funcția obiectiv are în vedere în principal cheltuielile de investiții, la care se pot adăuga cheltuielile de funcționare, cele legate de penalizarea congestiilor și a nealimentării consumatorilor, elemente care să înglobeze aspecte legate de siguranța în funcționare, de capacitatea totală de transfer, de impactul asupra mediului, de rata de amortizare a investițiilor etc. Relațiile de restricție acoperă o gamă largă de aspecte, în principal tehnice și economice.

Abordarea planificării extinderii RET "statică" (pentru un anumit orizont de timp se determină doar soluția finală de extindere) sau "dinamică" (pe lângă soluția finală în sine se determină momentele discrete de timp la care trebuie să se realizeze elementele componente ale soluției de extindere) discretă, cu orizont finit, prospectivă sau retrospectivă.

Metodele de soluționare sunt sistematizate în două mari categorii: metode matematice de optimizare (programare liniară, programare liniară cu numere întregi și mixtă, programare neliniară, programare dinamică, descompunere ierarhică și de tip Bender etc.) și metode euristice și meta-euristice de optimizare (algoritmi euristici constructivi, metode de tip Tabu Search și Simulated Annealing, algoritmi evolutivi, metoda coloniilor de furnici, metoda roiurilor de particule, sisteme expert, logică fuzzy etc.). Se remarcă și posibilitatea utilizării unor tehnici hibride, rezultate prin combinarea a două sau mai multe metode.

Un subcapitol aparte este consacrat algoritmilor genetici (AG), atât în ceea ce privește utilizarea lor pentru rezolvarea problemei de extindere în sine, cât și a unor probleme conexe (OPF). În final se trec în revistă și o serie de alte probleme de optimizare din domeniul ingineriei sistemelor electroenergetice soluționate cu AG.

3.1. Metode matematice de optimizare

În această formulare, planificarea extinderii RET din cadrul SEE complexe este formulată ca o problemă matematică de optimizare de mari dimensiuni. Se caută acea soluție pentru care valoarea funcției obiectiv este minimă, cu respectarea unor relații de restricție [Seifi2011].

Se pot utiliza modele de optimizare mai simple sau mai complicate, liniare sau neliniare [SumIm2009b]: probleme de programare liniară clasică, în numere întregi sau mixte [Algu2003], [Algu2009], [Bahi2001], [Berry1989], [Farr1988], [Garv1970], [Haff2000], [Hash2003], [Heda2010], [Hu2010], [Ma2012], [Moul2010], [Santo1989], [Seifu 1989], [Villa1985], [Zadeh2010], [Zhang2012], programarea neliniară [Ekwu1984], [Hamo2002], [Sanch2005], programare dinamică [Aguado2012],

[CIGRE1995], [Duso1973], [Guam2010], algoritmi „branch and bound” [Haff2000], [Haff2001], [Carre2005], [Sousa2012], [Zhao2009], [Zhao2011], tehnici de descompunere [Bina 2001a], [Lato1994], [Levi1991], [Oliv1995], [Pere1985b], [Pinto1990], [Sidd1995] etc.

În 1970 Garver a propus folosirea metodei de programare liniară pentru rezolvarea problemei extinderii rețelelor de transport al energiei electrice [Garv1970]. Datele inițiale se refereau la configurația sistemului, prognoza consumului de energie și planul de extindere a surselor de putere activă. Metoda are la bază doi pași: calculul circulației de puteri cu metode simple, respectiv introducerea noilor linii, criteriul fiind eliminarea supraîncărcării elementelor de rețea. Problema de optimizare a circulației de puteri era soluționată cu tehnici specifice programării liniare [Kilyeni2012], [Momoh 2007]; ("estimarea liniară a circulației de puteri"). Parcurgerea celor două etape se repetă până la eliminarea tuturor supraîncărcărilor elementelor de rețea.

Principalele caracteristici ale metodelor de extindere bazate pe programarea liniară sunt următoarele [Villa1985]: abordarea "statică" a problemei, cu considerarea unui singur regim de funcționare de tip maxim, pentru sfârșitul perioadei analizate, rezultat prin prognoza puterilor consumate și a evoluției capacităților de generare din sistem; utilizarea unui model liniar pentru soluționarea circulației de putere activă; "eliminarea" completă a circulației de putere reactivă; neglijarea pierderilor de putere activă; funcția obiectiv se referă la minimizarea costului supraîncărcării elementelor de rețea; relațiile de restricție de tip egalitate se referă la bilanșurile de putere activă în nodurile sistemului, respectiv pe ansamblul sistemului; relațiile de restricție de tip inegalitate vizează puterile active generate, respectiv pe cele care circulă prin elementele de rețea; problema de optimizarea liniară rezultată se soluționează cu tehnicile generale cunoscute, respectiv cu cele aferente programării liniare în numere întregi sau mixte [Kilyeni2012], [Momoh2007]; elementele luate în considerare pentru extindere rezultă prin metode euristice sau sunt generate aleator; aplicațiile prezentate se referă atât la sisteme test de mici dimensiuni, cât și la sisteme reale, de regulă de dimensiuni reduse (echivalente).

În [Hash2003] se pornește de la constatarea că problema extinderii optime a rețelelor de transport al energiei electrice este o problemă de optimizare neliniară cu restricții mixtă (variabilele sunt atât reale, cât și întregi). Se utilizează (ca parte componentă) o subrutină de soluționare a problemei de optimizare liniară care rezultă la planificarea efectivă a extinderii, apelată de foarte multe ori, element care influențează în mod decisiv timpul total de calcul. În consecință, este nevoie de un algoritm cât mai eficient de rezolvare a problemei de optimizare liniară. Se remarcă următoarele aspecte:

În [Algu2003] se prezintă o abordare bazată pe un model de programare liniară mixtă (atât variabile reale, cât și întregi). Față de lucrările comentate anterior se remarcă următoarele aspecte: considerarea aproximativă a pierderilor de putere activă, calculate global, cu o relație liniară în raport cu variabilele problemei de optimizare; funcția obiectiv se referă la minimizarea sumei costurilor de investiții legate de extinderea rețelei și celor aferente funcționării generatoarelor din cadrul sistemului; nu se iau în considerare elemente de tip stocastic; aplicațiile prezentate se referă la sisteme test (Garver 6 noduri, IEEE 24) și sisteme reale (sistemul electroenergetic al Braziliei, redus la 64 de noduri).

[Busta2009] soluționează aplicațiile menționate în [Algu2003], aducând în plus o tehnică euristică de căutare în spațiu soluțiilor. [Zadeh2010] ia în considerare la extindere și posibilitatea utilizării conductoarelor fasciculare. În [Algu2009] se aplică în principiu metoda din [Algu2003], elementul suplimentar fiind reprezentat de considerarea în funcția obiectiv a unui termen care corespunde posibilității ieșirii din funcțiune a unor elemente de rețea.

[Hu2010] adaugă suplimentar la expresia funcției obiectiv un termen care ia în considerare aspecte legate de siguranță în funcționare. Acest termen se calculează pe baza unor regimuri contingente obținute cu criteriul N-1. O abordare similară în principiu este prezentată în [Moul2010], care aplică o tehnică de programare "disjunctivă". Acest termen semnifică posibilitatea considerării și a unor variabile negative, tratate prin tehnicile prezentate în [Kilyeni2012] (se realizează "disjungerea" variabilelor pozitive de cele negative. Aplicațiile se referă la sisteme test (Garver 6 noduri, IEEE 24) și sisteme reale (un subsistem al SEE al Braziliei).

În [Haff2000] problema extinderii este tratată din perspectiva programării întregi liniare și este rezolvată prin intermediul unui algoritm de tip „branch and bound”. Pentru a controla mulțimea posibililor candidați la soluție algoritmul a fost antrenat prin intermediul unei baze de cunoștințe specializate. Algoritmul de tip „branch and bound” aplică strategii de separare și eliminare a soluțiilor necorespunzătoare, prin fixarea unei limite inferioare și superioare a valorii funcției obiectiv.

În [Ekwu1984] se prezintă o metodă interactivă de rezolvare a extinderii optime a rețelei de transport, considerată mai eficientă decât cele utilizând tehnici de programare liniară mixtă (variabile de tip real și întreg). Ea are la bază o procedură de optimizare într-o singură etapă, urmată de analiza sensibilității elementelor de rețea adiacente nodurilor generatoare pentru a evacua puterea către consumatorii din sistem. Modelul matematic rezultat este o problemă de programare neliniară cu restricții, soluționată cu metoda gradientului proiectat sau redus (Rosen) [Kilyeni2012], urmată de o tehnică de rotunjire (pentru a ajunge la variabile întregi, semnificând considerarea sau neconsiderarea elementului de rețea corespunzător în soluția optimă a problemei de extindere).

[Zhao2011] propune un model neliniar, bazat pe soluționarea în detaliu a OPF ca problemă de programare neliniară [Kilyeni2012]. Metoda utilizează două procese stocastice pentru a modela evoluția consumului și cea a prețului energiei electrice. Ea folosește o tehnică de simulare de tip Monte Carlo [Felea2000], [Felea2006] pentru a determina flexibilitatea elementelor de rețea candidate pentru extindere și pentru a analiza comportarea soluției în diverse condiții de piață. Tehnica de soluționare propusă a fost utilizată pentru a analiza impactul surselor distribuite asupra planificării extinderii SEE.

Abordarea "dinamică" a planificării extinderii SEE se referă la utilizarea unui modelul matematic de programare dinamică [Kilyeni2012]. Soluția de extindere se determină pentru un orizont de timp finit, cu indicarea în detaliu a momentelor discrete de timp la care se adaugă diversele elemente suplimentare de rețea (programare dinamică discretă cu orizont finit). Această abordare se poate aplica atât în cadrul metodelor de extindere bazate pe modelarea matematică, cât și a celor euristice și meta-euristice (prezentate în subcapitolul următor).

În [Duso1973] se utilizează o procedură clasică bazată pe programarea dinamică, bazată în exclusivitate pe un bilanț global de putere, la nivelul ansamblului SEE. La analiza soluțiilor se verifică doar capacitatea de încărcare a elementelor de rețea. Metoda permite și elaborarea unor soluții apropiate de cea optimă, pe baza experienței proiectanților.

[CIGRE1995] recomandă utilizarea programării dinamice stocastice, care permite o abordare flexibilă a momentelor în care se adoptă deciziile de extindere. De asemenea, se propune combinarea programării dinamice cu o tehnică de căutare euristică și cu o tehnică de limitare de tip Bender.

În [Guam2010] se propune o abordare hibridă, formată dintr-un algoritm meta-uristic evolutiv, o metodă de căutare euristică și o tehnică de tip programare dinamică

discretă clasică, prospectivă și cu orizont finit. Aplicația se referă la subsisteme din cadrul SEE al Argentinei.

Utilizarea schemelor de descompunere este prezentată pentru prima dată în [Pere1985]. S-a aplicat o tehnică de descompunere de tip Bender: problema globală a fost descompusă în două subprobleme: cea a căutării soluției optime de extindere și cea a determinării regimului de funcționare, care analizează soluțiile găsite în prima fază și exprimă restricțiile încălcate în raport cu variabilele de extindere, prin tăieri de tip Bender. Se reia soluționarea primei faze cu restricțiile de tip Bender introduse, se repetă a doua fază ș.a.m.d., până la convergența soluției (în a doua fază nu mai apare nici o restricție).

[Pinto1990] utilizează o descompunere de tip Bender, asociată cu un algoritm de enumerare implicită, îmbunătățită de [Rome1994] prin propunerea unei descompuneri ierarhice în trei faze. Prima fază soluționează problema de extindere prin descompunere Bender utilizând un model de optimizare liniar de tip problemă de transport, cu variabilele de extindere nerotunjite la numere întregi [Kilyeni2012]. A doua fază trece la un model hibrid: circulație de puteri în c.c. pentru rețeaua existentă și model de tip problemă de transport pentru elementele de extensie. În a treia fază se aplică circulația de puteri în c.c. pentru întreaga rețea, iar problema propriu-zisă de extindere se rezolvă printr-un algoritm particularizat de enumerare implicită.

În [Oliv1995] se utilizează o schemă similară de descompunere ierarhică, dar cu rotunjirea variabilelor problemei de extindere. Diferă și maniera de soluționare a problemei propriu-zise de extindere: algoritmul de enumerare implicită (de tip combinatoric, cu efort de calcul apreciabil) este înlocuit cu unul de tip euristic.

[Levi1991] propune o altă metodă de descompunere în două faze: prima care se referă la problema propriu-zisă de extindere (rezolvată ca o rețea de cost minim), respectiv a doua care analizează regimurile de funcționare. A doua fază cuprinde două subprobleme: prima de analiză a regimului inițial de funcționare (rezolvare simplă, cu model de c.c.), iar a doua de impunere a unor circulații prin intermediul unei rețele marginale.

În [Lato1994] se prezintă o abordare bazată pe descompunerea naturală a problemei studiate în cele două componente menționate mai sus: cea de extindere propriu-zisă și cea funcțională. Prima fază se rezolvă cu o metodă euristică, bazată pe aplicarea teoriei grafurilor, iar a doua în maniera prezentată anterior.

O nouă abordare a descompunerii de tip Bender a fost prezentată în [Bina 2001a]. Ea utilizează un model liniar disjunctiv (0-1), care asigură găsirea soluției optime utilizând relații adiționale de restricție, evaluate iterativ, împreună cu restricțiile clasice de tip Bender, și un algoritm de căutare de tip GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure). Aplicațiile se referă la subsisteme ale SEE al Braziliei.

3.2. Metode euristice și meta-euristice

Metodele euristice și meta-euristice sunt utilizate din ce în ce mai des pentru rezolvarea diverselor probleme de optimizare, reprezentând o alternativă viabilă la metodele matematice de optimizare. Termenul „euristic” este folosit pentru a descrie toate acele metode alternative de optimizare, care, spre deosebire de abordarea clasică, determină soluția printr-o serie de aproximări, algoritmul evoluând pe baza unor norme logice sau empirice. Euristică a fost inițial bazată în principal pe cunoștințele și experiența specialiștilor, având scopul de a explora spațiul de căutare a soluțiilor într-un mod convenabil.

În cazul problemei de extindere a SEE, metodele euristice se aplică prin generarea unor soluții posibile, evaluarea și selectarea acestora, până când algoritmul de generare nu mai este în măsură să găsească o variantă mai bună (pe baza criteriilor de evaluare). Criteriile de evaluare, la fel ca la metodele clasice, includ de obicei costurile de investiții și cele de funcționare. Abordările mai recente includ în funcția obiectiv și eventualele costuri legate de congestii, precum și alte aspecte legate de siguranța în funcționare, capacitatea disponibilă de transport, probleme de mediu etc.

Pentru rezolvarea problemei extinderii rețelei de transport au fost propuse o serie de metode euristice și meta-euristice cum ar fi: algoritmi euristici [Rome2003], [Rome2005], [Akbari2012], căutare de tip tabu (tabu-search) [Silva2001], [Galle1997], [Galle2000], [Wen1997], recoacere simulată (simulated annealing) [Rome1996], [Cortes2009], algoritmi genetici [Silva2000], [Duan2002], [Galle1998b], [Gil2001], [Jing1997], [Zhiqi2003], [Feng2003a], [Galle2009], [Fan2012], [Qui2011], [SumIm2009a], rețele neuronale artificiale [Rome1996], [Ameli2012], algoritmi de tip „roi” [Jin2007], [Gao2005], [Verma2009], [Esmi2005], metoda coloniilor de furnici [Mazhari2012], tehnici hibride de inteligență artificială [Yoshi1995], [Chun2003], [Alsa2002], [Chen2012], [Orfanos2012], sisteme expert [David1991], [Teive1998], [Gali1992], [Shin1993], [Gajb2008], logică fuzzy [Kim2002], [Shivaie2012] etc.

În [Rome2003] se prezintă un algoritm euristic de soluționare a problemei de extindere, abordată ca problemă de optimizare de tip transport. Pornind de la soluția propusă în [Garv1970], se ajunge la un algoritm complex de tip dinamic, cu detalierea soluției pe mai multe etape. Se menționează dificultăți de aplicare pentru SEE de mari dimensiuni. [Rome2005] prezintă un algoritm euristic mai eficient, aplicat împreună cu determinarea circulației de puteri în c.c., combinat cu un model de programare liniară mixtă.

Algoritmul de recoacere simulată (Simulated Annealing – SA) are la bază fenomenele termodinamice care apar la încălzirea unei bucăți de metal și răcirea controlată a acestuia, cu scopul de a crește dimensiunea cristalelor care îl compun, reducându-i astfel defectele. Căldură face ca atomii să se desprindă de pe pozițiile lor inițiale (un minim local al energiei interne), aceștia deplasându-se aleator către stări cu energie mai mare. Răcire lentă le dă mai multe șanse de a găsi configurații în care energia internă este mai mică decât cea inițială.

În [Rome1996] SA a fost comparată cu o metodă clasică de optimizare bazată pe descompunere matematică. Studiile pe două sisteme test au dovedit eficiența algoritmului. [Galle1997] prezintă un algoritm paralel (lucrează cu familii de soluții, pro-cesate în paralel) de tip SA, aplicat la planificarea extinderii pe termen lung a RET din cadrul SEE complexe. Această variantă elimină dezavantajul convergenței relativ lente la viteze de recoacere reduse. Principala dificultate de implementare a calculului paralel este legată de faptul că recoacerea simulată este modelată printr-un lanț de tip Markov, care este o entitate eminentemente secvențială (serială). Pentru implementarea practică a algoritmului s-a utilizat un proces de divizare a numărului de soluții pentru o anumită "temperatură" între procesoarele care lucrează în paralel, alături de un schimb de informații între procesoare privind soluțiile cele mai bune găsite până la un moment dat. Aplicațiile practice evidențiază avantajele aplicării metodei la SEE de mari dimensiuni. În [Cortes2009] se propune un algoritm hibrid de tip SA, care încorporează o căutare euristică locală pentru fiecare "temperatură". Efectul se manifestă prin rafinarea soluției corespunzătoare găsite și prin reducerea timpului de calcul.

Căutarea de tip tabu (Tabu Search – TS) este o metodă iterativă de determinare a optimului, în care se pornește de la o soluție inițială fezabilă și se încearcă îmbunătățirea ei prin căutări locale succesive între „vecini”. Procesul de căutare se consideră terminat atunci când soluția nu se mai poate îmbunătăți. Drept „vecin” se consideră o soluție care

prezintă deosebiri mici față de cea în jurul căreia se face căutarea. Căutarea tabu are similitudini cu recoacerea simulată. Pornind de la starea curentă se generează mai mulți candidați, unul dintre ei devenind noua stare curentă. Se folosește istoria procesului de căutare pentru a clasa anumite mișcări ca fiind interzise (tabu). Lista tabu a căutării este dinamică și integrează componente de memorie lungă și de memorie de scurtă durată. Cele două componente ale memoriei tabu asigură un echilibru între explorarea spațiului soluțiilor (diversificarea căutării) și găsirea unor optime locale (intensificarea căutării sau explorarea soluțiilor deja găsite). Ea se aplică pentru probleme discrete de optimizare.

[Wen1997] prezintă aplicarea unei metode TS pentru planificarea extinderii SEE, privită ca problemă de analiză combinatorie. Metoda cuprinde un algoritm de căutare cu memorie de termen scurt, o listă tabu (de mișcări interzise temporar) și un criteriu pe baza căruia sunt luate în considerare cele mai atractive mișcări tabu (pe baza evaluării valorii funcției obiectiv). În [Galle2000] se utilizează un algoritm paralel (lucrează cu familii de soluții, procesate în paralel) de tip TS de generația a 3-a. Acesta cuprinde un mecanism de diversificare a căutării soluțiilor, o tehnică de intensificare, o memorie de termen lung, o utilizare a configurațiilor de elită și a reducerii domeniului de vecinătate în care se face căutarea și o selecție inteligentă a soluției inițiale. [Silva2001] utilizează o tehnică de tip TS pentru rezolvarea extinderii pe termen lung a RET, punând în discuție și mărimea listei tabu, ca un element important pentru asigurarea convergenței (o listă prea lungă riscă să excludă soluții potențial interesante, iar una prea scurtă conduce la un număr exagerat de iterații). Aplicațiile se referă la subsisteme din cadrul SEE al Braziliei. În [Galle2009] se realizează un studiu comparativ asupra metodelor de optimizare neconvexe aplicate pentru studiile de planificare a extinderii RET. Se analizează avantajele și dezavantajele următoarelor metode de optimizare combinatorie: recoacerea simulată, căutarea de tip tabu și algoritmi genetici. Pe baza rezultatelor analizei, se propune un algoritm hibrid de tip tabu, cu elemente încorporate de SA și GA, a cărei utilizare este foarte avantajoasă în cazul studiilor de extindere referitoare la SEE de mari dimensiuni (unde spațiul soluțiilor crește practic exponențial în raport cu dimensiunile SEE).

Sistemele expert fac parte din metodele de inteligență artificială care încearcă să simuleze modalitatea de luare a deciziilor a unui expert uman. Sistemele expert sunt proiectate pentru a rezolva probleme complexe prin folosirea raționamentului și nu prin urmărirea unei proceduri, cum este cazul în programarea convențională. Un sistem expert are o structură unică, diferită de programele tradiționale, și este divizat în două componente: una fixă, independentă de sistemul expert, numită mașina de inferență și una variabilă, reprezentată de baza de cunoștințe. Metoda sistemelor expert a fost aplicată pentru soluționarea planificării extinderii pe termen scurt a RET în [Gali1992], unde a fost pusă problema gestionării puterii reactive astfel încât să nu fie afectată calitatea tensiunii și eficiența sistemului de transport. Funcția obiectiv luată în considerare înglobează pierderile de putere pe ansamblul sistemului și numărul de congestii posibile în regimul de bază și în regimuri contingente. [Gajb2008] utilizează o tehnică de tip sistem expert tot pentru extinderea de scurtă durată a RET. Se realizează o abordare specifică problemelor de optimizare dinamică, de tip prospectiv și retrospectiv, cu indicarea momentului intrării în funcțiune a elementelor suplimentare de rețea. Funcția obiectiv luată în considerare înglobează pierderile de putere pe ansamblul sistemului, calitatea nivelului tensiunii și numărul de congestii posibile în regimul de bază și în regimuri contingente.

Tehnicile de calcul de tip evolutiv constituie o metodă iterativă de rezolvare a problemelor de optimizare bazată pe o manieră de căutare prin analogie cu evoluția biologică (de tip darwinist). Pentru găsirea soluției se utilizează o populație de soluții

potențiale care evoluează prin aplicarea iterativă a unor operatori stocastici. Elementele populației reprezintă soluții potențiale ale problemei. Pentru a ghida căutarea către soluția problemei asupra populației se aplică transformări specifice evoluției naturale: selecția (elementele populației care se apropie de soluția problemei sunt considerate adecvate și sunt favorizate în sensul că au mai multe șanse de a supraviețui în generația următoare precum și de a participa la generarea de urmași), încrucișarea (la fel ca la înmulțirea din natură pornind de la două sau mai multe elemente ale populației, numite părinți, se generează noi elemente, numite urmași). În funcție de calitatea acestora – valoarea corespunzătoare a unei funcții obiectiv – urmașii își pot înlocui părinții. Pentru a asigura variabilitatea populației, mutația, se aplică la fel ca în natură, realizând transformări cu caracter aleator asupra elementelor populației permițând apariția unor trăsături noi – gene – care doar prin încrucișare și selecție nu ar fi apărut în cadrul populației.

În funcție de modul în care este construită populația și cum este implementată evoluția, tehnicile de calcul evolutiv se încadrează într-una din categoriile: algoritmi genetici (AG), care se folosesc în special pentru rezolvarea unor probleme de optimizare discretă (combinatorie), la care populația este reprezentată de stări din spațiul problemei codificate binar, iar principalii operatori sunt cei de încrucișare și selecție, cel de mutație având probabilitate mică de aplicare; algoritmi evolutivi (AE), care au fost concepuți inițial pentru a rezolva probleme de optimizare continuă, la care populația este constituită din elemente din domeniul de definiție al funcției obiectiv, operatorul principal fiind cel de mutație, dar este folosită și recombinarea.

În [Ceci1999] se prezintă un algoritm evolutiv de planificare a extinderii SEE. Aplicațiile efective se referă la sistemul test de 6 noduri Garver și la sistemul SEE al Mexicului [SumIm2009b]. [Qiu2011] are ca obiect o metodă îmbunătățită de calcul evolutiv bazată pe evoluția diferențială. Robustețea algoritmului este ameliorată utilizând o tehnică auto-adaptivă de modificare a valorii parametrilor de control. Se utilizează și un operator de selecție de tip turneu în scopul surmontării dificultăților legate de selectarea valorii coeficienților de penalizare din cadrul funcției obiectiv. Rezultatele practice se referă la un sistem test de 18 noduri. În [Gall1998] este propusă ca metodă de soluționare a problemei planificării extinderii optime a SEE un algoritmul genetic modificat, pentru care obținerea populației inițiale se realizează prin tehnici convenționale de optimizare, mutația fiind inspirată din metoda recoacerii simulate. Un AG modificat este propus și în [Gil2001] special pentru SEE de mari dimensiuni, cu validare pe două sisteme reale. [Silva2008] propune un algoritm genetic îmbunătățit pentru planificarea extinderii SEE. Dintre îmbunătățirile aplicate se remarcă utilizarea unei tehnici de tip SA pentru ameliorarea mecanismului mutației, obținerea populației inițială cu o tehnică specifică programării liniare (în loc de obținerea ei în mod aleator), acordarea valorii parametrilor reglabili ai algoritmului, îmbunătățirea structurii populației finale printr-o tehnică de căutare locală bazată pe faza de intensificare a algoritmului TS. Aplicațiile vizează subsisteme din cadrul SEE al Braziliei.

Metoda coloniilor de furnici are la bază un principiu inspirat din comportamentul de căutare a sursei de hrană. Ele efectuează inițial o căutare aleatorie după hrană în jurul cuibului, ca apoi, după ce aceasta a fost găsită, drumul dintre cuib și sursa de hrană să fie marcat cu feromoni. Cea mai scurtă cale dintre cuib și mâncare prezintă nivelul cel mai ridicat de feromoni, fiind cel mai frecventat drum; de aici rezultând că atunci când o altă furnică își începe drumul aceasta va alege calea cu cei mai mulți feromoni, contribuind în continuare la consolidarea drumului cel mai scurt. Acest mod est unul simplu și eficient de rezolvare a problemelor de tip drum de valoare minimă într-un graf. În [Gome2004] modelul coloniilor de furnici a fost utilizat pentru planificarea extinderii rețelelor de distribuție, fiind combinat cu metodele convenționale

de determinare a circulației de puteri în sistem. Tehnica s-a dovedit bună pentru determinarea elementelor de rețea care trebuie introduse, minimizând costurile de investiții, în condițiile respectării unor restricții de natură tehnică legate de capacitatea de transport a liniilor și limitele admisibile de tensiune [SumIm2009b].

Modelul roiurilor de particule (Particular Swarm Optimization – PSO) a fost dezvoltat de Kennedy și Eberhart (1995) ca un algoritm de optimizare stocastic bazat pe modele de simulare sociale. Algoritmul este caracterizat de o populație care se mișcă în spațiul de căutare, indivizii comunicând în permanență între ei. Modul de comunicare este determinat de o rețea socială fixă sau adaptivă, care joacă un rol esențial cu privire la proprietățile de convergență ale algoritmului. Dezvoltarea modelului roiurilor de particule s-a bazat pe concepte și reguli care guvernează grupurile sociale organizate în natură, cum ar fi stolurile de păsări, bancurile de pești. Studiile efectuate au evidențiat că asemenea tipuri de grupuri obțin succese remarcabile în atingerea scopurilor urmărite, indiferent dacă este vorba de identificarea traseului optim spre anumite locații, evitarea prădătorilor etc. Deși grupurile sunt de mari dimensiuni, comportamentul unitar rezultă exclusiv din interacțiunile între vecini.

O metodă discretă de tip PSO a fost propusă în [Jin2007], unde se efectuează o analiză a valorii parametrilor specifici ai algoritmului (dimensiunea populației, viteza maximă admisă, aprecierea convergenței), în scopul acordării corespunzătoare a metodei. Aplicațiile se referă la sistemul IEEE de 6 noduri Garver și la un sistem de 18 noduri. Rezultatele sunt comparate cu cele obținute prin alte metode din aceeași clasă (algoritmi genetici, metoda coloniilor de furnici), avantajul fiind de partea tehnicii de tip PSO. În [Shay2009] se propune un algoritm discret de tip PSO, destinat soluționării planificării extinderii RET ca o problemă de optimizare neliniară mixtă (variabile reale și variabile întregi). Circulația de puteri se rezolvă simplificat, în c.c. Funcția obiectiv cuprinde cheltuielile de investiții, la care se adaugă un termen de "adecvare", care urmărește optimizarea ratei de amortizare a investițiilor. Aplicațiile se referă la sistemul test Garver de 6 noduri. Rezultatele obținute prin modelul discret (variabile 0 și 1) se consideră a fi mai bune decât cele obținute prin codificare zecimală. [Verma2009] utilizează un algoritm adaptiv PSO, aplicația privind sistemul test IEEE 24. În [daRoch2011] se utilizează un algoritm discret evolutiv de tip PSO. Pentru definirea problemei se adoptă un model de optimizare neliniară mixtă (variabile reale și variabile întregi). Circulația de puteri se rezolvă simplificat, metoda utilizând modelul în c.c. Funcția obiectiv cuprinde atât cheltuielile de investiții, cât și cele de exploatare, la care se adaugă o componentă care reflectă siguranța în funcționare. Aplicațiile se referă la sistemul test IEEE 24, cu perspective de aplicare pentru SEE al Portugaliei.

3.3. Metode bazate pe Algoritmi Genetici

3.3.1. Considerații preliminare

Algoritmii genetici (AG) beneficiază de o atenție din ce în ce mai ridicată în rezolvarea problemelor de optimizare din domeniul ingineriei sistemelor electro-energetice. Cu toate că se utilizează criteriile de evaluare a soluțiilor folosite la calculul clasic, AG conduc la eliminarea calculelor matematice complexe. Practic, sunt generate seturi de soluții posibile care sunt supuse evaluării și selecției. Generarea setului inițial de soluții și „modificarea” acestora în iterațiile următoare se face prin procedee specifice și implică doar calcule simple. În general, algoritmul se oprește dacă s-a găsit o soluție care nu mai poate fi îmbunătățită.

Problemele de optimizarea în energetică sunt abordate de diverși autori cum ar fi: analiza și optimizarea regimului permanent normal [Lai1997], [Num1999], [Chu2001], [Bak2002], [Tod2003], [Tod2006], [Cha2007], [Mal2010], [Rah2012]; planificarea extinderii rețelelor electrice de transport [Rud1996], [Sil2000], [Esc2004], [Xu2004], [Rid2005], [Sil2006], [Rom2007], [Kaz2008], [Gar2009], [Jal2009], [Mag2009], [Rod2009], [Cad2010], [Asa2011], [Hua2011], [Mag2011]; planificarea extinderii surselor de putere activă [Fuk1996], [Par2000], [Fir2002], [Moh2005], [Sir2007], [Kan2009], [Mur2009]; planificarea extinderii rețelelor de distribuție [Wan2010], [Sep2006].

3.3.2. Utilizarea AG pentru analiza și optimizarea regimului permanent normal al SEE complexe

[Lai1997] propune un AG simplu pentru optimizarea regimului permanent normal. Variabilele de control modelate sunt puterile active generate, compensările și ploturile transformatoarelor. Restricțiile sunt tratate cu metoda funcțiilor de penalizare (de tip pătratic) și includ: capacitatea de transport pe laturi, puterilor reactive generate și tensiunile în noduri. Algoritmul genetic este codificat cu valori binare, fiecare variabilă ocupând 4 biți. Pentru a se putea păstra precizia dorită, se adoptă o schemă secvențială de control a soluțiilor. Algoritmul este testat pe sistemul IEEE30.

În [Num1999] se folosește un algoritm genetic pentru soluționarea repartiției optime a puterii pe piața de energie electrică. În acest caz, problema este privită ca o problemă de optimizare de tip maxim, cu restricții. Funcția obiectiv este reprezentată de maximizarea câștigurilor participanților la piață. Restricțiile sunt date de capacitățile de transport ale elementelor de rețea. Variabilele de control sunt puterea activă și reactivă generate și sunt reprezentate pe 10 biți. Se prezintă rezultatele pentru sisteme cu 17 și 34 de noduri.

În [Bak2002] se prezintă un algoritm genetic binar pentru optimizarea regimului permanent normal, care folosește atât variabile continue cât și discrete. Variabilele continue reprezintă puterile active generate și tensiunile în nodurile generatoare, iar cele discrete reprezintă ploturile transformatoarelor. Ambele tipuri de variabile sunt convertite în sistemul binar. Mulțimea soluțiilor posibile de la care se pornește (populația inițială) este generată aleatoriu. Pentru evaluarea soluțiilor posibile în ceea ce privește satisfacerea relațiilor de restricție se folosesc funcții de penalizare care țin cont de încălcarea limitărilor pentru tensiunile în noduri, puterile reactive generate și capacitățile de transport ale elementelor de rețea. Varianta propusă introduce o serie de operatori avansați și adaptați problemei cum ar fi: selecția proporțională cu valoarea FOB (denumită în lucrarea de față – selecție prin ierarhizare), elitismul, rafinarea soluției prin metoda „hill climbing” etc. Determinarea regimului permanent normal se face cu metoda Newton decuplat rapid. Algoritmul este testat cu succes pentru sistemele IEEE30 și IEEE_3_Area96. Sunt evidențiate problemele legate de timpul de calcul și calitatea soluției datorate creșterii numărului de variabile.

[Chu2001] propune un algoritm genetic binar pentru îmbunătățirea regimului permanent normal prin controlul dispozitivelor FACTS. Dispozitivele considerate sunt controlate cu tiristori pentru reglarea defazajului între tensiune și curent (TCPS – thyristor controlled phase shifter) și pentru reglarea compensării serie (TCSC - thyristor controlled series compensation). În concluzie, variabilele AG vor fi defazajul și reactanța, fiecare ocupând un număr de 4 biți. Optimizarea regimului permanent normal pentru fiecare soluție posibilă este realizată prin metode clasice. Algoritmul propus este testat pe sistemul IEEE14.

[Tod2003] propune o metodă pentru determinarea circulației de puteri bazată pe algoritmi genetici. În această lucrare modulul și faza tensiunii în nodurile generatoare sunt impuse. Metoda se bazează pe matricea de admitanță nodală care este reprezentată ca o structură lacunară tridiagonală. De asemenea, pentru această matrice este prezentată o nouă metodă de eliminare Gauss și inversare.

În [Tod2006] este abordată problema generării populației inițiale a algoritmului de optimizare. Este de menționat că algoritmul folosit în această lucrare consideră pe lângă variabilele obișnuite (puteri active generate, tensiuni în noduri generatoare, compensări și ploturile transformatoarelor) și faza tensiunii în nodurile generatoare. Procedura de inițializare are următoarele etape: alegerea puterilor active generate în domeniul admisibil; stabilirea tensiunilor în nodurile generatoare prin metoda „voltage-grating” – domeniul admisibil al tensiunilor este împărțit într-un număr de nivele egal cu mărimea populației și fiecare soluție din populație primește valorile nivelului corespunzător; se calculează cu metoda Newton decuplat rapid fazele tensiunii în nodurile generatoare. Aplicarea acestei proceduri de inițializare conduce la îmbunătățirea performanței algoritmului. Studiile de caz utilizate pentru testarea metodei sunt IEEE30, IEEE118 IEEE_1_Area96 și IEEE_3_Area96.

În [Cha2007] este tratată problema optimizării regimului permanent normal introducând și o etapă de analiză a stabilității la apariția contingențelor multiple. Această problemă este formulată ținând cont de restricțiile unghiului rotorului al generatoarelor și este transformată într-o problemă fără restricții, folosind funcții de penalizare. Algoritmul genetic folosește un model ortogonal de explorare al spațiului soluțiilor. Din studiul de caz prezentat rezultă că această metodă este superioară algoritmului genetic clasic.

În [Mal2010] se prezintă un algoritm genetic pentru optimizarea regimului permanent normal în condițiile minimizării costului combustibilului folosit pentru generarea de energie electrică. Variabilele considerate sunt puterea activă generată, compensările, tensiunea în nodurile generatoare și ploturile transformatoarelor. Algoritmul folosește rată de mutație variabilă. Studiile de caz considerate sunt reprezentate de sistemul IEEE30 și două sisteme reale: un parc industrial și o mină de aur și cupru din Indonezia. Sunt testate mai multe scenarii conform prognozelor de consum disponibile.

[Rah2012] folosește toolbox-ul pentru optimizare prin metode bazate pe AG inclus în pachetul software Matlab® pentru determinare circulației optime de puteri. Funcția obiectiv considerată este construită pentru minimizarea pierderilor de putere pe ansamblul SEE. Algoritmul este testat pe sistemul IEEE30, iar rezultatele sunt comparate cu cele obținute prin metoda PSO (Particle Swarm Optimization).

3.3.3. Utilizarea AG pentru planificarea extinderii RET

În [Rud1996] este abordată planificarea extinderii RET în contextul pieței de energie libere și a unui sistem dereglementat. Scopul este aplicarea unei metode de extindere dinamică, care să efore evoluția în timp a soluției de extindere, cu luarea în considerare a unui număr mare de restricții de natură tehnică și economică. Algoritmul genetic utilizează variabile codificate cu valori binare. Funcția obiectiv ține cont de costul anual al investițiilor în rețeaua de transport, costul aferent producerii energiei electrice și costul energiei nelivrate. În lucrare se prezintă rezultatele extinderii obținute pentru sistemul național chilian, considerându-se o perioadă de 10 ani.

[Sil2000] prezintă un algoritm genetic adaptat pentru soluționarea extinderii statice a RET. Funcția obiectiv înglobează costurile datorate extinderii și costurile aferente pierderilor. Algoritmul genetic construiește populația inițială controlat. Pentru

selecție se folosesc mai multe procedee (roată de ruletă, selecție prin competiție etc.). Rata mutației este variabilă, în sensul creșterii acesteia după un anumit număr de iterații. Algoritmul a fost testat cu succes pe sistemul brazilian de sud și cel de sud-est și pe sistemul național columbian.

[Esc2004] prezintă un algoritm pentru extinderea dinamică a RET. Spre deosebire de planificarea statică, în cadrul celei dinamice, rețeaua de transport este adaptată pas cu pas la creșterea cererii și generării de energie, astfel investițiile anuale nu sunt egale. Funcției obiectiv este o sumă a costurilor anuale de investiții și a costurilor anuale de exploatare a sistemului. Algoritmul propus folosește o metodă de inițializare specializată și rată de mutație variabilă. El este folosit pentru soluționarea planificării extinderii a două sisteme reale: sistemul național columbian, care are o complexitate medie, și sistemul național de Nord-Nord-Est al Braziliei care prezintă o complexitate ridicată.

În [Xu2004] este prezentat un algoritm genetic pentru planificarea extinderii RET, considerând piața de energie dereglementată. Funcția obiectiv este construită pentru a maximiza profitul participanților la piață de pe urma noilor instalații. Restricțiile se referă la bilanțul puterilor și limitarea capacității de transport prin elementele de rețea. Algoritmul este testat pe sistemul IEEE14.

[Rid2005] prezintă un model matematic și o soluție tehnică pentru rezolvarea problemei extinderii RET, în contextul pieței dereglementate, ținând cont de siguranța în funcționare. Este folosit criteriul de siguranță în funcționare N-1. AG utilizat are ca variabile numărul de circuite noi care pot fi introduse în paralel între două noduri. Se folosește selecție prin competiție și recombinare într-un singur punct. Mutația se realizează prin scăderea sau creșterea numărului de circuite în paralel pentru o latură selectată aleatoriu. Funcția obiectiv nu include și funcțiile de penalizare. Funcțiile de penalizare sunt folosite pentru a determina soluțiile mai puțin fezabile, care sunt apoi îmbunătățite local. Studiile de caz sunt reprezentate de sistemul Garver (6 noduri) și sistemul IEEE24.

Bazat pe același algoritm genetic, [Sil2006] propune o abordare probabilistică pentru rezolvarea extinderii RET, în acest caz luându-se în considerare incertitudinea consumului. Algoritmul este testat pe sistemul Garver (6 noduri) și IEEE24 și se prezintă rezultatele obținute pentru sistemul brazilian de sud cu o incertitudine a consumului de 5%.

Aceste două lucrări sunt completate de [Rom2007], care tratează planificarea statică și dinamică a extinderii RET. Algoritmul genetic propus pornește de la o populație ce conține doar indivizi fezabili, realizând astfel o scădere a timpului de calcul. Se folosesc aceiași operatori genetici descriși pentru [Rid2005]. Soluțiile care conduc la deconectarea consumatorilor sunt considerate nefezabile și sunt îmbunătățite local – se introduc linii până când nu mai este necesară deconectarea consumatorilor. Se folosește un mecanism de control al diversității. Astfel nici o soluție rezultată în urma aplicării operatorilor genetici nu este introdusă în noua generație dacă are valoarea funcției FOB mai mică decât minimumul populației curente sau dacă este identică cu o soluție din populația curentă. Studiile de caz considerate sunt reprezentate de sistemele Garver (6 noduri), IEEE24 și sistemul electroenergetic brazilian de sud.

[Kaz2008] propune o metodă pentru planificarea statică a extinderii RET, luând în calcul efectul creșterii consumului asupra pierderilor de putere. Algoritmul este testat pentru sistemul Garver (6 noduri), adaptat pentru două nivele de tensiune.

În [Gar2009] este prezentată o metodologie care permite extinderea RET ținând cont de siguranța în funcționare și incertitudinea consumului. Siguranța în funcționare este evaluată printr-un indice, care reflectă de fapt energia nelivrată consumatorilor. Se folosește un algoritmul genetic Chu-Beasley. Acest gen de AG

introduce la fiecare iterație doar un urmaș în noua populație și are un mecanism de îmbunătățire locală a soluțiilor. Se folosesc selecția prin competiție și recombinarea într-un singur punct. Mutația, în acest caz, presupune schimbarea între ele a valorilor a două variabile alese aleatoriu dintr-o soluției posibilă. Pentru exemplificarea și testarea algoritmului se folosește un sistem cu 5 noduri Roy Billinton modificat.

În [Jal2009] se prezintă un algoritm genetic pentru extinderea statică a RET, în condițiile minimizării pierderilor. Variabilele considerate sunt numărul de linii care pot fi construite în paralel și nivele de tensiune ale acestora. Funcția obiectiv are trei termeni: costul anual de investiții pentru linii noi, costul anual de investiții pentru stații și costul anual al pierderilor. Relațiile de restricție folosite țin cont de numărul maxim de circuite care pot fi construite în paralel, de capacitate de generare și capacitatea de transport a fiecărei linii. Sunt prezentate rezultatele obținute pentru RET a Azerbaidjanului.

[Mag2009] prezintă o metodă de extindere statică a RET, în contextul pieței de energie dereglementate, folosind un AG și o metodă decizională bazată pe logica fuzzy. Pentru evaluarea soluțiilor posibile se consideră costul de investiții, costul congestiilor și siguranța în funcționare. Pentru testarea algoritmului se folosește sistemul IEEE24. Se prezintă rezultatele obținute pentru RET 400kV din partea de nord-est a Iranului.

În [Mag2011], metoda este dezvoltată pentru extinderea dinamică. În această situație, funcția obiectiv reprezintă un compromis între costul investițiilor pe termen lung și costul congestiilor pe termen scurt. Studiul de caz folosit este reprezentat de RET 400 kV simplificată a Iranului.

În [Rod2009] se prezintă rezultatele obținute prin folosirea unui AG combinat cu metoda „hill climbing” pentru planificarea extinderii RET pe termen scurt. Tehnica „hill climbing” este folosită pentru realizarea mutației. Această metodă îmbunătățește rapid calitatea soluțiilor orientându-le spre cel mai apropiat minim. Configurarea celorlalți parametri ai AG trebuie să asigure o explorare cât mai vastă a spațiului de căutare pentru ca algoritmul să nu fie prins în minime locale. Problema extinderii este divizată în două sub-probleme. Prima presupune generarea configurațiilor folosind AG, iar a doua verificarea restricțiilor impuse. Studiile de caz folosite sunt reprezentate de sistemul Garver și o variantă modificată a acestuia. Rezultatele indică o comportare mai bună combinației propuse decât în cazul AG clasici.

[Cad2010] propune un AG genetic pentru rezolvarea problemei extinderii RET, considerând ca obiective creșterea siguranței în funcționare și minimizarea costului liniilor electrice noi. Compararea soluțiilor se face folosind criteriul de dominare Pareto, în vederea obținerii unui echilibru între obiectivele optimizării. Algoritmul este testat pe sistemul IEEE RTS 96.

În [Asa2011] se propune un model bazat pe elemente de economie pentru extinderea RET. Funcția obiectiv este reprezentată de minimizarea costului de investiții și a costului congestiilor pentru un anumit orizont de timp, considerând diferite profiluri de consum. Algoritmul genetic folosit pentru soluționare este testat pe sistemul Garver (6 noduri). De asemenea se prezintă rezultate pentru obținute pentru extinderea RET a Azerbaidjanului.

[Hua2011] afirmă că integrarea obiectivelor multiple (care deseori se contrazic) într-o singură funcție obiectiv, poate conduce la blocarea algoritmului de optimizare în optime locale. În algoritmul genetic propus se folosește o metodă statistică pentru a echilibra obiectivele optimizării și anume analiza Pareto. Metoda prezentată ia în calcul și siguranța în funcționare prin folosirea criteriului N-1. Algoritmul este testat pe sistemul Garver cu 6 noduri.

3.3.4. Alte aplicații de optimizare utilizând AG

[Fuk1996] prezintă un algoritm genetic implementat pentru calculul în paralel, pentru determinarea extinderii optime a unităților de generare. Algoritmul propus a fost aplicat pe sisteme de calcul cu până la 16 procesoare. Variabilele reprezintă intervalele în care sunt date în folosință noile unități de generare și sunt reprezentate sub forma unui vector împărțit pe tipuri de energie primară folosită. Numărul de centrale de un anumit tip este dat de lungimea pe care o ocupă în acest vector. Funcția obiectiv minimizează costul total de investiții. Relațiile de restricție țin cont de limitările unităților de generare, bilanțul puterilor și coeficienții de cost. Inițializarea soluțiilor se face aleator. Eficiența algoritmului este demonstrată pentru un sistem test, în care propuse pentru extindere 28 de unități de generare, folosind 4 tipuri de energie primară și considerând 5 intervale a câte 3 ani.

În [Par2000] este prezentat un algoritm pentru minimizarea costului de investiții pe termen lung pentru extinderea capacităților de producere a energiei electrice. Funcția obiectiv conține costurile de investiții pe perioadă, costul combustibilului necesar noilor unități și beneficiile financiare obținute prin introducerea acestora. Variabilele sunt conținute într-un vector, în format binar și sunt grupate în funcție de tipul centralei. Ele reprezintă puterea produsă de fiecare unitate de generare într-o anumită perioadă. În soluțiile inițiale sunt incluse doar situații fezabile. Sunt propuse trei metode de încrucișare: într-un singur punct și în două puncte per ansamblul vectorului și într-un singur punct pentru fiecare grup de variabile. Se oferă rezultate pentru un sistem test, considerându-se 5 tipuri de centrale pe o perioadă de 14 ani și pentru un sistem de dimensiuni mari pe o perioadă de 24 de ani. În ambele situații se folosesc perioade de 2 ani.

[Sir2007] prezintă o metodă pentru planificarea extinderii pe termen lung a centralelor termice, considerând emisiile poluante ale acestora. În lucrare este folosit un algoritm hibrid rezultat prin combinarea AG cu descompunerea Bender. Funcția obiectiv minimizează investițiile în noile unități de generare în condițiile acoperirii consumului și respectării siguranței în funcționare. Suplimentar, se construiesc relații de restricție pentru respectare normelor privind emisiile poluante. Se oferă rezultatele pentru sistemul național thailandez simplificat.

În [Mur2009] se prezintă un algoritm genetic NSGA-II (nondominated sorting genetic algorithm version II) pentru planificarea extinderii unităților de generare. Funcția obiectiv este multicriterială, iar algoritmul îmbunătățește soluția până la atingerea frontierei Pareto. Problema extinderii surselor este divizată în două sub-probleme: minimizarea costului și verificarea constrângerilor pentru fiecare regim obținut. Algoritmul prezentat folosește elitismul controlat – numărul de soluții care sunt copiate nemodificate de la un pas iterativ la altul scade pe măsură ce algoritmul evoluează. Metoda este testată pe sistemul IEEE30 pentru un orizont de 6 ani, iar rezultatele sunt comparate cu cele obținute în cazul folosirii funcțiilor obiectiv mono-criteriale. O analiză mai detaliată a acestui algoritm și procedura de determinare a frontierei Pareto este descrisă de într-o lucrare precedentă a aceluiași colectiv [Kan2009].

În [Sep2006] este abordată problema planificării extinderii stațiilor electrice. Termenii care alcătuiesc funcția obiectiv sunt: costul rețelei de transport și distribuție în aval de stații, distanța față de rețeaua de transport, costul de investiție pentru realizarea noilor stații, pierderile pe întregul sistem și pierderile pe transformatoarele din stații. Ca restricții se consideră: capacitatea de transport a rețelei din aval și căderea

de tensiune pe aceasta, capacitatea noilor stații și capacitatea de transport a rețelei din amonte. Variabilele algoritmului genetic folosit sunt reprezentate de nodurile în care pot fi construite noi stații. Se prezintă rezultatele obținute pentru sistemul electroenergetic al Iranului.

3.4. Concluzii

Obiectivul capitolului 3 constă în prezentarea sistematizată a metodelor actuale de soluționare a planificării extinderii optime a rețelei de transport al energiei electrice (RET) din cadrul SEE complexe. Se au în vedere atât cele care se utilizează pentru sistemele reglementate, cât și cele referitoare la sisteme dereglementate. Problema în discuție este o problemă de optimizare de mari dimensiuni, neliniară (sau liniară într-o primă aproximație), de regulă cu variabile atât reale, cât și întregi (posibil binare). Funcția obiectiv are în vedere în principal cheltuielile de investiții, la care se pot adăuga cheltuielile de funcționare, cele legate de penalizarea congestiilor și a nealimentării consumatorilor, elemente care să înglobeze aspecte legate de siguranța în funcționare, de capacitatea totală de transfer, de impactul asupra mediului, de rata de amortizare a investițiilor etc. Relațiile de restricție acoperă o gamă largă de aspecte, în principal tehnice și economice.

Abordarea planificării extinderii RET "statică" (pentru un anumit orizont de timp se determină doar soluția finală de extindere) sau "dinamică" (pe lângă soluția finală în sine se determină momentele discrete de timp la care trebuie să se realizeze elementele componente ale soluției de extindere) discretă, cu orizont finit, prospectivă sau retrospectivă.

Metodele de soluționare sunt sistematizate în două mari categorii: metode matematice de optimizare și metode euristice și meta-euristice de optimizare. Se remarcă și posibilitatea utilizării unor tehnici hibride, rezultate prin combinarea a două sau mai multe metode.

Un subcapitol aparte este consacrat algoritmilor genetici (AG), atât în ceea ce privește utilizarea lor pentru rezolvarea problemei de extindere în sine, cât și a unor probleme conexe (OPF).

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- realizarea unei sinteze documentate, în viziune proprie, bazată pe un amplu studiu bibliografic, a metodelor utilizate pentru planificarea extinderii RET din cadrul complexe, atât cele care la ora actuală pot fi considerate "clasice", cât și a celor "moderne", utilizând tehnici specifice inteligenței artificiale;
- reliefașarea aspectelor caracteristice abordărilor actuale, în condițiile pieței libere a energiei și a dereglementării;
- focalizarea unei atenții speciale asupra metodelor de soluționare bazate pe tehnici de inteligență artificială, cu precădere a celor care utilizează algoritmi genetici;
- pregătirea elementelor pentru capitolele următoare, care se referă la metodele concrete utilizate în lucrare și la studiile de caz realizate.

4. ALGORITMI GENETICI (AG)

Capitolul 4 are ca obiectiv prezentarea algoritmilor evolutivi (AE), cu precădere algoritmi genetici. Prima parte prezintă noțiunile de bază cu care operează AE. Apoi, se prezintă principiul de bază al algoritmilor genetici (variabile reprezentate binar) și o variantă ce folosește variabile reale. Operatorii genetici (selecție, recombinare și mutație) sunt realizați în mai multe variante.

În continuare algoritmul genetic cu variabile reale este testat folosindu-se trei funcții test consacrate care pot lua oricâte variabile (Rastringin, Rosenbrock și Schwefel). Este analizată influența celor mai importanți parametri pentru stabilirea setărilor. În final, validarea algoritmului se face prin comparația cu soluțiile deterministe.

4.1. Calcul evolutiv. Algoritmi evolutivi

Algoritmii evolutivi (AE) reprezintă metode de optimizare metaeuristice, iterative, bazate pe populații, care folosesc pentru filtrarea unui set de posibile soluții procese inspirate din biologie, în special din genetică [Wei2010]. Aceste procese vor fi denumite în continuare operatori genetici.

La nivel de principiu, în funcționarea acestor algoritmi se pot identifica două direcții și două categorii de operatori genetici [Eib2007]:

- sporirea calității populației prin folosirea operatorilor de selecție – selecție naturală și supraviețuirea celor mai adaptați indivizi;
- asigurarea diversității populației și introducerea de material genetic nou prin folosirea operatorilor de reproducere – recombinare și mutație.

Înainte de a descrie ciclul de bază al funcționării AE și de a arăta rolul fiecărui operator, este necesar să fie prezentate noțiunile cu care aceștia lucrează, noțiuni de asemenea inspirate din genetică [Wei2010]:

- *fenotip* – (biol.) ansamblu de însușiri și caractere care se manifestă în mod vizibil la un individ și care este determinat de baza ereditară și de condițiile de mediu [DEX1998]; adaptat problemelor matematice se poate spune că fenotipul reprezintă valoarea unei funcții dată de un anumit set de variabile;
- *genotip* (cromozom) – (biol.) totalitatea proprietăților ereditare ale unui organism [DEX1998]; din punct de vedere matematic poate fi considerat un șir de variabile;
- *genom* – (Biol.) Grup de cromozomi, diferiți genetic, care formează o unitate [DEX1998]; spațiul de căutare;
- *gena* – unitatea de bază din care este alcătuit un cromozom; una sau mai multe gene reprezintă o variabilă;
- *alela* – valoarea unei anumite gene;
- *locus* – poziția la care se găsește o anumită genă într-un cromozom;
- *conversia ontogenetică* (decodificarea cromozomului) – procesul prin care informația stocată în cromozom este adusă la forma în care poate fi folosită pentru evaluarea funcției (de la genotip la fenotip);
- *individul* – se identifică atât cu noțiunea de fenotip (în contextul original al problemei), cât și cu cea de cromozom (în cadrul AE); după unii autori individul reprezintă un set format din cromozom și fenotipul aferent; în lucrarea de față este preferată ultima variantă;
- *populația* – un set de cromozomi;
- *generația* – populația la un anumit moment (pe parcursul unei iterații).

Principalele etape ale unui AE sunt reprezentate în fig. 4.1.1 Pentru a obține un algoritm evolutiv funcțional este necesar să se stabilească particularitățile fiecărei etape și bineînțeles condițiile în care calculul se consideră terminat.

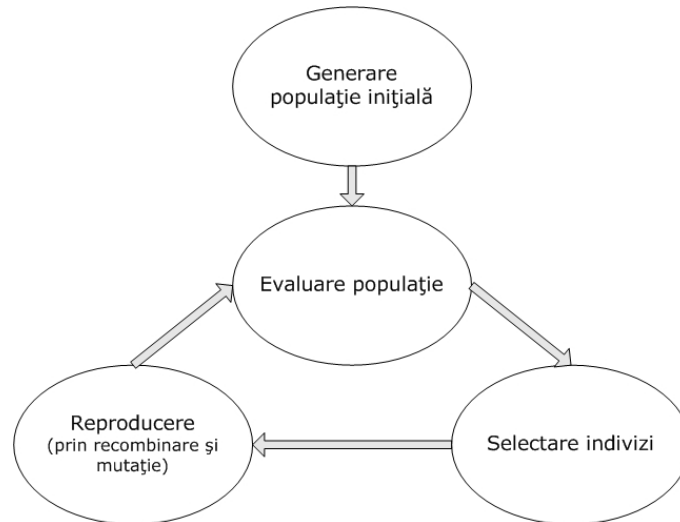


Fig. 4.1.1. Ciclul de bază al unui algoritm evolutiv

Primul pas în configurarea unui AE este reprezentat de *codificarea cromozomilor*. Aceștia pot conține orice număr de variabile și pot fi reprezentați ca șiruri sau arbori de valori binare, întregi, reale, simboluri sau caractere. Reprezentarea prin șiruri de valori binare simulează cel mai bine cromozomii reali, dar necesită un algoritm de conversie, iar fiecare variabilă va fi reprezentată de mai multe gene. Codificarea cu valori întregi și reale permite accesul direct la variabile, însă operatorii de reproducere sunt mai dificil de implementat. Reprezentarea sub formă de arbori se folosește în programarea evolutivă.

Populația înglobează toate soluțiile posibile și are rolul de a le menține pe parcursul unei iterații. Mărimea populației este reprezentată de numărul de indivizi și se stabilește în funcție de numărul de variabile și de caracterul problemei. *Diversitatea populației* este dată de numărul de indivizi diferiți pe care îi conține. Pentru a acoperii cât mai bine spațiul de căutare este nevoie de menținerea diversității prin alegerea unei mărimii a populației suficient de mare și prin buna configurare a operatorilor de reproducere. După stabilirea tipului de codificare și a mărimii populației se generează în mod aleatoriu *populația inițială*.

În etapa de *evaluare* se decodifică cromozomul și fiecare membru al populației este evaluat. Pe baza evaluării se construiește o *funcție de potrivire (fitness)*, care indică gradul de adaptare al indivizilor. Cu cât valoarea acestei funcții este mai mare cu atât individul reprezintă o soluție mai bună. Această funcție poate fi omisă în situația în care mici diferențe ale cromozomilor produc diferențe suficient de mari în valorile funcțiilor de evaluare.

Etapa de *selecție* are ca scop alegerea indivizilor care vor avea șansa de a participa la reproducere. Selecția se face în baza evaluării de la pasul anterior. Există multiple variante de realizare a acestui proces: selecția prin trunchiere, selecția prin competiție, selecția roată de ruletă etc. Metodele de selecție trebuie să asigure pe de o parte că cei mai buni indivizi vor fi selectați, iar pe de alta să ofere o mică posibilitate și indivizilor mai slabi, pentru a se evita blocarea în optime locale.

Rolul *reproducerii* este de a introduce material genetic nou în populație pentru a asigura parcurgerea întregului spațiu de căutare. Operatorii de reproducere (recombinare și mutație) sunt aplicați cu probabilități stabilite anterior, astfel încât nu toate perechile de părinți vor crea urmași și nu toate genele urmașilor vor suferi mutație. Modul de implementare al operatorilor de reproducere este influențat de modul în care sunt codificați cromozomii.

Un alt concept folosit în cadrul AE este *elitismul*. Acesta presupune copierea celei mai bune soluții de la o generație la alta fără nici un fel de alterare.

Principalele *criteriile de oprire* ale calculului evolutiv sunt:

- îmbunătățirea soluției nu este semnificativă pe parcursul unui număr de iterații stabilit dinainte;
- s-a depășit numărul maxim de iterații;
- s-a depășit perioada de timp alocată executării algoritmului.

În ultimii 50 de ani, algoritmi evolutivi au fost dezvoltați pe trei mari direcții:

- Algoritmii Genetici – descriși în subcapitolele următoare;
- Strategiile Evolutive – au fost introduse de H.P. Schwefel și I. Rechenberg în anii '70. Acestea reprezintă o categorie de AE ce lucrează cu șiruri de numere reale; reproducerea se face doar prin mutație;
- Programarea Genetică – o variantă de algoritmi evolutivi dezvoltată inițial de L.J. Fogel; această variantă este folosită pentru crearea programelor de calculator; cromozomii sunt reprezentați de arbori care au noduri operatori, funcții și operanzi matematici.

4.2. Algoritmi genetici. Versiunea de bază

Algoritmii genetici (AG) reprezintă o subcategorie a algoritmilor evolutivi care respectă îndeaproape principiul de bază al acestora.

Bazele acestei metode au fost puse de americanul John Holland, care după mai bine de un deceniu de muncă, și-a publicat descoperirile în anul 1975, în cartea „Adaptation in Natural and Artificial Systems”. Însă, cel care a îndreptat atenția asupra algoritmilor genetici a fost David Goldberg ([Gol1989]), un student al lui John Holland, care a reușit să rezolve o problemă complexă de optimizare a transportului gazelor naturale folosind AG. În anul 1975 De Jong a testat AG pe funcții matematice în încercarea de a stabili parametri optimi pentru aceștia [Hau2004].

De la introducerea lor, algoritmi genetici au fost adaptați pentru a oferi rezolvări la probleme complexe dintr-o gamă largă de domenii:

- Medicină – [Cag1999] [Smi2005] [Yan2003];
- Geometrie și fizică – [Cha1998] [Hsi2003] [Kun1998,2002];
- Economie – [Yur1994];
- Rețelistică și telecomunicații – [Fak1999] [Brit1997] [Kum1993] [Zhu1998];
- Inginerie electrică – [Loh1999,2000];
- Inginerie chimică – [Cun1998,2004] [Jud1992] [Mez1994];
- Procesare de imagine – [Ala1998].

4.2.1. Concept de bază

Cu toate că în momentul de față sunt acceptate mai multe variante de codificare a cromozomilor, algoritmi genetici au fost introduși ca o categorie de AE ce lucrează cu șiruri binare. În acest subcapitol va fi descris principiul unui astfel de algoritm.

Etapele unui algoritm genetic trebuie să includă:

- crearea unei populații inițiale;
- decodificarea cromozomilor și evaluarea acestora;
- selecția celor mai buni indivizi;
- reproducerea.

Prezentat din perspectivă matematică (problemă de optimizare neliniară fără restricții) AG poate fi definit astfel:

- se consideră funcția $f(\mathbf{x}) : X \rightarrow Y \subseteq \mathbb{R}^n$, unde $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, x_3, \dots, x_d\}$ este vectorul variabilelor (d variabile);
- se cere să se determine acea soluție pentru care valoarea funcției este minimă, funcția f nefiind supusă la restricții;
- se notează cu A mulțimea soluțiilor posibile (domeniul X).

În termeni specifici algoritmilor genetici, \mathbf{x} reprezintă genotipul (cromozomul), $f(\mathbf{x})$ reprezintă fenotipul, iar X – genomul.

Populația poate fi definită ca o mulțime $\mathbf{P} = \{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_{n_c}\}$, unde n_c este numărul de cromozomi și indică de fapt dimensiunea populației. Acest parametru se stabilește pe baza experienței, în funcție de tipul problemei și numărul de variabile.

Fiecare cromozom conține o mulțime reprezentată de numărul de variabile al funcției f și poate fi scrisă astfel:

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i,1}, x_{i,2}, \dots, x_{i,d}\} \in A, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (4.2.1)$$

Variabilele sunt codificate binar, fiecare ocupând mai multe gene. Numărul total de gene (n_g) este egal cu numărul de variabile înmulțit cu numărul de caractere binare (n_{cb}) necesar codificării unei singure variabile și reprezintă lungimea cromozomului: $n_g = d \cdot n_{cb}$. Dacă se notează gena cu g , orice cromozom codificat binar poate fi scris în următoarea formă (indicele superior se referă la numărul variabilei):

$$\mathbf{x}_i = \{g_{i,1}^1, g_{i,2}^1, \dots, g_{i,n_{cb}}^1, g_{i,1}^2, g_{i,2}^2, \dots, g_{i,n_{cb}}^2, \dots, g_{i,1}^d, g_{i,2}^d, \dots, g_{i,n_{cb}}^d\} \in A, \quad (4.2.2)$$

unde: $i = 1, 2, \dots, n_c$

Numărul de gene pe care îl va ocupa o variabilă se stabilește în funcție de ordinul de mărime al variabilelor și precizia dorită. Pentru exemplificarea celor de mai sus, în fig. 4.2.1. se prezintă un cromozom care codifică binar trei variabile naturale mai mici decât 64, având valorile 42, 6 și 51. În această situație sunt necesare 6 gene pentru o variabilă, deci lungimea cromozomului va fi $n_g = 3 \cdot 6 = 18$.

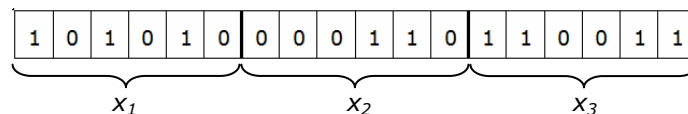


Fig. 4.2.1. Cromozom codificat binar

Primul pas al algoritmului este constituit de formarea *populației inițiale*. Aceasta se obține prin generarea în mod aleatoriu a unei matrice cu valori din alfabetul binar, de dimensiune $n_c \times n_g$.

Următorul pas este reprezentat de evaluarea populației. Pentru oricare valoare $\mathbf{x}_i \in X$ există $f_i = f(\mathbf{x}_i) \in Y$, cu alte cuvinte fiecărui cromozom îi este atribuit un fenotip. Pentru a se putea determina valorile funcției f , este necesară decodificarea cromozomului (conversia în sistemul zecimal).

Valorile obținute prin evaluare sunt folosite mai departe pentru selecția cromozomilor ce au șanse la reproducere. Selecția se face prin păstrarea celor mai

buni cromozomi. Fiind o problemă de minimizarea, bineînțeles cei mai buni sunt cei pentru care s-au obținut cele mai mici valori ale lui f . În general se păstrează $n_c/2$ cromozomi, aceștia fiind mutați în „bazinul de înmulțire”.

Considerând selecția un proces iterativ, la o iterație oarecare k , modul de determinare a celui mai bun cromozom (\mathbf{x}_{sel}^k - indicele superior se referă la iterație) este:

$$\begin{aligned} f(\mathbf{x}_{sel}^k) &= \min\{f(\mathbf{x}_i^k)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c + 1 - k, \\ \mathbf{P}^{k+1} &= \mathbf{P}^k \setminus \mathbf{x}_{sel}^k, \quad k = 1, 2, \dots, n_c / 2 \end{aligned} \quad (4.2.3)$$

După selecție se trece în etapa de împerechere, în care se formează aleatoriu perechi de părinți care vor da naștere la câte doi urmași. Bineînțeles, vor fi necesare $n_c/2$ perechi de părinți pentru a da naștere la n_c urmași. Componenta aleatoare poate conduce la situații extreme: un cromozom nu este nici o dată ales ca părinte, pe când altul este ales de mai multe ori.

Reproducerea se face prin două mecanisme:

- Încrucișare:
 - ♦ într-un singur punct – părinții sunt împărțiți în două în același punct, iar șirurile de gene rezultate sunt schimbate între aceștia (fig. 4.2.2). Se stabilește în mod aleatoriu poziția unei gene (locus), notată ℓ_{inc} și un punct de secționare după acea genă. Dacă se notează cu $\mathbf{x}^M, \mathbf{x}^T$ cromozomii părinți și cu \mathbf{x}^{u1} și \mathbf{x}^{u2} cromozomii urmași, atunci valorile urmașilor vor fi:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}^{u1} &= \{\mathbf{x}_{1 \dots \ell_{inc}}^M, \mathbf{x}_{\ell_{inc}+1 \dots n_g}^T\} \\ \mathbf{x}^{u2} &= \{\mathbf{x}_{1 \dots \ell_{inc}}^T, \mathbf{x}_{\ell_{inc}+1 \dots n_g}^M\} \end{aligned} \quad (4.2.4)$$

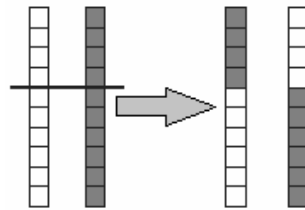


Fig. 4.2.2. Încrucișarea într-un singur punct

- ♦ în mai multe puncte – părinții sunt împărțiți în mai multe grupuri de gene în puncte omoloage și bucățile rezultate sunt schimbate între aceștia (Fig. 4.2.3). În literatura de specialitate foarte rar se ajunge la mai mult de două puncte secționare. Considerând n_s puncte de secționare, valorile urmașilor se determină conform relației 4.2.5.

$$\begin{aligned} \mathbf{x}^{u1} &= \{\mathbf{x}_{1 \dots \ell_{inc,1}}^M, \mathbf{x}_{\ell_{inc,1}+1 \dots \ell_{inc,2}}^T, \dots, \mathbf{x}_{\ell_{inc,n_s-1}+1 \dots \ell_{inc,n}}^M, \mathbf{x}_{\ell_{inc,n_s}+1 \dots n_g}^T\} \\ \mathbf{x}^{u2} &= \{\mathbf{x}_{1 \dots \ell_{inc,1}}^T, \mathbf{x}_{\ell_{inc,1}+1 \dots \ell_{inc,2}}^M, \dots, \mathbf{x}_{\ell_{inc,n_s-1}+1 \dots \ell_{inc,n}}^T, \mathbf{x}_{\ell_{inc,n_s}+1 \dots n_g}^M\} \end{aligned} \quad (4.2.5)$$

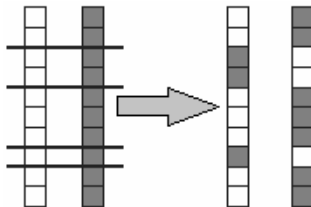


Fig. 4.2.3. Încrucișarea în mai multe puncte

- Mutație – modifică valoarea „0” în „1” și invers pentru anumite gene (Fig. 4.2.4); Mutația se aplică pe populația rezultată în urma încrucișării. Cromozomii și pozițiile genelor care vor suferi mutație se stabilesc aleatoriu. Se consideră ℓ_{mut} , poziția într-un cromozom oarecare \mathbf{x}_i , a unei gene care va fi modificată. Valoarea genei după mutație va deveni:

$$\mathbf{x}_{i,\ell_{mut}} = 1 - \mathbf{x}_{i,\ell_{mut}}, \quad i \in \{1, 2, \dots, n_c\} \quad (4.2.6)$$

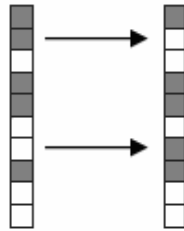


Fig. 4.2.4. Exemplu de mutație

Încrucișarea și mutația se realizează cu probabilități stabilite dinainte. Probabilitatea de încrucișare se notează cu χ și are valori de 70-90%. Semnificația acestui parametru se traduce în numărul de perechi de cromozomi care vor schimba material genetic. Perechile care nu sunt încrucișate, vor intra în noua populație nealterate.

În general, pentru probabilitatea de mutație (notată μ) se folosesc valori mici, 1-30%. Acest parametru indică numărul de gene pe ansamblul populației care vor fi modificate.

După reproducere populația rezultată va deveni populația curentă pentru iterația următoare și procesul se reia de la evaluare. Aceste cicluri ale populațiilor poartă denumirea de generații. Se notează cu t contorul generațiilor. Algoritmul se oprește dacă se găsește o soluție ce nu poate fi îmbunătățită semnificativ pe parcursul mai multor generații.

Selecția este un operator care lucrează cu întreaga populație, reproducerea cu cromozomi, iar mutația este aplicată la nivel de gene. Cu toate acestea, datorită faptului că sunt aplicați secvențial, operatorii genetici pot fi considerați funcții ce lucrează cu întreaga populație. În această situație, populația la o anumită generație se poate scrie:

$$\mathbf{P}^{t+1} = \text{Mutație}(\text{Reproducere}(\text{Selecție}(\mathbf{P}^t))) \quad (4.2.7)$$

4.2.2. Teorema schemei

Teorema schemei, prezentată în [Hol1975] demonstrează convergența unui astfel de algoritm. Pentru enunțarea acestei teoreme se definesc următorii termeni

- *schema* – notată H – un grup de cromozomi reprezentat generic printr-un șir de caractere de lungime L_H , ce poate conține elemente din alfabetul binar și caractere „don't care” $\{0,1,*\}$; caracterele „don't care” pot avea orice valoare din alfabetul binar. Pentru exemplificare se consideră schema $H = 01*10*$ care conține cromozomii:

```
010100
010101
011100
011101
```

- *ordinul* unui scheme – notat $o(H)$ – numărul caracterelor dintr-o schemă diferite de caracterul „don't care” (e.g. $o(10^{**}0^{*}1)=4$);
- *lungimea definitorie* a schemei – notată $\delta(H)$ – distanța dintre primul și ultimul caracter diferit de „*” (e.g. $\delta(^{**}10^{**}1^{**})=7-3=4$);
- *gradul de adaptare al schemei* – notat $\bar{f}(H)$ – valoare medie a funcției evaluate pentru cromozomi unei anumite scheme;
- *gradul de adaptare al populației* – notat \bar{f} – valoare medie a funcției evaluate pentru întreaga populație;
- se notează cu $N(H)$ – numărul de instanțe într-o populație ale schemei H .

În cazul unui algoritm cu cromozomi codificați binar, în cadrul căruia selecția se face proporțional cu valorile de potrivire și ținând cont de efectul combinat al operatorilor de reproducere, se formulează teorema schemei prin expresia următoare (indicele superior se referă la numărul generației):

$$N(H)^{t+1} \geq \frac{N(H)^t \cdot \bar{f}(H)^t}{\bar{f}^t} \cdot (1 - p) \quad (4.2.8)$$

unde: p – probabilitatea ca o instanță să fie distrusă în timpul reproducerii:

$$p = \chi \cdot \frac{\delta(H)}{L_H} + \mu \cdot o(H) \quad (4.2.9)$$

Din relațiile teoremei se poate deduce că schemele care au un grad de adaptare peste media populației vor produce în următoarele generații un număr exponențial mai mare de instanțe, dintre care doar o mică parte vor fi distruse.

4.3. Algoritmi genetici codificați cu valori reale

Se consideră aceeași problemă și aceleași notații ca în subcapitolul 4.2. Diferența principală constă în reprezentarea cromozomilor. De această dată variabilele sunt reprezentate pe o singură genă în sistemul zecimal, deci numărul de gene se identifică cu numărul de variabile, $n_g = d$.

Avantajul principal al acestui algoritm este că oferă acces direct la variabile. În perspectivă, etapele acestui algoritm sunt identice cu cele ale algoritmului binar, însă în detaliu, operatori genetici diferă foarte mult. Schema logică simplificată, după care funcționează algoritmul este prezentată în fig. 4.3.1 În acest subcapitol sunt descrise particularitățile algoritmului și diferite moduri de implementare a operatorilor genetici.

Pentru exemplificarea etapelor algoritmului se vor utiliza exemple preluate din cazul optimizării funcției Schwefel, supusă minimizării, $FOB = \min(f)$. Această funcție este $f = 418,98 \cdot n - \sum_{i=1}^n [-x_i \cdot \sin(\sqrt{|x_i|})]$ și poate lua oricâte variabile, fiind definită pe intervalul $[-500;500]$.

4.3.1 Cromozomul. Populația

Cromozomul este reprezentat de un șir de variabile reale $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, x_3, \dots, x_d\}$, de lungime d . În fig. 4.3.2 este prezentat un exemplu de cromozom pentru funcția Schwefel având 6 necunoscute ($d = 6$) cu valori în intervalul $[-500;500]$.

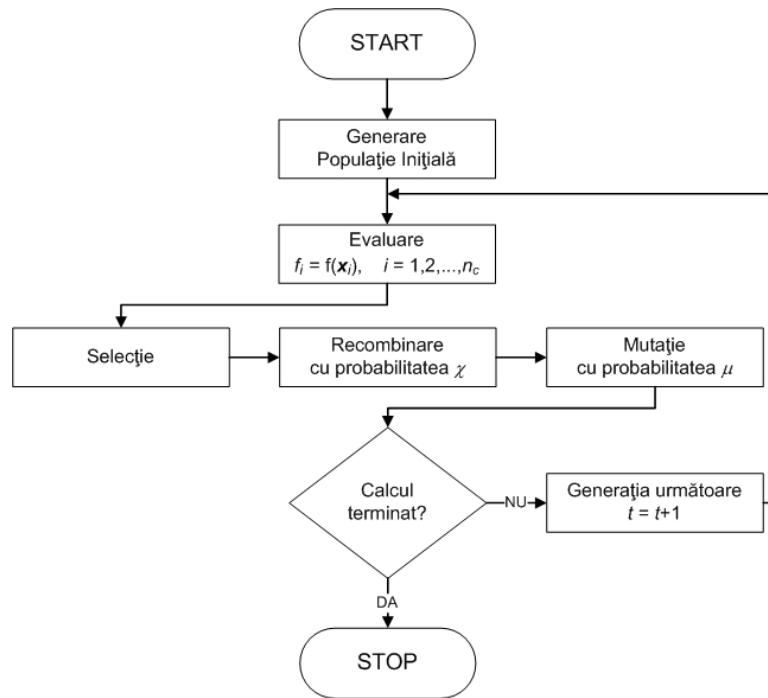


Fig. 4.3.1. Schema logică a algoritmului genetic cu valori reale

-61,2556	251,2671	-148,34	-337,818	-393,347	353,0311
----------	----------	---------	----------	----------	----------

Fig. 4.3.2. Exemplu de cromozom codificat cu valori reale

Populația este formată din mai mulți cromozomi. Numărul de cromozomi dintr-o populație (dimensiunea populației) este notat n_c și trebuie să fie destul de mare pentru a asigura diversitatea populației. Un număr prea mare de cromozomi poate conduce la îngreunarea calcului pentru aceeași calitate a soluției. În această lucrare, testele au fost făcute pentru mărimi ale populației de 4-50 de ori mai mari decât numărul de variabile.

Populația inițială (tabelul 4.1) este generată în mod aleatoriu în intervalul de definiție al funcției $[x_{min}, x_{max}]$, fără nici o restricție conform relației 4.3.1.

$$\begin{aligned}
 x_{i,j} &= (x_{max} - x_{min}) \cdot a_{i,j} + x_{min}, & i &= 1, 2, \dots, n_c \\
 a_{i,j} &= \text{aleatoriu în intervalul } [0;1], & j &= 1, 2, \dots, d
 \end{aligned}
 \tag{4.3.1}$$

4.3.2. Evaluarea populației

Funcția f este evaluată pentru fiecare cromozom $\mathbf{x}_i \in X$, iar pe baza valorilor $f_i = f(\mathbf{x}_i) \in Y$, se va face selecția celor mai buni indivizi. Cea mai mică valoare f_i va reprezenta cel mai bun individ dintr-o populație. Așa cum s-a precizat în subcapitolul 4.1 individul este considerat un set format din cromozom și fenotipul corespunzător, adică $\{\mathbf{x}_i, f(\mathbf{x}_i)\}$. Tabelul 4.3.1 prezintă o populație inițială generată aleatoriu și valorile funcției Schwefel corespunzătoare, pentru $d = 2$ și $n_c = 8$.

Tabelul 4.3.1. Exemplu de populație inițială și valoarea funcției Schwefel

Cromozom	x_1	x_2	$f(\mathbf{x}_i)$
\mathbf{x}_1	-460,191	457,203	812,725
\mathbf{x}_2	356,116	-462,798	1043,227
\mathbf{x}_3	267,212	-130,872	879,100
\mathbf{x}_4	-4,989	-448,385	1168,523
\mathbf{x}_5	65,481	-115,095	663,324
\mathbf{x}_6	-434,812	491,754	1323,085
\mathbf{x}_7	215,639	141,024	743,723
\mathbf{x}_8	59,256	12,8765	784,983

4.3.3. Selecția

Pentru realizarea selecției au fost alese trei metode: selecția prin trunchiere, selecția turneu și cea prin ierarhizare. Deoarece algoritmul prezentat folosește populație cu mărime fixă, în urma selecției vor fi extrași un număr de cromozomi egal cu n_c .

Selecția prin trunchiere este o metodă foarte ușor de implementat. Parametrul acestei metode este rata de supraviețuire (notată σ) și reprezintă procentul din populației care va avea șansa de a participa la reproducere. Practic, se *ordonează* populația în ordinea *crescătoare* a valorilor funcției f și se aleg primii n_{sel} cromozomi, unde $n_{sel} = \sigma \cdot n_c$. În majoritatea cazurilor rata de supraviețuire se recomandă să fie 0,5 (50% din populație). Dacă valoarea este mai mică (e.g. 0,25) există riscul de pierdere a diversității, iar dacă este mai mare (e.g. 0,75) convergența poate fi întârziată. Pentru ca populația rezultată să ajungă la dimensiunea n_c , se creează copii ale indivizilor aleși.

Considerând selecția prin trunchiere un proces iterativ, la o iterație oarecare k , modul de determinare a celui mai bun cromozom (\mathbf{x}_{sel}^k - indicele superior se referă la numărul iterației) este:

$$f(\mathbf{x}_{sel}^k) = \min\{f(\mathbf{x}_i^k)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c + 1 - k, \quad (4.3.2)$$

$$\mathbf{P}^{k+1} = \mathbf{P}^k \setminus \mathbf{x}_{sel}^k, \quad k = 1, 2, \dots, n_{sel}$$

În tabelul 4.3.2 se prezintă rezultatul selecției prin trunchiere cu o rată de supraviețuire $\sigma = 0,5$, aplicată populației din tabelul 4.3.1. Se poate observa că au fost aleși cei mai buni 4 indivizi și pozițiile lor au fost copiate încă o dată pentru a se asigura mărimea populației. Dacă rata de supraviețuire era de 0,25, pozițiile erau copiate de încă trei ori, iar dacă era de 0,75 erau copiați încă o dată doar primii doi indivizi.

Tabelul 4.3.2. Rezultat selecție prin trunchiere

Cromozom	$f(\mathbf{x}_i)$	Indivizi aleși
\mathbf{x}_1	812,725	5
\mathbf{x}_2	1043,227	
\mathbf{x}_3	879,100	8
\mathbf{x}_4	1168,523	1
\mathbf{x}_5	663,324	5
\mathbf{x}_6	1323,085	7
\mathbf{x}_7	743,723	8
\mathbf{x}_8	784,983	1

Selecția turneu sau selecția prin competiție se realizează prin compararea unui set de indivizi. Parametrul denumit aici n_{comp} , indică numărul de competitori care vor lua parte la comparație. Acest proces este iterativ și are următoarele etape:

- se alege aleatoriu din populația curentă, un grup de indivizi de dimensiune n_{comp} , notat \mathbf{x}_{comp_i} , $i = 1, 2, \dots, n_{comp}$;
- pentru membri grupului se compară valori $f_i = f(\mathbf{x}_{comp_i})$;
- cel cu valoarea minimă este ales pentru reproducere;
- procesul se repetă până la alegerea unui număr de indivizi egal cu n_c .

Dacă parametrul n_{comp} are o valoare prea mare se poate ajunge la pierderea diversității, deoarece un individ foarte bun are șanse să fie ales de prea multe ori.

La o iterație oarecare k , modul de determinare a celui mai bun cromozom (\mathbf{x}_{sel}^k - indicele superior se referă la numărul iterației) se face conform relațiilor 4.3.3. Indivizii aleși nu sunt eliminați din populație, având șansa de a fi aleși de mai multe ori.

$$\begin{aligned}
 a_i^k &= \text{aleatoriu}, \in \{1, 2, \dots, n_c\}, & i &= 1, 2, \dots, n_{comp} \\
 \mathbf{x}_{comp_i}^k &= \mathbf{x}_{a_i}^k, & k &= 1, 2, \dots, n_c \\
 f(\mathbf{x}_{sel}^k) &= \min\{f(\mathbf{x}_{comp_i}^k)\} \\
 \mathbf{p}^{k+1} &= \mathbf{p}^k,
 \end{aligned} \tag{4.3.3}$$

În tabelul 4.3.3 se prezintă rezultatul selecției prin trunchiere cu un număr de competitori $n_{comp} = 2$, aplicată populației din tabelul 4.3.1. În situația prezentată în tabelul 4.3.3 au fost aleși cu precădere indivizi 7 și 8. Indivizi 7 și 8 au valori destul de bune față de minim. Au fost aleși o dată și indivizii 3 și 4 care au valori mari comparate cu minimul, pe când individul 5 care este cel mai bun nu a fost ales deloc.

Tabelul 4.3.3. Rezultat selecție prin competiție

Cromozom	$f(\mathbf{x}_i)$	Indivizi aleși
\mathbf{x}_1	812,725	7
\mathbf{x}_2	1043,227	4
\mathbf{x}_3	879,100	7
\mathbf{x}_4	1168,523	8
\mathbf{x}_5	663,324	7
\mathbf{x}_6	1323,085	8
\mathbf{x}_7	743,723	3
\mathbf{x}_8	784,983	8

Selecția prin ierarhizare este o formă a selecției roată de ruletă. Selecția roată de ruletă întâmpină probleme dacă valorile funcțiilor de evaluare sunt negative. Aceste probleme pot fi eliminate prin construirea unei funcții auxiliare, care să alocă indivizilor o valoare pozitivă. Modul în care se construiește această funcție și etapele selecției prin ierarhizare sunt descrise în continuare:

- populația este *sortată descendent* după valorile funcției f ;
- fiecare individ primește un rang de la 1 la n_c – cel mai slab (primul) va primi valoarea 1, iar cel mai bun (ultimul) va primi valoarea n_c (tabelul 4.3.4):

$$rang_i = rang(\mathbf{x}_i) = i, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \tag{4.3.4}$$

- se calculează probabilitatea cu care un individ poate fi ales conform relației 4.3.5; cu cât rangul atribuit unui individ este mai mare cu atât crește probabilitatea ca acel individ să fie ales (tabelul 4.3.4);

$$p_i = p(\mathbf{x}_i) = \text{rang}_i / \sum_i \text{rang}_i, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (4.3.5)$$

- se calculează suma cumulativă Sc a probabilităților (tabelul 4.3.4):

$$Sc_i = Sc(\mathbf{x}_i) = \sum_{j=1}^i p_j, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (4.3.6)$$

Tabelul 4.3.4. Rezultate în diferite etape pentru selecția prin ierarhizare, pentru funcția Schwefel cu $d = 2$ și $n_c = 4$

Cromozom	$f(\mathbf{x}_i)$	$\text{Rang}(\mathbf{x}_i)$	$p(\mathbf{x}_i)$	$Sc(\mathbf{x}_i)$
\mathbf{x}_1	1117,491	1	0,1	0,1
\mathbf{x}_2	1067,928	2	0,2	0,3
\mathbf{x}_3	937,303	3	0,3	0,6
\mathbf{x}_4	741,315	4	0,4	1

- se generează un număr aleatoriu în intervalul $[0;1]$ și se alege primul individ cu suma cumulativă corespunzătoare mai mare decât numărul generat; pentru exemplificarea (Fig. 4.3.3) presupunem că s-a generat numărul aleatoriu 0,543, deci va fi ales individul cu suma cumulativă a probabilităților 0,6 – individul 3;

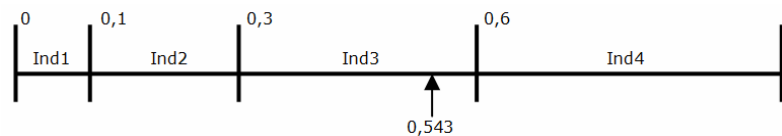


Fig. 4.3.3. Exemplu de alegere a unui individ în cazul selecției prin ierarhizare

Cromozomi sunt aleși printr-un proces iterativ. La o iterație oarecare k , modul de determinare a celui mai bun cromozom (\mathbf{x}_{sel}^k - indicele superior se referă la numărul iterației) se face conform relațiilor 4.3.7. Indivizii aleși nu sunt eliminați din populație, având șansa de a fi aleși de mai multe ori.

a = aleatoriu în intervalul $[0;1]$

$$Sc(\mathbf{x}_{sel}^k) = \min\{Sc(\mathbf{x}_i^k) \mid Sc(\mathbf{x}_i^k) > a\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (4.3.7)$$

$$\mathbf{P}^{k+1} = \mathbf{P}^k, \quad k = 1, 2, \dots, n_c$$

În tabelul 4.3.5 se prezintă rezultatul selecției prin ierarhizare, aplicată populației din tabelul 4.3.1. Acest tip de selecție se bazează foarte mult pe componenta aleatoare. Pentru populații cu mărimi mai mari scad intervalele de probabilitate atribuite fiecărui individ, situație în care nu mai există siguranța că doar cei mai buni indivizi vor fi aleși. Faptul că cel mai bun individ a fost ales de mai multe ori poate conduce la o scădere rapidă a diversității populației.

Tabelul 4.3.5. Rezultat selecție prin ierarhizare

Cromozom	$f(\mathbf{x}_i)$	Indivizi aleși
\mathbf{x}_1	812,725	5
\mathbf{x}_2	1043,227	1
\mathbf{x}_3	879,100	5
\mathbf{x}_4	1168,523	5
\mathbf{x}_5	663,324	7
\mathbf{x}_6	1323,085	8
\mathbf{x}_7	743,723	5
\mathbf{x}_8	784,983	8

4.3.4. Recombinarea

La fel ca în cazul algoritmului codificat binar, cromozomii vor forma perechi, fiecare pereche dând naștere la doi urmași. Comentariile legate de perechile de părinți din subcapitolul 4.2.1 rămân valabile.

Reproducerea în cazul cromozomilor codificați cu valori reale se poate face fie prin *recombinare discretă* (încrucișare uniformă), fie prin *recombinare liniară* sau *recombinare intermediară*. Recombinarea discretă poate fi considerată o încrucișare în mai multe puncte cum este în cazul cromozomilor codificați binar și are dezavantajul de a nu introduce nimic nou în valorile variabilelor, lăsând acest aspect doar în seama mutației. Recombinările liniară și intermediară sunt o alternativă mult mai eficientă, acestea obținând o combinație între valorile părinților.

Recombinarea, indiferent de tipul ei va avea loc cu o anumită probabilitate χ , denumită în continuare *rată de recombinare*. Acest parametru indică numărul perechilor de cromozomi care vor fi recombinate $n_{pr} = \chi \cdot n_c / 2$. Restul perechilor de cromozomi vor fi copiate nealterate.

Metodele de recombinare au la bază relația 4.3.8. S-au folosit notațiile: $\mathbf{x}^M, \mathbf{x}^T$ pentru cromozomii părinți și \mathbf{x}^{u1} și \mathbf{x}^{u2} pentru cromozomii urmași.

$$\begin{aligned} \mathbf{x}^{u1} &= \{r \cdot \mathbf{x}_i^M + (1-r) \cdot \mathbf{x}_i^T\} \\ \mathbf{x}^{u2} &= \{r \cdot \mathbf{x}_i^T + (1-r) \cdot \mathbf{x}_i^M\} \end{aligned}, \quad i = 1, 2, \dots, d \quad (4.3.8)$$

Variabila r este generată aleatoriu. Cele trei tipuri de recombinare se stabilesc în funcție de valorile și modul de generare al acestei variabile.

Pentru *recombinarea discretă*, \mathbf{r} reprezintă o matrice generată aleatoriu cu dimensiunile $2 \times d$ de valori 0 și 1:

$$\mathbf{r} = \begin{bmatrix} r_{1,1} & r_{1,2} & \dots & r_{1,d} \\ r_{2,1} & r_{2,2} & \dots & r_{2,d} \end{bmatrix}, \quad r = \text{aleatoriu}, \in \{0, 1\} \quad (4.3.9)$$

Relației 4.3.8 devine:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}^{u1} &= \{r_{1,i} \cdot \mathbf{x}_i^M + (1-r_{1,i}) \cdot \mathbf{x}_i^T\} \\ \mathbf{x}^{u2} &= \{r_{2,i} \cdot \mathbf{x}_i^T + (1-r_{2,i}) \cdot \mathbf{x}_i^M\} \end{aligned}, \quad i = 1, 2, \dots, d \quad (4.3.10)$$

Variabilele celor doi urmași pot lua următoarele valori:

$$\begin{aligned} x_i^{u1} &= x_i^T, \quad \text{dacă } r_{1,i} = 0 \\ x_i^{u1} &= x_i^M, \quad \text{dacă } r_{1,i} = 1 \\ x_i^{u2} &= x_i^M, \quad \text{dacă } r_{2,i} = 0 \\ x_i^{u2} &= x_i^T, \quad \text{dacă } r_{2,i} = 1 \end{aligned}, \quad i = 1, 2, \dots, d \quad (4.3.11)$$

Folosind această metodă, urmașii pot lua doar un număr finit de valori. În Fig. 4.3.4 se prezintă pozițiile posibile ale urmașilor pentru cromozomi cu două variabile. Tabelul 4.3.6 prezintă un exemplu de recombinare intermediară, pentru funcția Schwefel cu patru variabile.

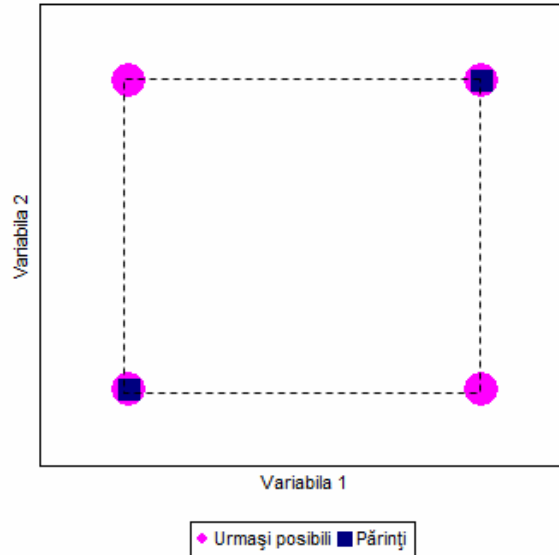


Fig. 4.3.4. Poziții posibile ale urmașilor după recombinarea discretă, pentru cromozomi cu două variabile

Tabelul 4.3.6. Exemplu de recombinare discretă, pentru funcția Schwefel cu $Nvar=4$

\mathbf{x}^M	-292,500	-149,694	218,274	2,774
\mathbf{x}^T	161,254	-285,075	-202,376	-321,958
\mathbf{r}	1	0	0	1
	1	1	1	0
\mathbf{x}^{u1}	-292,500	-285,075	-202,376	2,774
\mathbf{x}^{u2}	161,254	-285,075	-202,376	2,774

Recombinarea intermediară introduce cele mai mari modificări în populație. Și în acest caz \mathbf{r} reprezintă o matrice de dimensiuni $2 \times d$ (relația 4.3.12), dar valori sunt generate în intervalul $[0;1]$. Pentru calculul valorilor urmașilor se folosește relația 4.3.10.

$$\mathbf{r} = \begin{bmatrix} r_{1,1} & r_{1,2} & \dots & r_{1,d} \\ r_{2,1} & r_{2,2} & \dots & r_{2,d} \end{bmatrix}, \quad r = \text{aleatoriu în intervalul } [0;1] \quad (4.3.12)$$

Dacă valorile matricei \mathbf{r} sunt generate în intervalul $[0;1]$ se asigură obținerea unor urmași în interiorul limitelor stabilite de variabilele părinților. Aceste limite pot fi depășite dacă valorile lui \mathbf{r} se generează într-un interval mai larg (de exemplu $[-0.1;1,1]$, vezi Fig. 4.3.5).

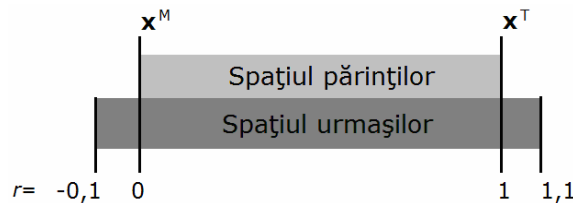


Fig. 4.3.5. Spațiu posibil al urmașilor pentru $r \in [-0.1;1,1]$

Fig. 4.3.6.a prezintă spațiul în care pot lua naștere urmașii dacă valorile matricei r sunt în intervalul $[0;1]$, iar Fig. 4.3.6.b prezintă situația în care se depășesc limitele intervalului. S-au considerat cromozomi cu două variabile. Tabelul 4.3.7 prezintă un exemplu de recombinare intermediară, pentru funcția Schwefel cu patru variabile.

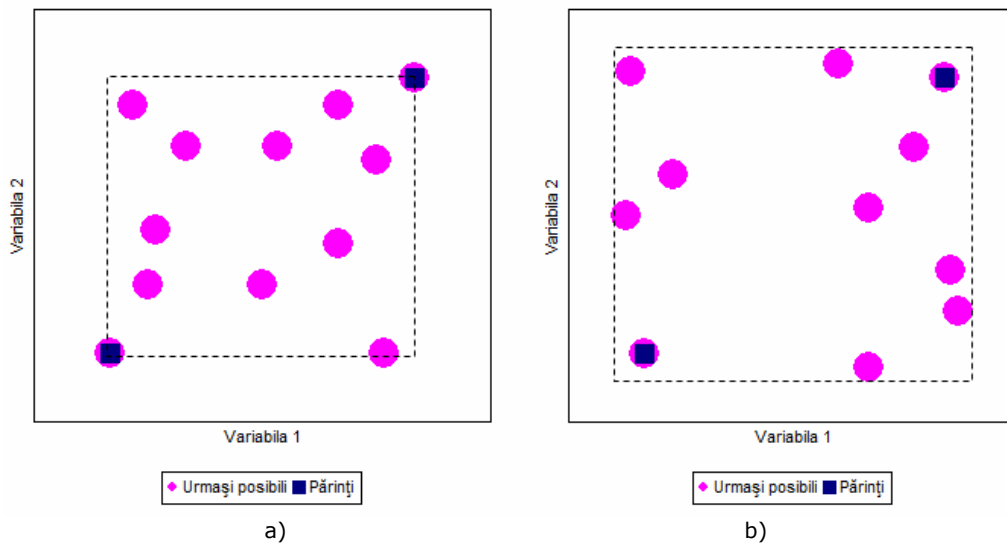


Fig. 4.3.6. Poziții posibile ale urmașilor după recombinarea intermediară
a) $r \in [0;1]$; b) $r \in [-0,1;1,1]$;

Tabelul 4.3.7. Exemplu de recombinare intermediară, pentru funcția Schwefel cu $Nvar=4$

\mathbf{x}^M	255,952	166,631	114,871	401,594
\mathbf{x}^T	-364,967	-106,261	376,090	402,350
\mathbf{r}	0,568557	0,416370	0,729460	0,293131
	0,250365	0,448534	0,388032	0,474144
\mathbf{x}^{u1}	-11,939	7,363	185,541	402,128
\mathbf{x}^{u2}	100,496	44,230	216,232	401,952

În cazul *recombinării liniare*, r este o matrice cu dimensiunile 2×1 (rel. 4.3.13), ce conține valori generate aleatoriu în intervalul $[0;1]$. Ca și în cazul anterior, limitele acestui interval pot fi depășite. Comentariile de la recombinarea intermediară legate intervalul în care pot lua valori elementele matricea r sunt valabile și aici.

$$\mathbf{r} = \begin{bmatrix} r_1 \\ r_2 \end{bmatrix}, \quad r = \text{aleatoriu în intervalul } [0;1] \quad (4.3.13)$$

Pentru această situație se rescrie relația 4.3.8:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}^{u1} &= \{r_1 \cdot \mathbf{x}_i^M + (1-r_1) \cdot \mathbf{x}_i^T\} \\ \mathbf{x}^{u2} &= \{r_2 \cdot \mathbf{x}_i^T + (1-r_2) \cdot \mathbf{x}_i^M\} \end{aligned}, \quad i = 1, 2, \dots, d \quad (4.3.14)$$

Pentru cromozomi cu două variabile, Fig. 4.3.7.a prezintă linia pe care pot lua naștere urmașii dacă valorile matricei r sunt în intervalul $[0;1]$, iar Fig. 4.3.7.b prezintă situația în care se depășesc limitele intervalului.

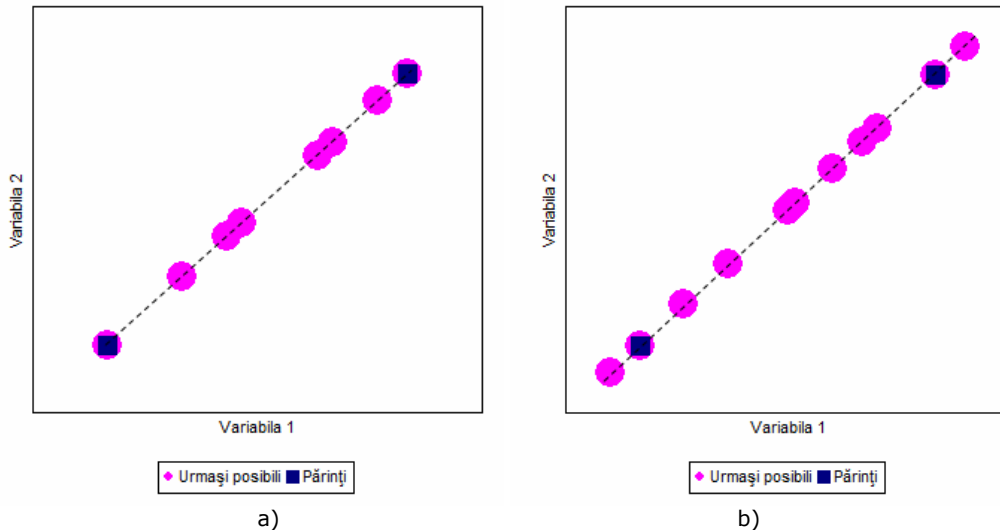


Fig. 4.3.7. Poziții posibile ale urmașilor după recombinația liniară
a) $r \in [0;1]$; b) $r \in [-0,1;1,1]$;

În exemplul de mai jos (tabelul 4.3.8), valorile matricei r au fost generate în intervalul $[-0,25;1,25]$. Pentru urmașul al doilea valoarea r_2 este 1.14766, deci valorile noilor variabile, vor ieși din limitele stabilite de părinți.

Tabelul 4.3.8. Exemplu de recombinație liniară, pentru funcția Schwefel cu $Nvar=4$

x^M	237,442	401,525	-133,743	97,610
x^T	-100,850	231,523	392,484	-371,554
r	0,276163			
	1,147659			
x^{u1}	-7,426	278,471	247,159	-241,988
x^{u2}	-150,802	206,421	470,186	-440,831

4.3.5 Mutația

Mutația înlocuiește valoarea unei gene (valoarea unei variabile) cu o valoare generată aleator sau controlat. Mutația se realizează cu o anumită probabilitate μ , numită în continuare rata de mutație. Acest parametru indică numărul de gene (variabile) din întreaga populație ce vor fi modificate, $n_{gm} = \mu \cdot d \cdot n_c$. Lista cromozomilor și pozițiile genelor care vor suferi mutație se stabilesc în mod aleatoriu.

Se consideră ℓ_{mut} , poziția într-un cromozom oarecare x_i , a unei gene care va fi modificată. Dacă se folosește metoda de generare aleatoare a noi valori (*mutație aleatoare*) valoarea genei după mutație va deveni:

$$x_{i,\ell_{mut}} = a, \quad i \in \{1, 2, \dots, n_c\} \quad (4.3.15)$$

$a = \text{aleatoriu în intervalul } [x_{min}; x_{max}]$

În tabelul 4.3.9 se prezintă rezultatele aplicării mutației aleatoare pentru funcția Schwefel, cu $d = 2$ și $n_c = 8$. Rata de mutație este 0,2 deci vor suferi mutației 3 variabile ($n_{gm} = 0,2 \cdot 2 \cdot 8 = 3,2$).

Tabelul 4.3.9. Exemplu mutație aleatoare

Cromozom	Valori după recombinare		Variabilele care vor suferi mutație (Cromozom, genă)	Valori după mutație	
	x_1	x_2		x_1	x_2
x_1	228,696	-87,801	(2,2)	228,696	-87,801
x_2	116,366	83,807		116,366	-93,838
x_3	103,525	-136,092	(3,1)	254,047	-136,092
x_4	103,525	-136,092		103,525	-136,092
x_5	160,529	199,478	(5,2)	160,529	-202,033
x_6	123,873	49,437		123,873	49,437
x_7	85,071	419,718		85,071	419,718
x_8	266,359	207,637		266,359	207,637

În [Muh94] este propusă o metodă de mutație care adaugă sau scade la valoarea curentă a variabilei o cantitate proporțională cu domeniul de definiție. Se consideră ℓ_{mut} , poziția într-un cromozom oarecare x_i , a unei gene care va fi modificată. Relația după care se realizează acest tip de mutație este:

$$x_{i,\ell_{mut}} = x_{i,\ell_{mut}} \pm (x_{\max} - x_{\min}) \cdot pas \cdot 2^{-a \cdot precizie} \quad (4.3.16)$$

$a = \text{aleatoriu în intervalul } [0;1]$

Valorile obișnuite pentru *pas* și *precizie* sunt:

$$pas = 10^{-1}, 10^{-2}, \dots, 10^{-6}$$

$$precizie = 4, 5, \dots, 20$$

Pasul mutației pornește de la valoarea 0,1 și poate fi scăzut în trepte (de obicei cu un ordin de mărime), după un anumit număr de iterații, pentru o căutare mai fină în jurul optimului găsit la un moment dat. Din acest motiv această metodă se va denumi în continuare *mutație cu pas variabil*. Numărul de iterații pentru care pasul rămâne neschimbat, depinde de problemă și se stabilește pe baza experienței.

În tabelul 4.3.10 se prezintă rezultatele aplicării mutației cu pas variabil pentru funcția Schwefel, cu $d = 2$ și $n_c = 8$. Rata de mutație este 0,4 deci vor suferi mutației 6 variabile ($n_{gm} = 0,4 \cdot 2 \cdot 8 = 6,4$). În exemplu pasul este 0,1 și precizia 4.

Tabelul 4.3.10. Exemplu mutație cu pas variabil

Cromozom	Valori după recombinare		Variabilele care vor suferi mutație (Cromozom, genă)	Valori după mutație	
	x_1	x_2		x_1	x_2
x_1	-247,110	-50,631	(2,1)	-247,110	-50,631
x_2	4,736	-25,861	(2,2)	-17,872	6,928
x_3	450,973	436,907	(3,2)	450,973	424,932
x_4	450,973	436,907	(5,2)	450,973	436,907
x_5	-340,343	-160,946	(6,2)	-340,343	-147,051
x_6	54,206	5,962	(7,1)	54,206	22,652
x_7	450,973	436,907		500,000	436,907
x_8	54,2062	5,962		54,206	5,962

În unele cazuri este posibil să se obțină valori în afara intervalului de definiție, cum foarte probabil s-a întâmplat pentru variabila (7,1). În această situație, variabila care a depășit limita ia valoarea limitei depășite.

4.3.6. Elitismul

Elitismul presupune copierea unui număr dintre cei mai buni indivizi nealterați în generația următoare. De obicei, se copiază un singur individ \mathbf{x}_{elit} , asigurând în acest mod păstrarea celei mai bune soluții găsite la un anumit moment. Această soluție este copiată pe prima poziție a următoarei generații (indicele superior se referă la numărul generației):

$$\begin{aligned} f(\mathbf{x}_{elit}^t) &= \min\{f(\mathbf{x}_i^t)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \\ \mathbf{x}_1^{t+1} &= \mathbf{x}_{elit}^t \end{aligned} \quad (4.3.17)$$

4.3.7. Criterii de oprire

În general, se folosesc două criterii de terminare a algoritmului:

- plafonarea rezultatului; soluția găsită la un moment dat nu mai poate fi îmbunătățită semnificativ, pe parcursul unui număr de generații stabilit dinainte;
- atingerea numărului maxim de iterații; criteriu folosit ca soluție de rezervă.

4.4. Acordarea și evaluarea AG utilizând funcții test

În baza algoritmului prezentat în subcapitolul 4.3 a fost creată o aplicație software pentru determinarea minimului funcțiilor matematice. Au fost implementate toate metodele de realizare a operatorilor genetici.

Pentru testarea algoritmului genetic s-au folosit trei funcții care pot lua oricâte variabile. Deoarece nu există un consens în ceea ce privește setările unui algoritm genetic a fost analizată, pentru toate cele trei funcții, influența celor mai importanți parametri: mărimea populației, rata de recombinare și rata de mutație. În scopul optimizării algoritmului genetic, experiența a demonstrat că este nevoie și de determinarea variantei optime de mutație, în faza de acordare.

4.4.1. Instrumentul soft

Aplicația a fost dezvoltată în mediul de programare oferit de Matlab2012®. Pentru a facilita configurarea algoritmului genetic s-a realizat interfața grafică din figura 4.4.1.

Aplicația permite selectarea și afișarea funcțiilor test din grupul de butoane *Selectare Funcție Test*. Dacă se apasă butonul *Afișare Funcție* se va deschide o fereastră în care sunt oferite relația și intervalul de definiție a funcției, soluția obținută prin metode deterministe și o reprezentare tridimensională (fig. 4.4.2).

Din panoul *Configurare Algoritm Genetic* se fac setările algoritmului. În primul rând se stabilesc: numărul de variabile, mărimea populației, rata de recombinare și rata de mutație. Dacă se dorește un algoritm elitist, se va trece valoarea 1 în căsuța *Elitism*.

În panoul *Tipul de Selecție* se selectează varianta dorită. Dacă metoda aleasă are parametru, căsuța corespunzătoare va fi activată, iar celelalte dezactivate. Din grupul de butoane *Tipul de Recombinare* se alege metoda dorită pentru recombinare, iar din panoul *Tipul de Mutație*, metoda de mutație. Dacă se bifează mutația cu pas variabil se vor activa căsuțele de editare în care pot fi introduse: numărul de iterații după care pasul se modifică, pasul inițial și precizia.

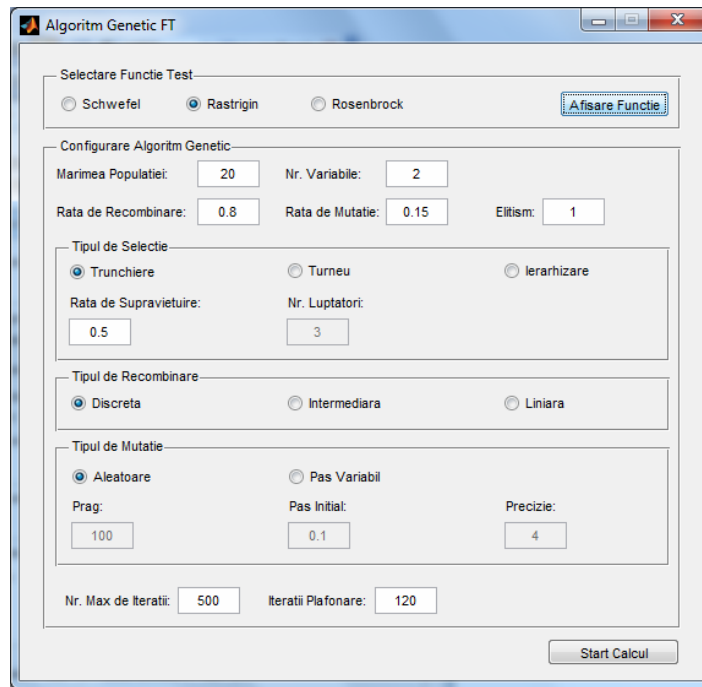


Fig. 4.4.1. Interfața grafică a aplicației pentru testarea AG

Ultimele setări se referă la criteriile de oprire. Se pot stabili numărul maxim de iterații și numărul de iterații pentru care să se verifice condiția de plafonare a rezultatului.

După stabilirea funcției, numărului de variabile și a parametrilor AG doriți se apasă butonul *Start Calcul* pentru pornirea algoritmului.

Rezultatele sunt salvate în directorul *Rezultate* în format *.csv, prin appendarea fișierului *rezultate.csv*. Pentru fiecare rulare în acest fișier se rețin numărul funcției, numărul de variabile, toți parametrii algoritmului și soluția.

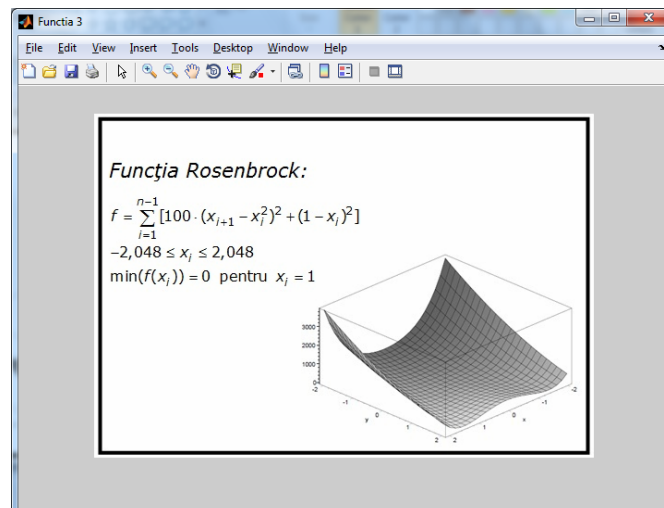


Fig. 4.4.2. Fereastra pentru afișarea funcției

Soluția este afișată și într-o fereastră de tip listă, după fiecare rulare (fig. 4.4.3.a). De asemenea se afișează și un grafic de evoluție a valorii minime, medii și maxime ale funcției f , în funcție de generație (fig. 4.4.3.b).

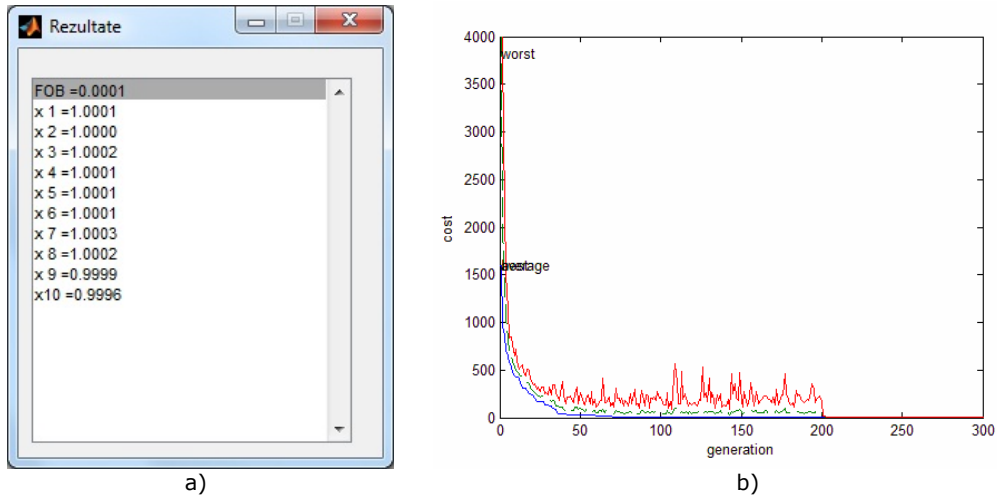


Fig. 4.4.3. a) fereastra pentru afișarea soluției
b) graficul de evoluție al valorilor funcției

Schema logică a instrumentului software, variantele de configurare și parametri sunt prezentate în fig. 4.4.4.

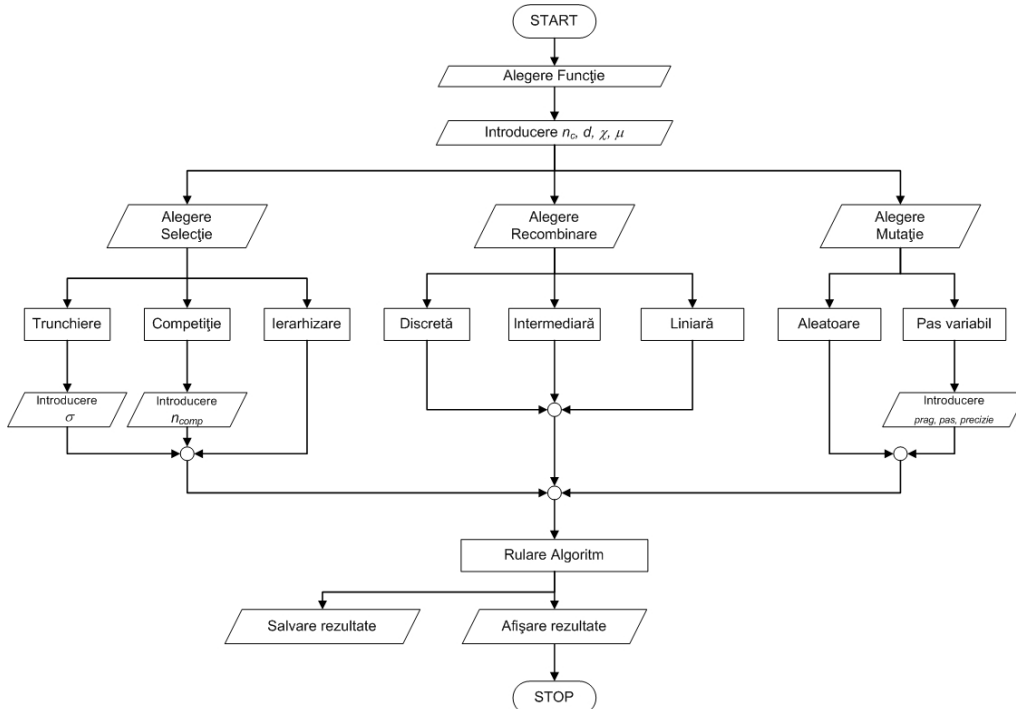


Fig. 4.4.4. Schema logică a programului pentru testarea AG

4.4.2. Studii de caz

Pentru ajustarea parametrilor și validarea algoritmului genetic s-au folosit trei funcții des întâlnite ca funcții de testare în literatura de specialitate: Schwefel, Rastrigin și Rosenbrock.

Analiza influenței celor mai importanți parametri se face în următoarele condiții:

- numărul de variabile pentru fiecare funcție $d = 5$ și $d = 10$;
- ca metodă de selecție este folosită selecția prin trunchiere cu o rata de supraviețuire $\sigma = 0,5$; acest procedeu garantează selectarea celor mai buni indivizi într-un timp de calcul mic;
- metoda de recombinare preferată este cea intermediară, aceasta asigurând o diversitate mare a populației;
- sunt testate ambele metode de mutație; în cazul mutației cu pas variabil, pasul mutației este scăzut la fiecare 200 de iterații;
- numărul maxim de iterații este stabilit la 5000 de iterații;
- algoritmul se oprește dacă pentru 200 de iterații nu s-a îmbunătățit soluția sau dacă s-a atins numărul maxim de iterații;
- pentru fiecare situație algoritmul este rulat de 20 de ori.

Influența parametrilor este analizată pentru următoarele valori:

- mărimea populației: $n_c = \{20; 40; 60; 80; 100\}$;
- rata de recombinare: $\mu = \{0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9\}$;
- rata de mutație: $\chi = \{0,01; 0,05; 0,1; 0,25; 0,5\}$;

Atunci când nu fac subiectul studiului, mărimea populației este $n_c = 20$ de cromozomi și rata de recombinare $\mu = 0,8$. Tipul și rata de mutație sunt stabilite după rularea unui test.

După stabilirea parametrilor optimi pentru fiecare funcție se prezintă valorile obținute pentru diferite combinații ale metodelor de implementare ale operatorilor genetici. Cazurile considerate sunt alcătuite din combinații ale metodelor de selecție și recombinare și sunt prezentate în tabelul 4.4.1. Pentru fiecare caz algoritmul a fost rulat de 50 de ori.

Tabelul 4.4.1. Cazurile considerate pentru testarea algoritmului

	AG1	AG2	AG3	AG4	AG5
Selecție	Trunchiere	Turneu	Ierarhizare	Trunchiere	Trunchiere
• Rata de supraviețuire:	0.5	-	-	0.5	0.5
• Nr. de competitori:	-	$n_c/4$	-	-	-
Recombinare	Intermediară	Intermediară	Intermediară	Discretă	Liniară

4.4.2.1. Funcția Rastrigin

Funcția Rastrigin este o funcție neliniară multimodală (relația 4.4.1). Ea se bazează pe funcția De Jong la care se adaugă funcția cosinus pentru a se produce frecvent minime locale, însă acestea au o distribuție regulată [Mar2005]. Datorită numărului mare de minime locale, algoritmi genetici întâmpină dificultăți mari în găsirea minimului global al acestei funcții [Dig2000]. Reprezentarea tridimensională a funcției se regăsește în fig. 4.4.5. Optimumul global este $f(x_i) = 0$ pentru $x_i = 0$.

$$f = 10 \cdot n + \sum_{i=1}^n (x_i^2 - 10 \cdot \cos(2\pi \cdot x_i)), \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4.4.1)$$

$$-5.12 \leq x_i \leq 5.12$$

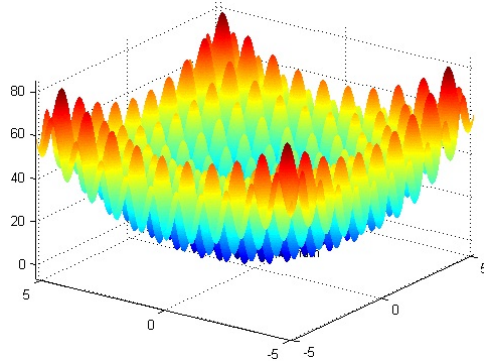


Fig. 4.4.5. Reprezentarea tridimensională a funcției Rastrigin

1) Funcția Rastrigin cu 5 variabile

Figura 4.4.6 prezintă evoluția valorilor minime, medii și maxime ale funcției și media valorilor variabilelor, în cazul folosirii mutației aleatoare. Se observă că pentru ratele de mutație 0,05 și 0,1 s-au obținut cele mai bune rezultate.

Așa cum se observă din figura 4.4.7, în cazul mutației cu pas variabil s-a obținut cel puțin o dată rezultatul real pentru fiecare situație. Și de această dată rate de mutație mici (0,05 și 0,1) au condus la cel mai bun rezultat, însă intervalul de variație a variabilelor a fost mai mare.

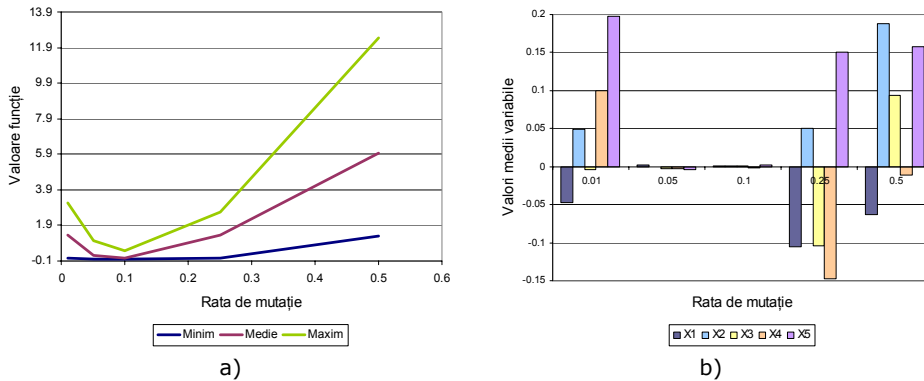


Fig. 4.4.6. Influența ratei de mutație în cazul mutației aleatoare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)

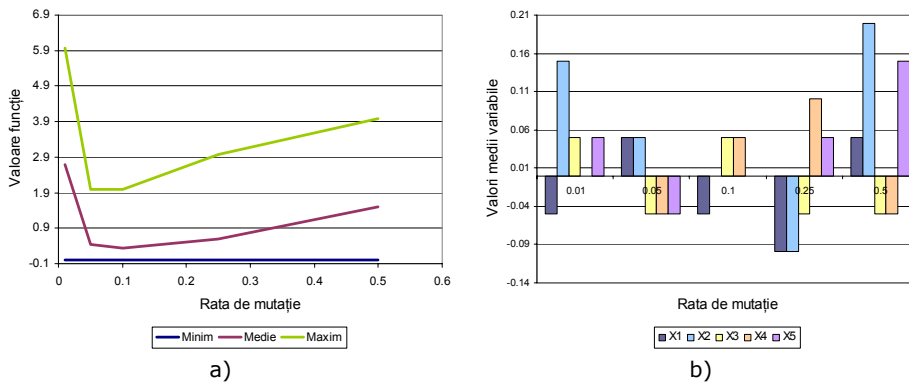


Fig. 4.4.7. Influența ratei de mutație pentru mutația cu pas variabil (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)

În continuare se va folosi mutația aleatoare cu o rată de 0,05.

Fig. 4.4.8 prezintă influența ratei de recombinare. Pentru o rată de recombinare de 0,8 valorile variabilelor sunt cel mai bine concentrate în jurul soluției. O populație prea vastă conduce la degradarea soluției așa cum se observă din Fig. 4.4.9.

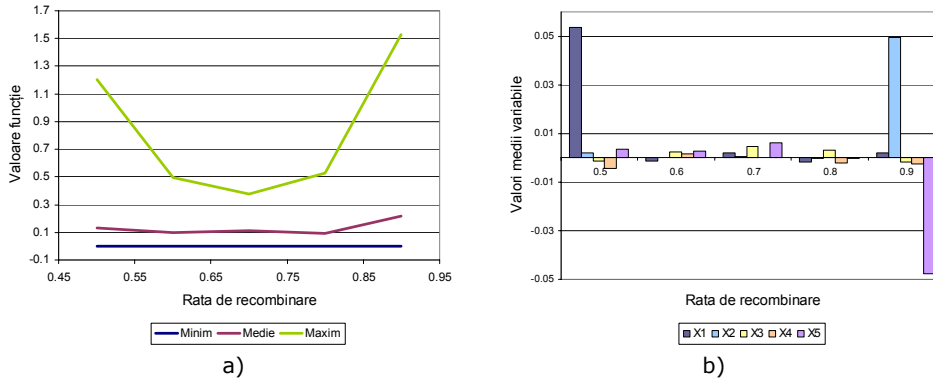


Fig. 4.4.8. Influența ratei de recombinare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)

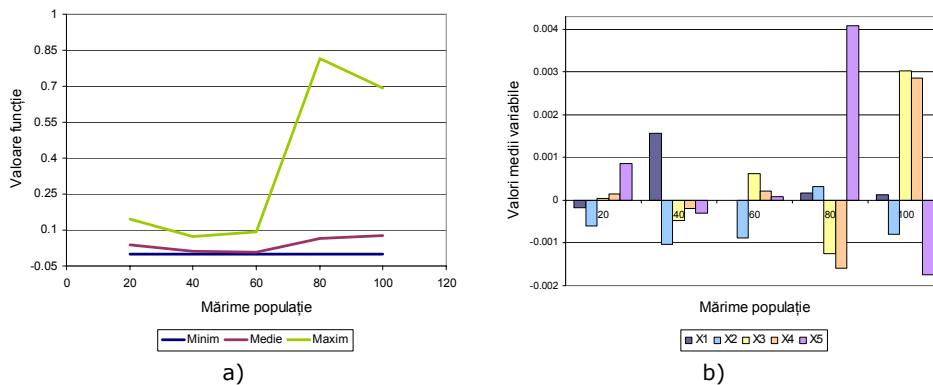


Fig. 4.4.9. Influența mărimii populației (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)

2) Funcția Rastrigin cu 10 variabile

Din Fig. 4.4.10 se observă că pentru mutația aleatoare cu o rată de 0.05 se obțin constant rezultate foarte bune. Mutația cu pas variabil, chiar pentru rate de mutație mici oferă rezultate nesatisfăcătoare (Fig. 4.4.11).

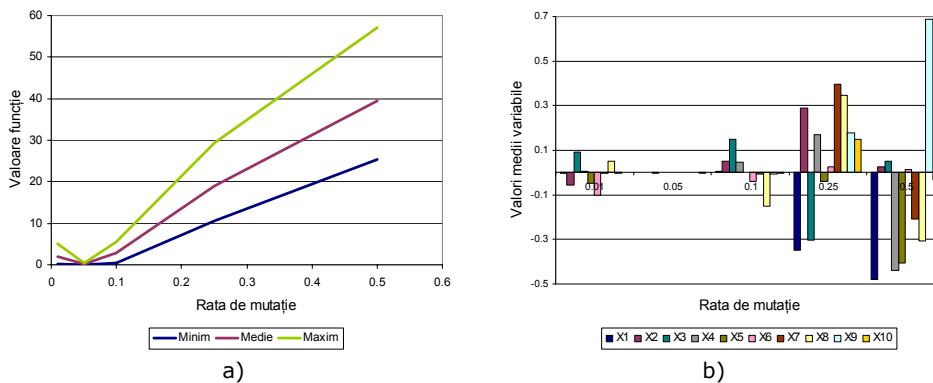


Fig. 4.4.10. Influența ratei de mutație în cazul mutației aleatoare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)

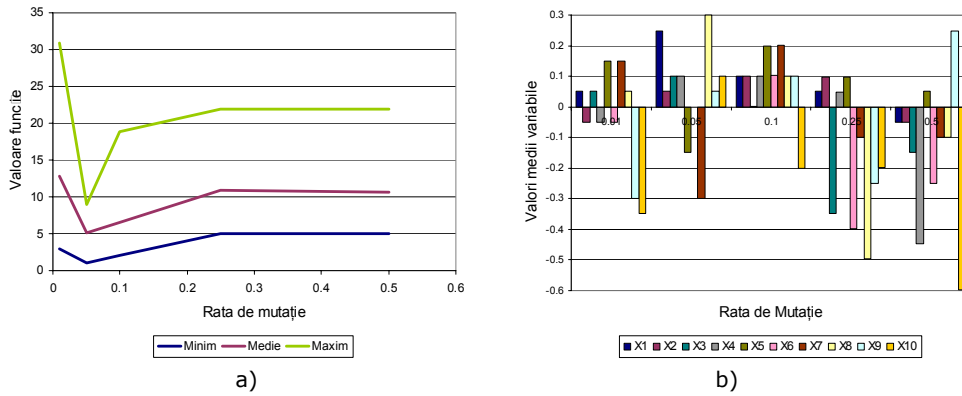


Fig. 4.4.11 Influența ratei de mutație în cazul mutației cu pas variabil (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)

În continuare se va folosi mutația aleatoare cu o rata de 0,05.

Figura 4.4.12 prezintă influența ratei de recombinare. Soluțiile sunt concentrate în jurul minimului global pentru rate de 0,7 și 0,8. Influența dimensiunii populației este prezentată în Fig. 4.4.13 Ca și în cazul cu 5 variabile, populațiile de dimensiuni mari au efect negativ asupra calității soluției.

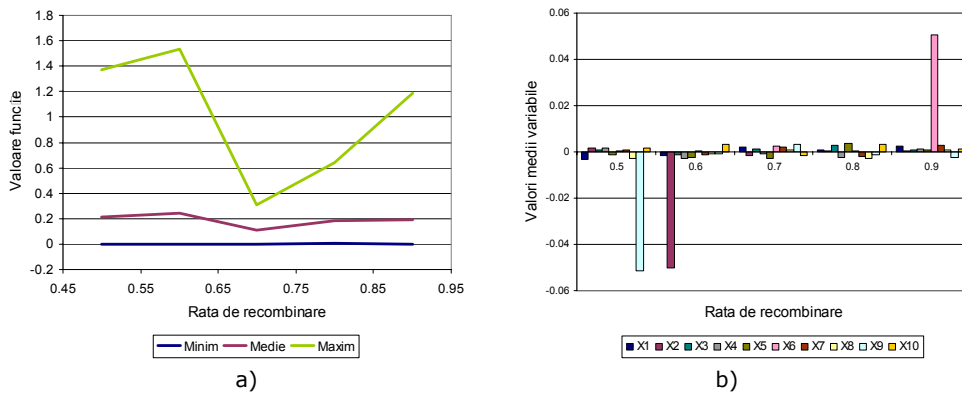


Fig. 4.4.12. Influența ratei de recombinare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)

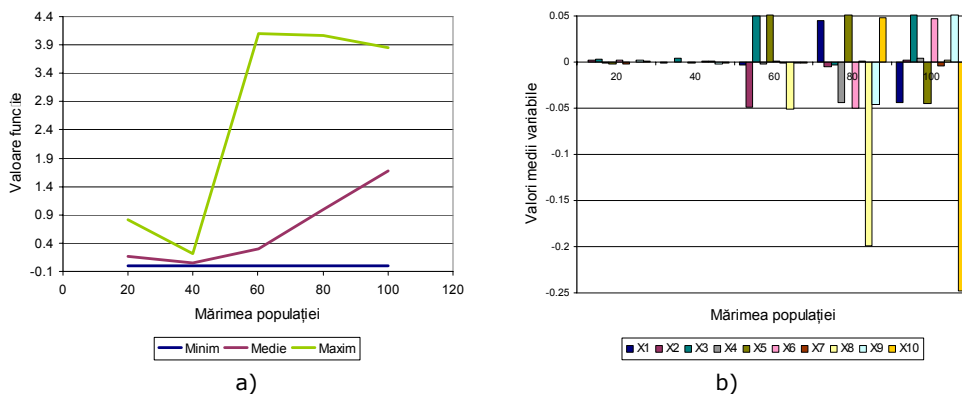


Fig. 4.4.13. Influența mărimii populației (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=0$)

În continuare sunt oferite rezultatele obținute pentru funcția Rastrigin pentru cazurile AG1-AG5 (descrise în tabelul 4.4.1). Parametri algoritmului au fost stabiliți în baza celor prezentate mai sus, astfel:

- dimensiunea populației: $n_c = 20$;
- rata de recombinare: $\chi = 0,8$;
- tipul mutației: aleatoare;
- rata de mutației: $\mu = 0.05$;

Tabelul 4.4.2. Rezultate obținute pentru funcția Rastrigin cu 5 variabile

	AG1	AG2	AG3	AG4	AG5
Valoare medie $f(\mathbf{x}_i)$	0,185407	0,149573	0,0000033	0,189890	0,198500
Valoare minimă $f(\mathbf{x}_i)$	0,000015	0,000001	0	0,004598	0
Valoare medie x_1	-0,041884	-0,000229	0,0000023	-0,002768	-0,019844
Valoare medie x_2	-0,000302	-0,002589	0,0000120	0,002462	0,020353
Valoare medie x_3	-0,001961	0,000925	0,0000013	-0,000226	-0,001111
Valoare medie x_4	0,040727	0,003319	-0,0000029	-0,003553	-0,000158
Valoare medie x_5	0,000866	0,020987	-0,0000001	-0,000201	0,000946

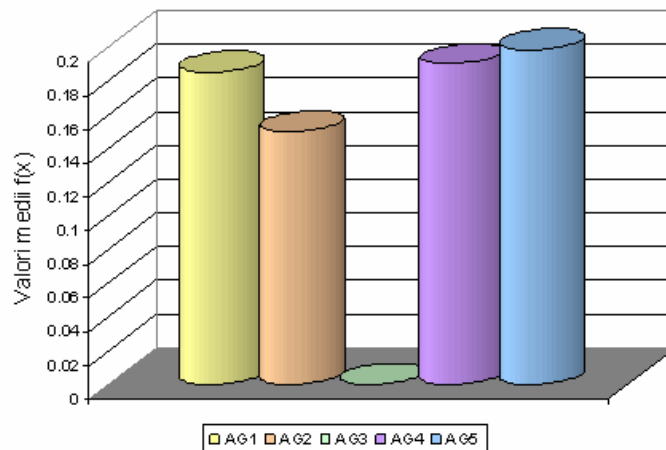


Fig. 4.4.14. Valori $f(x_i)$ pentru funcția Rastrigin cu 5 variabile; în cazurile AG1-AG5

Analiza rezultatelor din tabelul 4.4.2 și a fig. 4.4.14 evidențiază următoarele concluzii:

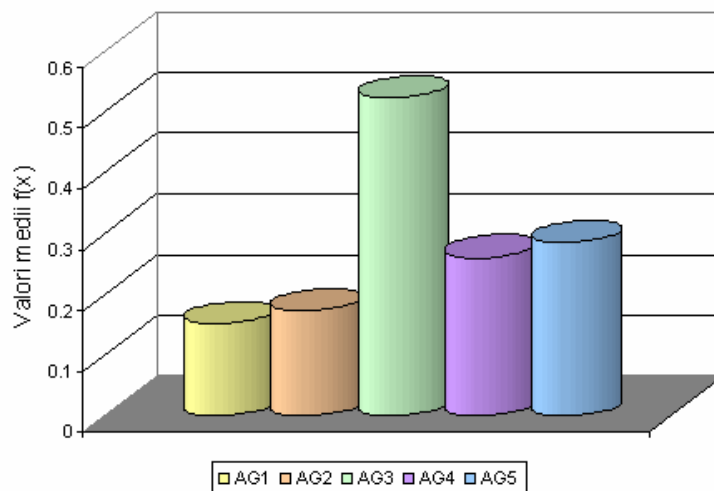
- cele mai bune rezultate s-au obținut pentru cazul AG3, selecție prin ierarhizare și recombinare intermediară;
- media valorilor $f(x_i)$ variază în intervalul $[3,34 \cdot 10^{-6}; 0,1899]$;
- media valorilor x_i variază în intervalul $[-0,0419; 0,04073]$, ambele valori întâlnindu-se în cazul AG1 (selecție prin trunchiere și recombinare intermediară);
- efectul selecției prin ierarhizare este definitoriu în această situație.

Analiza rezultatelor din tabelul 4.4.3 și a Fig. 4.4.15 evidențiază următoarele concluzii:

- cele mai bune rezultate s-au obținut pentru cazul AG1, selecție prin trunchiere și recombinare intermediară;
- media valorilor $f(x_i)$ variază în intervalul $[0,1509; 0,5227]$;
- media valorilor x_i variază în intervalul $[-0,02037; 0,03918]$, ambele valori întâlnindu-se în cazul AG3 (selecție prin ierarhizare și recombinare intermediară);

Tabelul 4.4.3 Rezultate obținute pentru funcția Rastrigin cu 10 variabile

	AG1	AG2	AG3	AG4	AG5
Valoare medie $f(\mathbf{x}_i)$	0,150910	0,171390	0,522728	0,259589	0,284703
Valoare minimă $f(\mathbf{x}_i)$	0,00937	0,001204	0,022139	0,014719	0,003916
Valoare medie x_1	-0,000174	0,000043	0,003477	0,000043	0,003477
Valoare medie x_2	0,000042	0,002948	-0,000121	0,002948	-0,000121
Valoare medie x_3	-0,000810	0,000372	-0,002237	0,000372	-0,002237
Valoare medie x_4	-0,000595	-0,001604	0,039177	-0,001604	0,039177
Valoare medie x_5	-0,000172	-0,001529	-0,018888	-0,001529	-0,018888
Valoare medie x_6	0,000401	-0,001208	-0,000019	-0,001208	-0,000020
Valoare medie x_7	0,000721	-0,000114	-0,001843	-0,000114	-0,001843
Valoare medie x_8	0,001606	0,000358	-0,020368	0,000358	-0,020368
Valoare medie x_9	-0,000512	-0,000651	0,018888	-0,000651	0,018887
Valoare medie x_{10}	0,001083	0,000016	-0,000840	0,000016	-0,000840

Fig. 4.4.15. Valori $f(x_i)$ pentru funcția Rastrigin cu 10 variabile; în cazurile AG1-AG5

- spre deosebire de situația anterioară, selecția prin ierarhizare, a condus la obținerea frecventă a unor rezultate slabe; acest fapt se datorează scăderii intervalelor de probabilitate o dată cu creșterea numărului de variabile.
- se observă un comportament mai bun în cazul selecției prin trunchiere; acest tip de selecție trebuie asociat cu metode puternice de recombinare;
- în cazul celorlalte combinații, se produc variații mult mai mici decât în cazul AG3, la creșterea numărului de variabile.

4.4.2.2. Funcția Schwefel

La fel ca și funcția Rastrigin și această funcție este un exemplu tipic de funcție neliniară multimodală. Funcția Schwefel (relația 4.4.2) este caracterizată prin distanța mare dintre minimul global și minimul următor [Dig2000]. Datorită acestei distanțe există posibilitatea ca algoritmul de căutare să se îndrepte în direcția greșită [Mar2005]. Reprezentarea tridimensională a funcției se regăsește în fig. 4.4.16. Optimumul global este $f(x_i) = 0$ pentru $x_i = 420,9687$.

$$f = 418,9829 \cdot n \cdot \sum_{i=1}^n [-x_i \cdot \sin(\sqrt{|x_i|})], \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4.4.2)$$

$$-500 \leq x_i \leq 500$$

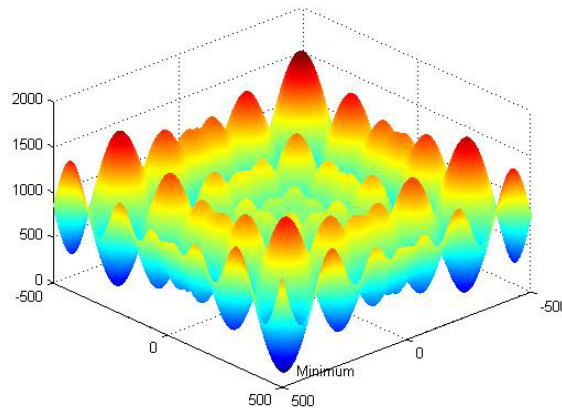


Fig. 4.4.16. Reprezentarea tridimensională a funcției Schwefel

1) Funcția Schwefel cu 5 variabile

Figura 4.4.17 prezintă cazul modificării ratei de mutație pentru mutația aleatoare. Cele mai bune soluții s-au obținut repetat pentru valori mici ale ratei de mutație: 0,01 și mai ales 0,05 și 0,1.

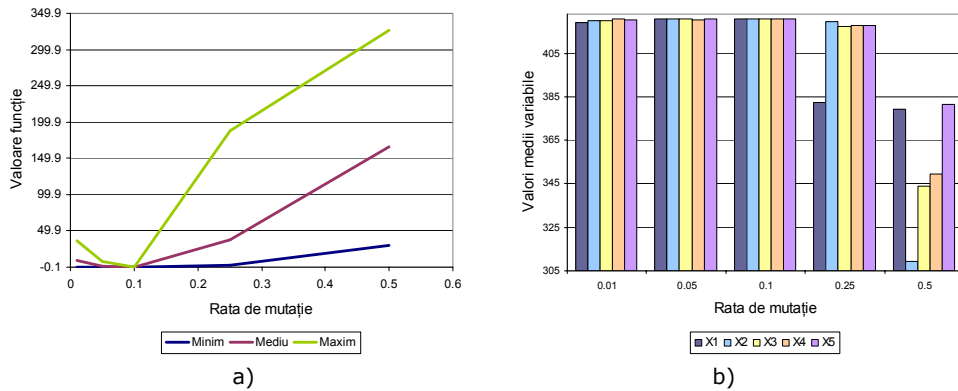


Fig. 4.4.17. Influența ratei de mutație în cazul mutației aleatoare
(valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)

Figura 4.4.18 prezintă influența mutației pentru cazul mutației cu pas variabil. Soluția reală nu a fost găsită în nici o situație, dar se observă o ușoară tendință de îmbunătățire o dată cu creșterea ratei de mutație.

În continuare se va folosi mutația aleatoare cu o rata de 0,05.

Figura 4.4.19 prezintă efectul modificării ratei de recombinare. În toate situațiile se obțin valori în jurul celor reale, într-un interval mic comparativ cu intervalul de definiție al funcției $[-500;500]$.

Din figura 4.4.20 se poate observa că mărirea populației nu are efect benefic. Pentru populațiile peste 40 de cromozomi scade frecvența cu care se găsește soluția.

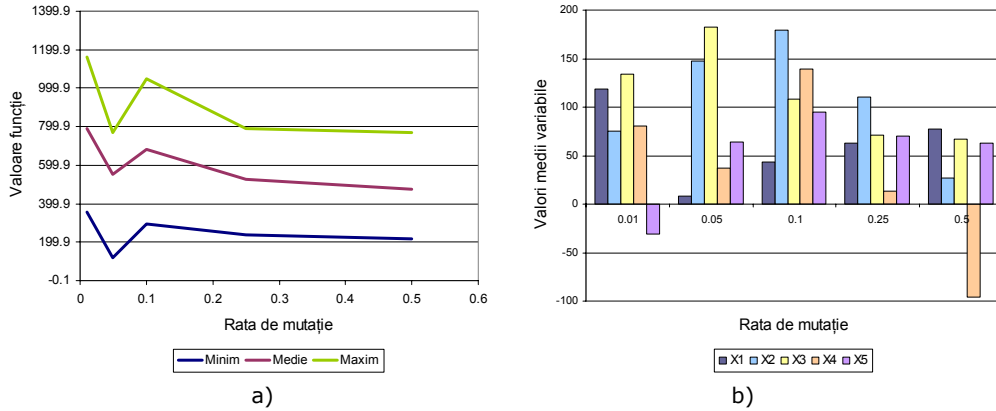


Fig. 4.4.18. Influența ratei de mutație în cazul mutației cu pas variabil (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)

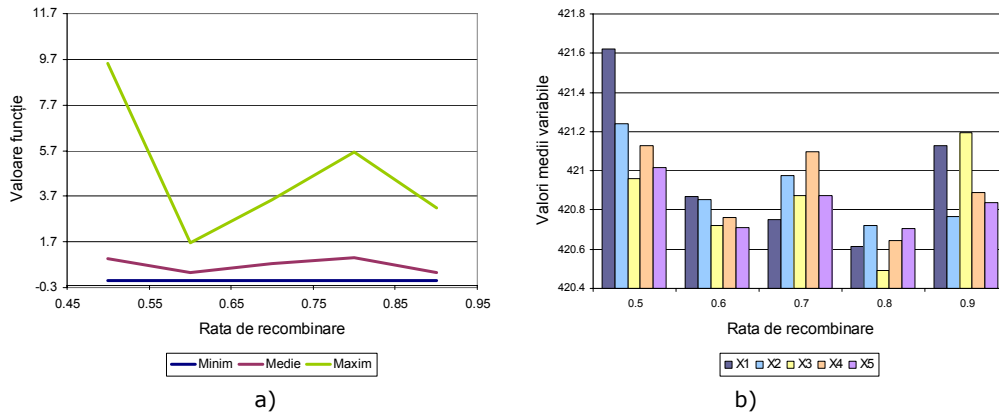


Fig. 4.4.19. Influența ratei de recombinare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)

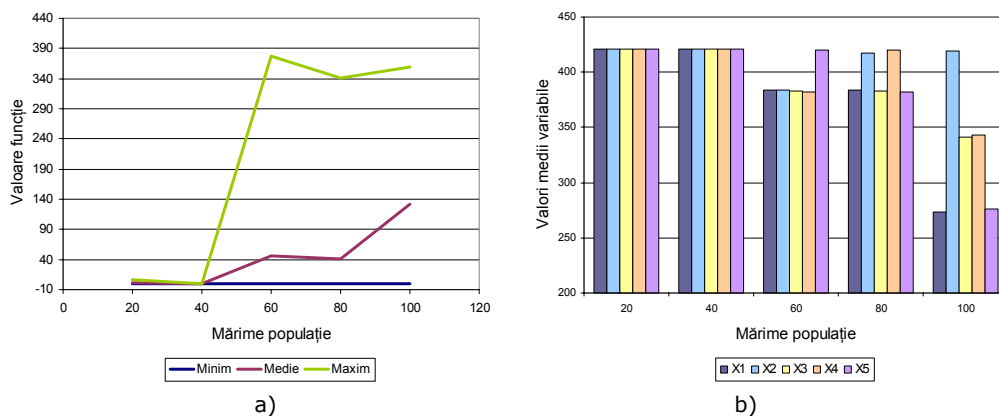


Fig. 4.4.20. Influența mărimii populației (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)

2) Funcția Schwefel cu 10 variabile

Figurile 4.4.21 și 4.4.22, confirmă concluzia de la cazul anterior. Pentru funcția Schwefel cea mai bună metodă de mutație este mutația aleatoare cu o rată mică. Și în această situație se observă o tendință de îmbunătățire a soluției pentru rate de mutație mari, dacă se folosește versiunea cu pas variabil.

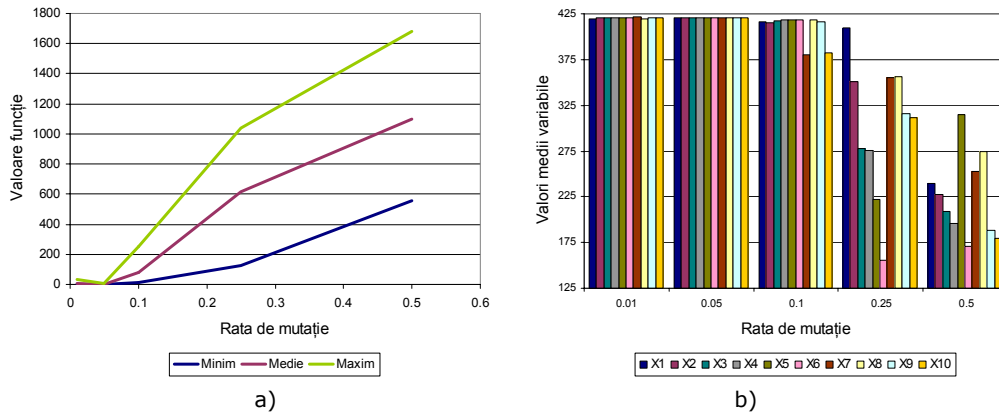


Fig. 4.4.21 Influența ratei de mutație în cazul mutației aleatoare
(valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)

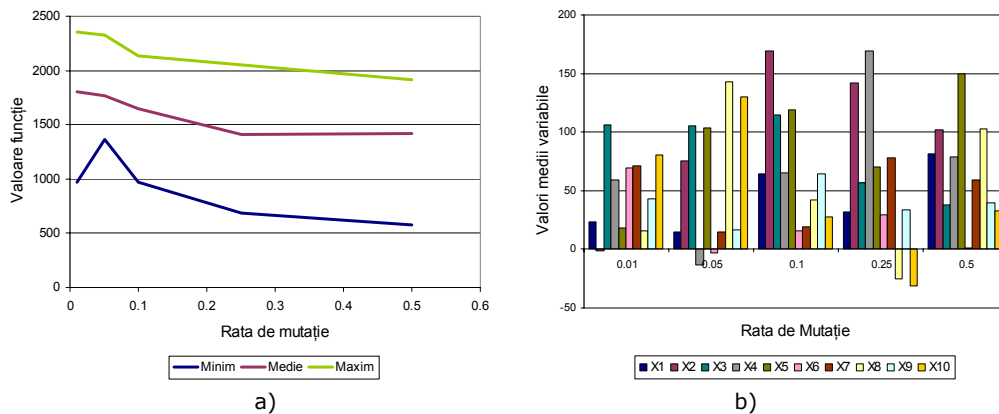


Fig. 4.4.22. Influența ratei de mutație în cazul mutației cu pas variabil
(valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)

În continuare se folosește mutația aleatoare cu rata 0,05.

Din figura 4.4.23 se observă că pentru rate de recombinare mari calitatea soluției se ameliorează. O populație prea vastă (peste 60 de indivizi), conduce și de această dată la intensificarea apariției soluțiilor nesatisfăcătoare, așa cum se vede în figura 4.4.24.

În continuare sunt oferite rezultatele obținute pentru funcția Schwefel pentru cazurile AG1-AG5 (descrise în tabelul 4.4.4). Parametri algoritmului au fost stabiliți în baza celor prezentate mai sus, astfel:

- dimensiunea populației: $n_c = 20$;
- rata de recombinare: $\chi = 0,7$;
- tipul mutației: aleatoare;
- rata de mutației: $\mu = 0.05$;

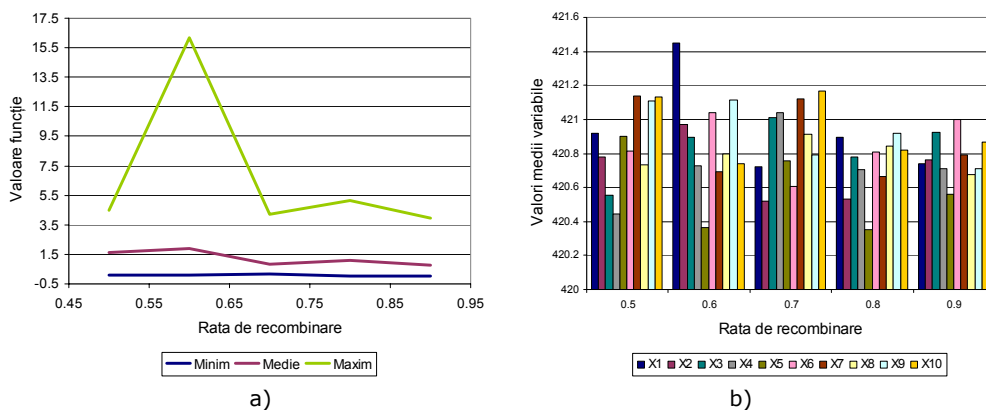


Fig. 4.4.23. Influența ratei de recombinare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)

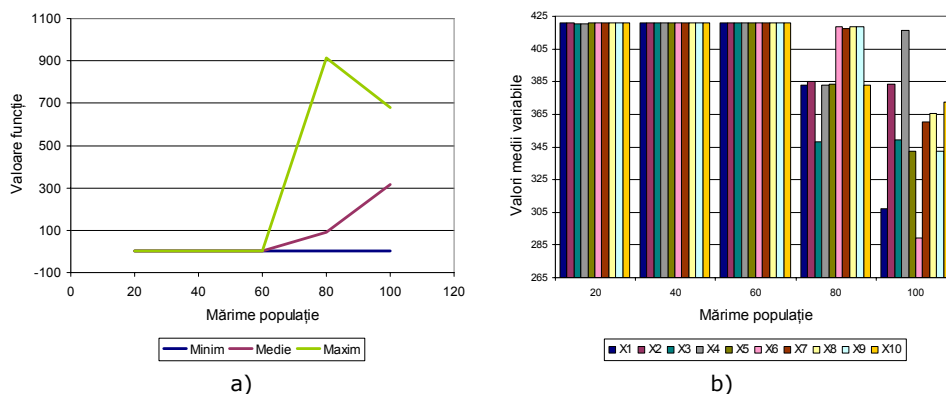


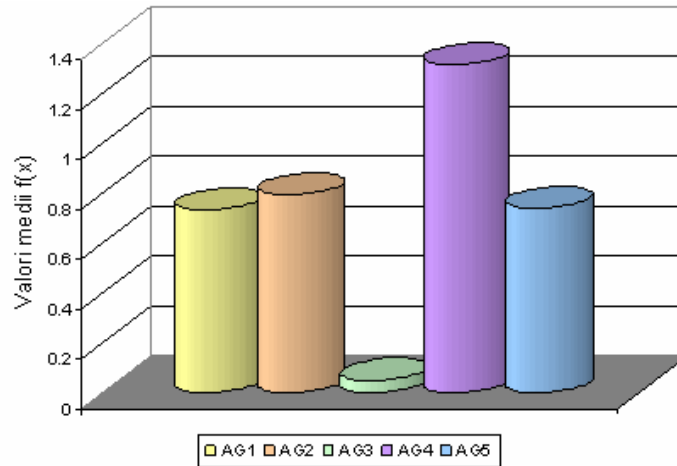
Fig. 4.4.24. Influența mărimii populației (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=420,9687$)

Tabelul 4.4.4. Rezultatele obținute pentru funcția Schwefel cu 5 variabile

	AG1	AG2	AG3	AG4	AG5
Valoare medie $f(x_i)$	0,734870	0,797696	0,052681	1,31785	0,743421
Valoare minimă $f(x_i)$	0,000025	0,004136	0	0,046423	0,000036
Valoare medie x_1	420,820	421,015	420,937	421,285	420,8911
Valoare medie x_2	420,620	420,640	420,980	420,560	421,000
Valoare medie x_3	420,740	420,760	420,980	421,060	421,040
Valoare medie x_4	420,900	420,860	420,900	420,560	420,90
Valoare medie x_5	420,860	421,200	420,980	421,180	421,020

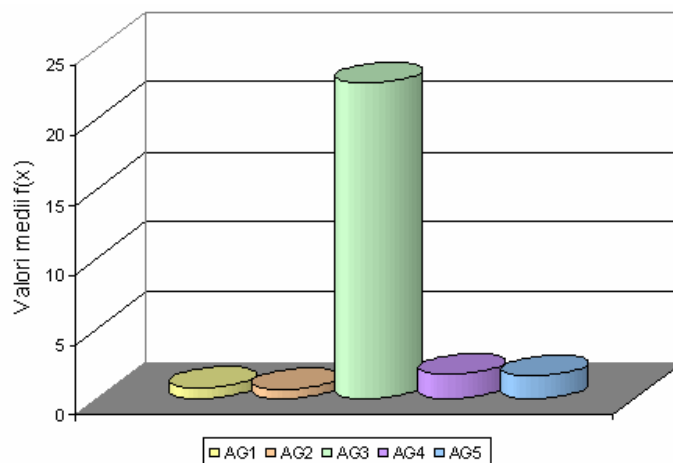
Analiza rezultatelor din tabelul 4.4.4. și a fig. 4.4.25 evidențiază următoarele concluzii:

- cele mai bune rezultate s-au obținut pentru cazul AG3, selecție prin ierarhizare și recombinare intermediară;
- media valorilor $f(x_i)$ variază în intervalul $[0,05268; 1,31785]$;
- media valorilor x_i variază în intervalul $420,56; 421,2846]$, ambele valori întâlnindu-se în cazul AG4 (selecție prin trunchiere și recombinare discretă);
- din nou selecția prin ierarhizare a produs rezultate foarte bune pentru un număr mic de variabile.

Fig. 4.4.25. Valori $f(x_i)$ pentru funcția Schwefel cu 5 variabile; în cazurile AG1-AG5

Tabelul 4.4.5. Rezultatele obținute pentru funcția Schwefel cu 10 variabile

	AG1	AG2	AG3	AG4	AG5
Valoare medie $f(x_i)$	0,793571	0,693569	22,6335	1,77926	1,65940
Valoare minimă $f(x_i)$	0,029274	0,005309	0,871066	0,168116	0,028139
Valoare medie x_1	420,816	420,878	418,852	420,798	420,964
Valoare medie x_2	421,020	420,860	418,460	420,820	420,780
Valoare medie x_3	420,740	420,920	419,340	420,840	420,600
Valoare medie x_4	420,940	420,640	417,940	421,000	420,660
Valoare medie x_5	420,700	421,000	418,960	420,900	420,680
Valoare medie x_6	420,900	420,980	419,180	420,760	420,900
Valoare medie x_7	420,800	420,820	418,740	421,020	420,980
Valoare medie x_8	421,000	421,080	417,680	420,820	420,780
Valoare medie x_9	420,860	420,960	418,780	421,180	420,660
Valoare medie x_{10}	420,869	420,873	417,999	421,091	420,673

Fig. 4.4.26 Valori $f(x_i)$ pentru funcția Schwefel cu 10 variabile; în cazurile AG1-AG5

Analiza rezultatelor din tabelul 4.4.5 și a fig. 4.4.26 evidențiază următoarele concluzii:

- cele mai bune rezultate s-au obținut pentru cazul AG2, selecție prin competiție și recombinare intermediară;
- media valorilor $f(x_i)$ variază în intervalul [0,69357; 22,6335];
- media valorilor x_i variază în intervalul [417,68; 421,18];
- pentru 10 variabile, selecția prin ierarhizare a condus la obținerea unor rezultate total nesatisfăcătoare;
- se observă că selecția prin trunchiere și selecția prin competiție combinate cu o metodă puternică de recombinare sunt adecvate și în acest caz;

4.4.2.3. Funcția Rosenbrock

Funcția Rosenbrock (relația 4.4.3) este o problemă clasică de optimizare. Optimul global se află interiorul unei văi lungi și înguste sub formă de parabolă. Algoritmii de căutare ajung ușor în interiorul văii, însă convergența la optimul global este dificilă. Această funcție este foarte frecvent folosită la testarea performanțelor algoritmilor de căutare [Mar2005]. Reprezentarea tridimensională a funcției se regăsește în fig. 4.4.27 Optimul global este $f(x_i) = 0$ pentru $x_i = 1$.

$$f = \sum_{i=1}^{n-1} [100 \cdot (x_{i+1} - x_i^2)^2 + (1 - x_i)^2] \quad (4.4.3)$$

$$-2,048 \leq x_i \leq 2,048$$

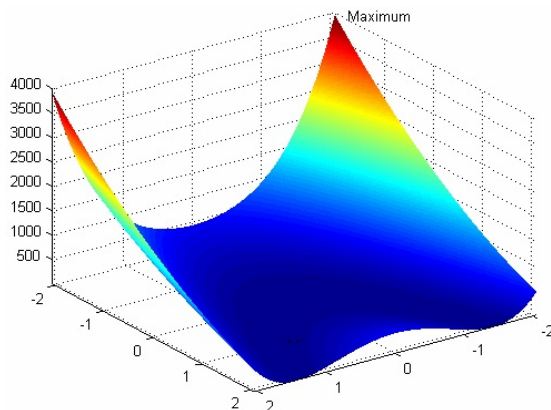


Fig. 4.4.27. Reprezentarea tridimensională a funcției Rosenbrock

1) Funcția Rosenbrock cu 5 variabile

Figura 4.4.28 prezintă evoluția valorilor funcției și media valorilor variabilelor, în cazul folosirii mutației aleatoare. Pentru valori mici ale ratei de mutație se obțin rezultate apropiate de minim, însă intervalul de variație a variabilelor este destul de larg.

Așa cum se observă din figura 4.4.29, dacă se folosește mutația cu pas variabil, cu rate de mutație mai mari se obține constant rezultatul real. În consecință, pentru analizele următoare se va folosi mutația cu pas variabil cu o rată de 0,25.

Influența ratei de recombinare este prezentată în figura 4.4.30. Modificarea acestui parametru a condus la variații foarte mici în valoare variabilelor (sub 10^{-4}) și în valoarea funcției obiectiv (sub 10^{-5}). De asemenea mărimea populației nu are o influență majoră asupra rezultatelor așa cum se poate deduce din figura 4.4.31.

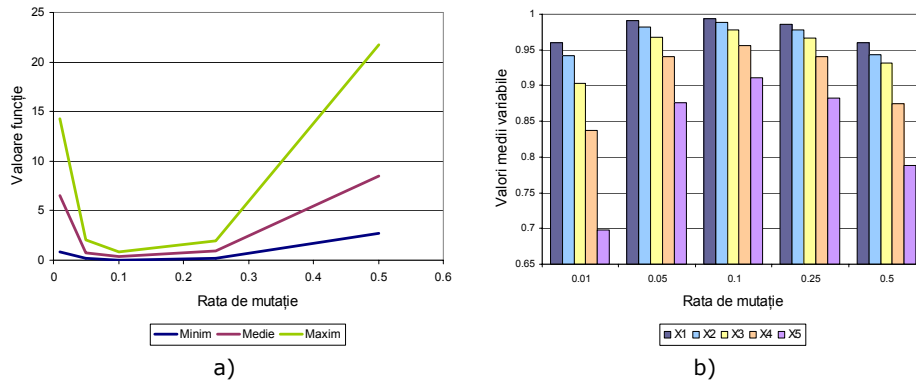


Fig. 4.4.28 Influența ratei de mutație în cazul mutației aleatoare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=1$)

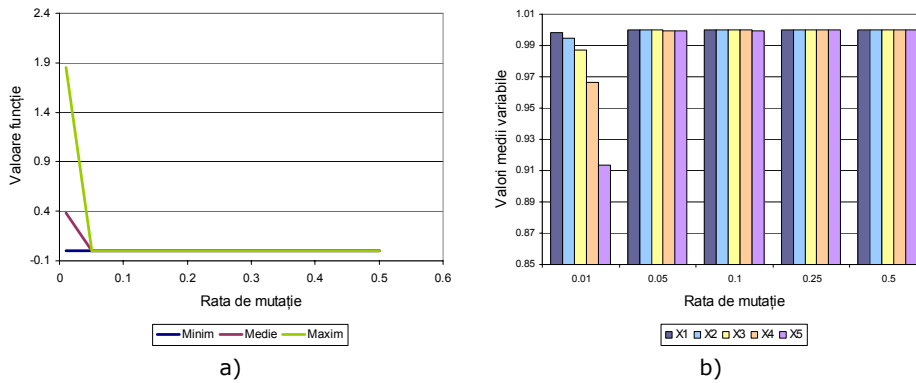


Fig. 4.4.29. Influența ratei de mutație în cazul mutației cu pas variabil (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=1$)

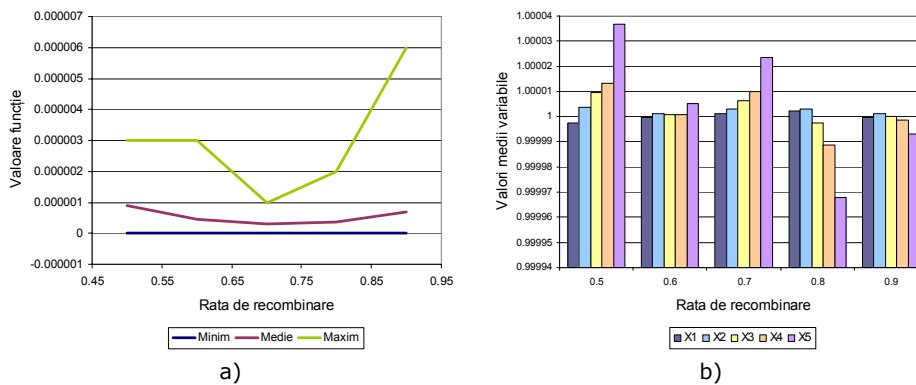
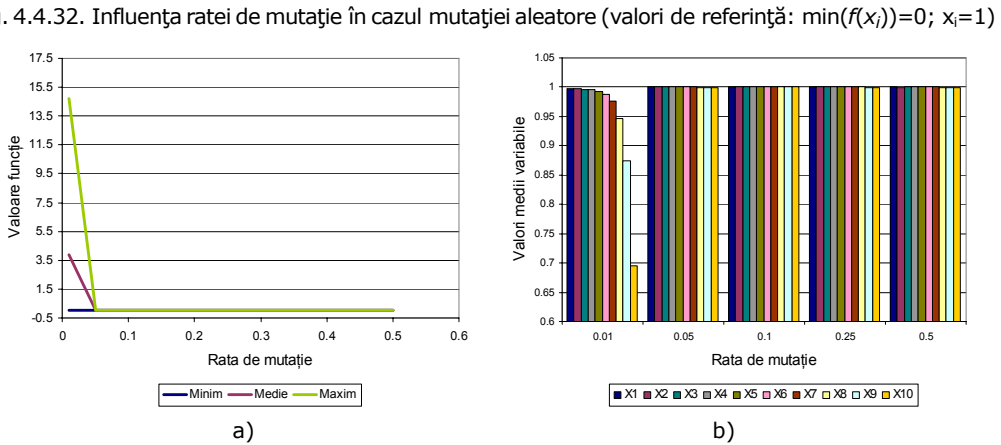
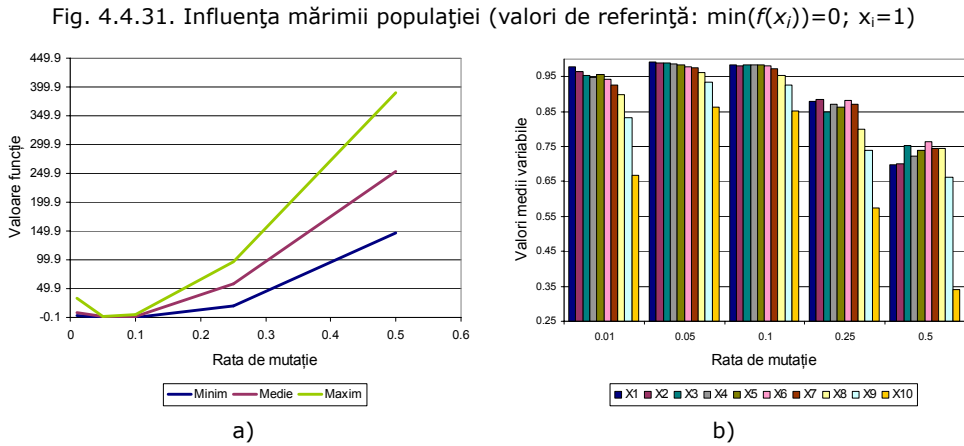
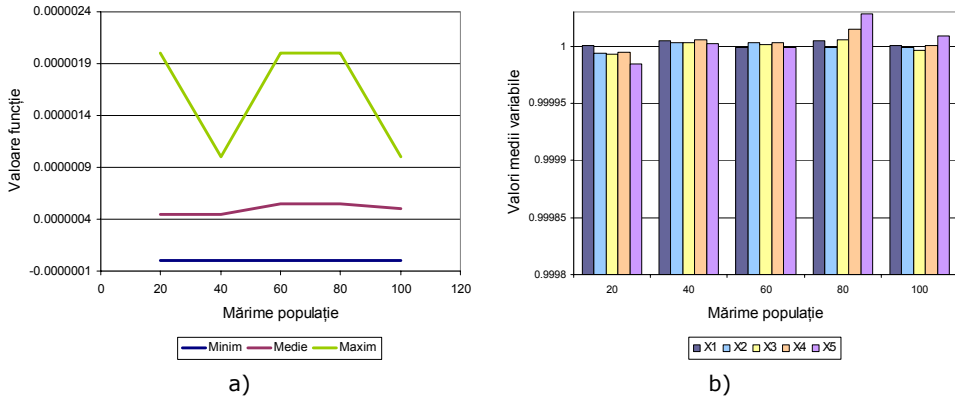


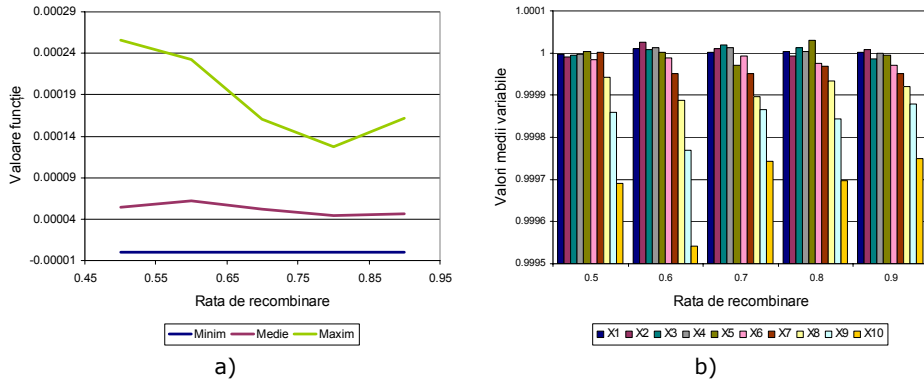
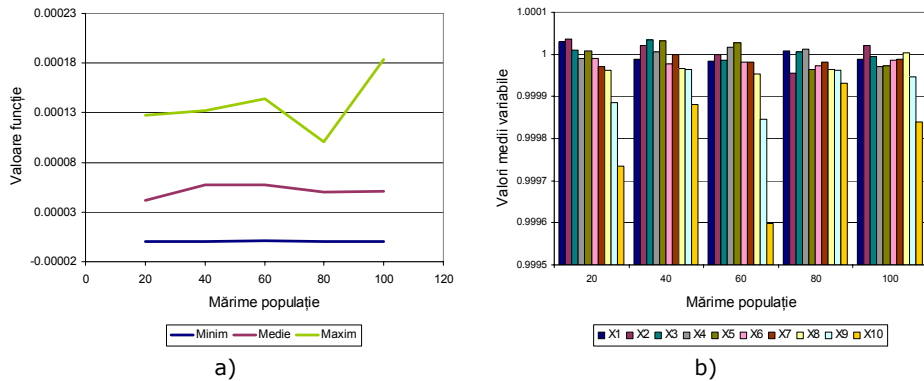
Fig. 4.4.30. Influența ratei de recombinare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=1$)

2) Funcția Rosenbrock cu 10 variabile

La fel ca în cazul cu 5 variabile varianta cea mai bună de mutație, pentru determinare minimului acestei funcții este reprezentată de mutația cu pas variabil, după cum se observă comparând figurile 4.4.32 și 4.4.33.



În continuare se va folosi mutația cu pas variabil cu o rata de 0,25.
 Figurile 4.4.34 și 4.4.35 prezintă influența ratei de recombinare și cea a mărimii populației. Nici de această dată cei doi parametri nu au o influență semnificativă.

Fig. 4.4.34. Influența ratei de recombinare (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=1$)Fig. 4.4.35. Influența mărimii populației (valori de referință: $\min(f(x_i))=0$; $x_i=1$)

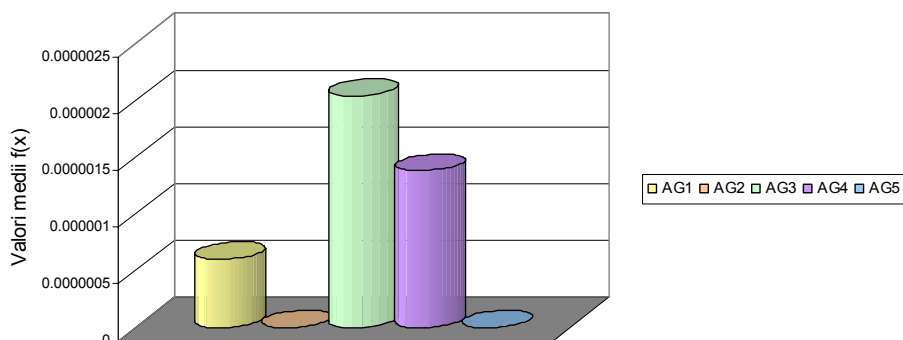
În continuare sunt oferite rezultatele obținute pentru funcția Schwefel pentru cazurile AG1-AG5 (descrise în tabelul 4.4.1). Parametri algoritmului au fost stabiliți în baza celor prezentate mai sus, astfel:

- dimensiunea populației: $n_c = 20$;
- rata de recombinare: $\chi = 0,8$;
- tipul mutației: cu pas variabil;
- rata de mutației: $\mu = 0.25$.

Tabelul 4.4.6 Rezultatele obținute pentru funcția F3 cu 5 variabile

	AG1	AG2	AG3	AG4	AG5
Valoare medie $f(x_i)$	0,0000006	0	0,00000204	0,00000138	0
Valoare minimă $f(x_i)$	0	0	0	0	0
Valoare medie x_1	1,0000031	1	0,99999932	1,00000074	1,000001
Valoare medie x_2	1,0000045	1	0,99999759	0,99999617	1,000001
Valoare medie x_3	1,0000089	1	0,99999959	0,99999419	1
Valoare medie x_4	1,0000148	1	0,99999626	0,99998724	1,000001
Valoare medie x_5	1,0000308	1	0,999986	0,99997075	1,000002

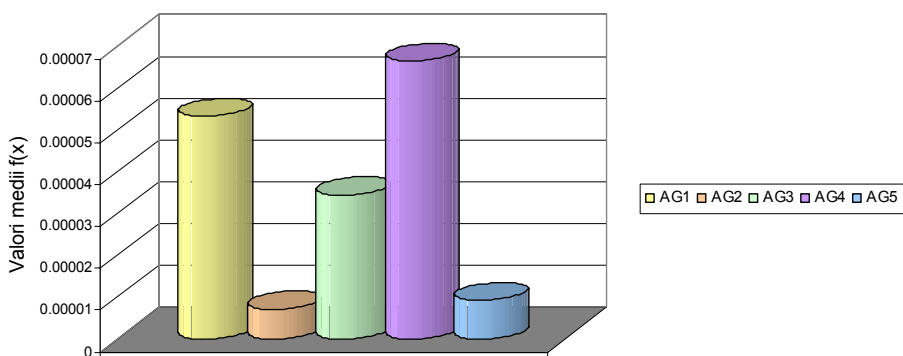
- Rezultatele din tabelul 4.4.6 și Fig. 4.4.36 evidențiază următoarele concluzii:
- cele mai bune rezultate s-au obținut pentru cazul AG2, selecție prin competiție și recombinare intermediară și pentru cazul AG5, selecției prin trunchiere și recombinare liniară;
 - media valorilor $f(x_i)$ variază în intervalul $[0; 0,00000204]$;

Fig. 4.4.36. Valori $f(x_i)$ pentru funcția Schwefel cu 10 variabile; în cazurile AG1-AG5

- media valorilor x_i variază în intervalul $[0,99997075; 1,0000308]$;
- cu toate că în cazurile AG2 și AG5 s-a obținut constant soluția și celelalte cazuri au condus la obținerea de soluții foarte bune (abaterea valorii funcției sub $2,5 \cdot 10^{-6}$).

Tabelul 4.4.7 Rezultatele obținute pentru funcția F3 cu 10 variabile

	AG1	AG2	AG3	AG4	AG5
Valoare medie $f(x_i)$	0,000053	0,00000698	0,00003432	0,00006642	0,0000091
Valoare minimă $f(x_i)$	0	0	0	0	0
Valoare medie x_1	1,00000	1,00000	1,00002	1,00000	0,999999
Valoare medie x_2	1,00001	1,00000	1,00002	0,999997	1,00000
Valoare medie x_3	1,00001	1	1,00001	0,999974	0,999994
Valoare medie x_4	1,00002	1,00000	1,00000	1,00000	0,999983
Valoare medie x_5	1,00003	1,00000	1,00000	0,999982	0,999996
Valoare medie x_1	1,00000	0,999987	0,999985	0,999976	0,999997
Valoare medie x_2	1,00000	0,999977	0,999968	0,999974	0,999983
Valoare medie x_3	0,999991	0,999957	0,999947	0,999950	0,999961
Valoare medie x_4	0,999955	0,999938	0,999928	0,999891	0,999932
Valoare medie x_5	0,999939	0,999861	0,999881	0,999785	0,999852

Fig. 4.4.37. Valori $f(x_i)$ pentru funcția Schwefel cu 10 variabile; în cazurile AG1-AG5

Rezultatele din tabelul 4.4.7 și Fig. 4.4.37 evidențiază următoarele concluzii:

- cele mai bune rezultate s-au obținut pentru cazul AG2, selecție prin competiție și recombinare intermediară;
- media valorilor $f(x_i)$ variază în intervalul $[0,00000698; 0,0000664]$;
- media valorilor x_i variază în intervalul $[0,999785; 1,000033]$;
- în cazurile AG2 și AG5 s-au obținut constant o soluții foarte bune;

- metodele de selecție și recombinare influențează rezultatul într-un interval restrâns;
- în această situație mutația cu pas variabil, cu rata de mutație mare poate fi considerată principalul mecanism.

În tabelul 4.4.8 sunt prezentați parametrii pentru care au fost obținute cele mai bune rezultate pentru funcțiile test cu un număr mare de variabile. În fiecare caz, combinația dintre selecția prin trunchiere cu o rată de supraviețuire de 0.5 și recombinarea intermediară a avut o comportare bună. Criteriul de oprire a fost considerat atingerea numărului maxim de iterații, stabilit la 5000.

Tabelul 4.4.8. Rezultate și setări pentru 20, 50 și 100 de variabile

Funcția	Nr. de variabile	Mărimea populației	Tipul mutației	Rata de mutație	Rata de recombinare	Valoare $f(x)$	Valoare medie x
Rastrigin	20	50	Aleatoare	0,01	0,8	0.002898	-0.000506
Rastrigin	50	100	Aleatoare	0,01	0,8	0.017038	0,000135
Rastrigin	100	200	Aleatoare	0,01	0,8	2,980682	0,000496
Schwefel	20	20	Aleatoare	0,01	0,7	0,007446	420,9936
Schwefel	50	100	Aleatoare	0,01	0,7	0,003884	420,9975
Schwefel	100	200	Aleatoare	0,01	0,7	1,762682	420,9068
Rosenbrock	20	20	Pas var.	0,25	0,8	0,000029	0,999943
Rosenbrock	50	50	Pas var.	0,25	0,8	0,000259	0,999925
Rosenbrock	100	100	Pas var.	0,25	0,8	0,015755	0,999555

În urma celor prezentate în subcapitolul 4.4 se pot trage următoarele concluzii:

- configurarea algoritmului genetic depinde foarte mult de caracterul problemei și de numărul de variabile;
- pentru un număr mic de variabile selecția prin ierarhizare contribuie la găsirea unor soluții de foarte bună calitate;
- dimensiunea populației nu trebuie să fie foarte vastă;
- pentru recombinare se recomandă rate de valoare mare, iar pentru mutația aleatoare rate de valoare scăzută;
- dacă se folosește mutația cu pas variabil, se pot folosi cu succes rate de mutație de valori mari 0,05-0,5; în cazurile de mai sus s-a adoptat valoarea de 0,25; această situație a condus la scăderea influenței ratei de recombinare și a mărimii populației; un astfel de algoritm se apropie de conceptul de strategii evolutive.

4.5. Concluzii

În cadrul acestui capitol s-a realizat o descriere a algoritmilor genetici. Au fost prezentate versiunea de bază și particularitățile unei metode ce folosește valori reale. Pentru a doua variantă s-au prezentat diferite căi de a realiza operatorii genetici.

Subcapitolul 4.4 are caracter aplicativ. În cadrul acestuia se analizează comportamentul AG pentru funcții matematice, în scopul stabilirii setărilor optime.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- realizarea unei sinteze originale asupra algoritmilor genetici;
- sistematizarea modelului matematic al versiunii de bază a algoritmului AG;
- sistematizarea modelului matematic pentru versiunea cu valori reale, pentru diverse variante ale operatorilor genetici;
- elaborarea unui instrument software pentru testarea AG cu valori reale pe funcții matematice; instrumentul software are implementate toate variantele de operatori și permite configurarea tuturor parametrilor implicați;
- realizarea unei analize a comportamentului AG pentru trei funcții matematice test consacrate (Rosenbrock, Rastrigin și Schwefel), în scopul optimizării performanțelor prin alegerea operatorilor adecvați și acordarea valorii parametrilor reglabili.

5. MODELUL MATEMATIC AL PLANIFICĂRII EXTINDERII REȚELEI DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE. VERSIUNEA CLASICĂ

Capitolul 5 are ca obiectiv elaborarea modelului matematic aferent extinderii optime a rețelei de transport al energiei electrice din cadrul SEE complexe. Pentru început se prezintă modelul matematic al analizei regimului permanent normal și cel al optimizării funcționării momentane a SEE complexe. Apoi se trece la introducerea elementelor specifice legate de planificarea extinderii optime a RET. Se utilizează un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidinamic retrospectiv, maniera de definire a funcției obiectiv ținând cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare. Pe lângă funcția obiectiv a problemei de optimizare a regimului permanent normal, se adaugă și costul investițiilor legate de realizarea noilor capacități de transport și câte o componentă legată de siguranța în funcționare a sistemului, respectiv de capacitatea totală de transfer disponibilă (evident, scalate corespunzător).

5.1. Analiza regimului permanent normal

5.1.1. Considerații preliminare

Analiza regimului permanent normal (calculul circulației de puteri) pentru SEE complexe reprezintă, în esență, determinarea valorilor tensiunilor în nodurile sistemului (modul și fază – vectorul de stare), a circulației de puteri pe laturile sistemului și a pierderilor de putere pe diversele elemente de rețea și pe ansamblul sistemului, pentru anumite condiții la borne date.

Modelul matematic care descrie regimul permanent normal al unui SEE complex constă, în principiu, dintr-un sistem de ecuații neliniare, de foarte mari dimensiuni, cu o pronunțată structură lacunară a matricelor de coeficienți [Kilyeni2010], [Eremia 2006], [Bergen2000], [Momoh2001], [El-Hawary2008], [Eremia1985], [Glover2006].

Soluționarea unor asemenea sisteme de ecuații se poate realiza eficient numai cu metode de tip Newton – metode care utilizează derivatele parțiale ale funcțiilor care definesc ecuațiile sistemului. Elementul cel mai important al unor asemenea metode îl reprezintă rezolvarea, la fiecare pas al procesului iterativ de soluționare, a sistemului de ecuații liniar în corecții. În condițiile date, soluționarea acestui sistem se realizează cu metodele directe de rezolvare a sistemelor de ecuații liniare. Aceste metode directe folosesc tehnicile numerice de factorizare a matricelor sau alte tehnici asemănătoare (diagonalizare sau triunghiularizare) [Kilyeni2011], [Gavrilaș1999], [Năslău1999], [Precup2002], [Precup2007], [Micu2007], [Năslău2005].

În cele ce urmează, se consideră un SEE care cuprinde n noduri (N – mulțimea nodurilor), notațiile fiind $i \in N$ sau $i = \overline{1, n}$, și r elemente de rețea (R – mulțimea elementelor de rețea), dintre care n_l sunt linii electrice (L – submulțimea corespunzătoare) și n_t sunt transformatoare și autotransformatoare (T – submulțimea corespunzătoare).

Din punctul de vedere al circulației de puteri, făcând abstracție de nodurile pasive (considerate noduri consumatoare cu un consum nul de putere activă și reactivă), există două tipuri mari de noduri [Kilyeni2010], [Eremia2006], [El-Hawary2008]:

- noduri generatoare (unde există surse de putere activă și / sau reactivă), în număr de g (G – submulțimea nodurilor generatoare), notațiile fiind $i \in G$ sau $i = \overline{1, g}$;

- noduri consumatoare (unde nu există surse de putere activă sau reactivă), în număr de c (C - submulțimea nodurilor consumatoare), notațiile fiind $i \in C$ sau $i = \overline{1, c}$.

Evident, $n = g + c$ sau $N = G \cup C$.

Unul dintre nodurile generatoare este considerat nod de echilibrare (cel cu indicele e , $e \in G$ (pot exista mai multe noduri de echilibrare, de exemplu E submulțimea nodurilor de echilibrare, $E \subset G$, dar pentru simplificarea scrierii relațiilor, fără a altera gradul de generalitate a prezentării, se consideră un singur nod de echilibrare).

Pentru diversele tipuri de noduri, condiții la borne date rezultă următoarea clasificare:

- noduri consumatoare – se cunosc puterea activă (P) și puterea reactivă (Q) injectate în nod, evident sub formă de putere activă și reactivă consumată (P_C , respectiv Q_C), necunoscutele fiind modulul și faza tensiunii (U , respectiv δ), cu eventuală plajă de valori admise pentru modul;
- noduri generatoare – se cunosc puterea activă (P) injectată în nod (cu alte cuvinte, atât puterea activă generată P_g , cât și cea consumată P_C) și modulul tensiunii (U), necunoscutele fiind faza tensiunii (δ) și puterea reactivă (Q) injectată (cu observația că puterea reactivă consumată Q_C se cunoaște, necunoscuta efectivă fiind cea generată Q_g , cu eventuală plajă de valori admise);
- nodul de echilibrare – se cunosc modulul și faza tensiunii (U , respectiv δ), necunoscutele fiind puterea activă (P) și puterea reactivă (Q) injectate în nod, evident sub formă de putere activă și reactivă generată (P_g , respectiv Q_g), cele consumate (P_C , respectiv Q_C) fiind cunoscute.

Se menționează că toate relațiile care apar în acest capitol sunt exprimate în unități relative. Convențiile de semne pentru puterile nodale și cele care circulă prin elementele de rețea, sunt cele uzuale, precizate în [Kilyeni2010], la fel ca și mărimile de bază pentru sistemul de unități relative.

5.1.2. Soluționarea modelului matematic cu versiunea clasică a metodei Newton

Conform [Kilyeni2010], [Eremia2006], [Momoh2001], [El-Hawary2008], modelul matematic al regimului permanent normal constă, în esență, dintr-un sistem neliniar de $2n$ ecuații, definite de bilanțurile de putere activă și reactivă în cele n noduri:

$$\begin{cases} f_{P_i} = U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] - (P_{g_i} + P_{C_i}) = 0, & i = \overline{1, n} \\ f_{Q_i} = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] - (Q_{g_i} + Q_{C_i}) = 0, & i = \overline{1, n} \end{cases} \quad (5.1.1)$$

unde:

- elementele diagonale $Y_{ii} = G_{ii} + j \cdot B_{ii}$, $i = \overline{1, n}$, reprezintă admitanțele proprii sau de intrare, valorile lor rezultând prin însumarea admitanțelor tuturor laturilor incidente la nodul i ;
- elementele nediagonale $Y_{ij} = G_{ij} + j \cdot B_{ij}$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, n}$, $i \neq j$, reprezintă admitanțele de legătură sau de transfer, valorile lor rezultând prin însumarea cu semn schimbat a admitanțelor tuturor laturilor care leagă nodul i de nodul j .

Cele $2n$ necunoscute sunt, în principiu, componentele vectorului de stare (tensiunile, ca modul și fază), cu următoarele precizări de detaliu:

- $U_i, i \in C$ – c necunoscute;
- $Q_i (Q_{gi}), i \in G$ – g necunoscute;
- $\delta_i, i \in N \setminus e$ – $(n-1)$ necunoscute;
- $P_i (P_{gi}), i = e$ – 1 necunoscută;

$$\text{Total: } c + g + (n-1) + 1 = n + n = 2n$$

Se observă că cele $g+1$ necunoscute de tip Q_{gi} și P_{gi} rezultă direct din ecuația corespunzătoare, dar pentru uniformitatea scrierii relațiilor și a structurii formale a matricelor de coeficienți se preferă lucrul cu toate cele $2n$ ecuații.

Dacă se cunoaște vectorul de stare, circulațiile de puteri prin elementele de rețea, se pot calcula direct [Kilyeni2010]:

$$\begin{cases} P_{ij} = U_i^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \\ Q_{ij} = -U_i^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \end{cases} \quad (5.1.2)$$

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (5.1.3)$$

$$\begin{cases} P_{ji} = U_j^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell j0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)] \\ Q_{ji} = -U_j^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell j0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)] \end{cases} \quad (5.1.4)$$

$$S_{ji} = \sqrt{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2} \quad (5.1.5)$$

unde: $G_{\ell ij}$ și $B_{\ell ij}$ reprezintă conductanța, respectiv susceptanța longitudinală a elementului de rețea ij ; $G_{\ell i0}$, $B_{\ell i0}$ reprezintă conductanța, respectiv susceptanța transversală corespunzătoare nodului i (considerând pentru elementele de rețea scheme echivalente în π , simetrice pentru liniile electrice, respective nesimetrice pentru transformatoare și autotransformatoare); iar $G_{\ell j0}$, $B_{\ell j0}$ reprezintă conductanța, respectiv susceptanța transversală corespunzătoare nodului j .

Situația este similară și în ceea ce privește pierderile de putere pe elementele de rețea [Kilyeni2010]:

$$\begin{cases} \Delta P_{ij} = P_{ij} + P_{ji} = U_i^2 \cdot G_{\ell i0} + U_j^2 \cdot G_{\ell j0} + G_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) - 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \\ \Delta Q_{ij} = Q_{ij} + Q_{ji} = -U_i^2 \cdot B_{\ell i0} - U_j^2 \cdot B_{\ell j0} - B_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) + 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad (5.1.6)$$

cât și pe ansamblul SEE (sau zone ale SEE):

$$\begin{cases} \Delta P = \sum_{ij \in R} \Delta P_{ij} = \sum_{i \in N} P_i = \sum_{i \in G} P_{gi} + \sum_{i \in N} P_{ci} \\ \Delta Q = \sum_{ij \in R} \Delta Q_{ij} = \sum_{i \in N} Q_i = \sum_{i \in G} Q_{gi} + \sum_{i \in N} Q_{ci} \end{cases} \quad (5.1.7)$$

Dacă este necesară defalcarea pierderilor pe componente, atunci se utilizează relațiile [Kilyeni2010]

$$\begin{cases} \Delta P_{ijtransv} = U_i^2 \cdot G_{\ell i0} + U_j^2 \cdot G_{\ell j0} \\ \Delta Q_{ijtransv} = -U_i^2 \cdot B_{\ell i0} - U_j^2 \cdot B_{\ell j0} \end{cases} \quad (5.1.8)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{ij \text{ long}} = G_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) - 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \\ \Delta Q_{ij \text{ long}} = -B_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) + 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad (5.1.9)$$

Soluționarea sistemului linear de ecuații (5.1.1) cu versiunea clasică a metodei Newton [Kilyeni2011] se poate sintetiza după cum urmează [Kilyeni2010].

a) se inițializează soluția (componentele vectorului de stare), de regulă cu valorile „flat” (sau cu orice alte valori convenabil alese):

$$\begin{aligned} U_i^0 &= 1, \quad i \in C \\ \delta_i^0 &= 0(\delta_e), \quad i \in N \setminus e \end{aligned} \quad (5.1.10)$$

- b) la un pas oarecare k al procesului iterativ de calcul, $k = 1, 2, 3 \dots$, se calculează noile valori ale funcțiilor $f_{pi}, i \in N \setminus e$, $f_{qi}, i \in C$ (folosind valorile curente ale variabilelor), care sunt de fapt termenii liberi ai sistemului de ecuații în corecții (5.1.1);
c) la același pas k se calculează coeficienții sistemului linear în corecții

$$\mathbf{J} \cdot \Delta \mathbf{x} = -\mathbf{f} \quad (5.1.11)$$

unde $\Delta \mathbf{x}$ este vectorul corecțiilor,

$$\Delta \mathbf{x} = \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \mathbf{U} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \vdots \\ \Delta U_n \end{bmatrix} \quad (5.1.12)$$

\mathbf{f} este vectorul valorilor funcțiilor (5.1.1),

$$\mathbf{f} = \begin{bmatrix} \mathbf{f}_P \\ \mathbf{f}_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_{p1} \\ f_{p2} \\ \vdots \\ f_{pn} \\ f_{q1} \\ f_{q2} \\ \vdots \\ f_{qn} \end{bmatrix} \quad (5.1.13)$$

iar \mathbf{J} este matricea jacobiană, partiționată corespunzător: \mathbf{J}_1 (corespunde derivatelor parțiale ale funcțiilor de putere activă în raport cu fazele tensiunilor), \mathbf{J}_2 (corespunde derivatelor parțiale ale funcțiilor de putere activă în raport cu modulele tensiunilor), \mathbf{J}_3 (corespunde derivatelor parțiale ale funcțiilor de putere reactivă în raport cu fazele tensiunilor) și \mathbf{J}_4 (corespunde derivatelor parțiale ale funcțiilor de putere reactivă în raport cu modulele tensiunilor):

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{f}_P}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{f}_P}{\partial \mathbf{U}} \\ \frac{\partial \mathbf{f}_Q}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{f}_Q}{\partial \mathbf{U}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_{P1}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{P1}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{P1}}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial f_{P2}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{P2}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{P2}}{\partial \delta_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_{Pn}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{Pn}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{Pn}}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial f_{Q1}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{Q1}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{Q1}}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial f_{Q2}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{Q2}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{Q2}}{\partial \delta_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_{Qn}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{Qn}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{Qn}}{\partial \delta_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial f_{P1}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{P1}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{P1}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial f_{P2}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{P2}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{P2}}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_{Pn}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{Pn}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{Pn}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial f_{Q1}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{Q1}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{Q1}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial f_{Q2}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{Q2}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{Q2}}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_{Qn}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{Qn}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{Qn}}{\partial U_n} \end{bmatrix} \quad (5.1.14)$$

elementele submatricelor jacobiene având expresiile:

- elementele submatricii \mathbf{J}_1 :

⇒ elementele diagonale:

$$\frac{\partial f_{Pi}}{\partial \delta_i} = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in N \setminus e \quad (5.1.15)$$

$$\frac{\partial f_{Pe}}{\partial \delta_e} = 1 \quad (\text{valoare fictivă, } f_{Pe} = 0) \quad (5.1.16)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$\frac{\partial f_{Pi}}{\partial \delta_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in N \setminus e, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (5.1.17)$$

$$\frac{\partial f_{Pe}}{\partial \delta_j} = 0, \quad j \in N \setminus e \quad (\text{valori fictive, } f_{Pe} = 0) \quad (5.1.18)$$

$$\frac{\partial f_{Pi}}{\partial \delta_e} = 0, \quad i \in N \setminus e \quad (\text{valori fictive, } \delta_e = 0) \quad (5.1.19)$$

b) elementele submatricii \mathbf{J}_2 :

⇒ elementele diagonale:

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Pi}}{\partial U_i} = 2 \cdot U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C \quad (5.1.20)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Pi}}{\partial U_i} = 0, \quad i \in G \quad (\text{valori fictive, } U_i = \text{const.}) \quad (5.1.21)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Pi}}{\partial U_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in N \setminus e, j \in C, j \neq i \quad (5.1.22)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Pe}}{\partial U_j} = 0, \quad j \in N, j \neq e \quad (\text{valori fictive, } f_{Pe} = 0) \quad (5.1.23)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{P_i}}{\partial U_j} = 0, \quad i \in N \setminus e, j \in G, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } U_j = \text{const.}) \quad (5.1.24)$$

c) elementele submatricei \mathbf{J}_3 :

⇒ elementele diagonale:

$$\frac{\partial f_{Q_i}}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C \quad (5.1.25)$$

$$\frac{\partial f_{Q_i}}{\partial \delta_i} = 0, \quad i \in G \quad (\text{valori fictive, } f_{Q_i} = 0, i \in G) \quad (5.1.26)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$\frac{\partial f_{Q_i}}{\partial \delta_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (5.1.27)$$

$$\frac{\partial f_{Q_i}}{\partial \delta_j} = 0, \quad i \in G, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } f_{Q_i} = 0, i \in G) \quad (5.1.28)$$

$$\frac{\partial f_{Q_i}}{\partial \delta_e} = 0, \quad i \in C \quad (\text{valori fictive, } \delta_e = 0) \quad (5.1.29)$$

d) elementele submatricei \mathbf{J}_4 :

⇒ elementele diagonale:

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Q_i}}{\partial U_i} = -2 \cdot U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C \quad (5.1.30)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Q_i}}{\partial U_i} = 0, \quad i \in G \quad (\text{valori fictive, } f_{Q_i} = 0, U_i = \text{const.}, i \in G) \quad (5.1.31)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Q_i}}{\partial U_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C, j \in C, j \neq i \quad (5.1.32)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Q_i}}{\partial U_j} = 0, \quad i \in G, j \in C, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } f_{Q_i} = 0, i \in G) \quad (5.1.33)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Q_i}}{\partial U_j} = 0, \quad i \in C, j \in G, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } U_j = \text{const.}, j \in G) \quad (5.1.34)$$

d) se soluționează sistemul linear în corecții (5.1.11), rezultând valorile curente ale corecțiilor efective de modul și unghi $(\Delta \delta_i^{k-1}, i \in N \setminus e, (\Delta U_i / U_i)^{k-1}, i \in C)$;

e) se calculează noile valori ale variabilelor:

$$\begin{cases} \delta_i^k = \delta_i^{k-1} + \Delta \delta_i^{k-1}, & i \in N \setminus e \\ U_i^k = U_i^{k-1} + U_i^{k-1} \cdot \left(\frac{\Delta U_i}{U_i}\right)^{k-1} = U_i^{k-1} \cdot \left[1 + \left(\frac{\Delta U_i}{U_i}\right)^{k-1}\right], & i \in C \end{cases} \quad (5.1.35)$$

f) se calculează puterile reactive generate $Q_{gi}, i \in G$, din condițiile $f_{gi} = 0, i \in G$ (5.1.1):

$$Q_{gi} = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] - Q_{ci}, \quad i \in G \setminus e \quad (5.1.36)$$

- g) se verifică respectarea limitelor impuse pentru puterile reactive generate în nodurile generatoare ($i \in G$) și eventuala „revenire” a unui nod generator, anterior trecut în rândul nodurilor consumatoare, conform [Kilyeni2010]. Orice modificare, într-un sens sau altul, atrage după sine schimbarea corespunzătoare a structurii submatricelor jacobiene \mathbf{J}_1 și \mathbf{J}_4 ;
- h) se verifică îndeplinirea condițiilor de terminare a procesului de calcul:

$$\begin{aligned} \text{Max}_i \left\{ \left| f_{pi}^k \right| \right\} &\leq \varepsilon, \quad i \in N \setminus e \\ \text{Max}_i \left\{ \left| f_{qi}^k \right| \right\} &\leq \varepsilon, \quad i \in C \end{aligned} \quad (5.1.37)$$

Dacă sunt îndeplinite condițiile de terminare, calculul iterativ este încheiat și se trece la punctul i). În caz contrar calculul nu este terminat și se trece la iterația următoare (se sare la punctul b). Practic, această verificare se face imediat după punctul b);

- i) se calculează puterile activă și reactivă generată în nodul de echilibrare, P_{ge}, Q_{ge} , din condițiile $f_{pe} = 0, f_{qe} = 0$:

$$\begin{cases} P_{ge} = U_e^2 \cdot G_{ee} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_e \cdot U_j \cdot [G_{ej} \cdot \cos(\delta_e - \delta_j) + B_{ej} \cdot \sin(\delta_e - \delta_j)] - P_{ce} \\ Q_{ge} = -U_e^2 \cdot B_{ee} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_e \cdot U_j \cdot [G_{ej} \cdot \sin(\delta_e - \delta_j) - B_{ej} \cdot \cos(\delta_e - \delta_j)] - Q_{ce} \end{cases} \quad (5.1.38)$$

- j) se calculează circulațiile de puteri pe elementele de rețea ((5.1.2) - (5.1.5)), pierderile de putere pe elementele de rețea ((5.1.6), (5.1.8), (5.1.9)), bilanțurile de puteri pe zone și pe ansamblul sistemului (5.1.7).

Observații practice privind aplicarea versiunii clasice a metodei Newton și caracteristicile sale principale sunt precizate în [Kilyeni2010], impunând utilizarea unor versiuni mai eficiente, din punctul de vedere al timpului total de calcul și al memoriei, pentru SEE de mari dimensiuni: Newton decuplat, Newton decuplat rapid și ultrarapid.

Dintre acestea se prezintă în continuare versiunea Newton decuplat ultrarapid, utilizată în pachetul de programe de calcul POWER [Kilyeni2010].

5.1.3. Soluționarea modelului matematic cu versiunea Newton decuplat ultrarapid

Termenul „decuplat” este legat de reducerea dimensiunilor sistemului liniar de ecuații în corecții: sistemul de ordinul $2n$ (5.1.11) se înlocuiește cu două de ordinul n .

Analiza modului de calcul a elementelor submatricelor jacobiene (5.1.15)-(5.1.34), bazată pe valori concrete ale mărimilor pentru SEE reale evidențiază următoarele aspecte:

- în general $G_{ij} \ll B_{ij}$ și $G_{ij} \ll B_{ij}$, deoarece pentru elementele se rețea uzuale $R \ll X$ (parametrii „longitudinali”) și $G \ll B$ (parametrii „transversali”);
- unghiurile $(\delta_i - \delta_j)$ au valori relativ mici (diferențele dintre fazele tensiunilor la capetele unui element uzual de rețea nu depășesc câteva grade), în consecință $\sin(\delta_i - \delta_j) \ll \cos(\delta_i - \delta_j)$;
- modulele tensiunilor au valori în jur de 1 în unități relative.

În aceste condiții, toate elementele submatricelor jacobiene \mathbf{J}_2 și \mathbf{J}_3 sunt mult mai mici decât cele corespunzătoare ale submatricelor \mathbf{J}_1 și \mathbf{J}_4 . Acest lucru se poate

explica și practic: \mathbf{J}_2 și \mathbf{J}_3 reflectă dependența (legătura) dintre P și U , respectiv Q și δ (dependențe relativ mai „slabe”), pe când \mathbf{J}_1 și \mathbf{J}_4 reflectă dependența (legătura) dintre P și δ , respectiv Q și U (dependențe relativ „puternice”).

În consecință, se poate considera

$$\mathbf{J}_2 = \mathbf{J}_3 = \mathbf{0} \quad (5.1.39)$$

ceea ce conduce la neglijarea dependențelor relativ mai slabe în raport cu cele puternice, cu alte cuvinte „decuplarea” lor și, implicit, a sistemului liniar în corecții, care devine:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta U}{U} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{f}_P \\ \mathbf{f}_Q \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{aligned} \mathbf{J}_1 \cdot \Delta \delta &= -\mathbf{f}_P \\ \mathbf{J}_4 \cdot \left[\frac{\Delta U}{U} \right] &= -\mathbf{f}_Q \end{aligned} \quad (5.1.40)$$

Sistemul liniar de ordinul $2n$ a fost înlocuit cu două sisteme liniare de ordinul n .

Etapele de calcul al regimului rămân similare cu cele de la versiunea clasică a metodei Newton, cu observația că o iterație de tipul Newton clasic corespunde la două semiiterații de Newton decuplat: una $P \sim \delta$, respectiv una $Q \sim U$. Corecția variabilelor se face în cadrul fiecărei semiiterații, iar limitele puterilor reactive generate se verifică numai după $Q \sim U$. Punctele b), c) și d) ale algoritmului versiunii clasice devin:

b1) la un pas oarecare k al procesului iterativ de calcul, $k = 1, 2, 3 \dots$, se calculează noile valori ale funcțiilor $f_{pi}, i \in N \setminus e$ (folosind valorile curente ale variabilelor),

care sunt de fapt termenii liberi ai sistemului de ecuații în corecții $P \sim \delta$;

c1) se calculează coeficienții sistemului liniar în corecții $P \sim \delta$ (elementele lui \mathbf{J}_1);

d1) se soluționează sistemul liniar în corecții $P \sim \delta$, rezultând valorile corecțiilor de unghi;

$$\mathbf{J}_1 \cdot \Delta \delta = -\mathbf{f}_P \quad (5.1.41)$$

e1) se calculează noile valori ale unghiurilor tensiunilor, conform (5.1.35);

b2) se calculează noile valori ale funcțiilor $f_{qi}, i \in C$ (folosind valorile curente ale variabilelor), care sunt de fapt termenii liberi ai sistemului de ecuații în corecții $Q \sim U$;

c2) se calculează coeficienții sistemului liniar în corecții $Q \sim U$ (elementele lui \mathbf{J}_4);

d2) se soluționează sistemul liniar în corecții, rezultând valorile corecțiilor de modul;

$$\mathbf{J}_4 \cdot \left[\frac{\Delta U}{U} \right] = -\mathbf{f}_Q \quad (5.1.42)$$

e2) se calculează noile valori ale modulelor tensiunilor, conform (5.1.35).

Versiunea ultrarapidă presupune adoptarea unor ipoteze suplimentare, pe lângă procesul de decuplare:

- se consideră că toate funcțiile de tip \sin au valoarea 0 , iar cele de tip \cos valoarea 1 ;
- se neglijează complet partea reală a elementelor matricei de admitanță nodală ($G_{ij} = 0$);
- se consideră că toate tensiunile au valoarea 1 .

În aceste condiții, elementele submatricelor jacobiene devin:

a) elementele submatricei \mathbf{J}_1 :

⇒ elementele diagonale efective:

$$\frac{\partial f_{pi}}{\partial \delta_i} \approx - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n B_{ij} \approx -B_{ii}, \quad i \in N \setminus e \quad (5.1.43)$$

⇒ elementele nediagonale efective:

$$\frac{\partial f_{pi}}{\partial \delta_j} = -B_{ij}, \quad i \in N \setminus e, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (5.1.44)$$

b) elementele submatricei \mathbf{J}_4 :

⇒ elementele diagonale efective:

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Q_i}}{\partial U_i} = -B_{ij}, \quad i \in C \quad (5.1.45)$$

⇒ elementele nediagonale efective:

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Q_i}}{\partial U_j} = -B_{ij}, \quad i \in C, j \in C, j \neq i \quad (5.1.46)$$

Se observă că elementele celor două submatrice jacobiene reprezintă de fapt partea imaginară a elementelor aferente ale matricei de admitanță nodală a sistemului.

În aceste condiții etapele de rezolvare rămân practic similare cu cele de la versiunea decuplată a metodei Newton, cu observația că cea mai mare parte din soluționarea sistemelor de ecuații liniare în corecții se efectuează o singură dată, în afara ciclului iterativ. Spre exemplu, dacă sistemul liniar în corecții se rezolvă prin factorizare LR [Kilyeni2011], atunci:

- factorizarea matricelor de coeficienți se face o singură dată la început, în afara ciclului, cu memorarea factorilor obținuți;
- în cadrul ciclului se efectuează doar soluționarea sistemelor echivalente superior inferior triunghiulare și superior triunghiulare.

Posibilități suplimentare de reducere a memoriei și a timpului de calcul sunt oferite de tehnicile de memorare și prelucrare a matricelor lacunare [Kilyeni2010].

5.2. Optimizarea regimului permanent normal (OPF)

5.2.1. Considerații preliminare

Optimizarea regimului permanent normal pentru SEE complexe reprezintă, în esență, determinarea puterilor generate, a tensiunilor la bornele generatoarelor și a rapoartelor de transformare pentru transformatoare și autotransformatoare în condițiile minimizării cheltuielilor legate de producerea puterii active, cu respectarea unor restricții de natură tehnică și economică [Kilyeni2010], [Eremia2006], [Momoh2001], [El-Hawary2008].

Modelul matematic care descrie optimizarea regimului permanent normal al unui SEE complex constă, în principiu, dintr-o problemă de optimizare neliniară cu restricții de foarte mari dimensiuni, cu o pronunțată structură lacunară a matricelor de coeficienți pentru relațiile de restricție de tip egalitate:

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n) = \text{MINIM} \quad (5.2.1)$$

$$g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, p \quad (5.2.2)$$

$$g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0, \quad j = p + 1, p + 2, \dots, m \quad (5.2.3)$$

unde variabilele x_1, x_2, \dots, x_n sunt, la modul general, puterile active generate, tensiunile la bornele generatoarelor și rapoartele de transformare ale transformatoarelor și autotransformatoarelor, funcția obiectiv F reprezintă cheltuielile legate de producerea puterii active, relațiile de restricție de tip egalitate definite de funcțiile $g_j, j = 1, 2, \dots, p$ se referă la bilanțurile de puteri în nodurile SEE, iar cele de inegalitate, definite de funcțiile $g_j, j = p + 1, p + 2, \dots, m$, la limitarea superioară și inferioară a valorilor unor mărimi.

Soluționarea unor asemenea probleme de optimizare neliniară se poate realiza eficient numai cu metodele prezentate în [Kilyeni2012], [Eremia2006], [Momoh2001], [El-Hawary2008]: metoda funcțiilor de penalizare, asociată cu metoda multiplicatorilor Lagrange generalizată și metoda gradientilor conjugați. Evident, la acestea se adaugă toate metodele și particularitățile descrise în [Kilyeni2010], referitor la analiza regimului permanent normal (calculul circulației de puteri).

În cele ce urmează, se consideră un SEE care cuprinde n noduri (N – mulțimea nodurilor), notațiile fiind $i \in N$ sau $i = \overline{1, n}$, și r elemente de rețea (R – mulțimea elementelor de rețea), dintre care n_l sunt linii electrice (L – submulțimea corespunzătoare) și n_t sunt transformatoare și autotransformatoare (T – submulțimea corespunzătoare).

Din punctul de vedere al circulației de puteri, făcând abstracție de nodurile pasive (considerate noduri consumatoare cu consum nul de putere activă și reactivă), există două tipuri mari de noduri:

- noduri generatoare (unde există surse de putere activă și / sau reactivă), în număr de g (G – submulțimea nodurilor generatoare), notațiile fiind $i \in G$ sau $i = \overline{1, g}$;
- noduri consumatoare (unde nu există surse de putere activă sau reactivă), în număr de c (C – submulțimea nodurilor consumatoare), notațiile fiind $i \in C$ sau $i = \overline{1, c}$.

Evident, $n = g + c$ sau $N = G \cup C$.

Unul dintre nodurile generatoare este considerat nod de echilibrare (cel cu indicele e , $e \in G$ (pot exista mai multe noduri de echilibrare, de exemplu E submulțimea nodurilor de echilibrare, $E \subset G$, dar pentru simplificarea scrierii relațiilor, fără a altera gradul de generalitate a prezentării, se consideră un singur nod de echilibrare).

Se menționează că toate relațiile care apar în acest capitol sunt exprimate în unități relative. Convențiile de semne pentru puterile nodale și cele care circulă prin elementele de rețea, sunt cele uzuale, precizate în [Kilyeni2010], la fel ca și mărimile de bază pentru sistemul de unități relative.

5.2.2. Prezentarea modelului matematic

Conform [Kilyeni2010], [Eremia2006], [Momoh2001], [El-Hawary2008], modelul matematic complet al optimizării regimului permanent normal reprezintă în esență, o problemă de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni, având forma definită de relațiile (5.2.1) - (5.2.3) care definesc variabilele (de stare și de optimizare), relațiile de restricție (RR) și funcția obiectiv (FOB).

Mărimile care intervin în relațiile (5.2.4) - (5.2.22) au următoarele semnificații:

- P_{ci} și Q_{ci} , $i \in N$ – puterile active și reactive consumate în nodul i ;
- P_{gi} și Q_{gi} , $i \in G$ – puterile active și reactive generate în nodul i ;
- U_i și δ_i , $i \in N$ – modulul, respectiv faza, tensiunii în nodul i ;
- \mathbf{U} și $\boldsymbol{\delta}$ – vectorul modulelor, respectiv fazelor, tensiunilor nodale;
- P_{gi}^{\min} , P_{gi}^{\max} , $i \in G$ – limitele inferioară și superioară ale puterii active generate în nodul i ;
- Q_{gi}^{\min} , Q_{gi}^{\max} , $i \in G$ – limitele inferioară și superioară ale puterii reactive generate în nodul i ;
- U_i^{\min} și U_i^{\max} , $i \in N$ – limitele inferioară și superioară ale valorii tensiunii în nodul i ;

- K_{ij} , $ij \in T$ – raportul de transformare al transformatorului și autotransformatorului (modulul raportului de transformare la autotransformatorele cu reglaj longo-transversal) ij ;
- Ω_{ij} , $ij \in T$ – faza raportului de transformare al autotransformatorului cu reglaj longo-transversal ij ;
- \mathbf{K} , $\mathbf{\Omega}$ – vectorii modulelor, respectiv fazelor, rapoartelor de transformare;
- K_{ij}^{\min} și K_{ij}^{\max} , $ij \in T$ – limitele inferioară și superioară ale lui K_{ij} ;
- Ω_{ij}^{\min} și Ω_{ij}^{\max} , $ij \in T$ – limitele inferioară și superioară ale lui Ω_{ij} ;
- P_{ij} și Q_{ij} , $ij \in R$ – puterile active și reactive care circulă prin elementul de rețea ij , de la nodul i către nodul j ;
- S_{ij} (I_{ij}) – puterea aparentă (curentul) care circulă prin elementul de rețea ij , de la nodul i către nodul j ;
- P_{ij}^{\min} și P_{ij}^{\max} , $ij \in R$ – limitele inferioară și superioară ale puterii active P_{ij} ;
- S_{ij}^{\min} și S_{ij}^{\max} (I_{ij}^{\min} și I_{ij}^{\max}), $ij \in R$ – limitele inferioară și superioară ale puterii aparente S_{ij} (curentului I_{ij});
- $C_i(P_{gi})$, $i \in G$ – caracteristica costului puterii generate în nodul i ;
- a_i , b_i , c_i , $i \in G$ – coeficienți caracteristicii $C_i(P_{gi})$.

În aceste condiții, modelul matematic discutat este de forma (se menționează că toate relațiile sunt exprimate în unități relative, iar convențiile de semne pentru puteri, sunt cele uzuale, precizate în [Kilyeni2010], la fel ca și mărimile de bază pentru sistemul de unități relative):

- variabile:

⇒ de stare (cele corespunzătoare circulației de puteri):

$$\delta_i, i \in N \setminus e, P_{ge}, U_i, i \in C, Q_{gi}, i \in G \quad (5.2.4)$$

și, eventual,

$$P_{ij}, Q_{ij}, ij \in R, S_{ij}, ij \in R \text{ sau } I_{ij}, ij \in R \quad (5.2.5)$$

⇒ de optimizare:

$$U_i, i \in G, P_{gi}, i \in G \setminus e, K_{ij}, ij \in T, \Omega_{ij}, ij \in T \quad (5.2.6)$$

- RR:

⇒ de tip egalitate (corespunzătoare bilanțurilor de puteri în noduri, caracteristicile calculelor de circulație de puteri):

$$\begin{cases} P_i(\mathbf{U}, \mathbf{\delta}, \mathbf{K}, \mathbf{\Omega}) - P_{gi} - P_{ci} = 0, & i \in N \\ Q_i(\mathbf{U}, \mathbf{\delta}, \mathbf{K}, \mathbf{\Omega}) - Q_{gi} - Q_{ci} = 0, & i \in N \end{cases} \quad (5.2.7)$$

unde puterile P_i și Q_i au expresiile:

$$\begin{cases} P_i = U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j \in N \\ j \neq i}} U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], & i \in N \\ Q_i = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j \in N \\ j \neq i}} U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], & i \in N \end{cases} \quad (5.2.8)$$

unde elementele diagonale $\underline{Y}_{ii} = G_{ij} + j \cdot B_{ij}$, $i = \overline{1, n}$, reprezintă admitanțele proprii sau de intrare, valorile lor rezultând prin însumarea admitanțelor tuturor laturilor incidente la nodul i , iar elementele nediagonale $\underline{Y}_{ij} = G_{ij} + j \cdot B_{ij}$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, n}$, $i \neq j$, reprezintă admitanțele de legătură sau de transfer, valorile lor rezultând prin însumarea cu semn schimbat a admitanțelor tuturor laturilor care leagă nodul i de nodul j .

⇒ de tip inegalitate (limitarea superioară și inferioară a valorii unor mărimi):

$$P_{ge}^{min} \leq P_{ge} \leq P_{ge}^{max} \quad (5.2.9)$$

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max}, \quad i \in G \quad (5.2.10)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in C \quad (5.2.11)$$

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (5.2.12)$$

$$S_{ij}^{min} \leq S_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (5.2.13)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max}, \quad i \in G \setminus e \quad (5.2.14)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in G \quad (5.2.15)$$

$$K_{ij}^{min} \leq K_{ij} \leq K_{ij}^{max}, \quad ij \in T \quad (5.2.16)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in G \quad (5.2.17)$$

$$\Omega_{ij}^{min} \leq \Omega_{ij} \leq \Omega_{ij}^{max}, \quad ij \in T \quad (5.2.18)$$

unde RR au fost astfel ordonate încât relațiile (5.2.9) - (5.2.13) privesc variabilele de stare, relațiile (5.2.14) - (5.2.18) variabilele de optimizare, iar puterile $\underline{S}_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$ au expresiile:

$$\begin{cases} P_{ij} = U_i^2 \cdot (G_{\ell_{ij}} + G_{\ell_{i0}}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \\ Q_{ij} = -U_i^2 \cdot (B_{\ell_{ij}} + B_{\ell_{i0}}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \end{cases} \quad (5.2.19)$$

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (5.2.20)$$

- funcția obiectiv (FOB):

$$FOB = \sum_{i \in G} C_i(P_{gi}) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) = \text{Minim} \quad (5.2.21)$$

unde caracteristicile de cheltuieli $C_i(P_{gi})$ au în general o formă oarecare, forma cea mai simplă fiind un polinom de gradul 2 în P_{gi} :

$$C_i(P_{gi}) = a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i, \quad i \in G \quad (5.2.22)$$

TP_{ij} reprezintă costul de penalizare a depășirii limitei superioare a puterii aparente prin elementul de rețea ij , S_{ij}^{**} fiind definit de relația:

$$S_{ij}^{**} = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij} \leq S_{ij}^{\max} \\ S_{ij}^{\max} & \text{dacă } S_{ij} > S_{ij}^{\max} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (5.2.23)$$

Pentru soluționarea acestei probleme de optimizare neliniară cu restricții se utilizează metoda funcțiilor de penalizare, asociată cu cea a multiplicatorilor Lagrange generalizată și metoda gradientului conjugat, prezentate în [Kilyeni2010]. În acest scop, se construiește funcția auxiliară Φ de forma:

$$\begin{aligned} \Phi = & \sum_{i \in G} (a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) + \\ & + \sum_{i \in N \setminus e} \lambda_{pi} \cdot (P_i - P_{gi} - P_{ci}) + \sum_{i \in C} \lambda_{qi} \cdot (Q_i - Q_{ci}) + \\ & + r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*)^2 + r_q \cdot \sum_{i \in G} p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*)^2 + r_u \cdot \sum_{i \in C} p_{ui} \cdot (U_i - U_i^*)^2 + \\ & + r_p \cdot \sum_{ij \in R} p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*)^2 + r_s \cdot \sum_{ij \in R} p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*)^2 \end{aligned} \quad (5.2.24)$$

unde: $\lambda_{pi}, i \in N \setminus e; \lambda_{qi}, i \in C$ – multiplicatori Lagrange;

$r_{pe}, r_q, r_u, r_p, r_s$ – coeficienți de penalizare;

$p_{pe}; p_{qi}, i \in G; p_{ui}, i \in C; p_{p_{ij}}, ij \in R; p_{s_{ij}}, ij \in R$ – coeficienți de ponderare;

$P_{ge}^*; Q_{gi}^*, i \in G; U_i^*, i \in C; P_{ij}^*, ij \in R; S_{ij}^*, ij \in R$ se determină cu relațiile:

$$P_{ge}^* = \begin{cases} P_{ge} & \text{dacă } P_{ge}^{\min} \leq P_{ge} \leq P_{ge}^{\max} \\ P_{ge}^{\min} & \text{dacă } P_{ge} < P_{ge}^{\min} \\ P_{ge}^{\max} & \text{dacă } P_{ge} > P_{ge}^{\max} \end{cases} \quad (5.2.25)$$

$$Q_{gi}^* = \begin{cases} Q_{gi} & \text{dacă } Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \\ Q_{gi}^{\min} & \text{dacă } Q_{gi} < Q_{gi}^{\min} \\ Q_{gi}^{\max} & \text{dacă } Q_{gi} > Q_{gi}^{\max} \end{cases}, \quad i \in G \quad (5.2.26)$$

$$U_i^* = \begin{cases} U_i & \text{dacă } U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \\ U_i^{\min} & \text{dacă } U_i < U_i^{\min} \\ U_i^{\max} & \text{dacă } U_i > U_i^{\max} \end{cases}, \quad i \in C \quad (5.2.27)$$

$$P_{ij}^* = \begin{cases} P_{ij} & \text{dacă } P_{ij}^{\min} \leq P_{ij} \\ P_{ij}^{\min} & \text{dacă } P_{ij} < P_{ij}^{\min} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (5.2.28)$$

$$S_{ij}^* = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij}^{\min} \leq S_{ij} \\ S_{ij}^{\min} & \text{dacă } S_{ij} < S_{ij}^{\min} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (5.2.29)$$

Analiza relațiilor (5.2.24) – (5.2.29) evidențiază următoarele observații:

- funcția Φ are următoarele componente: FOB, termenii corespunzători multiplicatorilor Lagrange $\lambda_{pi}, i \in N \setminus e; \lambda_{qi}, i \in C$) și cei aferenți coeficienților de penalizare $r_{pe}, r_q, r_u, r_p, r_s$;
- termenii cu multiplicatori Lagrange corespund variabilelor de stare (5.2.4) și RR de egalitate (5.2.7) aferente, mai puțin cele pentru P_{ge} și $Q_{gi}, i \in G$, mărimi care la calculul circulației de puteri rezultă direct din relațiile de forma (5.2.7);
- termenii de penalizare corespund RR de inegalitate (5.2.9) - (5.2.13) care privesc variabilele de stare;
- eventuala limitare a valorii variabilelor de optimizare se realizează direct, la recalcularea lor pentru fiecare iterație, în maniera prezentată în paragraful 5.2.3.

Pe parcursul minimizării funcției Φ , aplicând metode de gradient [Kilyeni2012], se vor utiliza derivatele lui Φ în raport cu variabilele de optimizare (la calculul direcției de deplasare) și în raport cu cele de stare (la calculul multiplicatorilor Lagrange):

- derivatele în raport cu variabilele de optimizare:

⇒ derivatele în raport cu tensiunile la bornele generatoarelor, $U_k, k \in G$:

$$\begin{aligned}
 U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} = & \left[(2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right] + \sum_{i \in G \setminus k} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \\
 & + \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}}^{ij \in R} \left(TP_{ij} \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right) + \left(\lambda_{pk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left(\lambda_{pi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right) + \\
 & + \sum_{i \in C} \left(\lambda_{qi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right) + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_e}{\partial U_k} + \quad , \quad k \in G \\
 & + 2 \cdot r_q \cdot p_{qk} \cdot (Q_{gk} - Q_{gk}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G \setminus k} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right] + \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}}^{ij \in R} \left[p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}}^{ij \in R} \left[p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right]
 \end{aligned} \tag{5.2.30}$$

⇒ derivatele în raport cu puterile active generate, $P_{gk}, k \in G \setminus e$:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{gk}} = 2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k - \lambda_{pk} , \quad k \in G \setminus e \tag{5.2.31}$$

⇒ derivatele în funcție de rapoartele de transformare ale transformatoarelor și autotransformatoarelor cu reglaj longitudinal, respectiv în funcție de modulele rapoartelor de transformare la cele cu reglaj longo-transversal, $K_{xy}, xy \in T$:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Phi}{\partial K_{xy}} = & \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}}^{i \in G} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right] + \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} / \text{și} \\ j=y}}^{ij \in R} \left(TP_{ij} \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{xy}} \right) + \\
 & + \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}}^{i \in N \setminus e} \left(\lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right) + \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}}^{i \in C} \left(\lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right) +
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial K_{xy}} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G}^{i=x \text{ sau } i=y} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right] + \quad , \quad xy \in T \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{ij \in R}^{i=x \text{ sau } j=y} \left[p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{xy}} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{ij \in R}^{i=x \text{ sau } j=y} \left[p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{xy}} \right]
 \end{aligned} \tag{5.2.32}$$

⇒ derivatele în funcție de fazele rapoartelor de transformare ale autotransformatoarelor cu reglaj longo-transversal, Ω_{xy} , $xy \in T$ (evident nule la cele cu reglaj longitudinal):

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Phi}{\partial \Omega_{xy}} &= \sum_{i \in G}^{i=x \text{ sau } i=y} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \Omega_{xy}} \right] + \sum_{ij \in R}^{i=x \text{ sau } j=y} \left(TP_{ij} \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial \Omega_{xy}} \right) + \\
 & + \sum_{i \in N \setminus e}^{i=x \text{ sau } i=y} \left(\lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \Omega_{xy}} \right) + \sum_{i \in C}^{i=x \text{ sau } i=y} \left(\lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \Omega_{xy}} \right) + \quad , \quad xy \in T \\
 & + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial \Omega_{xy}} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G}^{i=x \text{ sau } i=y} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \Omega_{xy}} \right] + \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{ij \in R}^{i=x \text{ sau } j=y} \left[p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \Omega_{xy}} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{ij \in R}^{i=x \text{ sau } j=y} \left[p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial \Omega_{xy}} \right]
 \end{aligned} \tag{5.2.33}$$

- derivatele în raport cu variabilele de stare semnificative:

⇒ derivatele în raport cu fazele tensiunilor nodurilor, δ_k , $k \in N \setminus e$:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Phi}{\partial \delta_k} &= \left[(2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k) \cdot \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \right] + \sum_{i \in G \setminus k} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \right] + \\
 & + \left(\lambda_{pk} \cdot \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left(\lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \right) + \left(\lambda_{qk} \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} \right) + \sum_{i \in C \setminus k} \left(\lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} \right) + \\
 & + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial \delta_k} + \quad , \quad k \in N \setminus e \\
 & + 2 \cdot r_q \cdot p_{qk} \cdot (Q_{gk} - Q_{gk}^*) \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G \setminus k} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} \right] + \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{ij \in R}^{i=k \text{ sau } j=k} \left[p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{ij \in R}^{i=k \text{ sau } j=k} \left[p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_k} \right]
 \end{aligned} \tag{5.2.34}$$

⇒ derivatele în raport cu tensiunile nodurilor consumatoare, $U_k, k \in C$:

$$\begin{aligned}
 U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} = & \sum_{i \in G} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \left(\lambda_{pk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left(\lambda_{pi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right) + \\
 & + \left(\lambda_{qk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in C \setminus k} \left(\lambda_{qi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right) + 2 \cdot r_{pe} \cdot p_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_e}{\partial U_k} + \\
 & + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_u \cdot p_{uk} \cdot (U_k - U_k^*) \cdot U_k \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}} \left[p_{p ij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}} \left[p_{s ij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right]
 \end{aligned} \quad , \quad k \in C \quad (5.2.35)$$

Ținând cont de expresiile puterilor injectate în noduri (5.2.8), derivatele lui P_i și Q_i în raport cu modulele și fazele tensiunilor (care sunt de fapt elementele matricei jacobiene \mathbf{J} de la calculul circulației de puteri, partiționată în maniera definită în [Kilyeni2010] au expresiile de mai jos (rămânând valabile toate observațiile practice legate de calculul valorii acestor derivate):

a) elementele submatricei \mathbf{J}_1 :

⇒ elementele diagonale ($i = k$):

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot [G_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j) - B_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j)], \quad k \in N \quad (5.2.36)$$

⇒ elementele nediagonale ($i \neq k$):

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k)], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \quad (5.2.37)$$

b) elementele lui \mathbf{J}_2 :

⇒ elementele diagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} = 2 \cdot U_k^2 \cdot G_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot [G_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) + B_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j)], \quad k \in N \quad (5.2.38)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} = U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k)], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \quad (5.2.39)$$

c) elementele lui \mathbf{J}_3 :

⇒ elementele diagonale:

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot [G_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) + B_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j)], \quad k \in N \quad (5.2.40)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} = - U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k)], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \quad (5.2.41)$$

d) elementele lui \mathbf{J}_S :

⇒ elementele diagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} = -2 \cdot U_k^2 \cdot B_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot [G_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j) - B_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j)], \quad k \in N \quad (5.2.42)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} = U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k)], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \quad (5.2.43)$$

Ținând cont de expresiile puterilor care circulă prin elementele de rețea (relațiile (5.2.19) și (5.2.20)), derivatele lui P_{ij} și Q_{ij} , respectiv S_{ij} , în raport cu modulele și fazele tensiunilor sunt de forma:

• derivatele parțiale în raport cu fazele tensiunilor:

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial x_i} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.2.44)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial x_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.2.45)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial x_i} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.2.46)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial x_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.2.47)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial x_i} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial x_i} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial x_i}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (5.2.48)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial x_j} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial x_j} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial x_j}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (5.2.49)$$

• derivatele parțiale în raport cu modulele tensiunilor:

$$U_i \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_i} = 2 \cdot U_i^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.2.50)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.2.51)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i} = -2 \cdot U_i^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.2.52)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.2.53)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_i} = \frac{P_{ij} \cdot U_i \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_i} + Q_{ij} \cdot U_i \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (5.2.54)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_j} = \frac{P_{ij} \cdot U_j \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_j} + Q_{ij} \cdot U_j \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_j}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (5.2.55)$$

Ținând cont de maniera de reprezentare a transformatoarelor și autotransformatoarelor în studiile de sistem [Kilyeni2010], rezultă contribuția acestora la elementele matricei de admitanță nodală (considerând elementul de rețea $ij \in T$, unde i reprezintă nodul de înaltă tensiune, iar j nodul de joasă tensiune, raportul de transformare în unități absolute fiind considerat supraunitar):

- transformatoare și autotransformatoare cu reglaj longitudinal:

$$\begin{cases} \underline{Y}_{jj} & \Rightarrow \underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij} \\ \underline{Y}_{ii} & \Rightarrow \frac{\underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij}}{K_{ij}^2} \\ \underline{Y}_{ji}, \underline{Y}_{ij} & \Rightarrow -\frac{\underline{Y}_{\ell ij}}{K_{ij}} \end{cases} \quad (5.2.56)$$

unde \underline{Y}_{ℓ} reprezintă admitanța longitudinală a schemei echivalente nominale în π , iar \underline{Y}_{t} este admitanța transversală;

- autotransformatoare cu reglaj longo-transversal:

$$\begin{cases} \underline{Y}_{jj} & \Rightarrow \underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij} \\ \underline{Y}_{ii} & \Rightarrow \frac{\underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij}}{K_{ij}^2} \\ \underline{Y}_{ji} & \Rightarrow -\frac{\underline{Y}_{\ell ij}}{K_{ij} \cdot e^{\Omega_{ij}}} \\ \underline{Y}_{ij} & \Rightarrow -\frac{\underline{Y}_{\ell ij}}{K_{ij} \cdot e^{-\Omega_{ij}}} \end{cases} \quad (5.2.57)$$

Având în vedere și expresiile puterilor injectate în noduri (5.2.8), derivatele lui P_i și Q_i în raport cu modulele și fazele rapoartelor de transformare sunt de forma:

- derivatele parțiale în funcție de rapoartele de transformare, pentru transformatoarele și autotransformatoarele cu reglaj longitudinal:

$$\frac{\partial P_i}{\partial K_{ij}} = -2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{G_{\ell ij} + G_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in T \quad (5.2.58)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial K_{ij}} = 2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{B_{\ell ij} + B_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in T \quad (5.2.59)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in T \quad (5.2.60)$$

$$\frac{\partial Q_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in T \quad (5.2.61)$$

- derivatele parțiale în funcție de modulele rapoartelor de transformare, pentru autotransformatoarele cu reglaj longo-transversal:

$$\frac{\partial P_i}{\partial K_{ij}} = -2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{G_{\ell ij} + G_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (5.2.62)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial K_{ij}} = 2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{B_{\ell ij} + B_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (5.2.63)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) - (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) \right], \quad ij \in T \quad (5.2.64)$$

$$\frac{\partial Q_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) + (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) \right], \quad ij \in T \quad (5.2.65)$$

- derivatele parțiale în funcție de fazele rapoartelor de transformare, pentru autotransformatoarele cu reglaj longo-transversal:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) - (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (5.2.66)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) + (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (5.2.67)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) \right], \quad ij \in T \quad (5.2.68)$$

$$\frac{\partial Q_j}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[(G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) \right], \quad ij \in T \quad (5.2.69)$$

Ținând cont de maniera de reprezentare a transformatoarelor și autotransformatoarelor în studiile de sistem [Kilyeni2010] și de expresiile puterilor care circulă prin elementele de rețea (relația 5.2.19), derivatele lui P_{ij} și Q_{ij} , respectiv S_{ij} , în raport cu modulele și fazele rapoartelor de transformare sunt de forma:

- derivatele parțiale în raport cu rapoartele de transformare, pentru transformatoarele și autotransformatoarele cu reglaj longitudinal:

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} = U_i^2 \cdot \left(\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} + \frac{\partial G_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} \right) - U_i \cdot U_j \cdot \left[\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + \frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (5.2.70)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}} = -U_i^2 \cdot \left(\frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} + \frac{\partial B_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} \right) - U_i \cdot U_j \cdot \left[\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - \frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (5.2.71)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in T \quad (5.2.72)$$

unde

$$\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{G_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (5.2.73)$$

$$\frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{B_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (5.2.74)$$

$$\frac{\partial G_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} = \frac{G_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \cdot \left(1 - \frac{2}{K_{ij}} \right) - \frac{2}{K_{ij}^3} \cdot G_{t ij} \quad (5.2.75)$$

$$\frac{\partial B_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} = \frac{B_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \cdot \left(1 - \frac{2}{K_{ij}} \right) - \frac{2}{K_{ij}^3} \cdot B_{t ij} \quad (5.2.76)$$

$$\frac{\partial G_{\ell j0}}{\partial K_{ij}} = \frac{G_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (5.2.77)$$

$$\frac{\partial B_{\ell j0}}{\partial K_{ij}} = \frac{B_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (5.2.78)$$

- derivatele parțiale în raport cu modulele rapoartelor de transformare, pentru auto-transformatoarele cu reglaj longo-transversal, rezultă pe baza expresiilor puterilor P_{ij} și Q_{ij} pentru schema echivalentă nominală [Kilyeni2010]:

$$\begin{cases} P_{ij} = \frac{U_i^2}{K_{ij}} \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) - \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \\ Q_{ij} = -\frac{U_i^2}{K_{ij}} \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) - \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \end{cases} \quad (5.2.79)$$

$$\begin{cases} P_{ji} = U_j^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell j0}) - \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij})] \\ Q_{ji} = -U_j^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell j0}) - \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i + \Omega_{ij})] \end{cases} \quad (5.2.80)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} = -\frac{U_i^2}{K_{ij}^2} \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \quad (5.2.81)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i^2}{K_{ij}^2} \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \quad (5.2.82)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in T \quad (5.2.83)$$

- derivatele parțiale în raport cu fazele rapoartelor de transformare, pentru autotransformatoarele cu reglaj longo-transversal, rezultă pe baza expresiilor puterilor P_{ij} și Q_{ij} (relația (5.2.19)):

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} = -\frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \quad (5.2.84)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \quad (5.2.85)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \Omega_{ij}}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in T \quad (5.2.86)$$

5.2.3. Soluționarea modelului matematic al OPF

Modelul matematic complet prezentat în paragraful anterior reprezintă o problemă de optimizare de tip programare neliniară de foarte mari dimensiuni. Ea se soluționează cu: metoda funcțiilor de penalizare, asociată cu metoda multiplicatorilor Lagrange generalizată, cu metoda gradientului conjugat și cu metoda de interpolare parabolică pentru determinarea valorii deplasării după direcția curentă de căutare [Kilyeni2012].

În aceste condiții, algoritmul metodei de soluționare este următorul (la toate mărimile indicele superior se referă la ciclul de optimizare c , respectiv la iterația de optimizare o):

- a) Se inițializează variabilele de control cu valorile $U_i^0, i \in G, P_{g_i}^0, i \in G \setminus e, K_{ij}^0, ij \in T, \Omega_{ij}^0, ij \in T$ și coeficienții de ponderare $p_{q_i}, i \in G; p_{u_i}, i \in C; p_{p_{ij}}, ij \in R; p_{s_{ij}}, ij \in R$.
- b) Pentru un anumit ciclu de optimizare, $c = 1, 2, 3, \dots$ (corespunzător unui set de valori ale coeficienților de penalizare) se aleg valorile coeficienților de penalizare $r_{p_e}^c, r_{q_e}^c, r_{u_e}^c, r_p^c, r_s^c$.
- c) La fiecare iterație de optimizare, $o = 1, 2, 3, \dots$ a unui anumit ciclu de optimizare c se soluționează în mod clasic circulația de puteri, pentru valorile curente $U_i^{o-1}, i \in G,$

$P_{gi}^{o-1}, i \in G \setminus e, K_{ij}^{o-1}, ij \in T, \Omega_{ij}^{o-1}, ij \in T$ ale variabilelor de optimizare, fără a impune limitări ale puterilor reactive generate ($Q_{gi}, i \in G$ sunt lăsate „libere”), rezultând valorile variabilelor de stare: cele aferente nodurilor – $x_i^{o-1}, i \in N \setminus e, P_{ge}^{o-1}, U_i^{o-1}, i \in C, Q_{gi}, i \in G$, respectiv circulațiile de puteri prin elementele de rețea – $P_{ij}^{o-1}, Q_{ij}^{o-1}, ij \in R, S_{ij}^{o-1}, ij \in R$.

- d) Se verifică respectarea RR de inegalitate (5.2.9) – (5.2.13) și se atribuie valorile corespunzătoare pentru variabilele $Q_{gi}, i \in G; U_i, i \in C; P_{ge}; P_{ij}, ij \in R; S_{ij}, ij \in R$ (conform relațiilor (5.2.25) – (5.2.29)), apoi se calculează valoarea FOB, FOB^{o-1} (5.2.21), și a funcției auxiliare Φ, Φ^{o-1} (5.2.69).
- e) Se soluționează sistemul liniar de ecuații care rezultă din condițiile ca derivatele parțiale ale funcției auxiliare în raport cu variabilele de stare să fie nule:

$$\begin{cases} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x_k} \right)^{o-1} = 0, & k \in N \setminus e \\ \left(U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} \right)^{o-1} = 0, & k \in C \end{cases} \quad (5.2.87)$$

de unde rezultă valorile multiplicatorilor Lagrange: $\lambda_{pk}^{o-1}, k \in N \setminus e; \lambda_{qk}^{o-1}, k \in C$.

- f) Se determină componentele gradientului g^{o-1} pentru toate variabilele de optimizare, cu relații de forma (5.2.30) - (5.2.33):

$$g_{Uk}^{o-1} = \left(U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} \right)^{o-1}, \quad k \in G \quad (5.2.88)$$

$$g_{Pgk}^{o-1} = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial P_{gk}} \right)^{o-1}, \quad k \in G \setminus e \quad (5.2.89)$$

$$g_{Kxy}^{o-1} = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial K_{xy}} \right)^{o-1}, \quad xy \in T \quad (5.2.90)$$

$$g_{\Omega xy}^{o-1} = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial \Omega_{xy}} \right)^{o-1}, \quad xy \in T \quad (5.2.91)$$

- g) Se verifică condițiile de terminare a ciclului curent de optimizare c, ε fiind pragul sub care componentele gradientului se consideră nule:

$$\text{Max}_{k \in G} \{ g_{Uk}^{o-1} \} < \varepsilon \quad (5.2.92)$$

$$\text{Max}_{k \in G \setminus e} \{ g_{Pgk}^{o-1} \} < \varepsilon \quad (5.2.93)$$

$$\text{Max}_{xy \in T} \{ g_{Kxy}^{o-1} \} < \varepsilon \quad (5.2.94)$$

$$\text{Max}_{xy \in T} \{ g_{\Omega xy}^{o-1} \} < \varepsilon \quad (5.2.95)$$

Dacă nu sunt îndeplinite condițiile de terminare, se sare la punctul i) al algoritmului, iar dacă sunt îndeplinite, atunci se trece la punctul h).

- h) Se verifică condiția de terminare a procesului de calcul: regimul optim obținut la ciclul de optimizare curent c – ultimul regim calculat conform punctului c) al algoritmului – să fie practic identic cu cel obținut la ciclul de optimizare anterior $c-1$ (modificare cu totul nesemnificativă a valorii FOB și a funcției auxiliare Φ). Dacă nu este îndeplinită condiția de terminare, se sare la punctul b) al algoritmului, continuând calculele cu un nou ciclu de optimizare (cu majorarea valorii coeficienților de penalizare). Dacă este îndeplinită condiția de terminare, calculul este terminat, ultimul regim calculat conform punctului c) al algoritmului fiind soluția problemei (regimul optim în condițiile date).
- i) Se determină componentele direcției de deplasare \mathbf{d}^{o-1} pentru metoda gradientului conjugat, calculând în prealabil valoarea scalarului β^{o-1} [Kilyeni2012]:

$$\beta^{o-1} = \frac{\sum_{k \in G} (g_{Uk}^{o-1})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-1})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{Kxy}^{o-1})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{\Omega xy}^{o-1})^2}{\sum_{k \in G} (g_{Uk}^{o-2})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-2})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{Kxy}^{o-2})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{\Omega xy}^{o-2})^2} \quad (5.2.96)$$

$$d_{Uk}^{o-1} = -g_{Uk}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Uk}^{o-2}, \quad k \in G \quad (5.2.97)$$

$$d_{Pgk}^{o-1} = -g_{Pgk}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Pgk}^{o-2}, \quad k \in G \setminus e \quad (5.2.98)$$

$$d_{Kxy}^{o-1} = -g_{Kxy}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Kxy}^{o-2}, \quad xy \in T \quad (5.2.99)$$

$$d_{\Omega xy}^{o-1} = -g_{\Omega xy}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{\Omega xy}^{o-2}, \quad xy \in T \quad (5.2.100)$$

- j) Se determină valoarea scalarului α^{o-1} , care indică mărimea deplasării după direcția găsită, cu metoda de interpolare parabolică [Kilyeni2012].
- k) Se calculează noile valori ale variabilelor de optimizare cu relațiile specifice metodelor de gradient:

$$U_k^o = U_k^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{Uk}^{o-1}, \quad k \in G \quad (5.2.101)$$

$$p_{gk}^o = p_{gk}^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{Pgk}^{o-1}, \quad k \in G \setminus e \quad (5.2.102)$$

$$K_{xy}^o = K_{xy}^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{Kxy}^{o-1}, \quad xy \in T \quad (5.2.103)$$

$$\Omega_{xy}^o = \Omega_{xy}^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{\Omega xy}^{o-1}, \quad xy \in T \quad (5.2.104)$$

- l) se verifică dacă sunt îndeplinite relațiile de restricție (de limitare superioară și inferioară a valorii variabilelor de optimizare), luându-se măsuri în caz de nevoie:

$$U_k^o = \begin{cases} U_k^o & \text{dacă } U_k^{\min} \leq U_k^o \leq U_k^{\max} \\ U_k^{\min} & \text{dacă } U_k^o < U_k^{\min} \\ U_k^{\max} & \text{dacă } U_k^o > U_k^{\max} \end{cases}, \quad k \in G \quad (5.2.105)$$

$$p_{gk}^o = \begin{cases} p_{gk}^o & \text{dacă } p_{gk}^{\min} \leq p_{gk}^o \leq p_{gk}^{\max} \\ p_{gk}^{\min} & \text{dacă } p_{gk}^o < p_{gk}^{\min} \\ p_{gk}^{\max} & \text{dacă } p_{gk}^o > p_{gk}^{\max} \end{cases}, \quad k \in G \quad (5.2.106)$$

$$K_{xy}^o = \begin{cases} K_{xy}^o & \text{dacă } K_{xy}^{\min} \leq K_{xy}^o \leq K_{xy}^{\max} \\ K_{xy}^{\min} & \text{dacă } K_{xy}^o < K_{xy}^{\min} \\ K_{xy}^{\max} & \text{dacă } K_{xy}^o > K_{xy}^{\max} \end{cases}, \quad xy \in T \quad (5.2.107)$$

$$\Omega_{xy}^o = \begin{cases} \Omega_{xy}^o & \text{dacă } \Omega_{xy}^{\min} \leq \Omega_{xy}^o \leq \Omega_{xy}^{\max} \\ \Omega_{xy}^{\min} & \text{dacă } \Omega_{xy}^o < \Omega_{xy}^{\min} \\ \Omega_{xy}^{\max} & \text{dacă } \Omega_{xy}^o > \Omega_{xy}^{\max} \end{cases}, \quad xy \in T \quad (5.2.108)$$

m) Se sare la punctul c) al algoritmului pentru a începe o nouă iterație de optimizare în cadrul ciclului curent de optimizare c.

Se evidențiază câteva comentarii practice legate de utilizarea și implementarea pe calculator a algoritmului de optimizare [Kilyeni2010], [Barb2009]:

- Valorile inițiale ale variabilelor de control (punctul a) al algoritmului trebuie să fie de regulă în interiorul gamelor de valori admise pentru ele, astfel încât să existe posibilitatea modificării lor în ambele sensuri în cadrul procesului de optimizare.
- La punctul b) al algoritmului alegerea valorii inițiale a coeficienților de penalizare $r_{pe}^c, r_q^c, r_u^c, r_p^c, r_s^c$ se face pe baza experienței, cu mențiunea că valorile inițiale prea mari pentru acești coeficienți „aruncă” variabilele de stare dintr-o limită în alta (în cazul încălcării limitării superioare sau inferioare), iar cele prea mici permit încălcări exagerate ale limitărilor.
- Valorile coeficienților de penalizare pentru diverse tipuri de variabile nu sunt identice ca ordin de mărime, experiența anterioară fiind esențială din acest punct de vedere.
- Majorarea valorii coeficienților de penalizare la trecerea de la un ciclu de optimizare la altul trebuie făcută cu precauție, experiența anterioară fiind esențială și din acest punct de vedere.
- Soluționarea repetată a circulației de puteri la punctul c) al algoritmului (și de două ori la fiecare iterație de optimizare la punctul j), când se determină valoarea lui α este un element extrem de sensibil în privința timpului de calcul, impunându-se utilizarea unor algoritme extrem de performante, de tipul celor prezentate în [Kilyeni2010].
- Dacă la punctul d) valoarea funcției auxiliare Φ diferă de cea a FOB (este mai mare), înseamnă că există violări ale unor RR de tip inegalitate privind limitarea valorii variabilelor de stare (aceste situații sunt „penalizate” în valoare lui Φ).
- Soluționarea sistemului liniar (5.2.87), la punctul e) al algoritmului, este al doilea element sensibil în ceea ce privește timpul de calcul, analiza structurii lacunare a matricei de coeficienți necesitând o atenție specială [Kilyeni2010].
- Condițiile de terminare de la punctele g) și h) solicită experiență în ceea ce privește stabilirea valorii pragului ε , respectiv a condițiilor în care două regimuri de funcționare se consideră quasi identice.
- Legat de condițiile de terminare de la punctul g), se impune luarea unor măsuri de sesizare a situațiilor de divergență [Kilyeni2010].
- Legat de condițiile de terminare de la punctul h) și de numărul maxim practic de cicluri de optimizare, experiența arată că la stabilirea corectă a valorii funcțiilor de penalizare și a manierei de augmentare a acestora, 2-3 cicluri sunt de regulă suficiente.
- Componentele gradientului corespunzătoare unor variabile aflate în limitare sunt exceptate la condițiile de terminare (5.2.92) - (5.2.95), cât și la calculul valorii scalarului β (5.2.96).

- Referitor la punctul i) al algoritmului, la valori exagerat de reduse ale pragului ε , necorelate cu eroarea maximă admisă la calculul circulației de puteri, în apropierea soluției (la ultimele iterații de optimizare) pot să apară valori exagerate ale scalarului β (în asemenea situații se recomandă $\beta = 0$, ceea ce înseamnă comutare de la gradient conjugat la gradient clasic).
- Referitor la punctul k) al algoritmului se consideră utile următoarele precizări:
 - ⇒ dacă pentru o variabilă de optimizare aflată în limitare inferioară componenta corespunzătoare a vectorului \mathbf{d} este negativă, ea rămâne în continuare în limitare;
 - ⇒ dacă pentru o variabilă de optimizare aflată în limitare inferioară componenta corespunzătoare a vectorului \mathbf{d} este pozitivă, variabila respectivă „se eliberează” din limitare (se calculează noua valoare conform relațiilor (5.2.97) - (5.2.100));
 - ⇒ dacă pentru o variabilă de optimizare aflată în limitare superioară componenta corespunzătoare a vectorului \mathbf{d} este pozitivă, ea rămâne în continuare în limitare;
 - ⇒ dacă pentru o variabilă de optimizare aflată în limitare superioară componenta corespunzătoare a vectorului \mathbf{d} este negativă, variabila respectivă „se eliberează” din limitare (se calculează noua valoare conform relațiilor (5.2.97) - (5.2.100)).
- Referitor la punctul l) al algoritmului, în condițiile în care se activează o limitare la o variabilă de optimizare (având valoarea z la iterația $o-1$, componenta corespunzătoare a direcției având valoarea d_z) care anterior nu era în limitare, se recomandă recalcularea valorii scalarului α (experiența indică o ameliorare a convergenței, ceea ce înseamnă reducerea timpului total de calcul):
 - ⇒ dacă se activează limitarea superioară:

$$\alpha^{o-1} = \frac{z^{\max} - z}{d_z} \quad (5.2.109)$$

- ⇒ dacă se activează limitarea inferioară:

$$\alpha^{o-1} = \frac{z^{\min} - z}{d_z} \quad (5.2.110)$$

- Dacă la mai multe variabile se activează o limitare în condițiile observației anterioare, se recalculează pentru fiecare valoarea lui α și se selectează valoarea minimă.
- O altă posibilitate de tratare a unor asemenea situații o reprezintă efectuarea unei iterații de gradient simplu în locul gradientului conjugat.
- Raportul de transformare pentru transformatoarele și autotransformatoarele cu reglaj longitudinal este o variabilă discretă: ea poate avea un număr fix de valori, dependent de numărul ploturilor de reglare. Situația este similară și la autotransformatoarele cu reglaj longo-transversal. Considerarea caracterului discret al acestor variabile pe parcursul procesului iterativ de soluționare reprezintă o problemă foarte dificilă. De aceea, pe parcursul calculelor se preferă considerarea unei variații continue pentru K_{ij} și Ω_{ij} , între limita minimă și maximă, oferite de dispozitivul concret de reglaj sub sarcină al tensiunii. În final, după terminarea procesului de optimizare, K_{ij} și Ω_{ij} „se rotunjesc” la valorile cele mai apropiate de cele rezultate din calcul pentru regimul optim (evident, circulația de puteri pentru regimul optim se recalculează cu aceste valori rotunjite).

5.3. Metoda adoptată pentru extinderea optimă a RET din cadrul SEE complexe

Alegerea metodei de soluționare a extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe are la bază câteva argumente practice, legate atât de utilitatea generală a cercetărilor efectuate în cadrul tezei de doctorat, cât și de informațiile disponibile în legătură cu obiectul studiilor de caz:

- metoda utilizată trebuie să aibă un grad accentuat de generalitate, pentru a oferi un instrument util de lucru oricărui operator de transport și sistem;
- aplicațiile concrete ale tezei se referă la ansamblul sistemului electroenergetic al României, cât și la subsistem al SEN (zona de vest, sud-vest, nord-vest și centru a SEN);
- operatorul de transport și sistem din România, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., are în studiu o serie de variante de extindere a RET, bazate pe ipoteze, mai mult sau mai puțin realiste, în ceea ce privește evoluția consumului și a surselor de putere de diverse tipuri (inclusiv obligațiile asumate de România ca stat membru al UE în ceea ce privește ponderea surselor de energie "curate" în balanța energetică generală);
- datele disponibile pentru efectuarea studiilor de extindere prezintă un grad de încredere mai mult sau mai puțin ridicat, ceea ce sugerează necesitatea unor abordări probabiliste.

În acest context, [Pop2009] abordează planificarea extinderii RET din cadrul SEE complexe ca o problemă de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni. Se propune un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor fezabile, având un caracter semidinamic retrospectiv. Funcția obiectiv este de tip multicriterial, înglobând cheltuielile legate de funcționarea sistemului, cheltuielile de investiție privind extinderea RET, elemente de siguranță în funcționare (sintetizate într-un factor de risc) și de capacitatea totală de transfer disponibilă.

Caracterul neliniar al problemei de optimizare rezultă din cele prezentate în subcapitolul anterior, toate regimurile de interes fiind analizate pe baza unui model complet de OPF.

Caracterul semidinamic retrospectiv se referă la faptul că soluția (sau soluțiile) de extindere a RET se determină pentru ultimul an al unei perioade de studiu, existând posibilitatea "revenirii" către anul inițial, pentru a determina momentele corespunzătoare diverselor capacități noi de transport.

Optimizarea are un caracter multicriterial. Aprecierea comparativă a soluțiilor se realizează pe baza a patru criterii (care pot fi reunite, scalate și ponderate corespunzător, într-o FOB unică):

- a) primul criteriu se referă la cheltuielile legate de funcționarea sistemului (valoarea funcției obiectiv a OPF, definită de relația (5.2.21));
- b) al doilea criteriu reprezintă costul echivalat anual al investițiilor legate de realizarea noilor linii de transport al energiei electrice;
- c) al treilea criteriu are în vedere siguranța în funcționare, apreciată prin intermediul unui factor de risc;
- d) al patrulea criteriu ține cont de capacitatea totală disponibilă de transfer (pentru ansamblul SEE).

Informația necesară pentru primul criteriu se obține în mod implicit, prin analiza regimului de funcționare și determinarea valorii FOB definită de relația (5.2.21).

Datorită dificultăților legate de aprecierea și actualizarea cheltuielilor de investiție, maniera practică de soluționare a celui de-al doilea criteriu este următoarea: în loc de cheltuielile de investiție se ia în considerare lungimea totală a noilor linii electrice instalate [Pop2009].

Această manieră practică de abordare este justificată și de considerente practice: studiile de caz se referă în exclusivitate la realizarea unor linii de 400 kV, ceea ce corespunde în totalitate situației reale din [Pop2009].

Al treilea criteriu prevede calculul unui factor de risc procentual, în maniera prezentată în [Ma2008], [Fan2008], [Sfari2008], pentru contingențele de tip $N-1$:

$$r^{\%} = \frac{\sum_{k=1}^{n_\ell} q^k \cdot r^k}{\sum_{k=1}^{n_\ell} q^k} = \frac{\sum_{k=1}^{n_\ell} q^k \cdot P_r^k \left\{ |S_{ij}^k| > S_{ij}^{\max}, ij \in R \right\}}{\sum_{k=1}^{n_\ell} q^k} \cdot 100 \quad (5.3.111)$$

unde q_i – probabilitatea de deconectare a elementului de rețea (liniei) i , n_ℓ – numărul linii electrice care intră în discuție la contingente, S_{ij}^k – puterea aparentă care circulă prin elementul de rețea ij în cazul deconectării elementului de rețea k , S_{ij}^{\max} – limita maximă admisibilă termic a puterii aparente care circulă prin elementul de rețea ij , r^k – probabilitatea de apariție a unei congestii (depășirea limitei maxime admisibile din punct de vedere termic) la deconectarea elementului de rețea k , $\sum_{k=1}^{n_\ell} q^k \cdot r^k$ – probabilitatea totală de congestie (toate contingențele de tipul $N-1$).

Evident

$$0 \leq \sum_{k=1}^{n_\ell} q^k \cdot P_r^k \left\{ |S_{ij}^k| > S_{ij}^{\max}, ij \in R \right\} \leq \sum_{k=1}^{n_\ell} q^k \quad (5.3.112)$$

rezultând că

$$0 \leq r^{\%} \leq 100 \quad (5.3.113)$$

Pentru obținerea lui r^k se utilizează modelarea probabilistică a puterilor consumate prin metoda Monte Carlo [Barb2009].

Al patrulea criteriu calculează o capacitate totală disponibilă de transfer TATC (pentru ansamblul SEE), în maniera prezentată în [Lu2007], [Qu2010]:

$$TATC = \sum_{\substack{ij \in L \\ |S_{ij}| < S_{ij}^{\max}}} (S_{ij}^{\max} - |S_{ij}|) \quad (5.3.114)$$

S_{ij}^{\max} – limita maximă admisibilă termic a puterii aparente care circulă prin elementul de rețea ij , S_{ij} – puterea aparentă care circulă în regimul analizat prin elementul de rețea ij .

5.4. Concluzii

În cadrul acestui capitol s-a prezentat un model matematic aferent extinderii optime a sistemelor complexe de transport al energiei electrice, utilizând aproape în totalitate metode clasice de soluționare completă a modelului matematic (soluționarea numerică completă a unor sisteme de ecuații neliniare de foarte mari dimensiuni, a unor probleme de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni etc.

Pentru planificarea extinderii optime a RET s-a prezentat un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidinamic retrospectiv, maniera de definire a funcției obiectiv ținând cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare. Pe lângă funcția obiectiv a problemei clasice de optimizare a circulației de puteri (costul orar al funcționării SEE) se adaugă și costul de penalizare a eventualelor congestii, costul investițiilor legate de realizarea noilor capacități de transport, siguranța în funcționare a sistemului (prin intermediul unui factor de risc global) și capacitatea totală de transfer disponibilă.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- prezentarea în detaliu a modelului matematic și a metodei de soluționare numerică a circulației de puteri în SEE complexe, cu o serie de detalii practice utile pentru implementare;
- realizarea unei sinteze a modelelor matematice corespunzătoare optimizării regimului permanent normal al SEE complexe și reliefaarea volumului foarte mare de calcule în cazul soluționării complete a problemei de programare neliniară corespunzătoare, utilizând tehnici clasice de optimizare;
- prezentarea unui model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidinamic retrospectiv, pentru soluționarea problemei extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe;
- considerarea unei funcții obiectiv care ține cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare.

6. MODELUL MATEMATIC AL PLANIFICĂRII EXTINDERII REȚELEI DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE. VERSIUNEA PENTRU ALGORITMI GENETICI

Capitolul 6 are ca obiectiv elaborarea modelului matematic și a metodei de soluționare a planificării extinderii rețelelor de transport al energiei electrice folosind algoritmi genetici. Metoda în ansamblu este bazată pe un algoritm genetic binar și include analiza și optimizarea regimului permanent normal. Pentru aceste probleme sunt propuse variante de rezolvare bazate pe algoritmi genetici cu valori reale.

Principalul avantaj al folosirii metodelor de calcul evolutiv este reprezentat de simplificarea modelelor matematice și evitarea calculelor laborioase. Bineînțeles, parametrii algoritmului trebuie ajustați pentru fiecare situație.

6.1. Analiza regimului permanent normal

6.1.1. Considerații preliminare

Modelul matematic aferent analizei regimului permanent normal pentru SEE complexe (calculul circulației de puteri) a fost prezentat în subcapitolul 5.1. El constă, în esență, dintr-un sistem neliniar de $2n$ ecuații, definite de bilanțurile de putere activă și reactivă în cele n noduri:

$$\begin{cases} f_{P_i} = U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] - (P_{g_i} + P_{c_i}) = 0, & i = \overline{1, n} \\ f_{Q_i} = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] - (Q_{g_i} + Q_{c_i}) = 0, & i = \overline{1, n} \end{cases} \quad (6.1.1)$$

unde mărimile au semnificațiile prezentate în paragraful 5.1.2.

Cele $2n$ necunoscute sunt, în principiu, componentele vectorului de stare (tensiunile, ca modul și fază), cu următoarele precizări de detaliu:

- $U_i, i \in C$ – c necunoscute;
- $Q_i (Q_{g_i}), i \in G$ – g necunoscute;
- $\delta_i, i \in N \setminus e$ – $(n-1)$ necunoscute;
- $P_i (P_{g_i}), i = e$ – 1 necunoscută;

$$\text{Total: } c + g + (n-1) + 1 = n + n = 2n$$

Se observă că cele $g+1$ necunoscute de tip Q_{g_i} și P_{g_i} rezultă direct din ecuația corespunzătoare, dar pentru uniformitatea scrierii relațiilor și a structurii formale a matricelor de coeficienți se preferă lucrul cu toate cele $2n$ ecuații.

Dacă se cunoaște vectorul de stare, circulațiile de puteri prin elementele de rețea, pierderile de putere etc., se pot calcula cu relațiile (5.1.2) - (5.1.19).

6.1.2. Soluționarea modelului matematic folosind AG

Metoda de soluționare a circulației de puteri prin algoritmi genetici a fost realizată în baza elementele teoretice prezentate în subcapitolul 4.3 – algoritmul genetic cu valori reale.

Funcția $f(\mathbf{x})$ care trebuie minimizată (funcția obiectiv a problemei de optimizare) este definită de "închiderea" bilanțului de putere activă, respectiv reactivă, în toate nodurile SEE:

$$f(\mathbf{x}) = \text{FOB}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}) = \sum_{i=1}^n (f_{P_i}^2 + f_{Q_i}^2) \quad (6.1.2)$$

Populația $\mathbf{P} = \{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_{n_c}\}$ reprezintă o mulțime de soluții posibile. Fiecare cromozom din populație este de fapt vectorul de stare al SEE, deci are în componența sa modulul tensiunii pentru toate nodurile consumatoare și unghiurile tensiunii pentru toate nodurile, mai puțin nodul de echilibrare. În acest caz un cromozom va avea lungimea $d = c + (n - 1)$, și poate fi exprimat astfel:

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.1.3)$$

$$\mathbf{x}_i = \{\{U_{i,1}, U_{i,2}, \dots, U_{i,c}\}, \{\delta_{i,1}, \delta_{i,2}, \dots, \delta_{i,n-1}\}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.1.4)$$

În ceea ce privește domeniul X al soluțiilor, se consideră, pe baza experienței, că toate tensiunile sunt cuprinse între 0,9 și 1,1 u.r., respectiv toate unghiurile între $-\pi/4$ și $+\pi/4$ rad. (evident, se pot considera și alte limite):

$$\begin{aligned} U_{i,j} &\in [0.90; 1.1], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, c \\ \delta_{i,j} &\in [-\pi/4; \pi/4], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, n-1 \end{aligned} \quad (6.1.5)$$

În faza de evaluare, fiecărui cromozom îi va fi atribuită o valoare în baza funcției obiectiv dată în relația 6.1.2. Teoretic, calculul se consideră terminat când este găsit un cromozom pentru care valoarea $FOB = 0$ (practic este sub pragul de 0), adică în toate nodurile sistemului sunt satisfăcute bilanțurile de puteri.

În aceste condiții, pașii algoritmului sunt următorii:

a) se inițializează în mod aleator, în domeniul de definiție, cei n_c cromozomi care compun populația:

$$\mathbf{x}_i^0 = \{\{U_{i,1}^0, U_{i,2}^0, \dots, U_{i,c}^0\}, \{\delta_{i,1}^0, \delta_{i,2}^0, \dots, \delta_{i,n-1}^0\}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.1.6)$$

b) se evaluează populația inițială pe baza valorii FOB (relațiile (6.1.1–6.1.2)); algoritmul este neapărat elitist, astfel cel mai bun individ este salvat în \mathbf{x}_{elit}^0 :

$$f(\mathbf{x}_{elit}^0) = \min\{FOB(\mathbf{x}_i^0)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.1.7)$$

c) la un pas oarecare t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se aplică unul dintre procedeele de selecție prezentate în paragraful 4.3.3; în urma selecției va rezulta o populație $\mathbf{x}_{sel,i}$, $i = 1, 2, \dots, n_c$, a cărei membrii vor avea șanse la recombinare;

d) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se formează $n_{pr} = \chi \cdot n_c / 2$ perechi de cromozomi care vor fi supuși recombinării și $n_{pc} = n_c / 2 - n_{pr}$ perechi ce vor fi copiate nealterate;

- e) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se formează câte doi urmași din cele n_{pr} perechi prin una din cele trei variante de recombinare descrise de relațiile 4.3.8-4.3.14;
- f) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se calculează numărul de gene din populația formată la pasul anterior, ce vor suferi mutație: $n_{gm} = \mu \cdot d \cdot n_c$; genele sunt modificate conform uneia dintre relațiile 4.4.15-4.4.16;
- g) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, primul cromozom din populația rezultată la pasul anterior este înlocuit cu cel mai bun din vechea populație:

$$\mathbf{x}_1^{t+1} = \mathbf{x}_{elit}^t \quad (6.1.8)$$

- h) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se evaluează populația curentă pe baza valorii FOB (relațiile (6.1.1-6.1.2)) și se determină noua valoare \mathbf{x}_{elit} :

$$f(\mathbf{x}_{elit}^{t+1}) = \min\{FOB(\mathbf{x}_i^{t+1})\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.1.9)$$

- i) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se verifică condiția de terminare a calculelor (valoarea FOB pentru cel mai bun cromozom a ajuns sub pragul de 0 admis):

$$FOB(\mathbf{x}_{elit}^{t+1}) \leq \varepsilon \quad (6.1.10)$$

Dacă această condiție este satisfăcută calculul iterativ se consideră terminat și se sare la punctul j), unde se finalizează calculul regimului permanent normal; în caz contrar, se augmentează cu 1 contorul de iterații t și se sare la punctul c);

- j) se calculează puterile reactive generate Q_{gj} , $i \in G$, cu relația (5.1.36);
- k) se calculează puterea activă și reactivă generată în nodul de echilibrare, P_{ge}, Q_{ge} , cu relația (5.1.38);
- l) se calculează circulațiile de puteri prin elementele de rețea ((5.1.2) - (5.1.5)), pierderile de putere pe elementele de rețea ((5.1.6), (5.1.8), (5.1.9)), bilanțurile de puteri pe zone și pe ansamblul sistemului (5.1.7).

6.1.3. Studii de caz justificative

6.1.3.1. Considerații preliminare

Algoritmul prezentat pentru calculul circulației de puteri a fost utilizat pentru realizarea unui program de calcul (descriș în capitolul 7). În urma mai multor teste s-au constatat probleme de convergență pentru sisteme de dimensiuni relativ mai mari. Acest paragraf prezintă două studii de caz ale calculului circulației de puteri, pentru două sisteme de dimensiuni reduse. Scopul acestor studii este justificarea deciziei de a adopta metoda clasică prezentată în capitolul 5 în detrimentul celei bazate pe AG.

Opinia noastră este că metodele de tip AG se pot aplica cu succes la optimizarea regimului permanent normal (OPF) și la studiile de extindere, combinate cu metodele clasice de soluționare a circulației de puteri.

Cele două studii de caz se referă la două sisteme test de dimensiuni relativ reduse, elaborate în cadrul Departamentului de Electroenergetică al Universității „Politehnica” din Timișoara: Test 4 și Test 13 [Kilyeni2010]. Pentru sistemul Test 4 rezultatele sunt bune, însă la sistemul Test 13 se manifestă probleme serioase legate de obținerea soluției.

6.1.3.2. Sistemul Test 4

Sistemul Test 4 este un sistem de dimensiuni foarte reduse (doar 4 noduri), fiind ales pentru a testa, în primă instanță, implementarea metodelor de soluționare a modelelor matematice și a verifica instrumentele soft elaborate. Datorită numărului mic de noduri evoluția calculelor se poate urmări pas cu pas.

Schema monofilară a sistemului este prezentată în Fig. 6.1.1, acesta având următoarele elemente caracteristice:

- număr total de noduri – 4, dintre care 2 noduri generatoare și 2 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 3, dintre care 2 linii electrice aeriene cu tensiune nominală de 220 kV și un transformator.

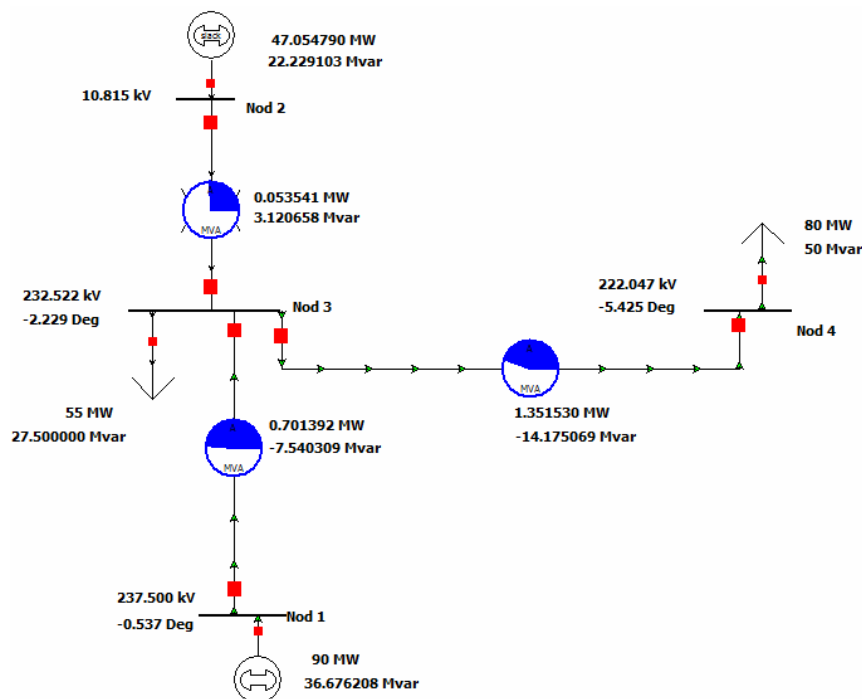


Fig. 6.1.1 SEE Test 4 – schema monofilară

Elementele esențiale legate de configurația sistemului și rezultatele obținute în urma determinării regimului de bază prin metoda AG sunt prezentate în tabelele:

- Tabelul 6.1.1 – Parametri linii electrice aeriene;
- Tabelul 6.1.2 – Parametri transformatoare și autotransformatoare;
- Tabelul 6.1.3 – Date și rezultate noduri (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 6.1.4 – Date generatoare regim de bază;
- Tabelul 6.1.5 – Circulații de puteri prin elementele de rețea.

Tabelul 6.1.1. Parametri linii electrice aeriene

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U_{1n} [kV]	U_{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
1	3	237.50	232.50	0.00826	0.04132	0.00000	0.09680
3	4	232.50	222.00	0.01653	0.08265	0.00000	0.19360

Tabelul 6.1.2. Parametrii transformatoare și autotransformatoare

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U_{1n} [kV]	U_{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]	k [u.r.]	k_{min} [u.r.]	k_{max} [u.r.]
3	2	220	10	0.0023	0.0960	0.0000	-0.0080	1.0000	0.9500	1.0500

Tabelul 6.1.3. Date și rezultate noduri

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_i [MW]	Q_i [MVar]
Nod 1	1	PU	220	0.00	0.00	1.07955	237.50	-0.540	90.00	36.68
Nod 2	2	Ech	10	0.00	0.00	1.08150	10.82	0.000	47.05	22.23
Nod 3	3	PQ	220	55.00	27.50	1.05692	232.52	-2.230	-55.00	-27.50
Nod 4	4	PQ	220	80.00	50.00	1.00931	222.05	-5.430	-80.00	-50.00

Tabelul 6.1.4. Date generatoare

Nume Nod	Nr. Nod	P_g [MW]	Q_g [MVar]	U_b [u.r.]	P_{min} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{max} [MVar]
Nod 1	1	90.00	36.68	1.07950	0	100	-10	47
Nod 2	2	47.05	22.23	1.08150	0	100	-10	47

Tabelul 6.1.5. Circulații de puteri prin elementele de rețea

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U_1 [kV]	U_2 [kV]	P_1 [MW]	Q_1 [MVar]	P_2 [MW]	Q_2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
1	3	237.50	232.50	90.000	36.700	99.600	-44.200	0.700	-7.540
3	2	232.50	10.80	-47.000	-19.100	52.000	22.200	0.050	3.120
3	4	232.50	222.00	81.300	35.800	94.300	-50.000	1.350	-14.180
								2.100	-18.600

Circulația de puteri a fost determinată folosind aplicația software PFGA descrisă în subcapitolul 7.1. Cele mai bune rezultate s-au obținut pentru: selecția trunchiere cu o rată de supraviețuire de 0,5; recombinația intermediară cu o rată de recombinație $\chi = 0.8$; mutația cu pas variabil cu o rată de mutație $\mu = 0,25$. Algoritmul a rulat 1041 iterații și a fost obținut un rezultat cu o abatere sub 10^{-18} .

În tabelul 6.1.6 se prezintă comparativ soluția dată de metoda clasică de tip Newton și cea obținută prin metoda AG. Se observă diferențe foarte mici între rezultatele obținute prin cele două metode.

Tabelul 6.1.6. Prezentarea comparativă a soluției obținută cu metoda clasică Newton cu cea obținută cu metoda AG

AG					Newton clasic				
Nod	U [u.r.]	δ [grade]	P_i [MW]	Q_i [MVar]	Nod	U [u.r.]	δ [grade]	P_i [MW]	Q_i [MVar]
1	1.07955	-0.540	90.00	36.68	1	1.0795	-0.540	90.00	36.68
2	1.08150	0.000	47.05	22.23	2	1.0815	0.000	47.05	22.23
3	1.05692	-2.230	-55.00	-27.50	3	1.0569	-2.230	-55.00	-27.50
4	1.00931	-5.430	-80.00	-50.00	4	1.0093	-5.430	-80.00	-50.00

Faptul ca soluția este determinată corect se poate observa și din graficul de evoluție a algoritmului genetic (fig. 6.1.2), care prezintă o pantă descendentă până la terminarea calculelor.

Cu albastru este reprezentată cea mai bună valoare, cu roșu cea mai slabă, iar cu verde media valorilor. Se observă o scădere bruscă atunci când se schimbă pasul mutației. Scăderea constantă a curbei albastre spre valoarea 10^{-18} indică o evoluție foarte bună a algoritmului.

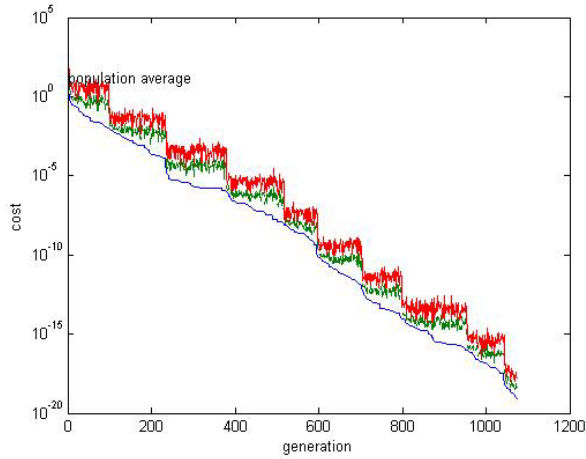


Fig. 6.1.2. Evoluția algoritmului genetic (valoarea FOB)

6.1.3.3. Sistemul Test 13

Sistemul Test 13 a fost dezvoltat în cadrul Catedrei de Electroenergetică a Universității „Politehnica” din Timișoara.

Schema monofilară a sistemului este prezentată în Fig. 6.1.3 acesta având următoarele elemente caracteristice:

- număr total de noduri – 13, dintre care 3 noduri generatoare și 10 consumatori;
- număr total elemente de rețea – 15, dintre care 9 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110 kV și 220 kV și 6 transformatoare și autotransformatoare.

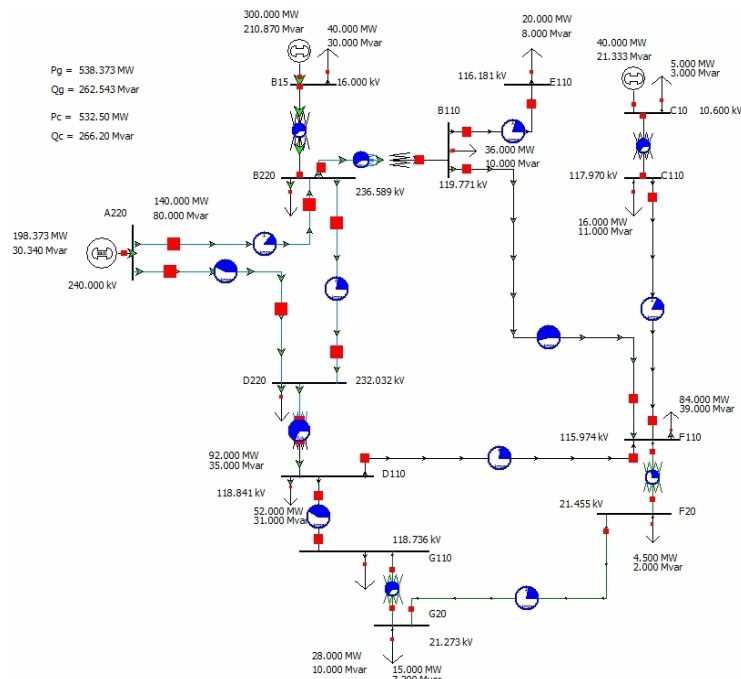


Fig. 6.1.3. SEE Test 13 – schema monofilară

Elementele esențiale legate de configurația sistemului și rezultatele obținute în urma determinării regimului de bază prin metoda AG sunt prezentate în tabelele:

- Tabelul 6.1.7 – Parametri linii electrice aeriene;
- Tabelul 6.1.8 – Parametri transformatoare și autotransformatoare;
- Tabelul 6.1.9 – Date și rezultate noduri (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 6.1.10 – Date generatoare;
- Tabelul 6.1.11 – Circulații de puteri prin elementele de rețea.

Tabelul 6.1.7. Parametri linii electrice aeriene

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
1	4	220	220.00	0.01983	0.11612	0.00000	0.17860
8	10	110	110.00	0.05124	0.11818	0.00000	0.00895
1	5	220	220.00	0.00847	0.05640	0.00000	0.31557
4	5	220	220.00	0.00682	0.03905	0.00000	0.06147
13	12	20	20.00	0.60000	0.55000	0.00000	0.00006
8	11	110	110.00	0.00157	0.00215	0.00000	0.02662
6	9	110	110.00	0.10000	0.20165	0.00000	0.01912
6	10	110	110.00	0.03802	0.08099	0.00000	0.02940
7	10	110	110.00	0.06860	0.15455	0.00000	0.01186

Tabelul 6.1.8. Parametri transformatoare și autotransformatoare

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]	k [u.r.]	k _{min} [u.r.]	k _{max} [u.r.]
5	8	220	110	0.00147	0.06050	0.00	-0.01322	0.94261	0.81136	1.09773
10	12	110	20	0.02517	0.53240	0.00	-0.00310	0.97382	0.76345	1.05473
4	6	220	110	0.00147	0.06050	0.00	-0.01322	0.96648	0.81136	1.09773
11	13	110	20	0.02517	0.53240	0.00	-0.00310	0.97382	0.46364	1.36364
4	2	220	15	0.00084	0.02382	0.00	-0.05450	1.04762	0.99524	1.10000
7	3	110	10	0.00995	0.20763	0.00	-0.00650	1.04762	0.99524	1.10000

Tabelul 6.1.9. Date și rezultate noduri, regim bază AG

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVar]
A220	1	Ech	220.00	0	0	1.09090	240.00	0.00	193.689	37.767
B15	2	PU	15.00	40.00	30.00	1.06670	16.00	0.35	220.579	158.008
C10	3	PU	10.00	5.00	3.00	1.06000	10.60	-2.37	30.928	17.630
B220	4	PQ	220.00	140.00	80.00	1.07370	236.22	-2.77	-139.500	-80.452
D220	5	PQ	220.00	92.00	35.00	1.05190	231.41	-3.80	-91.672	-35.926
B110	6	PQ	110.00	36.00	10.00	1.08420	119.26	-5.90	-35.683	-10.918
C110	7	PQ	110.00	16.00	11.00	1.06780	117.45	-6.17	-15.275	-12.260
D110	8	PQ	110.00	52.00	31.00	1.07320	118.05	-6.95	-51.624	-33.246
E110	9	PQ	110.00	20.00	8.00	1.04980	115.48	-7.50	-19.698	-8.973
F110	10	PQ	110.00	84.00	39.00	1.04740	115.21	-7.61	-83.630	-40.728
G110	11	PQ	110.00	28.00	10.00	1.07210	117.93	-6.97	-27.655	-12.283
F20	12	PQ	20.00	4.50	2.00	1.05500	21.10	-9.38	-4.210	-4.059
G20	13	PQ	20.00	15.00	7.20	1.04410	20.88	-10.26	-15.254	-9.415

Tabelul 6.1.10. Date generatoare, regim de bază AG

Nume Nod	Nr. Nod	P _g [MW]	Q _g [MVar]	U _b [u.r.]	P _{min} [MW]	P _{max} [MW]	Q _{min} [MVar]	Q _{max} [MVar]
A220	1	193.69	37.77	1.0909	0	1000	-60	183
B15	2	260.58	188.01	1.0667	0	420	-38	260
C10	3	35.93	20.63	1.0600	0	60	-10	35

Tabelul 6.1.11. Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază AG

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
1	4	240.00	236.22	50.219	-1.892	-49.786	-16.495	0.433	-18.387
8	10	240.00	231.41	143.470	39.659	-141.762	-64.521	1.708	-24.862
1	5	236.22	16.00	-259.826	-160.673	260.579	188.008	0.754	27.336
4	5	117.45	10.60	-35.777	-16.783	35.928	20.630	0.151	3.847
13	12	236.22	231.41	60.583	46.475	-60.218	-51.328	0.365	-4.853
8	11	236.22	119.26	109.529	50.241	-109.357	-41.571	0.172	8.671
6	9	231.41	118.05	110.308	79.923	-110.090	-69.387	0.218	10.536
6	10	119.26	115.48	20.107	7.620	-19.698	-8.973	0.409	-1.353
7	10	119.26	115.21	53.568	23.033	-52.441	-23.975	1.126	-0.942
5	8	117.45	115.21	20.502	4.523	-20.233	-5.243	0.269	-0.720
10	12	118.05	115.21	17.888	15.199	-17.636	-15.624	0.252	-0.425
4	6	118.05	117.93	40.578	20.942	-40.548	-23.964	0.029	-3.023
11	13	115.21	21.10	6.681	4.114	-6.667	-3.485	0.013	0.629
4	2	117.93	20.88	12.894	11.681	-12.832	-10.014	0.062	1.667
7	3	20.88	21.10	-2.423	0.599	2.457	-0.574	0.034	0.025
								5.9953	-1.8544

Circulația de puteri a fost determinată folosind aplicația software *PFGA* descrisă în subcapitolul 7.1. Algoritmul a rulat cu următoarele setări: selecția trunchiere cu o rată de supraviețuire de 0,5; recombinarea intermediară cu o rata de recombinare $\chi = 0.8$; mutația cu pas variabil cu o rată de mutație $\mu = 0,25$; numărul maxim de iterații: 2000; abaterea admisă $\varepsilon \leq 10^{-6}$.

În tabelul 6.1.12 se prezintă comparativ soluția dată de metoda clasică de tip Newton și cea obținută prin metoda AG. Se observă că între cele două soluții există diferențe majore.

Tabelul 6.1.12. Prezentarea comparativă a soluției obținută cu metoda clasică Newton cu cea obținută cu metoda AG

Nod	AG				Nod	Newton clasic			
	U [u.r.]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVar]		U [u.r.]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVar]
1	1.091	0.000	202.88	140.51	1	1.0909	0.0000	193.69	37.77
2	1.067	11.505	260.00	121.33	2	1.0667	0.3520	220.58	158.01
3	1.060	-3.377	35.00	30.02	3	1.0600	-2.3735	30.93	17.63
4	1.024	-2.576	-140.00	-80.00	4	1.0737	-2.7688	-139.50	-80.45
5	1.022	-3.855	-92.00	-35.00	5	1.0519	-3.7959	-91.67	-35.93
6	1.041	-6.006	-36.00	-10.00	6	1.0842	-5.8997	-35.68	-10.92
7	1.048	-7.137	-16.00	-11.00	7	1.0678	-6.1731	-15.27	-12.26
8	1.043	-7.293	-52.00	-31.00	8	1.0732	-6.9467	-51.62	-33.25
9	1.006	-7.829	-20.00	-8.00	9	1.0498	-7.5007	-19.70	-8.97
10	1.014	-8.135	-84.00	-39.00	10	1.0474	-7.6139	-83.63	-40.73
11	1.043	-7.283	-28.00	-10.00	11	1.0721	-6.9726	-27.65	-12.28
12	1.032	-9.973	-4.50	-2.00	12	1.0550	-9.3762	-4.21	-4.06
13	1.024	-10.800	-15.00	-7.20	13	1.0441	-10.257	-15.25	-9.41

Cu albastru este reprezentată cea mai bună valoare, cu roșu cea mai slabă, iar cu verde media valorilor. Se observă o aplatizare a graficului la o valoare între 0,1 și 1.

Explicații posibile pentru această situație pot fi: numărul relativ mare de variabile care sunt dependente una de alta (în cazul Test 13 acesta este de 22 de variabile); modul în care nodurile sunt legate între ele – modificarea valorii și fazei tensiunii într-un nod afectează toate nodurile conexe.

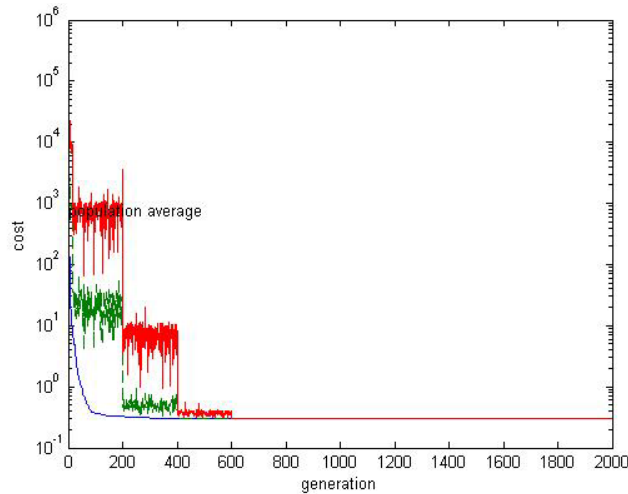


Fig. 6.1.4. Evoluția algoritmului AG (valoarea FOB)

Ca o concluzie finală se poate spune că algoritmul genetic nu se pretează pentru calculul circulației de puteri. Testele efectuate pe SEE de dimensiuni mai mari au întărit această concluzie.

6.2. Optimizarea regimului permanent normal

6.2.1. Considerații preliminare

Așa cum se prezintă în subcapitolul 5.2, modelul matematic al optimizării regimului permanent normal pentru SEE complexe poate fi văzut ca o problemă de optimizare neliniară cu restricții, de mari dimensiuni.

Soluționarea unor asemenea probleme de optimizare neliniară se poate realiza eficient numai cu metodele prezentate în [Kilyeni2012], [Eremia2006], [Momoh2001], [El-Hawary2008]: metoda funcțiilor de penalizare, asociată cu metoda multiplicatorilor Lagrange generalizată și metoda gradientilor conjugați. Evident, la acestea se adaugă toate metodele și particularitățile descrise în [Kilyeni2010], referitor la analiza regimului permanent normal (calculul circulației de puteri).

Modelul matematic discutat este de forma de mai jos, cu mențiunea că toate relațiile sunt exprimate în unități relative, iar convențiile de semne pentru puteri, sunt cele uzuale, precizate în [Kilyeni2010], la fel ca și mărimile de bază pentru sistemul de unități relative (notațiile au semnificațiile precizate în subcapitolul 5.2):

- variabile:

⇒ de stare (cele corespunzătoare circulației de puteri):

$$\delta_i, i \in N \setminus e, P_{ge}, U_i, i \in C, Q_{gi}, i \in G \quad (6.2.1)$$

și, eventual,

$$P_{ij}, Q_{ij}, ij \in R, S_{ij}, ij \in R \text{ sau } I_{ij}, ij \in R \quad (6.2.2)$$

⇒ de optimizare:

$$U_i, i \in G, P_{gi}, i \in G \setminus e, K_{ij}, ij \in TR, \Omega_j, ij \in TR \quad (6.2.3)$$

- RR:

⇒ de tip egalitate (corespunzătoare bilanțurilor de puteri în noduri, caracteristice calculelor de circulație de puteri):

$$\begin{cases} P_i(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) - P_{gi} - P_{ci} = 0, & i \in N \\ Q_i(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) - Q_{gi} - Q_{ci} = 0, & i \in N \end{cases} \quad (6.2.4)$$

unde puterile P_i și Q_i au expresiile:

$$\begin{cases} P_i = U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j \in N \\ j \neq i}} U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], & i \in N \\ Q_i = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j \in N \\ j \neq i}} U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], & i \in N \end{cases} \quad (6.2.5)$$

⇒ de tip inegalitate (limitarea superioară și inferioară a valorii unor mărimi):

$$P_{ge}^{min} \leq P_{ge} \leq P_{ge}^{max} \quad (6.2.6)$$

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max}, \quad i \in G \quad (6.2.7)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in C \quad (6.2.8)$$

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (6.2.9)$$

$$S_{ij}^{min} \leq S_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (6.2.10)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max}, \quad i \in G \setminus e \quad (6.2.11)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in G \quad (6.2.12)$$

$$K_{ij}^{min} \leq K_{ij} \leq K_{ij}^{max}, \quad ij \in T \quad (6.2.13)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in G \quad (6.2.14)$$

$$\Omega_{ij}^{min} \leq \Omega_{ij} \leq \Omega_{ij}^{max}, \quad ij \in T \quad (6.2.15)$$

unde RR au fost astfel ordonate încât relațiile (6.2.6) - (6.2.10) privesc variabilele de stare, relațiile (6.2.11) - (6.2.15) variabilele de optimizare, iar puterile $S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$ au expresiile:

$$\begin{cases} P_{ij} = U_i^2 \cdot (G_{\ell_{ij}} + G_{\ell_{i0}}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \\ Q_{ij} = -U_i^2 \cdot (B_{\ell_{ij}} + B_{\ell_{i0}}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \end{cases} \quad (6.2.16)$$

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (6.2.17)$$

- funcția obiectiv (FOB):

$$FOB = \sum_{i \in G} C_i(P_{gi}) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) = \text{Minim} \quad (6.2.18)$$

unde caracteristicile de cheltuieli $C_i(P_{gi})$ au în general o formă oarecare, forma cea mai simplă fiind un polinom de gradul 2 în P_{gi} :

$$C_i(P_{gi}) = a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i, \quad i \in G \quad (6.2.19)$$

TP_{ij} reprezintă costul de penalizare a depășirii limitei superioare a puterii aparente prin elementul de rețea ij , S_{ij}^{**} fiind definit de relația:

$$S_{ij}^{**} = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij} \leq S_{ij}^{\max} \\ S_{ij}^{\max} & \text{dacă } S_{ij} > S_{ij}^{\max} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (6.2.20)$$

Pentru soluționarea acestei probleme de optimizare neliniară cu restricții se utilizează metoda funcțiilor de penalizare, asociată cu cea a multiplicatorilor Lagrange generalizată și metoda gradientului conjugat, prezentate în [Kilyeni2010]. În acest scop, se construiește funcția auxiliară Φ de forma:

$$\begin{aligned} \Phi = & \sum_{i \in G} (a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) + \\ & + \sum_{i \in N \setminus e} \lambda_{pi} \cdot (P_i - P_{gi} - P_{ci}) + \sum_{i \in C} \lambda_{qi} \cdot (Q_i - Q_{ci}) + \\ & + r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*)^2 + r_q \cdot \sum_{i \in G} p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*)^2 + r_u \cdot \sum_{i \in C} p_{ui} \cdot (U_i - U_i^*)^2 + \\ & + r_p \cdot \sum_{ij \in R} p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*)^2 + r_s \cdot \sum_{ij \in R} p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*)^2 \end{aligned} \quad (6.2.21)$$

unde: $\lambda_{pi}, i \in N \setminus e; \lambda_{qi}, i \in C$ sunt multiplicatori Lagrange; $r_{pe}, r_q, r_u, r_p, r_s$ - coeficienți de penalizare; $p_{pe}; p_{qi}, i \in G; p_{ui}, i \in C; p_{pij}, ij \in R; p_{sij}, ij \in R$ - coeficienți de ponderare; $P_{ge}^*; Q_{gi}^*, i \in G; U_i^*, i \in C; P_{ij}^*, ij \in R; S_{ij}^*, ij \in R$ se determină cu relațiile:

$$P_{ge}^* = \begin{cases} P_{ge} & \text{dacă } P_{ge}^{\min} \leq P_{ge} \leq P_{ge}^{\max} \\ P_{ge}^{\min} & \text{dacă } P_{ge} < P_{ge}^{\min} \\ P_{ge}^{\max} & \text{dacă } P_{ge} > P_{ge}^{\max} \end{cases} \quad (6.2.22)$$

$$Q_{gi}^* = \begin{cases} Q_{gi} & \text{dacă } Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \\ Q_{gi}^{\min} & \text{dacă } Q_{gi} < Q_{gi}^{\min} \\ Q_{gi}^{\max} & \text{dacă } Q_{gi} > Q_{gi}^{\max} \end{cases}, \quad i \in G \quad (6.2.23)$$

$$U_i^* = \begin{cases} U_i & \text{dacă } U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \\ U_i^{\min} & \text{dacă } U_i < U_i^{\min} \\ U_i^{\max} & \text{dacă } U_i > U_i^{\max} \end{cases}, \quad i \in C \quad (6.2.24)$$

$$P_{ij}^* = \begin{cases} P_{ij} & \text{dacă } P_{ij}^{\min} \leq P_{ij} \\ P_{ij}^{\min} & \text{dacă } P_{ij} < P_{ij}^{\min} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (6.2.25)$$

$$S_{ij}^* = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij}^{\min} \leq S_{ij} \\ S_{ij}^{\min} & \text{dacă } S_{ij} < S_{ij}^{\min} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (6.2.26)$$

6.2.2. Soluționarea modelului matematic folosind AG

Metoda de soluționare a optimizării circulației de puteri prin algoritmi genetici a fost realizată în baza elementele teoretice prezentate în subcapitolul 4.3 - algoritmul genetic cu valori reale.

Funcția $f(\mathbf{x})$ care trebuie minimizată (funcția obiectiv a problemei de optimizare) este cea în relația:

$$\begin{aligned} f(\mathbf{x}) = FOB = \Phi(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) = & \sum_{i \in G} (a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) + \\ & + \sum_{i \in N \setminus e} \lambda_{pi} \cdot (P_i - P_{gi} - P_{ci}) + \sum_{i \in C} \lambda_{qi} \cdot (Q_i - Q_{ci}) + \\ & + r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*)^2 + r_q \cdot \sum_{i \in G} p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*)^2 + r_u \cdot \sum_{i \in C} p_{ui} \cdot (U_i - U_i^*)^2 + \\ & + r_p \cdot \sum_{ij \in R} p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*)^2 + r_s \cdot \sum_{ij \in R} p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*)^2 \end{aligned} \quad (6.2.27)$$

Populația $\mathbf{P} = \{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_{n_c}\}$ reprezintă o mulțime de soluții posibile. Fiecare cromozom din populație este de fapt vectorul variabilelor de optimizare, $U_i, i \in G, P_{gi}, i \in G \setminus e, K_{ij}, ij \in TR, \Omega_{ij}, ij \in TLT$. Prin TR s-a notat mulțimea transformatoarelor și auto-transformatoarelor reglante (cele care sunt prevăzute cu reglaj de tensiune sub sarcină). Numărul acestor elemente de rețea este notat cu tr . Prin TLT s-a notat mulțimea autotransformatoarelor prevăzute cu reglaj longo-transversal, numărul lor fiind tlt .

Așadar, cromozomul va avea lungimea $d = 2g - 1 + tr + tlt$ și poate fi scris în următoarea formă:

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.2.28)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{x}_i = \{ & \{U_{i,1}, U_{i,2}, \dots, U_{i,g}\}, \{P_{gi,1}, P_{gi,2}, \dots, P_{gi,g-1}\}, \\ & \{K_{i,1}, K_{i,2}, \dots, K_{i,tr}\}, \{\Omega_{i,1}, \Omega_{i,2}, \dots, \Omega_{i,tlt}\}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \end{aligned} \quad (6.2.29)$$

În ceea ce privește domeniul X al soluțiilor, se consideră:

$$\begin{aligned} U_{i,j} & \in [0.90; 1.1], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, j = 1, 2, \dots, g \\ P_{g,i,j} & \in [P_{g,i,j}^{\min}, P_{g,i,j}^{\max}], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, j = 1, 2, \dots, g - 1 \\ K_{i,j} & \in [K_{i,j}^{\min}, K_{i,j}^{\max}], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, j = 1, 2, \dots, tr \\ \Omega_{i,j} & \in [\Omega_{i,j}^{\min}, \Omega_{i,j}^{\max}], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, j = 1, 2, \dots, tlt \end{aligned} \quad (6.2.30)$$

În faza de evaluare, fiecărui cromozom îi va fi atribuită o valoare în baza funcției obiectiv dată în relația 6.2.27. În acest caz, calculul se consideră terminat dacă pentru un număr de iterații stabilit dinainte, soluția nu mai poate fi îmbunătățită.

În aceste condiții, pașii algoritmului sunt următorii:

- a) se inițializează în mod aleator, în domeniul de definiție, cei n_c cromozomi care compun populația:

$$\mathbf{x}_i^0 = \{ \{U_{i,1}^0, U_{i,2}^0, \dots, U_{i,g}^0\}, \{P_{g,i,1}^0, P_{g,i,2}^0, \dots, P_{g,i,g-1}^0\}, \{K_{i,1}^0, K_{i,2}^0, \dots, K_{i,tr}^0\}, \{\Omega_{i,1}^0, \Omega_{i,2}^0, \dots, \Omega_{i,tl}^0\} \}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.2.31)$$

- b) se calculează, pe cale clasică (algoritmul Newton decuplat ultrarapid) circulația de puteri corespunzătoare valorilor curente ale variabilelor de optimizare, pentru fiecare dintre cei n_c cromozomi (cu puterile reactive generate lăsate libere);
c) se evaluează populația inițială pe baza valorii FOB (relațiile (6.2.27)); algoritmul este neapărat elitist, astfel cel mai bun individ este salvat în \mathbf{x}_{elit}^0 :

$$f(\mathbf{x}_{elit}^0) = \min\{FOB(\mathbf{x}_i^0)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.2.32)$$

- d) la un pas oarecare t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se aplică unul dintre procedeele de selecție prezentate în paragraful 4.3.3; în urma selecției va rezulta o populație $\mathbf{x}_{sel,i}$, $i = 1, 2, \dots, n_c$, a cărei membrii vor avea șanse la recombinare;
e) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se formează $n_{pr} = \chi \cdot n_c / 2$ perechi de cromozomi care vor fi supuși recombinării și $n_{pc} = n_c / 2 - n_{pr}$ perechi ce vor fi copiate nealterate;
f) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se formează câte doi urmași din cele n_{pr} perechi prin una din cele trei variante de recombinare descrise de relațiile 4.3.8-4.3.14;
g) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se calculează numărul de gene din populația formată la pasul anterior, ce vor suferi mutație: $n_{gm} = \mu \cdot d \cdot n_c$; genele sunt modificate conform uneia dintre relațiile 4.4.15-4.4.16;
h) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, primul cromozom din populația rezultată la pasul anterior este înlocuit cu cel mai bun din vechea populație:

$$\mathbf{x}_1^{t+1} = \mathbf{x}_{elit}^t \quad (6.2.33)$$

- i) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se calculează prin metode clasice pentru toată populația, circulația de puteri corespunzătoare valorilor curente ale variabilelor de optimizare, se evaluează populația curentă pe baza valorii FOB (relația (6.2.27)) și se determină noua valoare \mathbf{x}_{elit} :

$$f(\mathbf{x}_{elit}^{t+1}) = \min\{FOB(\mathbf{x}_i^{t+1})\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.2.34)$$

- j) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se verifică condiția de terminare a calculelor: imposibilitatea ameliorării valorii $FOB(\mathbf{x}_{elit})$. Dacă această condiție este satisfăcută calculul iterativ se consideră terminat, regimul definit de ultimul \mathbf{x}_{elit} constituind regimul optim; în caz contrar, se augmentează cu 1 contorul de iterații t și se sare la punctul c).

6.3. Planificarea extinderii optime a RET

6.3.1. Considerații preliminare

Modelul matematic "clasic" (fără algoritmi genetici) aferent planificării extinderii RET a fost prezentat în subcapitolul 5.3.

Se menține caracterul semidinamic retrospectiv: se determină soluția (sau soluțiile) de extindere pentru ultimul an al unei perioade de studiu, existând posibilitatea "revenirii" către anul inițial, pentru a determina momentele corespunzătoare diverselor capacități noi de transport (această a doua parte nu constituie obiectul acestei lucrări).

Dintre cele 4 componente ale FOB, prezentate în subcapitolul 5.3, s-au luat în considerare 3:

- cheltuielile legate de funcționarea sistemului (valoarea funcției obiectiv a OPF, definită de relația (5.2.21)), Transpuse pentru perioada unui an;
- costul echivalat anual al investițiilor legate de realizarea noilor capacități de transport al energiei electrice (linii electrice, autotransformatoare, bobine de compensare);
- capacitatea totală disponibilă de transfer (pentru ansamblul SEE), adusă la numitor comun cu celelalte două criterii, pe baza îmbunătățirii față de regimul extins maximal (toate elementele de rețea "candidate potențiale" pentru extindere considerate ca aflate în funcțiune).

6.3.2. Soluționarea modelului matematic folosind AG

Metoda de soluționare a optimizării circulației de puteri prin algoritmi genetici a fost realizată în baza elementele teoretice prezentate în subcapitolul 4.2 - algoritmul genetic codificat binar. Modelul

Funcția $f(\mathbf{x})$ care trebuie minimizată (funcția obiectiv a problemei de optimizare) rezultă prin însumarea celor trei componente menționate în paragraful anterior, scalate corespunzător.

Populația $\mathbf{P} = \{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_{n_c}\}$ reprezintă o mulțime de soluții posibile. Fiecare cromozom din populație este format din starea (conectat/deconectat) a elementelor de rețea propuse drept candidați la extindere. Deoarece stările pot fi reprezentate prin caractere din alfabetul binar („0” și „1”), se justifică folosirea versiunii binare a algoritmului genetic.

Așadar, cromozomul va avea lungimea d și poate fi scris în următoarea formă:

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.3.1)$$

În faza de evaluare, fiecărui cromozom îi va fi atribuită o valoare în baza funcției obiectiv descrisă în paragraful anterior. Calculul se consideră terminat dacă pentru un număr de iterații stabilit dinainte, soluția nu mai poate fi îmbunătățită.

În aceste condiții, pașii algoritmului sunt următorii:

- se inițializează în mod aleator, cu valori 0 și 1, cei n_c cromozomi care compun populația:

$$\mathbf{x}_i^0 = \{x_{i1}^0, x_{i2}^0, \dots, x_{id}^0\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.3.2)$$

- b) se determină, folosind AG prezentat în paragraful 6.2.2, regimul optim de funcționare pentru configurația reprezentată de fiecare cromozom;
- c) se evaluează populația inițială pe baza valorii FOB ; algoritmul este neapărat elitist, astfel cel mai bun individ este salvat în \mathbf{x}_{elit}^0 :

$$f(\mathbf{x}_{elit}^0) = \min\{FOB(\mathbf{x}_i^0)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.3.3)$$

- d) la un pas oarecare t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se aplică unul dintre procedeele de selecție prezentate în paragraful 4.3.3 (cu toate că sunt metode prezentate la AG cu valori reale pot fi folosite cu succes și în cazul AG binari, deoarece sunt independente de tipul codificării variabilelor); în urma selecției va rezulta o populație $\mathbf{x}_{sel,i}$, $i = 1, 2, \dots, n_c$, a cărei membrii vor avea șanse la recombinare;
- e) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se formează $n_{pr} = \chi \cdot n_c / 2$ perechi de cromozomi care vor fi supuși încrucișării și $n_{pc} = n_c / 2 - n_{pr}$ perechi ce vor fi copiate nealterate;
- f) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se formează câte doi urmași din cele n_{pr} perechi prin încrucișare într-unul sau mai multe puncte conform relațiilor 4.2.4 și 4.2.5;
- g) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se calculează numărul de gene din populația formată la pasul anterior, ce vor suferi mutație: $n_{gm} = \mu \cdot d \cdot n_c$; genele sunt modificate conform relației 4.2.6;
- h) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, primul cromozom din populația rezultată la pasul anterior este înlocuit cu cel mai bun din vechea populație:

$$\mathbf{x}_1^{t+1} = \mathbf{x}_{elit}^t \quad (6.3.4)$$

- i) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se optimizează circulația de puteri pentru configurațiile reprezentate de fiecare cromozom, se evaluează populația curentă pe baza valorii FOB și se determină noua valoare \mathbf{x}_{elit} :

$$f(\mathbf{x}_{elit}^{t+1}) = \min\{FOB(\mathbf{x}_i^{t+1})\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.3.5)$$

- j) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se verifică condiția de terminare a calculelor: imposibilitatea ameliorării valorii $FOB(\mathbf{x}_{elit})$. Dacă această condiție este satisfăcută calculul iterativ se consideră terminat, regimul definit de ultimul \mathbf{x}_{elit} constituind regimul optim; în caz contrar, se mărește cu 1 contorul de iterații t și se sare la punctul c).

6.4. Concluzii

În cadrul acestui capitol s-au prezentat modelele matematice și metodele de rezolvare ale acestora utilizând algoritmi genetici pentru analiza și optimizarea regimului permanent normal și pentru planificarea extinderii rețelelor electrice de transport.

Principalul avantaj al folosirii metodelor de calcul evolutiv este reprezentat de simplificarea modelelor matematice și evitarea calculelor laborioase. Bineînțeles, parametrii algoritmului trebuie ajustați pentru fiecare situație.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- adaptarea modelului matematic de analiză a regimului permanent normal pentru SEE complexe cerințelor impuse de aplicarea unei tehnici de soluționare de tip AG;
- adaptarea modelului matematic de optimizare a circulației de puteri pentru SEE complexe (OPF) cerințelor impuse de aplicarea unei tehnici de soluționare de tip AG;
- elaborarea unui model matematic sistematizat, complet, detaliat, pentru planificarea extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe utilizând tehnici de tip AG;
- demonstrarea inutilității aplicării algoritmilor genetici pentru calcul circulației de puteri prin comparația comportamentului acestora pe două sisteme test.

7. PREZENTAREA INSTRUMENTELOR SOFTWARE

Capitolul 7 are ca obiectiv prezentarea aplicațiilor software realizate în baza celor prezentate în capitolul 6. Au fost realizate trei programe de calcul, care utilizează tehnici de optimizare bazate pe algoritmi genetici pentru: calculul circulației de puteri, optimizarea circulației de puteri și planificarea extinderii optime a rețelelor de transport.

Programele de calcul au fost realizate în mediul de programare oferit de pachetul Matlab® 2012. Interfețele grafice permit importul și conversia bazelor de date din programul PowerWorld® 16, configurarea parametrilor algoritmului genetic și alegerea opțiunilor specifice problemei unde este cazul.

7.1. Instrument software pentru determinarea circulației de puteri

Programul de calcul, denumit *PFGA*, a fost realizat conform metodei de calcul prezentată în subcapitolul 6.1. Interfața grafică permite încărcarea fișierelor ce conțin informațiile despre sistemul electroenergetic configurarea parametrilor algoritmului. Toate metodele de implementare ale operatorilor genetici discutate în capitolul 4 sunt disponibile. Stabilirea parametrilor optimi se face în urma rulării unor teste.

Interfața grafică a programului de calcul *PFGA* este prezentată în figura 7.1.1, iar în figura 7.1.2 se prezintă schema logică a aplicației.



Fig. 7.1.1. Interfața grafică a programului de calcul *PFGA*

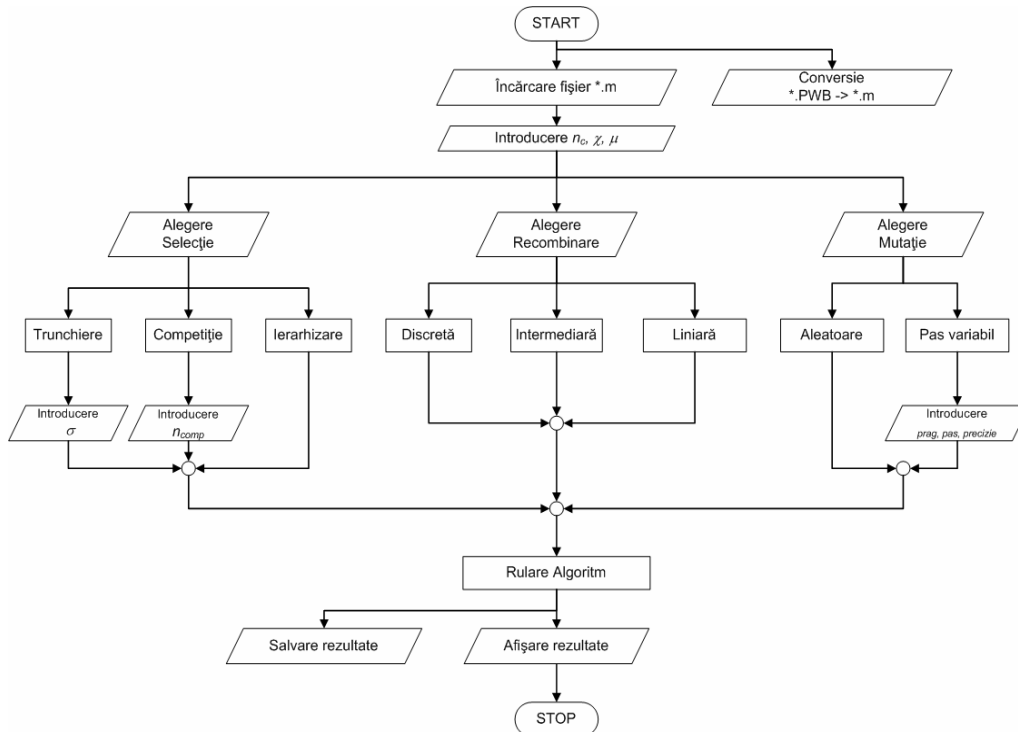


Fig. 7.1.2. Schema logică a programului PFGA

Pentru începerea calculului este necesar să se încarce fișierul ce conține configurația sistemului. Acest fișier este de tipul **.m* și are un format standard, inspirat din formatul folosit de aplicația MatPower. Fișierul conține trei categorii principale de date:

- informații despre noduri: tipul nodului, puterile activă și reactivă consumate în noduri în unități absolute, amplitudinea tensiunii în unități relative, faza tensiunii în grade, tensiunea nominală în unități absolute, limitele minimă și maximă ale tensiunii în unități relative etc;
- informații despre generatoare: nodul în care este instalat generatorul, puterile activă și reactivă generate și limitele acestor puteri în unități absolute etc.;
- informații despre laturi: nodurile ce delimitează latura, parametri transversali și longitudinali în unități relative, capacitatea maximă de transport, valoarea și limitele raportului de transformare, valoarea plotului etc.

Acest fișier poate fi creat prin intermediul unui editor de text. Programul de față permite importarea configurației unui sistem din aplicația PowerWorld[®]. Baza de date din această aplicație este salvată în format *csv* (comma separated values) și convertită în formatul standardizat acceptat de programul de calcul. Fișiere create vor fi salvate în directorul *Sisteme*. Pentru a se putea realiza în mod automat importul datelor este necesară instalarea aplicației client-server *SimAuto* oferită de PowerWorld[®].

Încărcarea fișierului de tip **.m* se face prin intermediul meniului *Fișier* și alegerea opțiunii *Încărcare Sistem* sau prin combinația de taste <Ctrl+I> (figura 7.1.3). Subrutina de conversie poate fi accesată din meniul *Fișier* prin alegerea opțiunii *Conversie PWB -> mpc* sau prin combinația de taste <Ctrl+M> (figura 7.1.3).

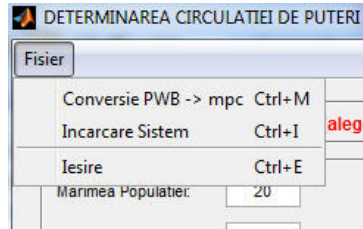


Fig. 7.1.3. Meniul Fișier

După încărcarea configurației unui sistem se stabilesc setările algoritmului și se începe calculul prin apăsarea butonului *Start Calcul*. Rezultatele obținute sunt salvate prin apendarea unui fișier text (*numele_sistemului.txt*) din directorul *Rezultate*. În acest fișier sunt salvate atât rezultatele calculului circulației de puteri cât și parametri algoritmului și timpul de calcul și numărul de iterații. Fișierul de rezultate are structura prezentată în figura 7.1.4.

```

***** POWER FLOW - GENETIC ALGORITHM *****
Rulat la: 23-Nov-2012 03:28:59
Timp de executie: 14.64 secunde
Numar de iteratii: 150

Pop  Sel   r_Sup   nr_Comp  Rec   r_Rec   mixt   d       Mut   r_Mut
40   1       0.5     3        2     0.7    0      0.00   2     0.5

prag  pas    prec  Elit  It_Max  It_Plafon
150   0.1   4     1     150     100

-----
|      Noduri      |
-----
|  Nod #  Tensiune  Generare  Consum  |
|          Mag(pu) Ang(deg)  P (MW)  Q (MVar)  P (MW)  Q (MVar)  |
|-----|-----|-----|-----|
|  1  1.100  0.000*  57.10  37.87  -        -        |
|  2  1.096  -0.705  82.00  67.24  -        -        |
|  3  1.100  -0.477  76.82  63.96  -        -        |
|  4  1.038  -2.072  -        -        70.00  70.00  |
|  5  1.030  -2.650  -        -        70.00  70.00  |
|  6  1.044  -2.434  -        -        70.00  70.00  |
|-----|-----|-----|-----|
|          Total:  215.93  169.06  210.00  210.00  |
-----

|      Laturi      |
-----
|  Nr. #  De la  La  Circulatie i->j  Circulatie j->i  Pierderi  |
|          nod_i  nod_j  P (MW)  Q (MVar)  P (MW)  Q (MVar)  dP (MW)  dQ (MVar)  |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|  1  1  2  6.75  -3.78  -6.71  -0.97  0.039  -4.75  |
|  2  1  4  27.58  25.36  -26.95  -27.40  0.633  -2.04  |
|  3  1  5  22.78  16.29  -22.17  -20.83  0.605  -4.54  |
|  4  2  3  -2.15  -4.75  2.16  -2.48  0.002  -7.22  |
|  5  2  4  47.62  39.77  -45.98  -38.76  1.641  1.00  |
|  6  2  5  18.82  15.73  -18.25  -18.55  0.568  -2.82  |
|  7  2  6  24.42  17.45  -23.83  -21.49  0.591  -4.04  |
|  8  3  5  24.98  15.29  -24.03  -18.90  0.951  -3.62  |
|  9  3  6  49.69  51.15  -48.83  -49.14  0.861  2.01  |
| 10  4  5  2.93  -3.84  -2.91  -4.68  0.016  -8.52  |
| 11  5  6  -2.64  -7.03  2.66  0.64  0.020  -6.39  |
|-----|-----|-----|-----|-----|
|          Total:  5.930  -40.94  |

```

Fig. 7.1.4. Fișierul de rezultate

La finalul calculului aceste informații sunt afișate și în fereastra de comenzi a programului Matlab®. De asemenea se afișează un grafic de evoluție (figura 7.1.5) al calculului iterativ, care este salvat în directorul *Rezultate\Grafice*, având denumirea formată din data și ora la care s-a efectuat calculul respectiv.

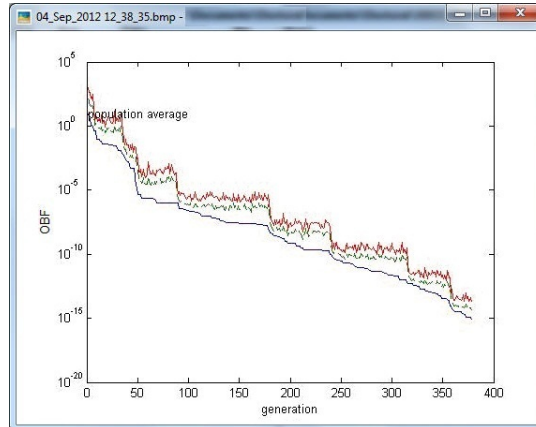
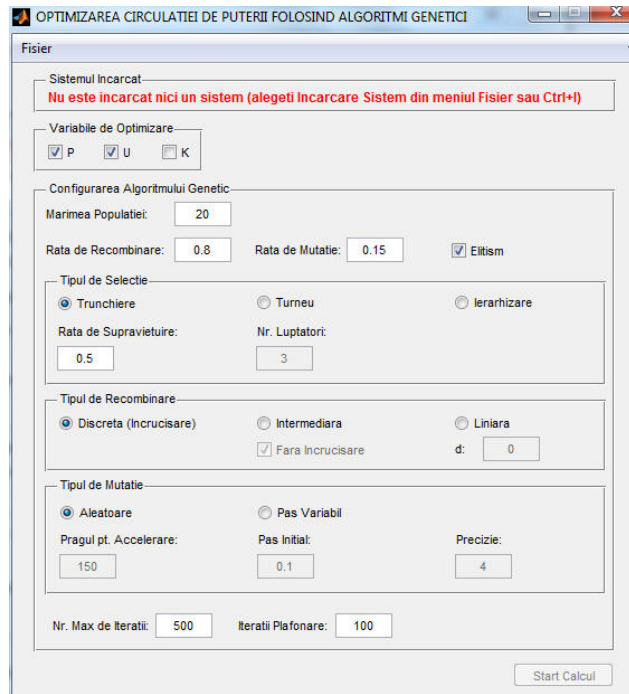


Fig. 7.1.5. Graficul de evoluție pentru un sistem test cu 4 noduri

7.2. Instrument software pentru optimizarea circulației de puteri

Programul de calcul pentru optimizarea circulației de puteri *OPFGA* are la bază modelul matematic și metoda prezentate în subcapitolul 6.2. Interfața grafică (figura 7.2.1) permite utilizatorului selectarea tuturor opțiunilor disponibile și la aplicațiile prezentate anterior. În plus, oferă posibilitatea selectării tipului de optimizare prin bifarea căsuțelor corespunzătoare în câmpul *Variabile de Optimizare*.

Fig. 7.2.1. Interfața grafică a programului *OPFGA*

Modul de utilizare al programului *OPFGA* este similar cu cel prezentat pentru determinarea circulației de puteri. Schema logică a programului de calcul este prezentată în figura 7.2.2. Aplicația funcționează cu același tip de fișiere *.m și permite și conversia bazelor de date PowerWorld®. Începerea calculului se face după încărcarea unui fișier și stabilirea parametrilor prin apăsare butonului *Start Calcul*. Rezultatele sunt salvate în aceeași manieră ca cea de la subcapitolul anterior, atât în format text cât și fișier PowerWorld®. Suplimentar, în fișierul text este salvată și valoarea funcției auxiliare Φ .

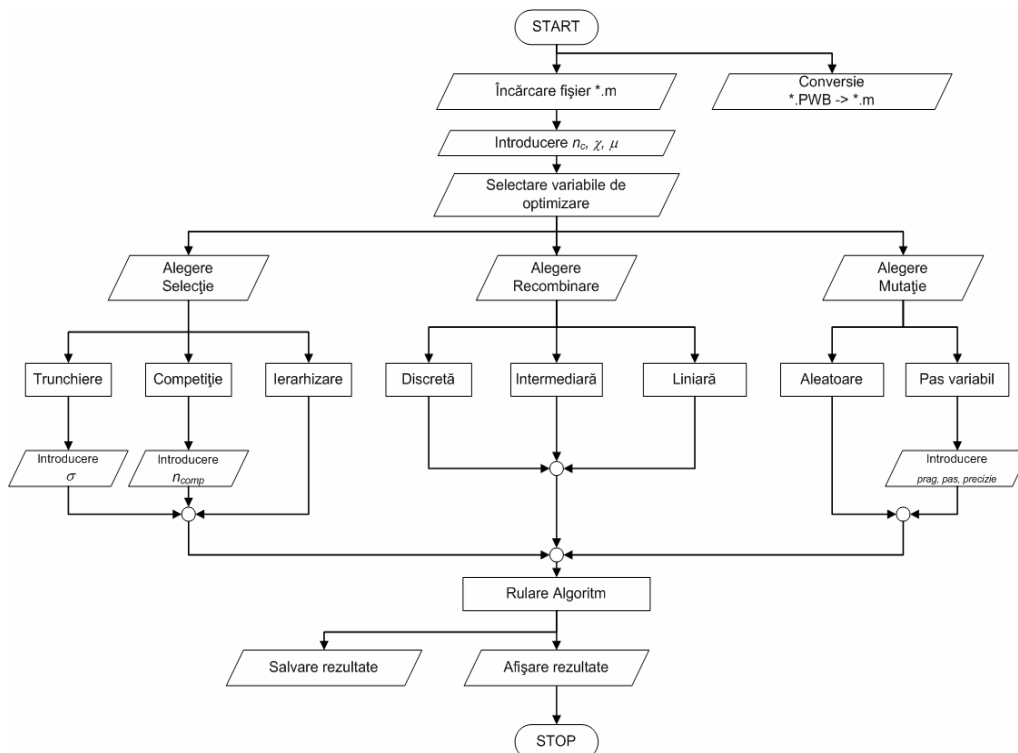


Fig. 7.2.2. Schema logică a programului de calcul

7.3. Instrument software pentru planificarea extinderii rețelelor de transport

Programul de calcul pentru planificarea optimă a extinderii rețelelor de transport *TNEPGA*, este realizat în baza modelului matematic și metodei prezentate în subcapitolul 6.3. Acest program înglobează doi algoritmi genetici, unul codificat cu valori binare folosit la generarea configurațiilor sistemului și unul codificat cu valori reale pentru rezolvarea optimizării circulației de puteri. Fereastra principală (figura 7.3.1) a acestei aplicații permite încărcarea fișierelor și configurarea algoritmului genetic binar.

Setările disponibile în această situație se referă la mărimea populației, rata de încrucișare și cea de mutație, tipul și parametri selecțiilor, tipul încrucișării (Crossover) și condițiile de oprire.

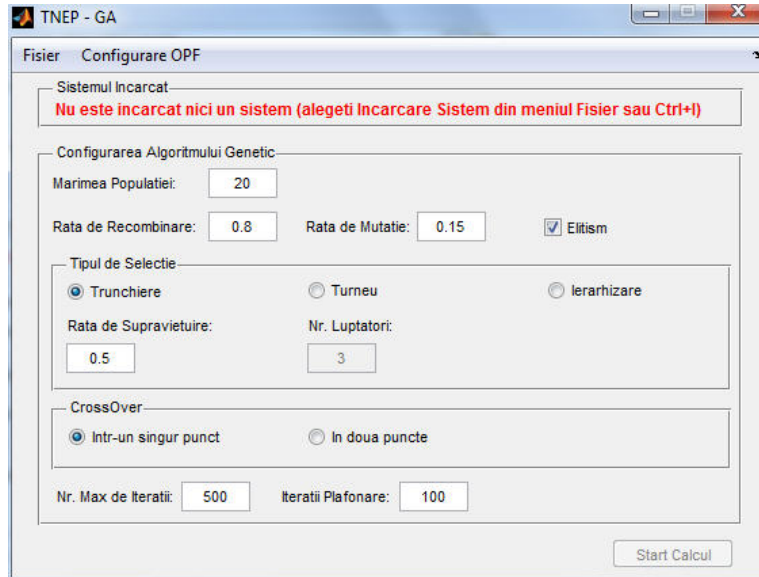


Fig. 7.3.1. Interfața grafică a programului TNEPGA

Algoritmul care rezolvă problema de optimizare a circulației de puteri, poate fi configurat prin apăsarea butonului din meniul *Configurare*. Setările disponibile sunt toate cele din situațiile anterioare, așa cum se observă din figura 7.3.2.

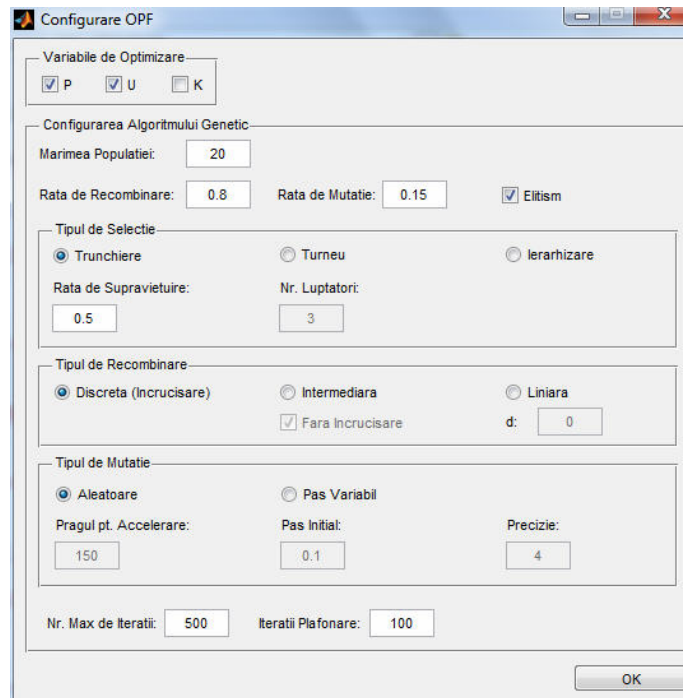


Fig. 7.3.2 Fereastra de configurare a algoritmului genetic pentru OPF din cadrul programului TNEPGA

În figura 7.3.3 este prezentată schema logică după care funcționează programul pentru planificare extinderii RET. Din meniul *Fișier* se încarcă configurația unui sistem folosindu-se fișiere de tip **.m*. În această situație fișierul mai conține un câmp cu informații specifice planificării extinderii și anume: liniile considerate pentru extindere, lungimea liniilor noi în km, un coeficient de echivalare (costul de instalare este raportat la linii de 100 kV). Formatul complet al fișierului de tip **.m* este disponibil în Anexa 7.1 (CD).

După încărcarea fișierului se stabilesc parametrii algoritmului pentru optimizarea circulației de puteri. Dacă nu se configurează acest algoritm se încarcă parametri impliciti stabiliți în baza celor prezentate în capitolul 4. În continuare se aleg setările pentru algoritmul binar și se începe calculul prin apăsarea butonului start calcul.

Configurația găsită drept cea mai bună soluție de extindere este salvată în același format discutat în subcapitolul 7.1 și în format PowerWorld®.

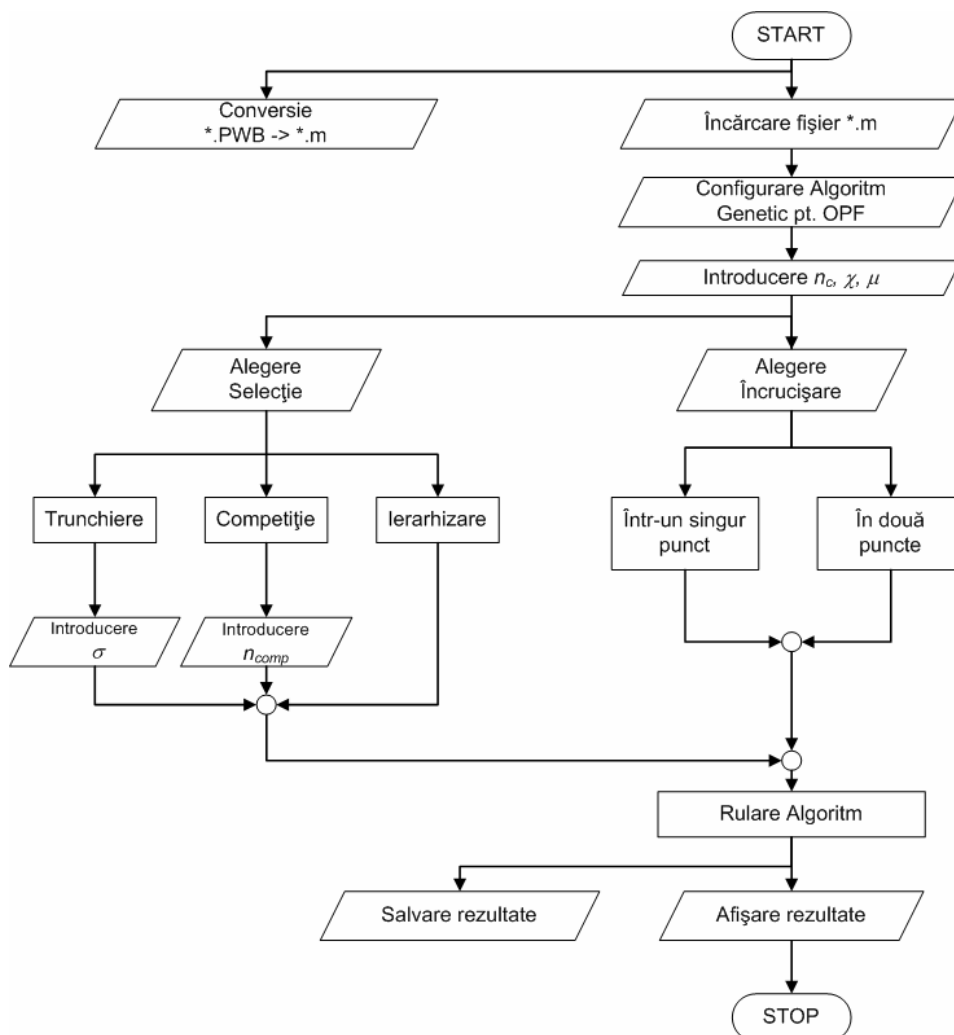


Fig. 7.3.3. Schema logică a programului TNEPGA

7.4. Concluzii

În cadrul acestui capitol au fost prezentate instrumentele software dezvoltate, atât pentru analiza și optimizarea regimului permanent normal, cât și pentru planificarea extinderii optime a rețelelor de transport al energiei electrice din cadrul SEE complexe utilizând algoritmi genetici. Instrumentele software au fost dezvoltate în mediul Matlab și au fost astfel concepute, încât să fie compatibile la nivel de bază de date cu alte programe profesionale (Powerworld, MatPower).

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- elaborarea instrumentelor soft pentru analiza și optimizarea regimului permanent normal și pentru planificarea extinderii optime a rețelelor de transport al energiei electrice din cadrul SEE complexe utilizând algoritmi genetici;
- interfațarea cu programul PowerWorld, atât prin metodă locală cât și prin server, cu asigurarea compatibilității depline la nivel de bază de date;
- înglobarea bibliotecii de programe MatPower, cu includerea conductanței transversale a elementelor de rețea;
- realizarea unor interfețe grafice ușor de utilizat;
- implementarea vizualizării și salvării în diferite forme a graficului evoluției iterative a algoritmului genetic.

8. STUDII DE CAZ ȘI REZULTATE

Capitolul 8 constituie principala parte aplicativă a lucrării. Se prezintă rezultatele obținute prin implementarea algoritmului genetic în soluționarea planificării extinderii optime a rețelelor de transport al energiei electrice din cadrul SEE complexe. Elementele teoretice care au constituit obiectul capitolelor anterioare, metodologiile de calcul elaborate și instrumentele soft aferente au fost aplicate și utilizate la soluționarea extinderii optime pentru o gamă largă de sisteme electroenergetice. Analizele efectuate au pornit de la sisteme test de mici dimensiuni elaborate la Departamentul de Electroenergetică al Universității „Politehnica” din Timișoara (Test25, Test50 [Kilyeni1988a, Kilyeni1988b, Kilyeni2010]) și sisteme test consacrate (Test6WW, IEEE24 RTS, IEEE30), ca apoi să se treacă la un SEE real, de mari dimensiuni – subsistemul de Nord, Nord-Est, Est, Sud-Est și Sud al SEN (acoperit în principal de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale București și Bacău și parțial de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca).

Din motive de "spațiu", pentru prezentarea în cadrul tezei de doctorat au fost selectate 3 sisteme test și un SEE real.

Prima parte a capitolului prezintă rezultatele extinderii optime obținute pe sistemele Test6WW, IEEE24 RTS și Test50 (în ordinea complexității), în condițiile unor scenarii de extindere fictive. Pentru fiecare sistem sunt prezentate atât topologia și parametrii elementelor de rețea, cât și rezultatele circulației de puteri pentru regimurile de bază. Soluția extinderii optime este descrisă în detaliu, cu toate elementele noi rezultate în sistemul extins, împreună cu regimul optim aferent. Se discută și aspecte legate de evoluția algoritmului de optimizare.

A doua parte a capitolului este dedicată sistemului real – subsistemul de Nord, Nord-Est, Est, Sud-Est și Sud al SEN. Baza de date utilizată a fost cea obținută de la C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., în cadrul unor contracte derulate cu Departamentul de Electroenergetică în ultimii ani [2007a], [2007b], [2007c], [2009a], [2009b]. Elementele noi de rețea propuse pentru extinderea au fost cele obținute de la C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. – „Planul de perspectivă al RET. Perioada 2010-2014 și orientativ 2019” [Trans2011] – completate și cu alte coridoare de extindere, rezultate în urma analizelor de regim.

Pentru evoluția puterilor consumate și generate s-au luat în considerare datele din studiul amintit, precum și rezultatele studiilor proprii de prognoză [Barb2009, Pop2010].

Soluțiile de extindere sunt prezentate în detaliu, cu toate elementele noi rezultate în sistemul extins, împreună cu regimul optim aferent soluției. O atenție specială se acordă și evoluției procesului de optimizare. Valorile termenilor funcției obiectiv au fost determinate, conform celor prezentate în capitolul 6, prin intermediul instrumentelor soft descrise în capitolul 7.

În încheierea acestui capitol sunt prezentate concluziile finale privind analiza rezultatelor studiilor de caz.

8.1. Prezentarea SEE studiate

SEE selectate pentru a fi prezentate în cadrul acestui capitol sunt atât sisteme test de dimensiuni relativ mai reduse (6, 24, 50 de noduri), cât și un SEE real de mari dimensiuni – subsistemul de Nord, Nord-Est, Est, Sud-Est și Sud al SEN (acoperit în principal de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale București și Bacău și parțial de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca). Acest sistem va fi referit în continuare ca SEN Centru&Nord&Est&Sud.

Sistemele test au fost utilizate în vederea testării algoritmului de optimizare și a instrumentelor soft dezvoltate. Cele trei sisteme selectate sunt următoarele:

- sistemul Test6WW [Wood1996], alcătuit din 6 de noduri – unul dintre sistemele implementate în pachetul de programe MatPower;
- sistemul Test50 [Kilyeni1988b], elaborat la Departamentul de Electroenergetică al Universității „Politehnica” din Timișoara, având un număr de 50 de noduri;
- sistemul test IEEE 24 RTS (Reliability Test System) alcătuit din 24 de noduri – unul din sistemele cele mai utilizate pentru testarea aplicațiilor de soluționare a extinderii optime a SEE [Algu2009], [Leou2011], [Son2009], [Contr2000], [Garces2004], [Shres2004], [Rid2005], [Sil2006], [Mag2009]; în [Bak2002], [Tod2006] și [Cad2010] acest sistem este numit IEEE_RTS96 sau IEEE_3_Area96.

SEE real SEN Centru&Nord&Est&Sud – Subsistemul de Nord, Nord-Est, Est, Sud-Est și Sud al SEN (acoperit în principal de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale București și Bacău și parțial de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca) cuprinde 110 noduri.

Pentru fiecare sistem sunt prezentate atât topologia și parametrii elementelor de rețea, cât și rezultatele circulației de puteri pentru regimurile de bază. Soluția extinderii optime este descrisă în detaliu, cu toate elementele noi rezultate în sistemul extins, împreună cu regimul optim aferent. Se discută și aspecte legate de evoluția algoritmului de optimizare. Pe lângă soluția finală de extindere, sunt prezentate și alte variante posibile, rezultate în procesul de optimizare sau pe baza analizei soluției de bază.

Baza de date utilizată pentru SEN Centru&Nord&Est&Sud fost cea obținută de la C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., în cadrul unor contracte derulate cu Departamentul de Electroenergetică în ultimii ani [2007a], [2007b], [2007c], [2009a], [2009b]. Elementele noi de rețea propuse pentru extindere au fost cele obținute de la C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. – „Planul de perspectivă al RET. Perioada 2010-2014 și orientativ 2019” [Trans2011] – completate și cu alte coridoare de extindere, rezultate în urma analizelor de regim. Pentru evoluția puterilor consumate și generate s-au luat în considerare datele din studiul amintit, precum și rezultatele studiilor proprii de prognoză [Bărb2009, Pop 2010].

8.2. Sistemul Test 6

8.2.1. Considerații preliminare. Test 6 inițial

Sistemul Test 6 a fost dezvoltat de Wood și Wollenberg și publicat în volumul „Power Generation, Operation and Control”, ediția a II-a. Parametrii acestui sistem pot fi de asemenea găsiți în cadrul aplicației MatPower 4.1. Sistemul Test 6 reprezintă sistemul

cu cea mai redusă complexitate pe care a fost testată aplicația pentru determinarea extinderii optime a SEE. Schema monofilară a sistemului este prezentată în Fig. 8.2.1 acesta având următoarele elemente caracteristice:

- număr total de noduri – 6 dintre care 3 noduri generatoare și 3 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 11, doar linii electrice cu nivelul nominal de tensiune de 230 kV.

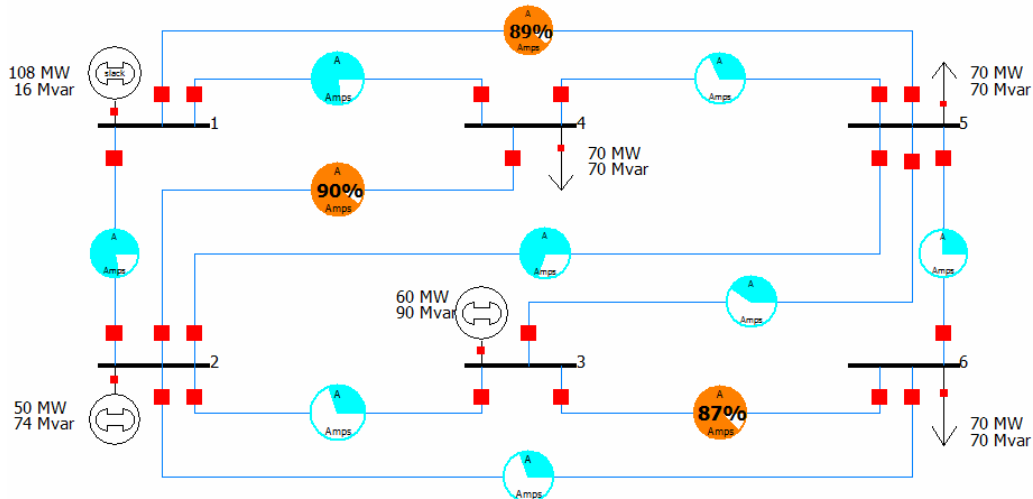


Fig. 8.2.1. SEE Test 6 – schema monofilară inițială

Sistemul a fost construit folosind aplicația PowerWorld, pentru o vizualizare facilă. Regimul de bază a fost stabilit în același program.

Elementele esențiale legate de regimul de bază inițial (topologie, parametri elemente de rețea, puteri consumate și generate, circulații de puteri prin elementele de rețea) sunt prezentate în tabelele:

- Tabelul 8.2.1 – Parametri linii electrice aeriene;
- Tabelul 8.2.2 – Date și rezultate noduri regim de bază (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 8.2.3 – Date generatoare regim de bază;
- Tabelul 8.2.4 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim de bază.

Tabelul 8.2.1. Parametri linii electrice aeriene

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U_{1n} [kV]	U_{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
1	2	230	230	0,100	0,200	0,000	0,040
1	4	230	230	0,050	0,200	0,000	0,040
1	5	230	230	0,080	0,300	0,000	0,060
2	3	230	230	0,050	0,250	0,000	0,060
2	4	230	230	0,050	0,100	0,000	0,020
2	5	230	230	0,100	0,300	0,000	0,040
2	6	230	230	0,070	0,200	0,000	0,050
3	5	230	230	0,120	0,260	0,000	0,050
3	6	230	230	0,020	0,100	0,000	0,020
4	5	230	230	0,200	0,400	0,000	0,080
5	6	230	230	0,100	0,300	0,000	0,060

Tabelul 8.2.2. Date și rezultate noduri, regim de bază

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_i [MW]	Q_i [MVar]
1	1	Ech	230			1,050	241,500	0,000	107,875	15,956
2	2	PU	230			1,050	241,500	-0,064	50,000	74,356
3	3	PU	230			1,070	246,100	-0,075	60,000	89,627
4	4	PQ	230	70	70	0,989	227,556	-0,073	-70,000	-70,000
5	5	PQ	230	70	70	0,985	226,652	-0,092	-70,000	-70,000
6	6	PQ	230	70	70	1,004	231,018	-0,104	-70,000	-70,000

Tabelul 8.2.3. Date generatoare, regim de bază

Nume Nod	Nr. Nod	P_g [MW]	Q_g [MVar]	U_b [u.r.]	P_{min} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{max} [MVar]
1	1	107,870	15,960	1,050	50,000	200,000	-100,000	100,000
2	2	50,000	74,360	1,050	37,500	150,000	-100,000	100,000
3	3	60,000	89,630	1,070	45,000	180,000	-100,000	100,000

Tabelul 8.2.4. Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U_1 [kV]	U_2 [kV]	P_1 [MW]	Q_1 [MVar]	P_2 [MW]	Q_2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
1	2	241,50	241,50	28,700	-15,400	-27,800	12,800	0,900	-2,600
1	4	241,50	227,60	43,600	20,100	-42,500	-19,900	1,090	0,190
1	5	241,50	226,70	35,600	11,300	-34,500	-13,400	1,070	-2,200
2	3	241,50	246,10	2,900	-12,300	-2,900	5,700	0,040	-6,540
2	4	241,50	227,60	33,100	46,100	-31,600	-45,100	1,510	0,930
2	5	241,50	226,70	15,500	15,400	-15,000	-18,000	0,500	-2,650
2	6	241,50	231,00	26,200	12,400	-25,700	-16,000	0,580	-3,610
3	5	246,10	226,70	19,100	23,200	-18,000	-26,100	1,090	-2,920
3	6	246,10	231,00	43,800	60,700	-42,800	-57,900	1,000	2,860
4	5	227,60	226,70	4,100	-4,900	-4,000	-2,800	0,040	-7,730
5	6	226,70	231,00	1,600	-9,700	-1,600	3,900	0,050	-5,790
								7,870	-30,060

Din punct de vedere al tensiunilor în noduri regimul de bază se prezintă astfel:

- puterea noduri, valorile tensiunilor, în unități relative, au fost reglate astfel încât să se încadreze în intervalul (0.95-1.10);
- limitele de reglaj pentru tensiunile la bornele generatoarelor au fost fixate între (0.95-1.10).

Regimul de bază determinat este caracterizat pe întreg ansamblul de o putere activă consumată de 210 MW, puterea activă generată de 217,9 MW, pierderile de putere activă fiind de 7.9 MW.

8.2.2. Sistemul Test 6 extins maximal

Extinderea rețelei de transport se face pentru finalul unei perioade de 15 ani. Sistemul extins maximal, în cazul acestui test presupune dublarea consumului, a capacității de generare și a liniilor. Astfel, consumul și generarea, la finele perioadei analizate se consideră cunoscute. Din punct de vedere al puterilor consumate și generate sistemul se prezintă astfel:

- puterea activă totală consumată este dublată ajungând 420 MW, valorile pentru fiecare nod regăsindu-se în Tabelul 8.2.7 (unde sunt prezentate și rezultatele circulației de puteri referitoare la noduri – regimul extins maximal);
- pentru a putea acoperi noul consum, a fost dublată și capacitatea de generare a generatoarelor din nodurile 1, 2 și 3 (caracteristicile generatoarelor sistemului extins maximal se găsesc în Tabelul 8.2.5).

Tabelul 8.2.5 Caracteristici generatoare sistem extins maximal

Nume Nod	Nr. Nod	P_{\min} [MW]	P_{\max} [MW]	Q_{\min} [MVar]	Q_{\max} [MVar]
1	1	100,000	400,000	-200,000	200,000
2	2	70,000	300,000	-200,000	200,000
3	3	90,000	360,000	-200,000	200,000

În continuare se prezintă noile elemente de rețea introduse în sistemul extins maximal:

- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 1 și 2;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 1 și 4;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 1 și 5;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 2 și 3;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 2 și 4;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 2 și 5;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 2 și 6;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 3 și 5;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 3 și 6;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 4 și 5;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 5 și 6.

Parametrii elementelor suplimentare de rețea se regăsesc în tabelul 8.2.6.

Tabelul 8.2.6. Parametri LEA suplimentare

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U_{1n} [kV]	U_{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
1	2	230	230	0,100	0,200	0,000	0,040
1	4	230	230	0,050	0,200	0,000	0,040
1	5	230	230	0,080	0,300	0,000	0,060
2	3	230	230	0,050	0,250	0,000	0,060
2	4	230	230	0,050	0,100	0,000	0,020
2	5	230	230	0,100	0,300	0,000	0,040
2	6	230	230	0,070	0,200	0,000	0,050
3	5	230	230	0,120	0,260	0,000	0,050
3	6	230	230	0,020	0,100	0,000	0,020
4	5	230	230	0,200	0,400	0,000	0,080
5	6	230	230	0,100	0,300	0,000	0,060

Structura monofilară a sistemului extins maximal este prezentată în Fig. 8.2.2, acesta având următoarele elemente caracteristice:

- număr total de noduri – 6, dintre care 3 noduri generatoare și 3 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 22, doar linii electrice cu nivelul nominal de tensiune de 230 kV.

Pentru determinarea extinderii optime întâi a fost calculat regimul optim de funcționare al sistemului extins maximal, folosind instrumentul soft propriu descris în capitolul anterior. Rezultatele obținute pentru optimizarea regimului permanent normal sunt prezentate în tabelele:

- Tabelul 8.2.7 – Date și rezultate noduri regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 8.2.8 – Date generatoare regim extins maximal OPF;
- Tabelul 8.2.9 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim extins maximal OPF.

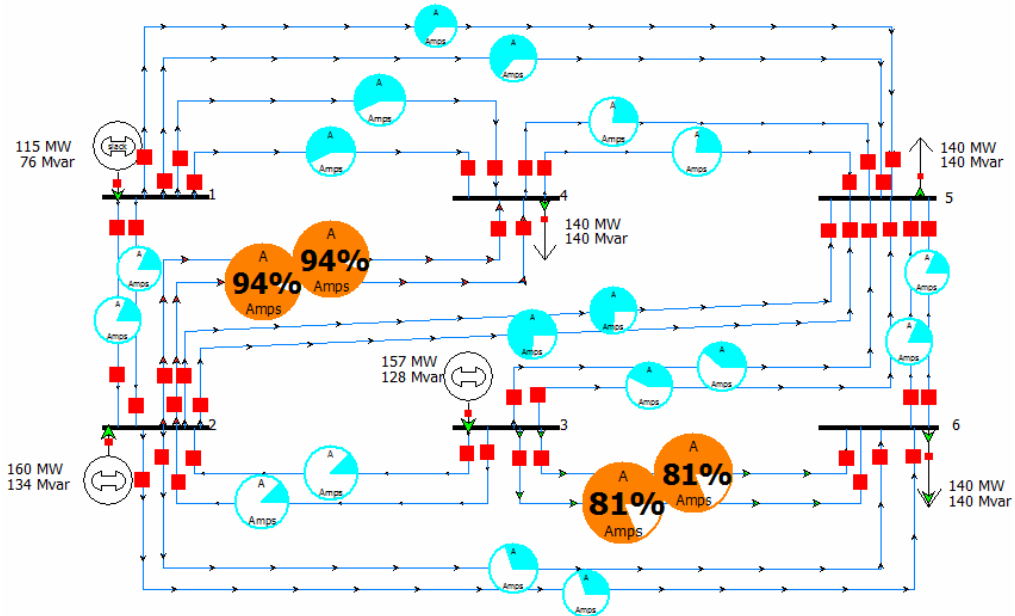


Fig. 8.2.2. Structura sistemului Test 6 extins maximal

Tabelul 8.2.7. Date și rezultate noduri Test 6 extins maximal OPF

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_i [MW]	Q_i [MVar]
1	1	Ech	230			1,100	253,00	0,000	114,976	76,292
2	2	PU	230			1,096	252,08	-0,013	160,339	133,939
3	3	PU	230			1,100	253,00	-0,007	156,545	127,993
4	4	PQ	230	140	140	1,037	238,60	-0,036	-140,000	-140,000
5	5	PQ	230	140	140	1,030	236,91	-0,046	-140,000	-140,000
6	6	PQ	230	140	140	1,044	240,09	-0,042	-140,000	-140,000

Tabelul 8.2.8. Date generatoare Test 6 extins maximal OPF

Nume Nod	Nr. Nod	P_g [MW]	Q_g [MVar]	U_b [u.r.]	P_{min} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{max} [MVar]
1	1	114,976	76,292	1,100	100,000	400,000	-200,000	200,000
2	2	160,339	133,939	1,096	70,000	300,000	-200,000	200,000
3	3	156,545	127,993	1,100	90,000	360,000	-200,000	200,000

Tabelul 8.2.9. Circulații de puteri prin elementele de rețea Test 6 extins maximal OPF

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U_1 [kV]	U_2 [kV]	P_1 [MW]	Q_1 [MVar]	P_2 [MW]	Q_2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
1	2	253,00	252,08	7,025	-3,684	-6,983	-1,054	0,042	-4,738
1	2	253,00	252,08	7,025	-3,684	-6,983	-1,054	0,042	-4,738
1	4	253,00	238,60	27,732	25,470	-27,092	-27,486	0,639	-2,015
1	4	253,00	238,60	27,732	25,470	-27,092	-27,486	0,639	-2,015
1	5	253,00	236,91	22,731	16,360	-22,126	-20,901	0,606	-4,541
1	5	253,00	236,91	22,731	16,360	-22,126	-20,901	0,606	-4,541
2	3	252,08	253,00	-2,772	-4,796	2,776	-2,419	0,004	-7,215
2	3	252,08	253,00	-2,772	-4,796	2,776	-2,419	0,004	-7,215
2	4	252,08	238,60	47,375	39,687	-45,745	-38,704	1,630	0,983
2	4	252,08	238,60	47,375	39,687	-45,745	-38,704	1,630	0,983

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
2	5	252,08	236,91	18,597	15,704	-18,036	-18,546	0,561	-2,842
2	5	252,08	236,91	18,597	15,704	-18,036	-18,546	0,561	-2,842
2	6	252,08	240,09	23,953	17,429	-23,375	-21,506	0,578	-4,077
2	6	252,08	240,09	23,953	17,429	-23,375	-21,506	0,578	-4,077
3	5	253,00	236,91	25,263	15,237	-24,300	-18,826	0,964	-3,589
5	3	236,91	253,00	-24,300	-18,826	25,263	15,237	0,964	-3,589
3	6	253,00	240,09	50,233	51,179	-49,362	-49,125	0,871	2,054
3	6	253,00	240,09	50,233	51,179	-49,362	-49,125	0,871	2,054
4	5	238,60	236,91	2,837	-3,811	-2,822	-4,707	0,015	-8,518
4	5	238,60	236,91	2,837	-3,811	-2,822	-4,707	0,015	-8,518
5	6	236,91	240,09	-2,717	-7,020	2,738	0,631	0,021	-6,389
5	6	236,91	240,09	-2,717	-7,020	2,738	0,631	0,021	-6,389
								11,862	-81,774

Valoarea totală a pierderilor de putere activă pe întreg sistemul, obținută în urma optimizării, este de 11.862 MW față de 16 MW pentru regimul de bază extins maximal. Se observă că în urma optimizării pierderile de putere activă scad cu aproximativ 25,75%, iar tensiunile în noduri se mențin în limitele menționate anterior. Generatoarele nu prezintă încălcări ale limitelor minime sau maxime de generare.

Figura 8.2.3 prezintă evoluția algoritmului genetic pentru determinarea OPF. Mărimile reprezentate au următoarele semnificații:

- cu albastru sunt reprezentate valorile funcției Φ pentru cel mai bun individ de la fiecare iterație;
- cu linie verde întreruptă este reprezentată valoarea medie a funcției Φ pe întreaga populație;
- cu roșu este reprezentată cea mai mare valoare a funcției auxiliare, corespunzătoare celei mai slabe soluții.

Se observă că, după iterația 80 soluția nu mai poate fi îmbunătățită semnificativ. Aplatizarea graficului dovedește convergența AG.

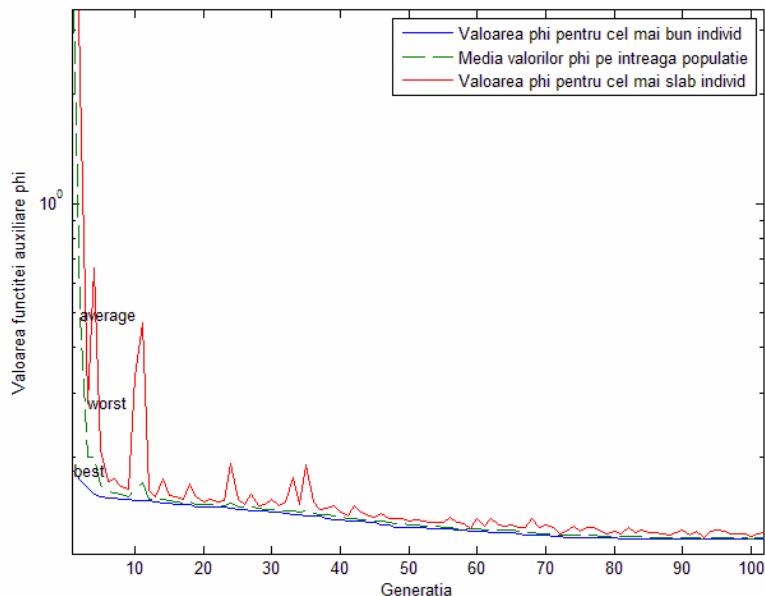


Fig. 8.2.3. Evoluția AG pentru determinarea OPF

8.2.3. Prezentarea soluției de extindere optimă

Extinderea optimă a sistemului a fost realizată folosind instrumentul software *TNEPGA* prezentat în capitolul anterior.

Structura monofilară a soluției de extindere optimă este prezentată în Fig. 8.2.4:

- număr total de noduri – 6, dintre care 3 noduri generatoare și 3 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 16, doar linii electrice cu nivelul nominal de tensiune de 230 kV.

Soluția optimă de extindere se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 8.2.1):

- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 1 și 4;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 1 și 5;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 2 și 4;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 2 și 5;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 3 și 6.

Dintre elementele RET prezente în sistemul extins maximal nu s-a considerat necesară introducerea:

- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 1 și 2;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 2 și 3;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 2 și 6.
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 4 și 5;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 5 și 3;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 5 și 6.

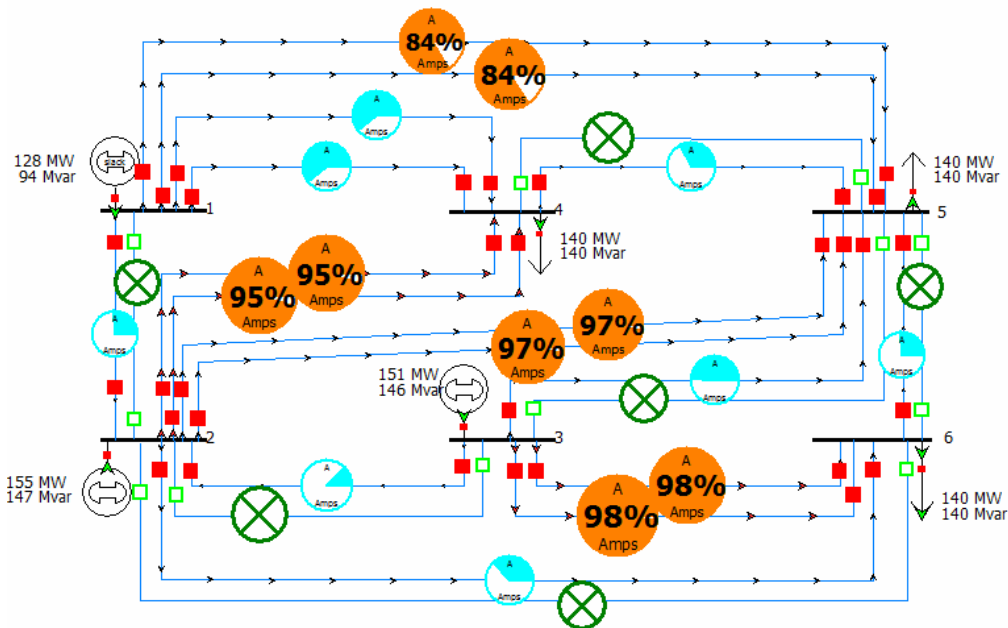


Fig. 8.2.4. Structura sistemului Test 6 – soluția optimă de extindere

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în tabelele:

- a) Tabelul 8.2.10 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);

- b) Tabelul 8.2.11 – Date generatoare soluție optimă de extindere regim OPF;
 c) Tabelul 8.2.12 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF.

Tabelul 8.2.10. Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere OPF

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_i [MW]	Q_i [MVar]
1	1	Ech	230			1,100	253,00	0,000	127,999	93,731
2	2	PU	230			1,095	251,97	-0,019	154,742	146,558
3	3	PU	230			1,100	253,00	-0,014	151,173	146,174
4	4	PQ	230	140	140	1,035	238,01	-0,040	-140,000	-140,000
5	5	PQ	230	140	140	1,008	231,91	-0,059	-140,000	-140,000
6	6	PQ	230	140	140	1,032	237,27	-0,055	-140,000	-140,000

Tabelul 8.2.11. Date generatoare soluție optimă de extindere OPF

Nume Nod	Nr. Nod	P_g [MW]	Q_g [MVar]	U_b [u.r.]	P_{min} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{max} [MVar]
1	1	127,999	93,731	1,100	100,000	400,000	-200,000	200,000
2	2	154,742	146,558	1,095	70,000	300,000	-200,000	200,000
3	3	151,173	146,174	1,100	90,000	360,000	-200,000	200,000

Tabelul 8.2.12. Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere OPF

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	$U1$ [kV]	$U2$ [kV]	$P1$ [MW]	$Q1$ [MVar]	$P2$ [MW]	$Q2$ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
1	2	253,00	251,96	10,086	-4,882	-9,997	0,240	0,089	-4,642
1	4	253,00	238,01	29,930	26,396	-29,216	-28,105	0,713	-1,709
1	4	253,00	238,01	29,930	26,396	-29,216	-28,105	0,713	-1,709
1	5	253,00	231,91	29,027	22,910	-28,004	-25,754	1,023	-2,845
1	5	253,00	231,91	29,027	22,910	-28,004	-25,754	1,023	-2,845
2	3	251,96	253,00	-2,445	-5,078	2,449	-2,135	0,003	-7,213
2	4	251,96	238,01	45,873	42,584	-44,198	-41,504	1,675	1,080
2	4	251,96	238,01	45,873	42,584	-44,198	-41,504	1,675	1,080
2	5	251,96	231,91	23,102	22,050	-22,160	-23,655	0,943	-1,605
2	5	251,96	231,91	23,102	22,050	-22,160	-23,655	0,943	-1,605
2	6	251,96	237,27	29,233	22,129	-28,366	-25,313	0,867	-3,184
3	5	253,00	231,91	30,777	22,006	-29,216	-24,191	1,561	-2,185
3	6	253,00	237,27	58,974	63,151	-57,714	-59,128	1,260	4,024
3	6	253,00	237,27	58,974	63,151	-57,714	-59,128	1,260	4,024
4	5	238,01	231,91	6,828	-0,782	-6,718	-7,348	0,110	-8,130
5	6	231,91	237,27	-3,738	-9,642	3,795	3,569	0,056	-6,073
								13,914	-33,537

Figurile 8.2.5, 8.2.6 și 8.2.7 prezintă valorile puterilor active și reactive debitate de generatoare, respectiv valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial de bază, regimul optim al sistemului extins maximal și regimului optim al soluției de extindere.

Se observă că pentru regimul optim al soluției de extindere tensiunile în noduri se află în banda admisibilă, la fel și puterile active și reactive generate.

Figura 8.2.8 prezintă evoluția algoritmului pentru determinarea soluției optime de extindere pe parcursul iterațiilor (prin prisma valorii relative a FOB aferentă algoritmului de extindere, cu raportare la valoarea absolută aferentă regimului extins maximal). Se prezintă valorile medii pe grupuri de 5 iterații. Datorită dimensiunilor reduse ale sistemului și a numărului mic de linii propuse pentru extindere, se observă că soluția este găsită în primele 10 iterații și nu mai poate fi îmbunătățită.

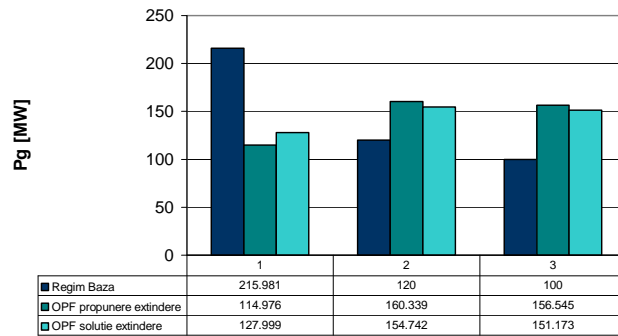


Fig. 8.2.5. Puterea activă generată

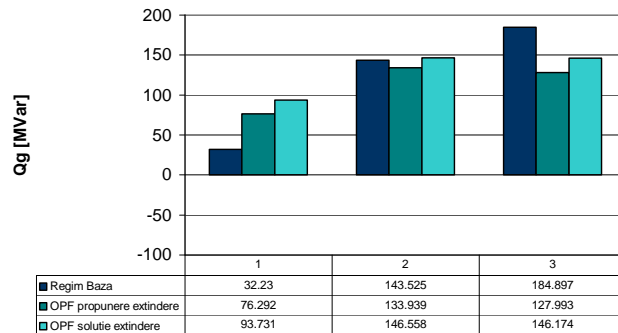


Fig. 8.2.6. Puterea reactivă generată

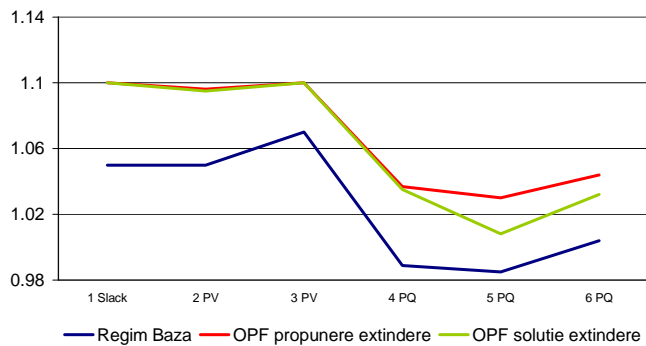


Fig. 8.2.7. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

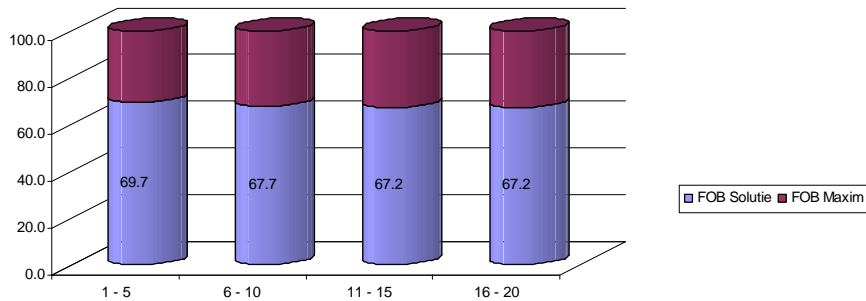


Fig. 8.2.8. Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor

8.3. Sistemul IEEE24 RTS

8.3.1. Considerații preliminare. IEEE24 RTS inițial

Sistemul IEEE 24 RTS (Reliability Test System) [Algu2009] cuprinde 24 noduri și 33 elemente de rețea de tip LEA. Schema monofilară este prezentată în Fig. 8.3.1.

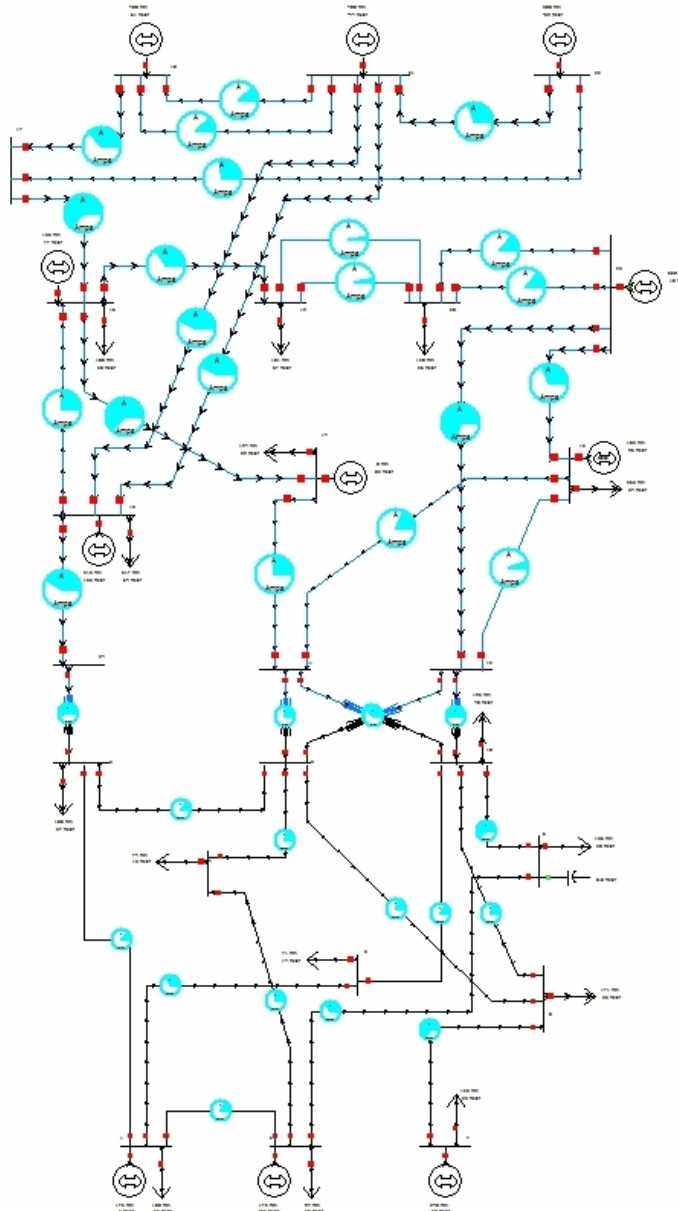


Fig. 8.3.1. SEE IEEE24 RTS – schema monofilară inițială

SEE IEEE24 RTS are următoarele caracteristici:

- număr total de noduri – 24, dintre care 11 noduri generatoare și 13 noduri consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 38, dintre care 33 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 138 kV și 230 kV și 5 autotransformatoare.

Regimul de bază a fost determinat cu programele *Power* [Kilyeni2010] și *Circulație de puteri*, rezultatele fiind apoi exportate în PowerWorld pentru o vizualizare mai ușoară.

Elementele esențiale legate de regimul de bază inițial (topologie, parametri elemente de rețea, puteri consumate și generate, circulații de puteri prin elementele de rețea) sunt prezentate în tabelele:

- a) Tabelul 8.3.1 – Parametri linii electrice aeriene;
- b) Tabelul 8.3.2 – Parametri transformatoare și autotransformatoare;
- c) Tabelul 8.3.3 – Date și rezultate noduri regim de bază (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- d) Tabelul 8.3.4 – Date generatoare regim de bază;
- e) Tabelul 8.3.5 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim de bază (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Tabelul 8.3.1. Parametri linii electrice aeriene

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
1	2	138,00	138,00	0,00260	0,01390	0,00000	0,46110
1	3	138,00	138,00	0,05460	0,21120	0,00000	0,05720
1	5	138,00	138,00	0,02180	0,08450	0,00000	0,02290
2	6	138,00	138,00	0,04970	0,19200	0,00000	0,05200
2	4	138,00	138,00	0,03280	0,12670	0,00000	0,03430
3	9	138,00	138,00	0,03080	0,11900	0,00000	0,03220
4	9	138,00	138,00	0,02680	0,10370	0,00000	0,02810
5	10	138,00	138,00	0,02280	0,08830	0,00000	0,02390
6	10	138,00	138,00	0,01390	0,06050	0,00000	2,45900
7	8	138,00	138,00	0,01590	0,06140	0,00000	0,01660
8	9	138,00	138,00	0,04270	0,16510	0,00000	0,04470
8	10	138,00	138,00	0,04270	0,16510	0,00000	0,04470
12	13	230,00	230,00	0,00610	0,04760	0,00000	0,09990
12	23	230,00	230,00	0,00540	0,04180	0,00000	0,08790
13	11	230,00	230,00	0,00610	0,04760	0,00000	0,09990
13	23	230,00	230,00	0,01240	0,09660	0,00000	0,20300
14	11	230,00	230,00	0,01110	0,08650	0,00000	0,18180
14	16	230,00	230,00	0,00500	0,03890	0,00000	0,08180
15	16	230,00	230,00	0,00220	0,01730	0,00000	0,03640
15	21	230,00	230,00	0,00630	0,04900	0,00000	0,10300
15	21	230,00	230,00	0,00630	0,04900	0,00000	0,10300
15	24	230,00	230,00	0,00670	0,05190	0,00000	0,10910
16	17	230,00	230,00	0,00330	0,02590	0,00000	0,05450
16	19	230,00	230,00	0,00300	0,02310	0,00000	0,04850
17	18	230,00	230,00	0,00180	0,01440	0,00000	0,03030
17	22	230,00	230,00	0,01350	0,10530	0,00000	0,22120
18	21	230,00	230,00	0,00330	0,02590	0,00000	0,05450
18	21	230,00	230,00	0,00330	0,02590	0,00000	0,05450
19	20	230,00	230,00	0,00510	0,03960	0,00000	0,08330
19	20	230,00	230,00	0,00510	0,03960	0,00000	0,08330
20	23	230,00	230,00	0,00280	0,02160	0,00000	0,04550
20	23	230,00	230,00	0,00280	0,02160	0,00000	0,04550
21	22	230,00	230,00	0,00870	0,06780	0,00000	0,14240

Tabelul 8.3.2. Parametri transformatoare și autotransformatoare

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]	k [u.r.]	k _{min} [u.r.]	k _{max} [u.r.]
11	9	230,00	138,00	0,00230	0,08390	0,00000	-0,01500	1,00450	0,80450	1,10450
11	10	230,00	138,00	0,00230	0,08390	0,00000	-0,01500	1,00450	0,80450	1,10450
12	9	230,00	138,00	0,00230	0,08390	0,00000	-0,01500	1,00450	0,80450	1,10450
12	10	230,00	138,00	0,00230	0,08390	0,00000	-0,01500	1,00450	0,80450	1,10450
24	3	230,00	138,00	0,00230	0,08390	0,00000	-0,01500	1,00450	0,80450	1,10450

Tabelul 8.3.3. Date și rezultate noduri, regim de bază

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVar]
1	1	PU	138,00	108,00	22,00	1,03000	142,14	-6,09	64,00	-14,60
2	2	PU	138,00	97,00	20,00	1,03000	142,14	-6,18	75,00	-41,50
3	3	PQ	138,00	180,00	37,00	0,98014	135,26	-4,73	-180,00	-37,00
4	4	PQ	138,00	74,00	15,00	0,99203	136,90	-8,59	-74,00	-15,00
5	5	PQ	138,00	71,00	14,00	1,02678	141,70	-8,82	-71,00	-14,00
6	6	PQ	138,00	136,00	28,00	1,07950	148,97	-11,74	-136,00	-28,00
7	7	PU	138,00	125,00	25,00	1,03000	142,14	-6,27	115,00	24,77
8	8	PQ	138,00	171,00	35,00	0,99905	137,87	-9,97	-171,00	-35,00
9	9	PQ	138,00	175,00	36,00	0,99492	137,30	-6,37	-175,00	-36,00
10	10	PQ	138,00	195,00	40,00	1,05033	144,95	-8,43	-195,00	-40,00
11	11	PQ	230,00			1,02424	235,58	-2,46	0,00	0,00
12	12	PQ	230,00			1,01812	234,17	0,47	0,00	0,00
13	13	Ech	230,00	265,00	54,00	1,03000	236,90	0,00	-81,57	42,10
14	14	PU	230,00	194,00	39,00	1,03000	236,90	3,30	-194,00	43,26
15	15	PU	230,00	317,00	64,00	1,03000	236,90	11,25	-102,00	91,21
16	16	PU	230,00	100,00	20,00	1,03000	236,90	10,11	55,00	56,98
17	17	PQ	230,00			1,02922	236,72	14,74	0,00	0,00
18	18	PU	230,00	333,00	68,00	1,03000	236,90	16,22	67,00	-6,53
19	19	PQ	230,00	181,00	37,00	1,02187	235,03	7,92	-181,00	-37,00
20	20	PQ	230,00	128,00	26,00	1,02509	235,77	7,96	-128,00	-26,00
21	21	PU	230,00			1,03000	236,90	17,07	400,00	-44,18
22	22	PU	230,00			1,03000	236,90	22,92	300,00	-38,64
23	23	PU	230,00			1,03000	236,90	8,72	660,00	10,15
24	24	PQ	230,00			0,99836	229,62	5,40	0,00	0,00

Tabelul 8.3.4. Date generatoare, regim de bază

Nume Nod	Nr. Nod	P _g [MW]	Q _g [MVar]	U _b [u.r.]	P _{min} [MW]	P _{max} [MW]	Q _{min} [MVar]	Q _{max} [MVar]
1	1	172,00	7,40	1,0300	60	200	-24	120
2	2	172,00	-21,50	1,0300	60	200	-24	120
7	7	240,00	49,77	1,0300	90	300	-36	180
13	13	183,43	96,10	1,0300	100	600	-72	360
14	14	0,00	82,26	1,0300	0	0	-40	200
15	15	215,00	155,21	1,0300	90	300	-36	180
16	16	155,00	76,98	1,0300	60	200	-24	120
18	18	400,00	61,47	1,0300	150	450	-52	270
21	21	400,00	-44,18	1,0300	150	450	-52	270
22	22	300,00	-38,64	1,0300	150	450	-52	270
23	23	660,00	10,15	1,0300	250	800	-96	480

Tabelul 8.3.5. Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
1	2	142,10	142,10	11,40	-26,58	-11,39	-22,32	0,003	-48,900
1	3	142,10	135,30	-4,65	22,62	5,00	-27,05	0,350	-4,429
1	5	142,10	141,70	57,26	-10,63	-56,57	10,89	0,692	0,260

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
2	6	142,10	149,00	46,86	-38,71	-45,22	39,24	1,634	0,525
2	4	142,10	136,90	39,54	19,53	-38,91	-20,63	0,624	-1,096
3	9	135,30	137,30	19,06	-18,32	-18,86	15,98	0,207	-2,342
4	9	136,90	137,30	-35,09	5,63	35,44	-7,05	0,349	-1,424
5	10	141,70	144,90	-14,43	-24,89	14,60	22,96	0,166	-1,936
6	10	149,00	144,90	-90,78	-67,24	92,45	-204,40	1,673	-271,635
7	8	142,10	137,90	115,00	24,77	-112,92	-18,44	2,081	6,326
8	9	137,90	137,30	-34,57	10,39	35,15	-12,60	0,579	-2,203
8	10	137,90	144,90	-23,52	-26,95	24,01	24,18	0,498	-2,771
11	9	235,60	137,30	83,36	31,37	-83,19	-23,48	0,174	7,892
11	10	235,60	144,90	131,89	-33,18	-131,48	49,77	0,410	16,582
12	13	234,20	236,90	14,77	-32,41	-14,71	22,37	0,056	-10,036
12	23	234,20	236,90	-354,26	38,21	360,89	3,92	6,633	42,127
12	9	234,20	137,30	144,02	27,91	-143,54	-8,85	0,481	19,061
12	10	234,20	144,90	195,47	-33,71	-194,59	67,49	0,882	33,782
13	11	236,90	235,60	95,34	-3,02	-94,82	-3,44	0,523	-6,459
13	23	236,90	236,90	-162,20	22,75	165,41	-19,31	3,206	3,442
14	11	236,90	235,60	121,99	-12,29	-120,43	5,25	1,558	-7,041
14	16	236,90	236,90	-315,99	55,55	320,86	-26,30	4,875	29,248
15	16	236,90	236,90	119,58	-15,94	-119,28	14,44	0,301	-1,498
15	21	236,90	236,90	-214,75	33,33	217,58	-22,26	2,828	11,069
15	21	236,90	236,90	-214,75	33,33	217,58	-22,26	2,828	11,069
15	24	236,90	229,60	207,93	40,49	-205,06	-29,52	2,866	10,974
16	17	236,90	236,70	-323,03	54,73	326,38	-34,23	3,349	20,507
16	19	236,90	235,00	176,44	14,11	-175,55	-12,38	0,888	1,734
17	18	236,70	236,90	-186,74	18,58	187,34	-16,99	0,600	1,584
17	22	236,70	236,90	-139,63	15,65	142,21	-18,97	2,580	-3,324
18	21	236,90	236,90	-60,17	5,23	60,29	-10,12	0,115	-4,882
18	21	236,90	236,90	-60,17	5,23	60,29	-10,12	0,115	-4,882
19	20	235,00	235,80	-2,72	-12,31	2,73	3,61	0,003	-8,699
19	20	235,00	235,80	-2,72	-12,31	2,73	3,61	0,003	-8,699
20	23	235,80	236,90	-66,73	-16,61	66,85	12,77	0,124	-3,847
20	23	235,80	236,90	-66,73	-16,61	66,85	12,77	0,124	-3,847
21	22	236,90	236,90	-155,74	20,56	157,79	-19,67	2,054	0,898
24	3	229,60	135,30	205,06	29,52	-204,07	8,37	0,998	37,888
								47,430	-144,982

Din punct de vedere al tensiunilor în noduri regimul de bază se prezintă astfel:

- pentru nodurile cu tensiunile nominale de 138 și 230 kV valorile tensiunilor, în unități relative, au fost reglate astfel încât să se încadreze în intervalul (0.95-1.10);
- limitele de reglaj pentru tensiunile la bornele generatoarelor au fost fixate între (0.95-1.15).

Regimul de bază determinat este caracterizat pe întreg ansamblul de o putere activă consumată de 2850.0 MW, puterea activă generată de 2897.4 MW, pierderile de putere activă fiind de 47.4 MW.

8.3.2. Sistemul IEEE24 RTS extins maximal

Extinderea rețelei de transport se face pentru finalul unei perioade de 15 ani, pe baza valorilor consumului prognozat pentru ultimul an. Capacitățile de generare de la finele perioadei analizate se consideră cunoscute. Din punct de vedere al puterilor consumate și generate sistemul se prezintă astfel:

- puterea activă totală consumată este 5700 MW, valorile pentru fiecare nod regăsiindu-se în Tabelul 8.3.9 (unde sunt prezentate și rezultatele circulației de puteri referitoare la noduri – regimul extins maximal);

- pentru a putea acoperi noul consum, a fost extinsă și capacitatea de generare a SEE (caracteristicile generatoarelor sistemului extins maximal se găsesc în Tabelul 8.3.6).

Tabelul 8.3.6. Caracteristici generatoare sistem extins maximal

Nume Nod	Nr. Nod	P_{min} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{max} [MVar]
1	1	120	400	-48	240
2	2	120	400	-48	240
7	7	180	600	-72	360
13	13	200	1200	-144	720
14	14	0	0	-40	200
15	15	180	600	-72	360
16	16	120	400	-48	240
18	18	300	900	-104	540
21	21	300	900	-104	540
22	22	300	900	-104	540
23	23	500	1600	-192	960

În continuare se prezintă noile elemente de rețea introduse în sistemul extins maximal:

- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 11 și 9;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 11 și 10;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 12 și 9;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 12 și 10;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 24 și 3;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 1 și 2;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 1 și 3;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 1 și 5;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 2 și 4;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 2 și 6;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 3 și 9;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 4 și 9;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 5 și 10;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 6 și 10;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 7 și 8;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 8 și 9;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 8 și 10;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 12 și 13;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 12 și 23;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 13 și 11;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 13 și 23;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 14 și 11;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 14 și 16;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 15 și 16;
- circuitul 3 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 15 și 21;
- circuitul 4 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 15 și 21;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 15 și 24;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 16 și 17;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 16 și 19;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 17 și 18;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 17 și 22;
- circuitul 3 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 18 și 21;
- circuitul 4 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 18 și 21;
- circuitul 3 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 19 și 20;

- circuitul 4 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 19 și 20;
- circuitul 3 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 20 și 23;
- circuitul 4 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 20 și 23;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 21 și 22.

Parametrii elementelor suplimentare de rețea se regăsesc în tabelele 8.3.7, 8.3.8.

Tabelul 8.3.7. Parametri LEA suplimentare

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
1	2	138,00	138,00	0,00260	0,01390	0,00000	0,46110
1	3	138,00	138,00	0,05460	0,21120	0,00000	0,05720
1	5	138,00	138,00	0,02180	0,08450	0,00000	0,02290
2	6	138,00	138,00	0,04970	0,19200	0,00000	0,05200
2	4	138,00	138,00	0,03280	0,12670	0,00000	0,03430
3	9	138,00	138,00	0,03080	0,11900	0,00000	0,03220
4	9	138,00	138,00	0,02680	0,10370	0,00000	0,02810
5	10	138,00	138,00	0,02280	0,08830	0,00000	0,02390
6	10	138,00	138,00	0,01390	0,06050	0,00000	2,45900
7	8	138,00	138,00	0,01590	0,06140	0,00000	0,01660
8	9	138,00	138,00	0,04270	0,16510	0,00000	0,04470
8	10	138,00	138,00	0,04270	0,16510	0,00000	0,04470
12	13	230,00	230,00	0,00610	0,04760	0,00000	0,09990
12	23	230,00	230,00	0,00540	0,04180	0,00000	0,08790
13	11	230,00	230,00	0,00610	0,04760	0,00000	0,09990
13	23	230,00	230,00	0,01240	0,09660	0,00000	0,20300
14	11	230,00	230,00	0,01110	0,08650	0,00000	0,18180
14	16	230,00	230,00	0,00500	0,03890	0,00000	0,08180
15	16	230,00	230,00	0,00220	0,01730	0,00000	0,03640
15	21	230,00	230,00	0,00630	0,04900	0,00000	0,10300
15	21	230,00	230,00	0,00630	0,04900	0,00000	0,10300
15	24	230,00	230,00	0,00670	0,05190	0,00000	0,10910
16	17	230,00	230,00	0,00330	0,02590	0,00000	0,05450
16	19	230,00	230,00	0,00300	0,02310	0,00000	0,04850
17	18	230,00	230,00	0,00180	0,01440	0,00000	0,03030
17	22	230,00	230,00	0,01350	0,10530	0,00000	0,22120
18	21	230,00	230,00	0,00330	0,02590	0,00000	0,05450
18	21	230,00	230,00	0,00330	0,02590	0,00000	0,05450
19	20	230,00	230,00	0,00510	0,03960	0,00000	0,08330
19	20	230,00	230,00	0,00510	0,03960	0,00000	0,08330
20	23	230,00	230,00	0,00280	0,02160	0,00000	0,04550
20	23	230,00	230,00	0,00280	0,02160	0,00000	0,04550
21	22	230,00	230,00	0,00870	0,06780	0,00000	0,14240

Tabelul 8.3.8. Parametri transformatoare și autotransformatoare suplimentare

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]	k [u.r.]	k _{min} [u.r.]	k _{max} [u.r.]
11	9	230,00	138,00	0,00230	0,08390	0,00000	-0,01500	1,00450	0,80450	1,10450
11	10	230,00	138,00	0,00230	0,08390	0,00000	-0,01500	1,00450	0,80450	1,10450
12	9	230,00	138,00	0,00230	0,08390	0,00000	-0,01500	1,00450	0,80450	1,10450
12	10	230,00	138,00	0,00230	0,08390	0,00000	-0,01500	1,00450	0,80450	1,10450
24	3	230,00	138,00	0,00230	0,08390	0,00000	-0,01500	1,00450	0,80450	1,10450

În total au fost introduse pentru extindere 33 LEA 138, 230 kV și 5 autotransformatoare. Schema monofilară a sistemului extins maximal este prezentată în Fig. 8.3.2, acesta având următoarele elemente caracteristice:

- număr total de noduri – 24, dintre care 11 noduri generatoare și 13 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 76, dintre care 66 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 138 kV și 230 kV și 10 autotransformatoare.

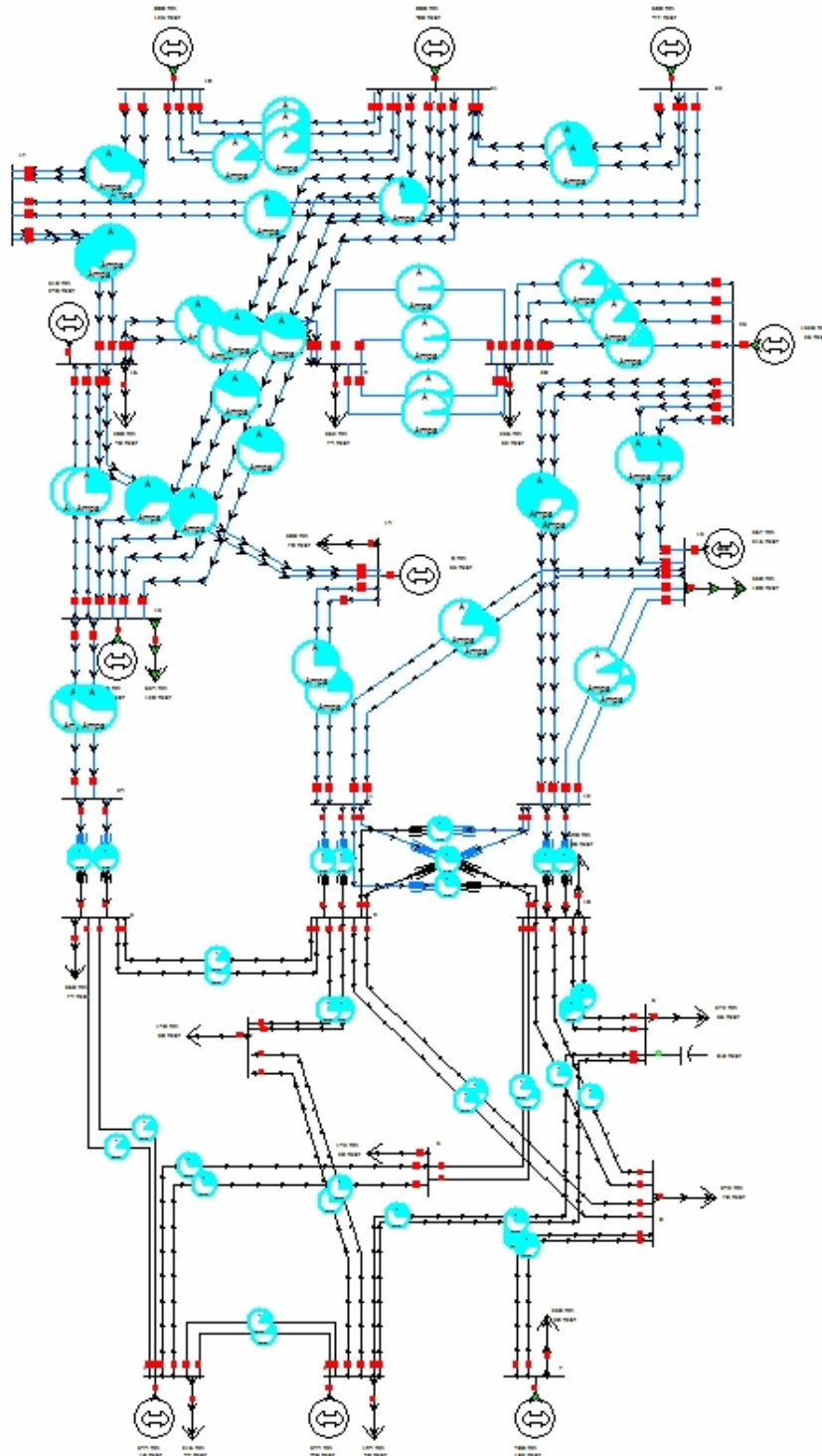


Fig. 8.3.2. Structura sistemului IEEE24 RTS extins maximal

Pentru determinarea extinderii optime întâi a fost calculat regimul optim de funcționare al sistemului extins maximal. În acest scop a fost utilizat instrumentul software *OPFGA* prezentat în capitolul 7. Rezultatele obținute pentru OPF sunt prezentate în tabelele:

- Tabelul 8.3.9 – Date și rezultate noduri regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 8.3.10 – Date generatoare regim extins maximal OPF;
- Tabelul 8.3.11 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim extins maximal OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Tabelul 8.3.9. Date și rezultate noduri IEEE24 RTS extins maximal OPF

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_i [MW]	Q_i [MVar]
1	1	PU	138	216	44	1,012	139,66	-0,014	120,174	-37,384
2	2	PU	138	194	40	1,013	139,73	-0,016	106,324	-76,539
3	3	PQ	138	360	74	0,954	131,62	-0,028	-360,000	-74,000
4	4	PQ	138	148	30	0,978	134,99	-0,047	-148,000	-30,000
5	5	PQ	138	142	28	1,013	139,78	-0,048	-142,000	-28,000
6	6	PQ	138	272	56	1,067	147,28	-0,091	-272,000	-56,000
7	7	PU	138	250	50	1,009	139,203	0,056	286,857	25,496
8	8	PQ	138	342	70	0,982	135,452	-0,031	-342	-70
9	9	PQ	138	350	72	0,985	135,901	0,003	-350	-72
10	10	PQ	138	390	80	1,041	143,623	-0,025	-390	-80
11	11	PQ	230			1,018	234,116	0,089	0	0
12	12	PQ	230			1,018	234,148	0,141	0	0
13	13	Ech	230	530	108	1,05	241,523	0,197	675,601	251,129
14	14	PU	230	388	78	0,992	228,228	0,093	-388	4,975
15	15	PU	230	634	128	0,98	225,359	0,176	-183,145	-81,803
16	16	PU	230	200	40	0,988	227,157	0,173	111,434	11,407
17	17	PQ	230			0,986	226,881	0,208	0	0
18	18	PU	230	666	136	0,982	225,91	0,212	-334,777	-119,403
19	19	PQ	230	362	74	0,993	228,444	0,173	-362	-74
20	20	PQ	230	256	52	1,009	231,969	0,209	-256	-52
21	21	PU	230			0,989	227,365	0,237	624,958	22,927
22	22	PU	230			1,005	231,238	0,32	461,213	12,231
23	23	PU	230			1,021	234,82	0,241	1206,546	27,369
24	24	PQ	230			0,964	221,615	0,1	0	0

Tabelul 8.3.10. Date generatoare IEEE24 RTS extins maximal OPF

Nume Nod	Nr. Nod	P_g [MW]	Q_g [MVar]	U_b [u.r.]	P_{min} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{max} [MVar]
1	1	336,174	6,616	1,012	120,000	400,000	-48,000	240,000
2	2	300,324	-36,539	1,013	120,000	400,000	-48,000	240,000
7	7	536,857	75,496	1,009	180,000	600,000	-72,000	360,000
13	13	1205,601	359,129	1,050	200,000	1200,000	-144,000	720,000
14	14	0,000	82,975	0,992	0,000	0,000	-40,000	200,000
15	15	450,855	46,197	0,980	180,000	600,000	-72,000	360,000
16	16	311,434	51,407	0,988	120,000	400,000	-48,000	240,000
18	18	331,223	16,597	0,982	300,000	900,000	-104,000	540,000
21	21	624,958	22,927	0,989	300,000	900,000	-104,000	540,000
22	22	461,213	12,231	1,005	300,000	900,000	-104,000	540,000
23	23	1206,546	27,369	1,021	500,000	1600,000	-192,000	960,000

Tabelul 8.3.11. Circulații de puteri prin elementele de rețea IEEE24 RTS extins maximal OPF

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
1	2	139,66	139,73	9,510	-29,108	-9,507	-18,123	0,003	-47,230
1	2	139,66	139,73	9,510	-29,108	-9,507	-18,123	0,003	-47,230
1	5	139,66	139,78	37,839	-11,314	-37,512	10,233	0,327	-1,081
1	3	139,66	131,62	12,738	21,729	-12,328	-25,671	0,411	-3,942
1	3	139,66	131,62	12,738	21,729	-12,328	-25,671	0,411	-3,942
1	5	139,66	139,78	37,839	-11,314	-37,512	10,233	0,327	-1,081
2	4	139,73	134,99	29,753	18,337	-29,341	-20,143	0,412	-1,806
2	6	139,73	147,28	32,915	-38,483	-31,768	37,288	1,147	-1,195
2	6	139,73	147,28	32,915	-38,483	-31,768	37,288	1,147	-1,195
2	4	139,73	134,99	29,753	18,337	-29,341	-20,143	0,412	-1,806
3	9	131,62	135,90	-28,858	-18,490	29,238	16,933	0,380	-1,557
3	9	131,62	135,90	-28,858	-18,490	29,238	16,933	0,380	-1,557
4	9	134,99	135,90	-44,659	5,143	45,230	-5,643	0,570	-0,500
4	9	134,99	135,90	-44,659	5,143	45,230	-5,643	0,570	-0,500
5	10	139,78	143,62	-33,488	-24,233	33,855	23,133	0,367	-1,100
5	10	139,78	143,62	-33,488	-24,233	33,855	23,133	0,367	-1,100
6	10	147,28	143,62	-104,232	-65,288	106,240	-199,195	2,008	-264,483
6	10	147,28	143,62	-104,232	-65,288	106,240	-199,195	2,008	-264,483
7	8	139,20	135,45	143,428	12,748	-140,185	-1,867	3,243	10,881
7	8	139,20	135,45	143,428	12,748	-140,185	-1,867	3,243	10,881
8	10	135,45	143,62	-12,074	-34,220	12,594	31,658	0,520	-2,562
8	10	135,45	143,62	-12,074	-34,220	12,594	31,658	0,520	-2,562
8	9	135,45	135,9	-18,741	1,087	18,901	-4,788	0,160	-3,701
8	9	135,45	135,9	-18,741	1,087	18,901	-4,788	0,16	-3,701
11	9	234,12	135,9	103,754	36,86	-103,484	-25,496	0,27	11,364
11	9	234,12	135,9	103,754	36,86	-103,484	-25,496	0,27	11,364
11	10	234,12	143,62	142,004	-28,085	-141,534	46,831	0,47	18,746
11	10	234,12	143,62	142,004	-28,085	-141,534	46,831	0,47	18,746
12	9	234,15	135,9	165,538	42,303	-164,885	-17,007	0,652	25,297
12	9	234,15	135,9	165,538	42,303	-164,885	-17,007	0,652	25,297
12	23	234,15	234,82	-241,33	31,702	244,433	-16,818	3,103	14,884
12	23	234,15	234,82	-241,33	31,702	244,433	-16,818	3,103	14,884
12	13	234,15	241,52	-131,333	-53,437	132,485	51,744	1,152	-1,693
12	13	234,15	241,52	-131,333	-53,437	132,485	51,744	1,152	-1,693
12	10	234,15	143,62	207,126	-20,568	-206,155	57,573	0,971	37,005
12	10	234,15	143,62	207,126	-20,568	-206,155	57,573	0,971	37,005
13	23	241,52	234,82	-43,183	27,073	43,557	-45,929	0,374	-18,856
13	23	241,52	234,82	-43,183	27,073	43,557	-45,929	0,374	-18,856
13	11	241,52	234,12	248,498	46,748	-244,931	-29,597	3,567	17,151
13	11	241,52	234,12	248,498	46,748	-244,931	-29,597	3,567	17,151
14	16	228,23	227,16	-194,926	40,914	196,958	-33,122	2,032	7,792
14	16	228,23	227,16	-194,926	40,914	196,958	-33,122	2,032	7,792
14	11	228,23	234,12	0,926	-38,426	-0,828	20,822	0,098	-17,605
14	11	228,23	234,12	0,926	-38,426	-0,828	20,822	0,098	-17,605
15	24	225,36	221,61	140,706	12,602	-139,302	-12,028	1,404	0,573
15	24	225,36	221,61	140,706	12,602	-139,302	-12,028	1,404	0,573
15	21	225,36	227,37	-120,799	-3,15	121,756	0,622	0,958	-2,527
15	21	225,36	227,37	-120,799	-3,15	121,756	0,622	0,958	-2,527

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
15	21	225,36	227,37	-120,799	-3,15	121,756	0,622	0,958	-2,527
15	21	225,36	227,37	-120,799	-3,15	121,756	0,622	0,958	-2,527
15	16	225,36	227,16	9,319	-47,204	-9,27	44,069	0,049	-3,135
15	16	225,36	227,16	9,319	-47,204	-9,27	44,069	0,049	-3,135
16	19	227,16	228,44	-3,894	-25,774	3,911	21,149	0,017	-4,624
16	19	227,16	228,44	-3,894	-25,774	3,911	21,149	0,017	-4,624
16	17	227,16	226,88	-128,078	20,529	128,651	-21,341	0,573	-0,811
16	17	227,16	226,88	-128,078	20,529	128,651	-21,341	0,573	-0,811
17	22	226,88	231,24	-105,379	-9,061	106,921	-0,86	1,541	-9,921
17	22	226,88	231,24	-105,379	-9,061	106,921	-0,86	1,541	-9,921
17	18	226,88	225,91	-23,271	30,402	23,3	-33,107	0,029	-2,705
17	18	226,88	225,91	-23,271	30,402	23,3	-33,107	0,029	-2,705
18	21	225,91	227,37	-95,344	-13,297	95,659	10,476	0,315	-2,821
18	21	225,91	227,37	-95,344	-13,297	95,659	10,476	0,315	-2,821
18	21	225,91	227,37	-95,344	-13,297	95,659	10,476	0,315	-2,821
18	21	225,91	227,37	-95,344	-13,297	95,659	10,476	0,315	-2,821
19	20	228,44	231,97	-92,455	-29,075	92,93	24,411	0,474	-4,664
19	20	228,44	231,97	-92,455	-29,075	92,93	24,411	0,474	-4,664
19	20	228,44	231,97	-92,455	-29,075	92,93	24,411	0,474	-4,664
19	20	228,44	231,97	-92,455	-29,075	92,93	24,411	0,474	-4,664
20	23	231,97	234,82	-156,93	-37,411	157,641	38,216	0,712	0,806
20	23	231,97	234,82	-156,93	-37,411	157,641	38,216	0,712	0,806
20	23	231,97	234,82	-156,93	-37,411	157,641	38,216	0,712	0,806
20	23	231,97	234,82	-156,93	-37,411	157,641	38,216	0,712	0,806
21	22	227,37	231,24	-122,352	-10,734	123,686	6,976	1,334	-3,758
21	22	227,37	231,24	-122,352	-10,734	123,686	6,976	1,334	-3,758
24	3	221,61	131,62	139,302	12,028	-138,814	7,162	0,488	19,19
24	3	221,61	131,62	139,302	12,028	-138,814	7,162	0,488	19,19
								65,180	-495,588

Valoarea totală a pierderilor de putere activă pe întreg sistemul, obținută în urma optimizării, este de 65.180 MW față de 95.104 MW pentru regimul de bază. Se observă că în urma optimizării pierderile de putere activă scad cu aproximativ 31,5%, iar tensiunile în noduri se mențin în limitele menționate anterior. O ușoară încălcare a limitei superioare a reactivului generat, se înregistrează în nodul de echilibru. Această problemă poate fi simplu rezolvată prin rularea unui nou ciclu de optimizare cu o penalizare mai mare pentru depășirea limitelor puterii reactive generate.

Figura 8.3.3 prezintă evoluția algoritmului genetic pentru determinarea OPF. Mărimile reprezentate au următoarele semnificații:

- cu albastru sunt reprezentate valorile funcției Φ pentru cel mai bun individ de la fiecare iterație;
- cu linie verde întreruptă este reprezentată valoarea medie a funcției Φ pe întreaga populație;
- cu roșu este reprezentată cea mai mare valoare a funcției auxiliare Φ , corespunzătoare celei mai slabe soluții.

Se observă o scădere rapidă a valorii FOB pe primele 20 de iterații. Soluția este ușor îmbunătățită pe parcursul următoarelor iterații.

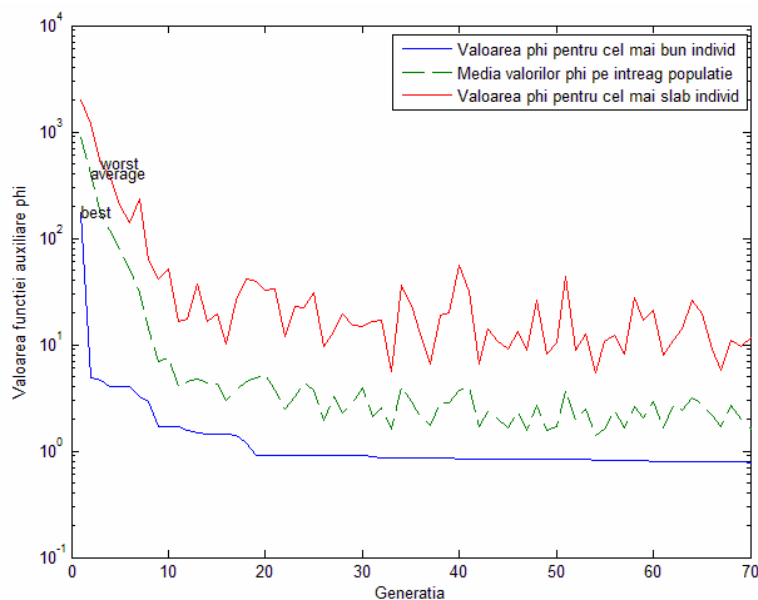


Fig. 8.3.3. Evoluția AG pentru determinarea OPF

8.3.3. Prezentarea soluției de extindere optimă

Extinderea optimă a sistemului a fost realizată folosind instrumentul software *TNEPGA* prezentat în capitolul anterior.

Structura monofilară a soluției de extindere optimă este prezentată în Fig. 8.3.4:

- număr total de noduri – 24, dintre care 11 noduri generatoare și 13 consumatoare;
- număr de elemente de rețea conectate – 60, dintre care 50 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 138 kV și 230 kV și 10 autotransformatoare 230kV/138kV.

Soluția optimă de extindere se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 8.3.1):

- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 11 și 9;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 11 și 10;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 12 și 9;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 12 și 10;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 24 și 3;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 1 și 5;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 2 și 4;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 2 și 6;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 7 și 8;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 8 și 10;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 12 și 23;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 13 și 11;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 14 și 16;
- circuitul 3 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 15 și 21;
- circuitul 4 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 15 și 21;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 15 și 24;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 16 și 17;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 16 și 19;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 17 și 18;

- circuitul 3 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 19 și 20;
- circuitul 4 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 19 și 20;
- circuitul 3 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 20 și 23.

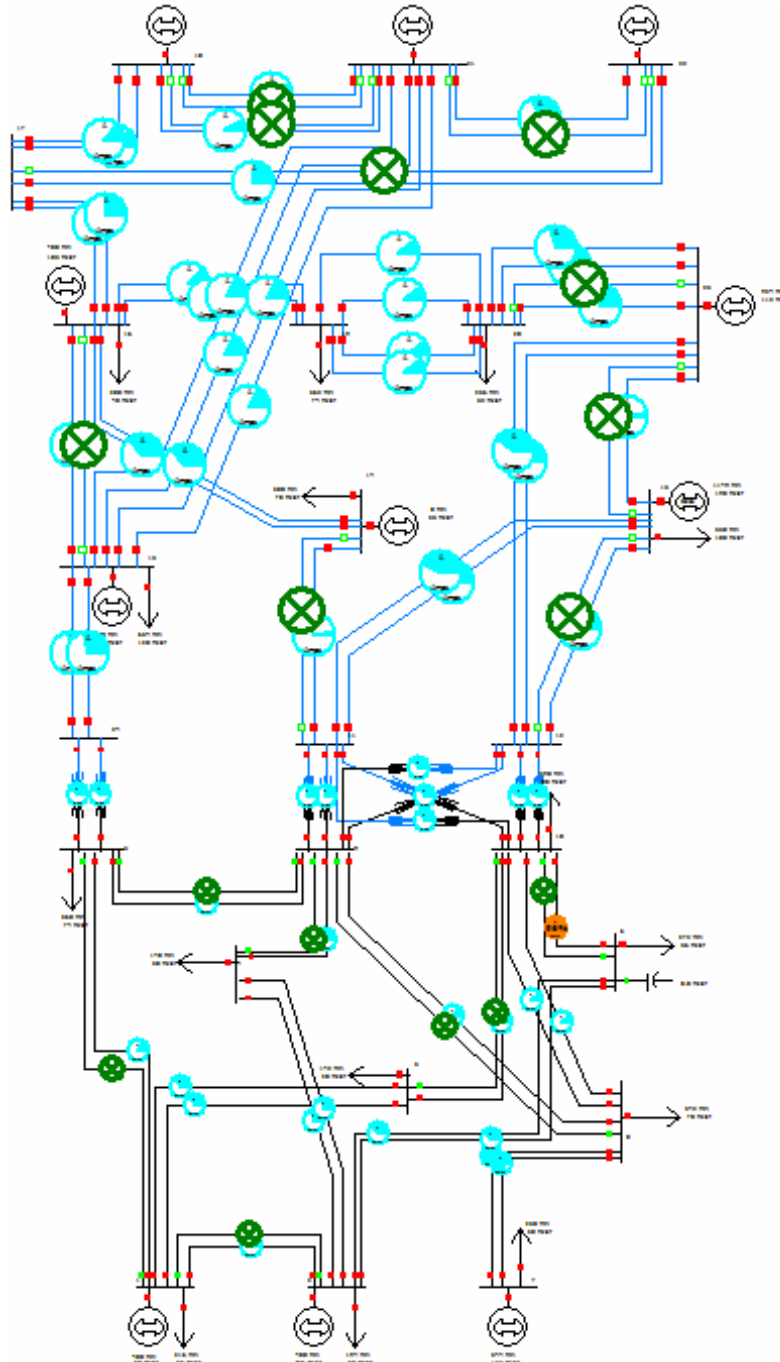


Fig. 8.3.4. Structura sistemului IEEE24 RTS – soluția optimă de extindere

Dintre elementele RET prezente în sistemul extins maximal nu s-a considerat necesară introducerea:

- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 1 și 2
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 1 și 3;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 3 și 9;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 4 și 9;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 5 și 10;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 6 și 10;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 8 și 9;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 12 și 13;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 13 și 23;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 14 și 11;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 15 și 16;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 17 și 22;
- circuitul 3 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 18 și 21;
- circuitul 4 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 18 și 21;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 20 și 23.
- circuitul 4 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 21 și 22;

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în tabelele:

- a) Tabelul 8.3.12 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- b) Tabelul 8.3.13 – Date generatoare soluție optimă de extindere regim OPF;
- c) Tabelul 8.3.14 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Tabelul 8.3.12. Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere OPF

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVar]
1	1	PU	138	216	44	1,063	146,749	2,910	183,980	4,880
2	2	PU	138	194	40	1,060	146,321	2,740	205,980	-66,370
3	3	PQ	138	360	74	1,026	141,618	-0,050	-360,000	-74,000
4	4	PQ	138	148	30	1,031	142,235	-0,490	-148,000	-30,000
5	5	PQ	138	142	28	1,049	144,765	0,190	-142,000	-28,000
6	6	PQ	138	272	56	1,072	147,869	-4,020	-272,000	-56,000
7	7	PU	138	250	50	1,100	151,800	3,680	294,140	83,250
8	8	PQ	138	342	70	1,058	145,959	-0,430	-342,000	-70,000
9	9	PQ	138	350	72	1,049	144,827	1,950	-350,000	-72,000
10	10	PQ	138	390	80	1,073	148,032	0,660	-390,000	-80,000
11	11	PQ	230			1,075	247,221	6,100	0,000	0,000
12	12	PQ	230			1,078	247,920	7,520	0,000	0,000
13	13	Slack	230	530	108	1,100	252,954	11,300	618,950	82,040
14	14	PQ	230	388	78	1,075	247,251	6,090	-388,000	-42,700
15	15	PU	230	634	128	1,092	251,160	10,190	-34,000	102,940
16	16	PU	230	200	40	1,090	250,792	9,760	199,520	65,120
17	17	PQ	230			1,093	251,295	11,470	0,000	0,000
18	18	PU	230	666	136	1,093	251,321	11,980	65,250	-24,620
19	19	PQ	230	362	74	1,086	249,813	9,030	-362,000	-74,000
20	20	PQ	230	256	52	1,091	251,035	10,100	-256,000	-52,000
21	21	PU	230			1,094	251,574	12,490	301,500	-42,960
22	22	PU	230			1,098	252,494	18,040	300,000	-32,720
23	23	PU	230			1,100	252,931	11,750	924,080	111,970
24	24	PQ	230			1,062	244,218	6,500	0,000	0,000

Tabelul 8.3.13. Date generatoare soluție optimă de extindere OPF

Nume Nod	Nr. Nod	P_g [MW]	Q_g [MVar]	U_b [u.r.]	P_{min} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{max} [MVar]
1	1	399,984	48,880	1,063	120	400	-48	240
2	2	399,980	-26,370	1,060	120	400	-48	240
7	7	544,144	133,250	1,100	180	600	-72	360
13	13	1148,948	190,040	1,100	200	1200	-144	720
14	14	0,000	35,300	1,075	0	0	-40	200
15	15	600,000	230,940	1,092	180	600	-72	360
16	16	399,518	105,120	1,090	120	400	-48	240
18	18	731,252	111,380	1,093	300	900	-104	540
21	21	301,498	-42,960	1,094	300	900	-104	540
22	22	300,000	-32,720	1,098	300	900	-104	540
23	23	924,078	111,970	1,100	500	1600	-192	960

Tabelul 8.3.14. Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere OPF

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	$U1$ [kV]	$U2$ [kV]	$P1$ [MW]	$Q1$ [MVar]	$P2$ [MW]	$Q2$ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
1	5	146,700	144,800	-62,700	-1,500	63,400	1,900	0,700	0,400
1	2	146,700	146,300	-27,300	-44,400	27,400	-7,400	0,100	-51,800
1	3	146,700	141,600	-29,200	-12,800	29,700	8,500	0,500	-4,300
1	5	146,700	144,800	-62,700	-1,500	63,400	1,900	0,700	0,400
2	6	146,300	147,900	-62,800	23,600	64,800	-21,800	2,000	1,800
2	6	146,300	147,900	-62,800	23,600	64,800	-21,800	2,000	1,800
2	4	146,300	142,200	-51,000	-11,300	51,900	10,800	0,900	-0,500
2	4	146,300	142,200	-51,000	-11,300	51,900	10,800	0,900	-0,500
3	9	141,600	144,800	34,800	10,300	-34,400	-12,300	0,400	-2,000
4	9	142,200	144,800	46,500	6,400	-45,900	-7,300	0,600	-0,900
5	10	144,800	148,000	16,800	23,100	-16,700	-25,100	0,100	-2,000
6	10	147,900	148,000	149,200	-167,300	-146,400	-103,300	2,800	-270,600
7	8	151,800	146,000	-144,000	-31,700	147,100	41,600	3,100	9,900
7	8	151,800	146,000	-144,000	-31,700	147,100	41,600	3,100	9,900
8	10	146,000	148,000	14,700	3,500	-14,600	-8,200	0,100	-4,700
8	10	146,000	148,000	14,700	3,500	-14,600	-8,200	0,100	-4,700
8	9	146,000	144,800	25,100	-13,600	-24,800	9,800	0,300	-3,800
11	10	247,200	148,000	-129,300	13,900	129,600	0,100	0,300	14,000
11	10	247,200	148,000	-129,300	13,900	129,600	0,100	0,300	14,000
11	9	247,200	144,800	-97,400	-18,800	97,600	28,000	0,200	9,200
11	9	247,200	144,800	-97,400	-18,800	97,600	28,000	0,200	9,200
12	13	247,900	253,000	168,500	28,300	-167,000	-28,500	1,500	-0,200
12	10	247,900	148,000	-163,500	14,700	164,000	6,700	0,500	21,400
12	10	247,900	148,000	-163,500	14,700	164,000	6,700	0,500	21,400
12	9	247,900	144,800	-130,800	-18,800	131,200	33,800	0,400	15,000
12	9	247,900	144,800	-130,800	-18,800	131,200	33,800	0,400	15,000
12	23	247,900	252,900	213,700	32,100	-211,600	-26,200	2,100	5,900
12	23	247,900	252,900	213,700	32,100	-211,600	-26,200	2,100	5,900
13	11	253,000	247,200	-227,200	-22,700	230,000	32,300	2,800	9,600
13	11	253,000	247,200	-227,200	-22,700	230,000	32,300	2,800	9,600
13	23	253,000	252,900	9,600	-13,600	-9,600	-10,900	0,000	-24,500
14	11	247,300	247,200	0,100	-10,700	-0,100	-10,300	0,000	-21,000
14	16	247,300	250,800	195,600	19,300	-193,900	-16,200	1,700	3,100
14	16	247,300	250,800	195,600	19,300	-193,900	-16,200	1,700	3,100
15	24	251,200	244,200	-148,700	-44,100	150,100	42,300	1,400	-1,800
15	21	251,200	251,600	97,100	-12,700	-96,600	4,200	0,500	-8,500
15	21	251,200	251,600	97,100	-12,700	-96,600	4,200	0,500	-8,500
15	21	251,200	251,600	97,100	-12,700	-96,600	4,200	0,500	-8,500
15	21	251,200	251,600	97,100	-12,700	-96,600	4,200	0,500	-8,500
15	16	251,200	250,800	-52,300	-5,400	52,300	1,500	0,000	-3,900
15	24	251,200	244,200	-148,700	-44,100	150,100	42,300	1,400	-1,800
16	19	250,800	249,800	-66,700	-13,800	66,800	8,900	0,100	-4,900

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U1 [kV]	U2 [kV]	P1 [MW]	Q1 [MVar]	P2 [MW]	Q2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
16	19	250,800	249,800	-66,700	-13,800	66,800	8,900	0,100	-4,900
16	17	250,800	251,300	137,000	-9,400	-136,500	7,000	0,500	-2,400
16	17	250,800	251,300	137,000	-9,400	-136,500	7,000	0,500	-2,400
17	22	251,300	252,500	129,700	-17,100	-127,800	5,200	1,900	-11,900
17	18	251,300	251,300	73,200	-9,800	-73,100	6,800	0,100	-3,000
17	18	251,300	251,300	73,200	-9,800	-73,100	6,800	0,100	-3,000
18	21	251,300	251,600	40,600	-3,600	-40,600	-2,500	0,000	-6,100
18	21	251,300	251,600	40,600	-3,600	-40,600	-2,500	0,000	-6,100
19	20	249,800	251,000	57,300	2,800	-57,100	-11,600	0,200	-8,800
19	20	249,800	251,000	57,300	2,800	-57,100	-11,600	0,200	-8,800
19	20	249,800	251,000	57,300	2,800	-57,100	-11,600	0,200	-8,800
19	20	249,800	251,000	57,300	2,800	-57,100	-11,600	0,200	-8,800
20	23	251,000	252,900	162,300	20,500	-161,700	-21,100	0,600	-0,600
20	23	251,000	252,900	162,300	20,500	-161,700	-21,100	0,600	-0,600
20	23	251,000	252,900	162,300	20,500	-161,700	-21,100	0,600	-0,600
21	22	251,600	252,500	170,300	-15,700	-168,200	14,900	2,100	-0,800
24	3	244,200	141,600	-148,200	-24,400	148,700	44,100	0,500	19,700
24	3	244,200	141,600	-148,200	-24,400	148,700	44,100	0,500	19,700
								49,700	-295,500

Figurile 8.3.5, 8.3.6 și 8.3.7 prezintă valorile puterilor active și reactive debitate de generatoare, respectiv valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial de bază, regimului optim al sistemului extins maximal și regimului optim al soluției de extindere. Se observă că pentru regimul optim al soluției de extindere tensiunile în noduri se află în banda admisibilă, la fel și puterile active și reactive generate.

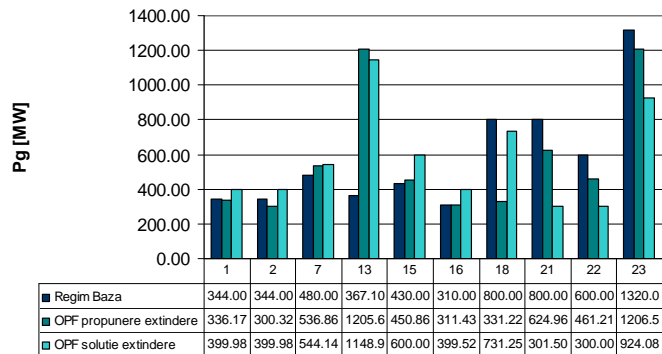


Fig. 8.3.5. Puterea activă generată

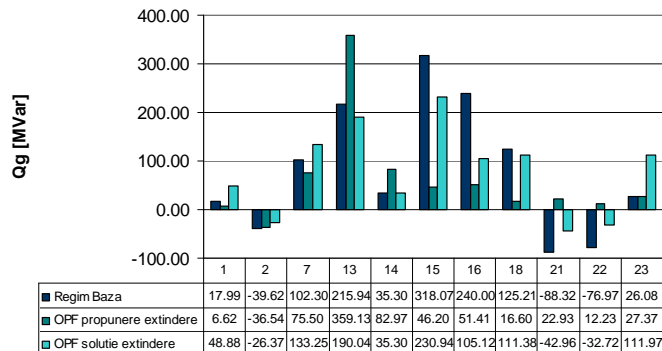


Fig. 8.3.6. Puterea reactivă generată

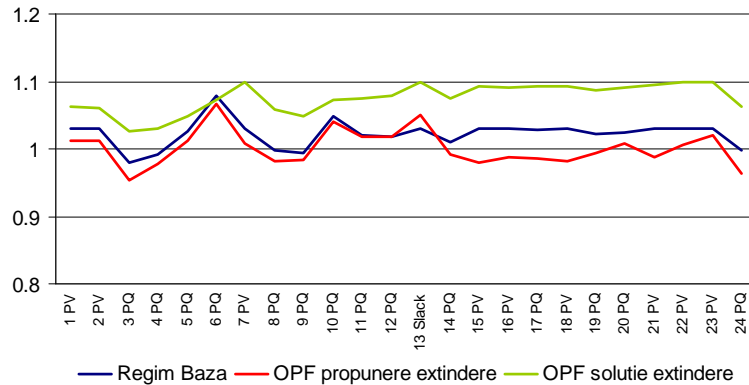


Fig. 8.3.7. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

Figura 8.3.8 prezintă evoluția algoritmului pentru determinarea soluției optime de extindere pe parcursul iterațiilor (prin prisma valorii relative a FOB aferentă algoritmului de extindere, cu raportare la valoarea absolută aferentă regimului extins maximal). Se prezintă valorile medii pe grupuri de 5 iterații. Datorită dimensiunilor RET și a numărului mare de linii propuse pentru extindere, se observă că soluția prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării procesului de optimizare.

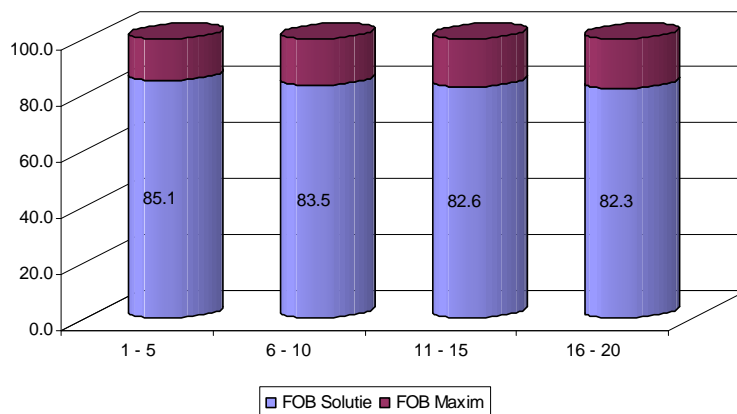


Fig. 8.3.8 Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor

8.4. Sistemul Test 50

8.4.1. Considerații preliminare. Test 50 inițial

Sistemul Test 50 a fost dezvoltat în cadrul Catedrei de Electroenergetică a Universității „Politehnică” din Timișoara și reprezintă sistemul test cu o complexitate mai ridicată (număr relativ mare de elemente de rețea) pe care a fost testată aplicația pentru determinarea extinderii optime a SEE [Kilyeni1988b]. Schema monofilară a sistemului este prezentată în Fig. 8.4.1. acesta având următoarele elemente caracteristice:

- număr total de noduri – 50, dintre care 13 noduri generatoare și 37 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 62, dintre care 37 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110, 220 și 400 kV și 25 transformatoare și autotransformatoare.

Regimul de bază a fost determinat cu programele *Power* [Kilyeni2010] și *Circulație de puteri*, rezultatele fiind apoi exportate în PowerWorld pentru o vizualizare mai ușoară.

Elementele esențiale legate de regimul de bază inițial (topologie, parametri elemente de rețea, puteri consumate și generate, circulații de puteri prin elementele de rețea) sunt prezentate în tabelele:

- Tabelul 8.4.1 – Parametri linii electrice aeriene;
- Tabelul 8.4.2 – Parametri transformatoare și autotransformatoare;
- Tabelul 8.4.3 – Date și rezultate noduri regim de bază (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 8.4.4 – Date generatoare regim de bază; Geneatoarele din nodurile 6 și 45 sunt introduse pentru compensare de reactiv, însă sunt deconectate.
- Tabelul 8.4.5 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim de bază (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Tabelul 8.4.1. Parametri linii electrice aeriene

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U_{1n} [kV]	U_{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
7	31	400	400	0,004	0,035	0,000	0,938
8	26	400	400	0,002	0,017	0,000	0,461
8	7	400	400	0,002	0,017	0,000	0,461
9	40	220	220	0,015	0,091	0,000	0,141
11	39	220	220	0,004	0,023	0,000	0,137
11	14	220	220	0,010	0,058	0,000	0,090
11	12	220	220	0,001	0,086	0,000	0,134
11	13	220	220	0,019	0,116	0,000	0,180
12	9	220	220	0,010	0,058	0,000	0,091
13	15	220	220	0,005	0,033	0,000	0,201
14	13	220	220	0,004	0,023	0,000	0,137
15	10	220	220	0,009	0,055	0,000	0,334
15	16	220	220	0,005	0,027	0,000	0,043
17	19	110	110	0,041	0,108	0,000	0,010
17	20	110	110	0,131	0,341	0,000	0,032
19	20	110	110	0,083	0,216	0,000	0,021
20	18	110	110	0,056	0,146	0,000	0,014
21	5	110	110	0,017	0,045	0,000	0,004
22	21	110	110	0,021	0,054	0,000	0,005
23	25	110	110	0,062	0,162	0,000	0,015
23	24	110	110	0,003	0,008	0,000	0,001
25	21	110	110	0,045	0,119	0,000	0,011
26	31	400	400	0,004	0,037	0,000	1,003
29	34	400	400	0,003	0,026	0,000	0,691
29	28	400	400	0,003	0,025	0,000	0,706
29	26	400	400	0,005	0,053	0,000	1,432
31	34	400	400	0,003	0,031	0,000	0,822
32	46	220	220	0,008	0,052	0,000	0,319
32	43	220	220	0,008	0,055	0,000	0,334
33	44	110	110	0,069	0,225	0,000	0,096
37	30	220	220	0,003	0,023	0,000	0,113
39	40	220	220	0,007	0,042	0,000	0,066
40	36	220	220	0,014	0,086	0,000	0,134
44	50	110	110	0,040	0,128	0,000	0,055
44	41	110	110	0,051	0,166	0,000	0,071
46	43	220	220	0,009	0,055	0,000	0,335
47	50	110	110	0,035	0,112	0,000	0,048

Tabelul 8.4.2. Parametri transformatoare și autotransformatoare

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]	k [u.r.]	k _{min} [u.r.]	k _{max} [u.r.]
7	1	400,00	24,00	0,000	0,010	0,000	-0,064	1,000	0,950	1,050
9	7	220,00	400,00	0,001	0,029	0,000	-0,020	1,050	0,900	1,200
10	8	220,00	400,00	0,001	0,029	0,000	-0,020	1,050	0,900	1,200
10	2	220,00	15,80	0,000	0,011	0,000	-0,078	1,100	1,050	1,150
11	17	220,00	110,00	0,001	0,061	0,000	-0,013	1,005	0,804	1,105
11	3	220,00	15,75	0,000	0,009	0,000	-0,050	1,097	1,046	1,146
11	28	220,00	400,00	0,001	0,029	0,000	-0,020	1,050	0,900	1,200
12	18	220,00	110,00	0,001	0,061	0,000	-0,013	0,955	0,804	1,105
13	6	220,00	10,50	0,007	0,230	0,000	-0,003	1,100	1,050	1,150
15	23	220,00	110,00	0,001	0,061	0,000	-0,013	0,955	0,804	1,105
16	22	220,00	110,00	0,001	0,061	0,000	-0,013	0,955	0,804	1,105
18	4	110,00	10,50	0,001	0,022	0,000	-0,020	1,097	1,046	1,146
26	27	400,00	24,00	0,000	0,010	0,000	-0,064	1,000	0,950	1,050
30	29	220,00	400,00	0,001	0,029	0,000	-0,020	1,050	0,900	1,200
32	33	220,00	110,00	0,001	0,061	0,000	-0,013	0,955	0,804	1,105
32	31	220,00	400,00	0,001	0,029	0,000	-0,020	1,050	0,900	1,200
36	26	220,00	400,00	0,001	0,029	0,000	-0,020	1,050	0,900	1,200
36	35	220,00	15,75	0,001	0,024	0,000	-0,054	1,048	0,998	1,098
37	38	220,00	15,75	0,001	0,022	0,000	-0,020	1,097	1,046	1,146
40	41	220,00	110,00	0,001	0,061	0,000	-0,013	0,955	0,804	1,105
41	42	110,00	10,50	0,001	0,066	0,000	-0,011	1,097	1,046	1,146
44	45	110,00	10,50	0,010	0,208	0,000	-0,007	1,048	0,998	1,098
46	48	220,00	24,00	0,000	0,020	0,000	-0,032	1,000	0,950	1,050
46	47	220,00	110,00	0,001	0,061	0,000	-0,013	0,955	0,804	1,105
47	49	110,00	10,50	0,000	0,022	0,000	-0,034	1,097	1,046	1,146

Tabelul 8.4.3. Date și rezultate noduri, regim de bază

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVar]
A24	1	Ech	24,00	80	40	1,050	25,20	0,000	789,67	179,75
B15	2	PU	15,75	8	4	1,000	15,75	0,063	772,00	188,27
C15	3	PU	15,75	80	40	1,000	15,75	-0,129	670,00	345,38
D10	4	PQ	10,50			0,965	10,14	-0,223	45,00	-10,00
E110	5	PU	110,00			1,050	115,50	-0,224	17,00	5,46
F10	6	PQ	10,50			0,921	9,68	-0,247	0,00	0,00
A400	7	PQ	400,00			1,035	413,88	-0,071	0,00	0,00
B400	8	PQ	400,00	530	140	1,028	411,39	-0,092	-530,00	-140,00
A220	9	PQ	220,00	156	50	1,059	232,88	-0,145	-156,00	-50,00
B220	10	PQ	220,00	175	40	1,080	237,60	-0,022	-175,00	-40,00
C220	11	PQ	220,00	300	125	1,064	234,02	-0,188	-300,00	-125,00
D220	12	PQ	220,00			1,041	229,06	-0,189	0,00	0,00
F220	13	PQ	220,00	170	75	1,014	223,05	-0,247	-170,00	-75,00
Y220	14	PQ	220,00	237	35	1,017	223,74	-0,266	-237,00	-35,00
H220	15	PQ	220,00			1,023	224,96	-0,185	0,00	0,00
I220	16	PQ	220,00			1,015	223,39	-0,197	0,00	0,00
C110	17	PQ	110,00			1,056	116,21	-0,212	0,00	0,00
D110	18	PQ	110,00	120	30	1,061	116,70	-0,233	-120,00	-30,00
J110	19	PQ	110,00	32	10	1,039	114,26	-0,242	-32,00	-10,00
K110	20	PQ	110,00	22	4	1,047	115,16	-0,245	-22,00	-4,00
L110	21	PQ	110,00	20	12	1,045	114,92	-0,230	-20,00	-12,00
I110	22	PQ	110,00	35	8	1,053	115,78	-0,224	-35,00	-8,00
H110	23	PQ	110,00	12	5	1,050	115,49	-0,228	-12,00	-5,00
M110	24	PQ	110,00	58	23	1,047	115,12	-0,232	-58,00	-23,00

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_i [MW]	Q_i [MVar]
N110	25	PQ	110,00	24	10	1,035	113,86	-0,243	-24,00	-10,00
P400	26	PQ	400,00	75	40	1,045	418,04	-0,072	-75,00	-40,00
P24	27	PU	24,00	80	40	1,060	25,44	-0,009	720,00	173,33
C400	28	PQ	400,00			1,028	411,25	-0,182	0,00	0,00
O400	29	PQ	400,00			1,033	413,18	-0,177	0,00	0,00
O220	30	PQ	220,00	184	106	1,067	234,71	-0,153	-184,00	-106,00
Q400	31	PQ	400,00	540	100	1,008	403,21	-0,196	-540,00	-100,00
Q220	32	PQ	220,00	350	80	1,020	224,44	-0,203	-350,00	-80,00
Q110	33	PQ	110,00	20	5	1,058	116,40	-0,210	-20,00	-5,00
R400	34	PQ	400,00	430	80	1,013	405,38	-0,244	-430,00	-80,00
P15	35	PU	15,75	30	20	1,050	16,54	0,012	310,00	65,77
P220	36	PQ	220,00	95	45	1,085	238,69	-0,056	-95,00	-45,00
S220	37	PQ	220,00	60	25	1,084	238,52	-0,101	-60,00	-25,00
S15	38	PU	15,75	6	3	1,010	15,91	-0,029	334,00	101,39
T220	39	PQ	220,00	240	100	1,036	227,87	-0,212	-240,00	-100,00
U220	40	PQ	220,00	88	38	1,037	228,19	-0,167	-88,00	-38,00
V110	41	PQ	110,00	30	10	1,067	117,37	-0,155	-30,00	-10,00
V10	42	PU	10,50	5	2	0,970	10,19	-0,103	75,00	-3,55
V220	43	PQ	220,00	130	60	1,013	222,76	-0,168	-130,00	-60,00
Y110	44	PQ	110,00	65	30	1,025	112,76	-0,183	-65,00	-30,00
Y10	45	PQ	10,50			0,978	10,27	-0,183	0,00	0,00
W220	46	PQ	220,00	25	14	1,036	227,89	-0,066	-25,00	-14,00
W110	47	PQ	110,00	23	12	1,065	117,10	-0,019	-23,00	-12,00
W24	48	PU	24,00	50	25	1,050	25,20	0,007	410,00	84,57
W10	49	PU	10,50	20	8	0,970	10,19	0,030	210,00	-1,41
X110	50	PQ	110,00	45	20	1,026	112,83	-0,117	-45,00	-20,00

Tabelul 8.4.4. Date generatoare, regim de bază

Nume Nod	Nr. Nod	P_g [MW]	Q_g [MVar]	U_b [u.r.]	P_{min} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{max} [MVar]
A24	1	869,667	219,750	1,050	660,000	1320,000	0,000	816,000
B15	2	780,000	192,265	1,000	510,000	1020,000	-60,000	558,000
C15	3	750,000	385,384	1,000	525,000	1050,000	-195,000	700,000
D10	4	45,000	-10,000	0,965	25,000	50,000	-10,000	31,000
E110	5	17,000	5,456	1,050	5,000	20,000	0,000	17,000
F10	6	0,000	0,000	0,921	0,000	0,000	0,000	30,000
P24	27	800,000	213,328	1,060	495,000	1320,000	0,000	816,000
P15	35	340,000	85,765	1,050	210,000	420,000	-79,000	280,000
S15	38	340,000	104,391	1,010	210,000	420,000	-79,000	280,000
V10	42	80,000	-1,553	0,970	50,000	100,000	-15,000	72,000
Y10	45	0,000	0,000	0,978	0,000	0,000	0,000	30,000
W24	48	460,000	109,566	1,050	250,000	660,000	0,000	408,000
W10	49	230,000	6,594	0,970	150,000	300,000	-44,000	214,000

Tabelul 8.4.5. Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U_1 [kV]	U_2 [kV]	P_1 [MW]	Q_1 [MVar]	P_2 [MW]	Q_2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
7	1	413,88	25,20	-788,480	-114,903	789,667	179,750	1,188	64,846
7	31	413,88	403,21	379,133	13,529	-374,218	-63,134	4,915	-49,606
8	26	411,39	418,04	-134,791	-109,116	135,211	63,693	0,419	-45,423
8	7	411,39	413,88	-136,715	-46,404	137,032	0,478	0,317	-45,926
9	40	232,88	228,19	29,700	12,310	-29,526	-26,780	0,174	-14,470
9	7	232,88	413,88	-271,811	-76,179	272,314	100,897	0,503	24,718
10	8	237,60	411,39	258,900	4,872	-258,494	15,520	0,406	20,392

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
10	2	237,60	15,75	-770,551	-111,766	772,000	188,265	1,449	76,499
11	12	234,02	229,06	1,110	20,331	-1,100	-34,540	0,010	-14,209
11	39	234,02	227,87	129,942	104,686	-129,026	-113,872	0,916	-9,186
11	28	234,02	411,25	-23,133	-51,506	23,154	54,618	0,021	3,112
11	3	234,02	15,75	-668,493	-290,858	670,000	345,384	1,507	54,526
11	13	234,02	223,05	60,809	27,132	-59,944	-41,360	0,865	-14,228
11	14	234,02	223,74	156,504	60,668	-154,062	-55,653	2,442	5,015
11	17	234,02	116,21	43,262	4,548	-43,237	-2,047	0,025	2,501
12	18	229,06	116,7	86,538	54,384	-86,410	-47,653	0,128	6,731
12	9	229,06	232,88	-85,437	-19,844	86,111	13,870	0,674	-5,974
13	6	223,05	9,67	0,000	0,253	0,000	0,000	0,000	0,253
13	15	223,05	224,96	-193,254	-0,788	195,126	-7,956	1,872	-8,744
14	13	223,74	223,05	-82,938	20,653	83,198	-33,105	0,260	-12,452
15	10	224,96	237,6	-327,776	-46,597	336,652	66,894	8,875	20,297
15	23	224,96	115,49	81,832	38,277	-81,728	-32,584	0,104	5,693
15	16	224,96	223,39	50,818	16,276	-50,691	-19,933	0,127	-3,657
16	22	223,39	115,78	50,691	19,933	-50,653	-16,950	0,038	2,984
17	20	116,21	115,16	10,578	-2,720	-10,446	-0,519	0,132	-3,239
17	19	116,21	114,26	32,659	4,767	-32,254	-4,838	0,405	-0,071
18	4	116,7	10,14	-44,985	12,537	45,000	-10,000	0,015	2,537
19	20	114,26	115,16	0,254	-5,162	-0,241	2,955	0,013	-2,207
20	18	115,16	116,7	-11,313	-6,436	11,395	5,116	0,082	-1,320
21	5	114,92	115,5	-16,949	-5,795	17,000	5,456	0,051	-0,340
22	21	115,78	114,92	15,653	8,950	-15,591	-9,350	0,062	-0,400
23	25	115,49	113,86	11,622	4,385	-11,531	-5,820	0,091	-1,435
23	24	115,49	115,12	58,106	23,199	-58,000	-23,000	0,106	0,199
25	21	113,86	114,92	-12,469	-4,180	12,541	3,145	0,071	-1,036
26	31	418,04	403,21	356,449	34,029	-351,742	-93,604	4,707	-59,575
26	27	418,04	25,44	-719,026	-118,753	720,000	173,328	0,974	54,575
29	34	413,18	405,38	275,779	22,299	-273,825	-75,479	1,953	-53,180
29	28	413,18	411,25	23,175	-20,120	-23,154	-54,618	0,021	-74,738
29	26	413,18	418,04	-211,726	-67,134	214,016	-65,029	2,290	-132,163
30	29	234,71	413,18	87,298	-59,609	-87,228	64,955	0,070	5,346
31	34	403,21	405,38	156,962	-71,796	-156,175	-4,521	0,787	-76,317
32	46	224,44	227,88	-271,050	14,596	276,958	-10,967	5,908	3,630
32	43	224,44	222,76	-62,630	7,748	63,001	-39,900	0,371	-32,152
32	33	224,44	116,39	12,572	19,309	-12,565	-17,615	0,006	1,693
32	31	224,44	403,21	-28,891	-121,653	28,999	128,535	0,108	6,882
33	44	116,39	112,76	-7,435	12,615	7,669	-22,229	0,234	-9,614
36	35	238,69	16,54	-309,238	-37,960	310,000	65,765	0,762	27,806
36	26	238,69	418,04	61,683	-42,263	-61,649	46,060	0,034	3,798
37	38	238,52	15,91	-333,207	-73,302	334,000	101,391	0,793	28,089
37	30	238,52	234,71	273,207	48,302	-271,298	-46,391	1,909	1,910
39	40	227,87	228,19	-110,974	13,872	111,800	-15,963	0,826	-2,091
40	41	228,19	117,37	-20,763	36,681	20,784	-34,336	0,021	2,345
40	36	228,19	238,69	-149,510	-31,938	152,554	35,222	3,044	3,284
41	42	117,37	10,19	-74,917	8,698	75,000	-3,553	0,083	5,145
44	50	112,76	112,83	-48,973	13,538	49,980	-16,021	1,007	-2,483
44	45	112,76	10,27	0,000	0,653	0,000	0,000	0,000	0,653
44	41	112,76	117,37	-23,697	-21,961	24,133	15,638	0,436	-6,323
46	48	227,88	25,2	-409,365	-50,141	410,000	84,566	0,635	34,425
46	47	227,88	117,1	-88,708	42,039	88,828	-35,663	0,120	6,376
46	43	227,88	222,76	196,116	5,069	-193,001	-20,100	3,114	-15,031
47	50	117,1	112,83	97,956	8,395	-94,980	-3,979	2,977	4,416
47	49	117,1	10,19	-209,784	15,268	210,000	-1,406	0,216	13,862
								61,67	-203,1

Din punct de vedere al tensiunilor în noduri regimul de bază se prezintă astfel:

- pentru nodurile cu tensiunile nominale de 110 și 220 kV valorile tensiunilor, în unități relative, au fost reglate astfel încât să se încadreze în intervalul (1-1,10);
- pentru nodurile cu tensiunea nominală de 400 kV valorile tensiunilor, în unități relative, au fost reglate astfel încât să se încadreze în intervalul (1,00-1,05);
- limitele de reglaj pentru tensiunile la bornele generatoarelor au fost fixate între (1-1,10).

Regimul de bază determinat este caracterizat pe întreg ansamblul de o putere activă consumată de 4650 MW, puterea activă generată de 4711,7 MW, pierderile de putere activă fiind de 61,7 MW.

8.4.2. Sistemul Test 50 extins maximal

Extinderea rețelei de transport se face pentru finalul unei perioade de 15 ani, pe baza valorilor consumului prognozat pentru ultimul an. Capacitățile de generare de la finele perioadei analizate se consideră cunoscute. Din punct de vedere al puterilor consumate și generate sistemul se prezintă astfel:

- puterea activă totală consumată este 6619.0 MW, valorile pentru fiecare nod regăsindu-se în Tabelul 8.4.9 (unde sunt prezentate și rezultatele circulației de puteri referitoare la noduri – regimul extins maximal);
- pentru a putea acoperi noul consum, a fost extinsă și capacitatea de generare a SEE; s-a mărit puterea generatoarelor, mai puțin a celor din nodurile 4, 5 și 42. Generatoarele din nodurile 6 și 45 rămân deconectate. Noua situație este prezentată în Tabelul 8.4.6.

Tabelul 8.4.6. Caracteristici generatoare sistem extins maximal

Nume Nod	Nr. Nod	P _{min} [MW]	P _{max} [MW]	Q _{min} [MVar]	Q _{max} [MVar]
A24	1	990,000	1980,000	0,000	1224,000
B15	2	680,000	1360,000	-80,000	744,000
C15	3	630,000	1260,000	-234,000	840,000
D10	4	25,000	50,000	-10,000	31,000
E110	5	5,000	20,000	0,000	17,000
F10	6	0,000	0,000	0,000	30,000
P24	27	742,000	1980,000	0,000	1224,000
P15	35	315,000	630,000	-118,500	420,000
S15	38	315,000	630,000	-118,000	420,000
V10	42	50,000	100,000	-15,000	72,000
Y10	45	0,000	0,000	0,000	30,000
W24	48	375,000	990,000	0,000	612,000
W10	49	225,000	450,000	-66,000	321,000

În continuare se prezintă noile elemente de rețea introduse în sistemul extins maximal:

- transformatorul 2 400/24 kV între nodurile 7 și 1;
- autotransformatorul 2 400/220 kV între nodurile 9 și 7;
- transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 10 și 2;
- autotransformatorul 2 400/220 kV între nodurile 10 și 8;

- transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 11 și 3;
- transformatorul 2 400/24 kV între nodurile 26 și 27;
- transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 36 și 35;
- transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 37 și 38;
- autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 46 și 47;
- transformatorul 2 220/24 kV între nodurile 46 și 48;
- transformatorul 2 110/10 kV între nodurile 47 și 49;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 7 și 31;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 8 și 7;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 8 și 26;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 9 și 40;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 12;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 39;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 14;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 13;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 12 și 9;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 13 și 15;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 14 și 13;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 10;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 16;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 26 și 31;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 29 și 26;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 29 și 34;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 29 și 28;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 31 și 34;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 32 și 46;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 32 și 43;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 37 și 30;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 39 și 40;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 40 și 36;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 44 și 50;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 46 și 43;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 47 și 50.

Parametrii elementelor suplimentare de rețea se regăsesc în tabelele 8.4.7, 8.4.8.

Tabelul 8.4.7 Parametri LEA suplimentare

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U_{1n} [kV]	U_{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
7	31	400	400	0,004	0,035	0,000	0,938
8	7	400	400	0,002	0,017	0,000	0,461
8	26	400	400	0,002	0,017	0,000	0,461
9	40	220	220	0,015	0,091	0,000	0,141
11	12	220	220	0,001	0,086	0,000	0,134
11	39	220	220	0,004	0,023	0,000	0,137
11	14	220	220	0,010	0,058	0,000	0,090
11	13	220	220	0,019	0,116	0,000	0,180
12	9	220	220	0,010	0,058	0,000	0,091
13	15	220	220	0,005	0,033	0,000	0,201

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
14	13	220	220	0,004	0,023	0,000	0,137
15	10	220	220	0,009	0,055	0,000	0,334
15	16	220	220	0,005	0,027	0,000	0,043
26	31	400	400	0,004	0,037	0,000	1,003
29	26	400	400	0,005	0,053	0,000	1,432
29	34	400	400	0,003	0,026	0,000	0,691
29	28	400	400	0,003	0,025	0,000	0,706
31	34	400	400	0,003	0,031	0,000	0,822
32	46	220	220	0,008	0,052	0,000	0,319
32	43	220	220	0,008	0,055	0,000	0,334
37	30	220	220	0,003	0,023	0,000	0,113
39	40	220	220	0,007	0,042	0,000	0,066
40	36	220	220	0,014	0,086	0,000	0,134
44	50	110	110	0,040	0,128	0,000	0,055
46	43	220	220	0,009	0,055	0,000	0,335
47	50	110	110	0,035	0,112	0,000	0,048

Tabelul 8.4.8. Parametri transformatoare și autotransformatoare suplimentare

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]	k _{min} [u.r.]	k _{max} [u.r.]
7	1	400,00	24,00	0,000	0,020	0,000	-0,032	0,950	1,500
9	7	220,00	400,00	0,001	0,029	0,000	-0,020	0,900	1,200
10	2	220,00	15,80	0,001	0,027	0,000	-0,031	1,050	1,150
10	8	220,00	400,00	0,001	0,029	0,000	-0,020	0,900	1,200
11	3	220,00	15,75	0,001	0,043	0,000	-0,010	1,046	1,146
26	27	400,00	24,00	0,000	0,020	0,000	-0,032	0,950	1,050
36	35	220,00	15,75	0,002	0,048	0,000	-0,027	0,998	1,098
37	38	220,00	15,75	0,001	0,044	0,000	-0,010	1,046	1,146
46	48	220,00	24,00	0,001	0,039	0,000	-0,016	0,950	1,050
46	47	220,00	110,00	0,001	0,061	0,000	-0,013	0,804	1,105
47	49	110,00	10,50	0,001	0,044	0,000	-0,017	1,046	1,146

Structura monofilară a sistemului extins maximal este prezentată în Fig. 8.4.2, acesta având următoarele elemente caracteristice:

- număr total de noduri – 50, dintre care 13 noduri generatoare și 37 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 99, dintre care 63 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110 kV, 220 kV și 400 kV și 36 transformatoare și autotransformatoare.

Pentru determinarea extinderii optime întâi a fost calculat regimul optim de funcționare al sistemului extins maximal. În acest scop a fost utilizat instrumentul software *OPFGA* prezentat în capitolul 7. Rezultatele obținute pentru OPF sunt prezentate în tabelele:

- a) Tabelul 8.4.9 – Date și rezultate noduri regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- b) Tabelul 8.4.10 – Date generatoare regim extins maximal OPF;
- c) Tabelul 8.4.11 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim extins maximal OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

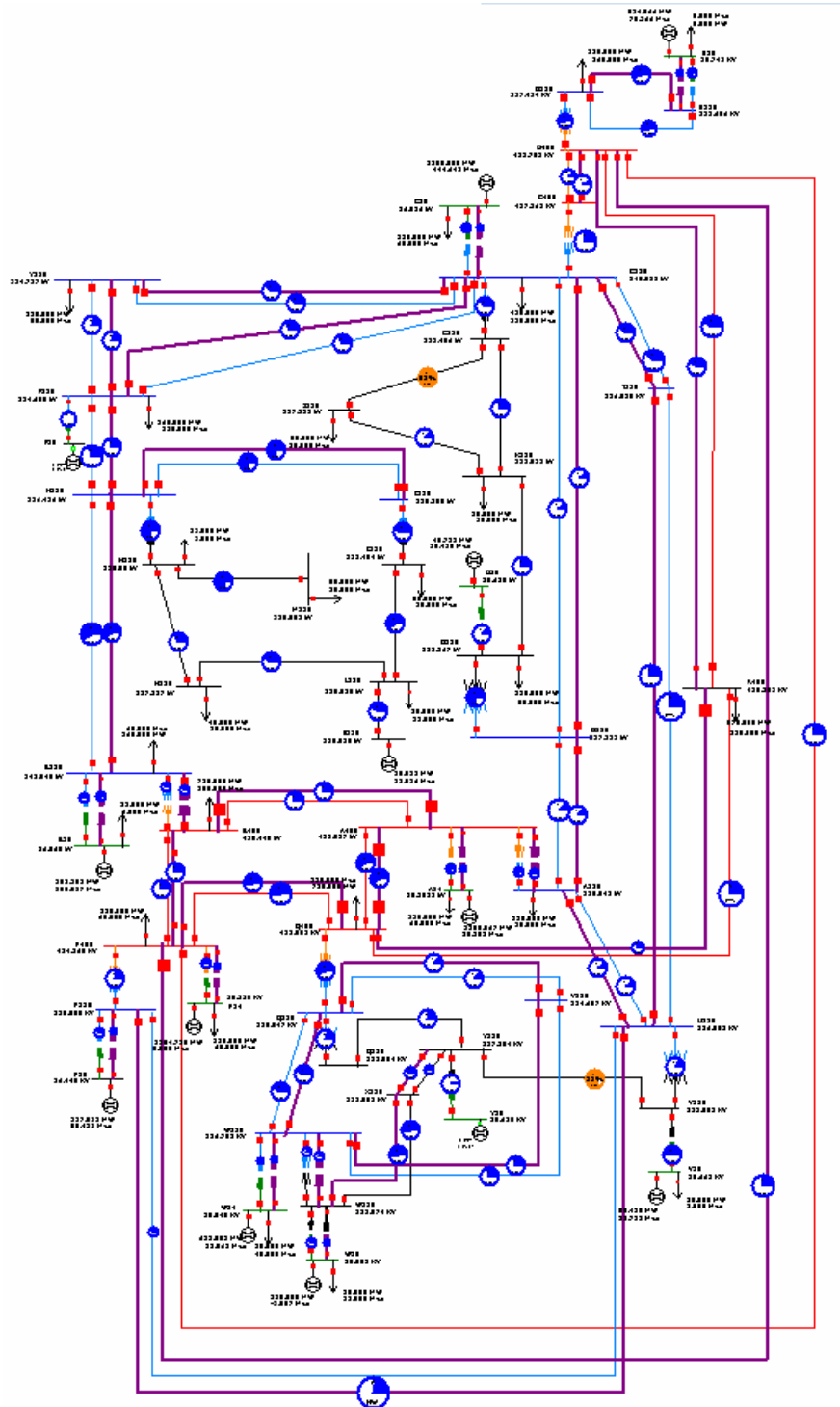


Fig. 8.4.2. Structura sistemului Test 50 extins maximal

Tabelul 8.4.9. Date și rezultate noduri Test 50 extins maximal OPF

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_i [MW]	Q_i [MVar]
A24	1	Ech	24,00	120	60	1,007	24,16	0,000	1260,926	-97,096
B15	2	PU	15,75	12	6	1,010	15,91	-0,011	886,132	294,667
C15	3	PU	15,75	120	60	1,022	16,10	-0,078	1139,605	531,401
D10	4	PQ	10,50			0,998	10,48	-0,228	49,336	31,000
E110	5	PU	110,00			1,077	118,48	-0,239	20,000	9,312
F10	6	PQ	10,50			0,956	10,04	-0,214	0,000	0,000
A400	7	PQ	400,00			1,015	406,00	-0,080	0,000	0,000
B400	8	PQ	400,00	710	190	1,020	407,81	-0,105	-710,000	-190,000
A220	9	PQ	220,00	230	80	1,057	232,50	-0,137	-230,000	-80,000
B220	10	PQ	220,00	260	60	1,088	239,38	-0,079	-260,000	-60,000
C220	11	PQ	220,00	420	180	1,081	237,72	-0,159	-420,000	-180,000
D220	12	PQ	220,00			1,060	233,15	-0,169	0,000	0,000
F220	13	PQ	220,00	260	110	1,052	231,38	-0,214	-260,000	-110,000
Y220	14	PQ	220,00	330	50	1,053	231,69	-0,222	-330,000	-50,000
H220	15	PQ	220,00			1,057	232,63	-0,182	0,000	0,000
I220	16	PQ	220,00			1,052	231,43	-0,191	0,000	0,000
C110	17	PQ	110,00			1,093	120,21	-0,194	0,000	0,000
D110	18	PQ	110,00	180	50	1,087	119,61	-0,239	-180,000	-50,000
J110	19	PQ	110,00	50	20	1,058	116,40	-0,238	-50,000	-20,000
K110	20	PQ	110,00	30	10	1,067	117,40	-0,246	-30,000	-10,000
L110	21	PQ	110,00	30	18	1,070	117,68	-0,245	-30,000	-18,000
I110	22	PQ	110,00	50	10	1,085	119,30	-0,233	-50,000	-10,000
H110	23	PQ	110,00	18	8	1,076	118,40	-0,245	-18,000	-8,000
M110	24	PQ	110,00	90	30	1,072	117,88	-0,250	-90,000	-30,000
N110	25	PQ	110,00	40	20	1,050	115,53	-0,265	-40,000	-20,000
P400	26	PQ	400,00	110	60	1,028	411,04	-0,086	-110,000	-60,000
P24	27	PU	24,00	120	60	1,022	24,54	-0,013	1174,710	-60,000
C400	28	PQ	400,00			1,048	419,04	-0,157	0,000	0,000
O400	29	PQ	400,00			1,047	418,66	-0,155	0,000	0,000
O220	30	PQ	220,00	280	160	1,065	234,35	-0,115	-280,000	-160,000
Q400	31	PQ	400,00	720	130	1,019	407,46	-0,178	-720,000	-130,000
Q220	32	PQ	220,00	470	110	1,032	226,95	-0,231	-470,000	-110,000
Q110	33	PQ	110,00	30	8	1,070	117,66	-0,246	-30,000	-8,000
R400	34	PQ	400,00	570	110	1,033	413,04	-0,203	-570,000	-110,000
P15	35	PU	15,75	50	30	1,004	15,81	-0,051	276,257	-13,971
P220	36	PQ	220,00	140	70	1,054	231,87	-0,095	-140,000	-70,000
S220	37	PQ	220,00	90	40	1,076	236,65	-0,073	-90,000	-40,000
S15	38	PU	15,80	9	5	0,998	15,72	0,004	522,227	124,961
T220	39	PQ	220,00	340	140	1,057	232,56	-0,181	-340,000	-140,000
U220	40	PQ	220,00	130	60	1,048	230,60	-0,162	-130,000	-60,000
V110	41	PQ	110,00	50	20	1,085	119,31	-0,167	-50,000	-20,000
V10	42	PU	10,50	10	3	0,999	10,49	-0,106	90,000	15,885
V220	43	PQ	220,00	200	90	1,027	225,90	-0,223	-200,000	-90,000
Y110	44	PQ	110,00	100	45	1,038	114,19	-0,233	-100,000	-45,000
Y10	45	PQ	10,50			0,990	10,40	-0,233	0,000	0,000
W220	46	PQ	220,00	40	20	1,037	228,25	-0,162	-40,000	-20,000
W110	47	PQ	110,00	30	20	1,086	119,41	-0,144	-30,000	-20,000
W24	48	PU	24,00	80	40	1,036	24,85	-0,104	483,821	-8,456
W10	49	PU	10,50	30	12	0,998	10,48	-0,111	226,479	55,135
X110	50	PQ	110,00	70	30	1,051	115,58	-0,202	-70,000	-30,000

Tabelul 8.4.10. Date generatoare Test 50 extins maximal OPF

Nume Nod	Nr. Nod	P_g [MW]	Q_g [MVar]	U_b [u.r.]	P_{min} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{max} [MVar]
A24	1	1380,926	-37,096	1,007	990,000	1980,000	0,000	1224,000
B15	2	898,132	300,667	1,010	680,000	1360,000	-80,000	744,000
C15	3	1259,605	591,401	1,022	630,000	1260,000	-234,000	840,000
D10	4	49,336	31,000	0,998	25,000	50,000	-10,000	31,000
E110	5	20,000	9,312	1,077	5,000	20,000	0,000	17,000
F10	6	0,000	0,000	0,956	0,000	0,000	0,000	30,000
P24	27	1294,710	0,000	1,022	742,000	1980,000	0,000	1224,000
P15	35	326,257	16,029	1,004	315,000	630,000	-118,500	420,000
S15	38	531,227	129,961	0,998	315,000	630,000	-118,000	420,000
V10	42	100,000	18,885	0,999	50,000	100,000	-15,000	72,000
Y10	45	0,000	0,000	0,990	0,000	0,000	0,000	30,000
W24	48	563,821	31,544	1,036	375,000	990,000	0,000	612,000
W10	49	256,479	67,135	0,998	225,000	450,000	-66,000	321,000

Tabelul 8.4.11. Circulații de puteri prin elementele de rețea Test 50 extins maximal OPF

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U_1 [kV]	U_2 [kV]	P_1 [MW]	Q_1 [MVar]	P_2 [MW]	Q_2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
7	1	406,00	24,16	-839,214	139,685	840,617	-64,731	1,403	74,954
7	1	406,00	24,16	-419,607	69,843	420,309	-32,365	0,702	37,477
10	2	239,38	15,91	-631,953	-154,977	632,951	210,477	0,999	55,499
10	2	239,38	15,91	-252,781	-61,991	253,181	84,191	0,399	22,200
11	3	237,72	16,10	-946,881	-346,183	949,671	442,834	2,790	96,651
11	3	237,72	16,10	-189,376	-69,237	189,934	88,567	0,558	19,330
18	4	119,60	10,48	-49,314	-28,116	49,336	31,000	0,022	2,884
21	5	117,68	118,47	-19,926	-9,615	20,000	9,312	0,074	-0,303
13	6	231,38	10,04	0,000	0,273	0,000	0,000	0,000	0,273
8	7	407,81	406,00	-141,295	19,070	141,663	-63,152	0,367	-44,082
8	7	407,81	406,00	-141,295	19,070	141,663	-63,152	0,367	-44,082
9	7	232,5	406	-203,086	-18,424	203,349	32,352	0,263	13,928
9	7	232,5	406	-203,086	-18,424	203,349	32,352	0,263	13,928
7	31	406	407,46	284,399	-73,964	-281,581	4,669	2,818	-69,294
7	31	406	407,46	284,399	-73,964	-281,581	4,669	2,818	-69,294
10	8	239,38	407,81	94,247	60,858	-94,173	-55,312	0,074	5,545
10	8	239,38	407,81	94,247	60,858	-94,173	-55,312	0,074	5,545
8	26	407,81	411,04	-119,532	-58,757	119,793	13,038	0,261	-45,719
8	26	407,81	411,04	-119,532	-58,757	119,793	13,038	0,261	-45,719
12	9	233,15	232,5	-57,093	10,661	57,396	-19,026	0,303	-8,365
12	9	233,15	232,5	-57,093	10,661	57,396	-19,026	0,303	-8,365
9	40	232,5	230,6	30,690	-2,549	-30,559	-12,314	0,131	-14,863
9	40	232,5	230,6	30,690	-2,549	-30,559	-12,314	0,131	-14,863
15	10	232,63	239,38	-214,575	-33,237	218,120	17,626	3,545	-15,610
15	10	232,63	239,38	-214,575	-33,237	218,120	17,626	3,545	-15,610
11	12	237,72	233,15	13,460	18,187	-13,450	-32,859	0,010	-14,672
11	12	237,72	233,15	13,460	18,187	-13,450	-32,859	0,010	-14,672
11	13	237,72	231,38	57,614	8,351	-57,009	-25,171	0,605	-16,821
11	13	237,72	231,38	57,614	8,351	-57,009	-25,171	0,605	-16,821
11	14	237,72	231,69	130,254	28,421	-128,768	-29,658	1,486	-1,237
11	14	237,72	231,69	130,254	28,421	-128,768	-29,658	1,486	-1,237
11	17	237,72	120,21	71,488	19,163	-71,422	-14,895	0,066	4,268
11	28	237,72	419,03	-9,623	-64,972	9,650	68,447	0,027	3,474
11	39	237,72	232,56	125,867	85,656	-125,128	-96,531	0,740	-10,876
11	39	237,72	232,56	125,867	85,656	-125,128	-96,531	0,740	-10,876
12	18	233,15	119,6	141,086	44,397	-140,826	-32,171	0,260	12,226

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
14	13	231,69	231,38	-36,232	4,658	36,278	-19,533	0,046	-14,875
14	13	231,69	231,38	-36,232	4,658	36,278	-19,533	0,046	-14,875
13	15	231,38	232,63	-109,270	-10,432	109,825	-8,329	0,555	-18,761
13	15	231,38	232,63	-109,270	-10,432	109,825	-8,329	0,555	-18,761
15	16	232,63	231,43	41,524	11,925	-41,446	-16,192	0,078	-4,266
15	16	232,63	231,43	41,524	11,925	-41,446	-16,192	0,078	-4,266
15	23	232,63	118,4	126,452	59,281	-126,219	-48,206	0,233	11,075
16	22	231,43	119,3	82,891	32,383	-82,796	-26,955	0,095	5,428
17	19	120,21	116,4	53,119	15,191	-52,056	-13,606	1,063	1,585
17	20	120,21	117,4	18,304	-0,296	-17,934	-2,519	0,369	-2,815
20	18	117,4	119,6	-10,033	-11,610	10,140	10,287	0,107	-1,323
19	20	116,4	117,4	2,056	-6,394	-2,033	4,129	0,023	-2,265
22	21	119,3	117,68	32,796	16,955	-32,555	-16,917	0,241	0,039
25	21	115,53	117,68	-22,247	-9,189	22,481	8,532	0,234	-0,658
23	24	118,4	117,88	90,233	30,529	-90,000	-30,000	0,233	0,529
23	25	118,4	115,53	17,986	9,678	-17,753	-10,811	0,233	-1,133
26	27	411,04	24,53	-781,962	104,118	783,140	-40,000	1,177	64,118
26	27	411,04	24,53	-390,981	52,059	391,570	-20,000	0,589	32,059
29	26	418,65	411,04	-134,932	-22,399	135,992	-121,255	1,060	-143,654
29	26	418,65	411,04	-134,932	-22,399	135,992	-121,255	1,060	-143,654
26	31	411,04	407,46	258,177	-42,829	-255,768	-38,557	2,409	-81,385
26	31	411,04	407,46	258,177	-42,829	-255,768	-38,557	2,409	-81,385
36	26	231,87	411,04	-34,969	-81,459	35,020	85,914	0,051	4,455
29	28	418,65	419,03	4,826	-43,132	-4,825	-34,223	0,001	-77,355
29	28	418,65	419,03	4,826	-43,132	-4,825	-34,223	0,001	-77,355
30	29	234,35	418,65	148,592	-112,759	-148,374	124,753	0,218	11,994
29	34	418,65	413,04	204,293	3,154	-203,255	-67,661	1,038	-64,507
29	34	418,65	413,04	204,293	3,154	-203,255	-67,661	1,038	-64,507
37	30	236,65	234,35	215,473	19,913	-214,296	-23,62	1,177	-3,708
37	30	236,65	234,35	215,473	19,913	-214,296	-23,62	1,177	-3,708
32	31	226,95	407,46	-190,301	-113,68	190,628	130,449	0,327	16,769
31	34	407,46	413,04	82,035	-96,338	-81,745	12,661	0,29	-83,676
31	34	407,46	413,04	82,035	-96,338	-81,745	12,661	0,29	-83,676
32	33	226,95	117,66	28,276	20,137	-28,261	-18,07	0,015	2,067
32	43	226,95	225,9	-15,363	-6,344	15,392	-28,889	0,029	-35,233
32	43	226,95	225,9	-15,363	-6,344	15,392	-28,889	0,029	-35,233
32	46	226,95	228,25	-138,625	-1,885	140,134	-22,748	1,509	-24,633
32	46	226,95	228,25	-138,625	-1,885	140,134	-22,748	1,509	-24,633
33	44	117,66	114,19	-1,739	10,07	1,887	-20,208	0,148	-10,138
36	35	231,87	15,81	-183,887	23,126	184,171	-9,314	0,284	13,812
36	35	231,87	15,81	-91,944	11,563	92,086	-4,657	0,142	6,906
40	36	230,6	231,87	-84,461	2,508	85,4	-11,615	0,939	-9,107
40	36	230,6	231,87	-84,461	2,508	85,4	-11,615	0,939	-9,107
37	38	236,65	15,72	-347,91	-53,294	348,767	83,433	0,857	30,139
37	38	236,65	15,72	-173,036	-26,532	173,46	41,528	0,424	14,996
39	40	232,56	230,6	-44,872	26,531	45,056	-32,714	0,184	-6,183
39	40	232,56	230,6	-44,872	26,531	45,056	-32,714	0,184	-6,183
40	41	230,6	119,31	9,928	25,039	-9,92	-23,192	0,008	1,848
41	42	119,31	10,49	-89,885	-9,125	90	15,885	0,115	6,76
44	41	114,19	119,31	-48,606	-16,393	49,804	12,317	1,199	-4,076
46	43	228,25	225,9	116,475	-12,58	-115,392	-16,111	1,083	-28,691
46	43	228,25	225,9	116,475	-12,58	-115,392	-16,111	1,083	-28,691
44	45	114,19	10,4	0	0,669	0	0	0	0,669
44	50	114,19	115,58	-26,641	-4,534	26,903	-0,573	0,262	-5,108
44	50	114,19	115,58	-26,641	-4,534	26,903	-0,573	0,262	-5,108

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
46	47	228,25	119,41	-34,989	4,326	35,005	-2,204	0,015	2,122
46	47	228,25	119,41	-34,989	4,326	35,005	-2,204	0,015	2,122
46	48	228,25	24,85	-322,159	28,003	322,547	-5,637	0,388	22,366
46	48	228,25	24,85	-161,08	14,001	161,274	-2,819	0,194	11,183
47	49	119,41	10,48	-150,875	-27,747	150,986	36,757	0,111	9,01
47	49	119,41	10,48	-75,437	-13,873	75,493	18,378	0,055	4,505
47	50	119,41	115,58	63,151	13,014	-61,903	-14,427	1,248	-1,412
47	50	119,41	115,58	63,151	13,014	-61,903	-14,427	1,248	-1,412
								61,485	-1066,159

Valoarea totală a pierderilor de putere activă pe întreg sistemul, obținută în urma optimizării, este de 61,485 MW față de 72,7 MW pentru regimul de bază. Se observă că în urma optimizării pierderile de putere activă scad cu aproximativ 15,5%, iar tensiunile în noduri se mențin în limitele menționate anterior, cu o ușoară încălcare a limitei inferioare pentru unele noduri generatoare. Această situație poate fi remediată prin rularea unui nou ciclu de optimizare cu penalizare mai mare a depășirii limitelor pentru tensiune. De asemenea este posibil ca situația să se remedieze prin rularea unui ciclu OPF considerând ca variabile și rapoartele de transformare. Generatoarele nu prezintă încălcări ale limitelor minime sau maxime de generare.

Figura 8.4.3 prezintă evoluția algoritmului genetic pentru determinarea OPF. Mărimile reprezentate au următoarele semnificații:

- cu albastru sunt reprezentate valorile funcției Φ pentru cel mai bun individ de la fiecare iterație;
- cu linie verde întreruptă este reprezentată valoarea medie a funcției Φ pe întreaga populație;
- cu roșu este reprezentată cea mai mare valoare a funcției auxiliare Φ , corespunzătoare celei mai slabe soluții.

Se observă o scădere rapidă a valorii FOB pe primele 80 de iterații. Soluția este ușor îmbunătățită pe parcursul următoarelor iterații.

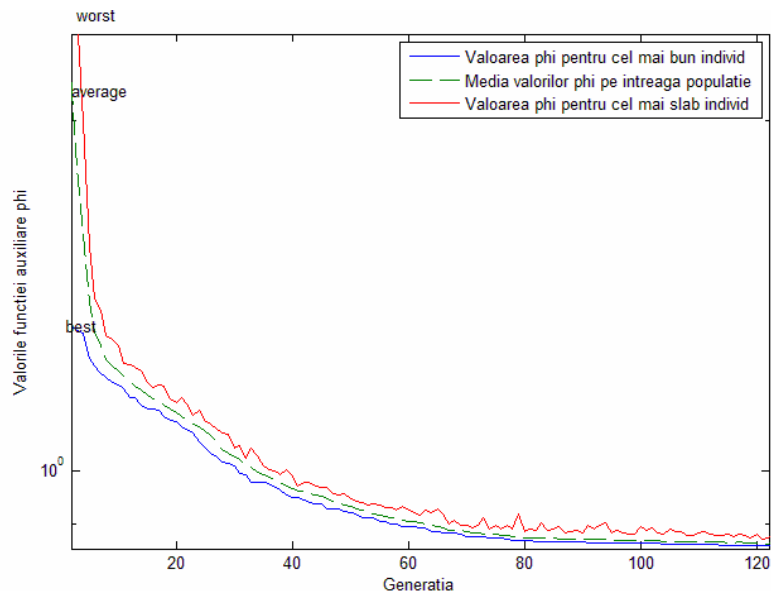


Fig. 8.4.3. Evoluția AG pentru determinarea OPF

8.4.3. Prezentarea soluției de extindere optimă

Extinderea optimă a sistemului a fost realizată folosind instrumentul software *TNEPGA* prezentat în capitolul anterior.

Structura monofilară a soluției de extindere optimă este prezentată în Fig. 8.4.4:

- număr total de noduri – 50, dintre care 13 noduri generatoare și 37 noduri consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 86, dintre care 50 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110, 220 și 400 kV și 36 transformatoare și autotransformatoare.

Soluția optimă de extindere se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 8.4.1):

- transformatorul 2 400/24 kV între nodurile 7 și 1;
- autotransformatorul 2 400/220 kV între nodurile 9 și 7;
- transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 10 și 2;
- autotransformatorul 2 400/220 kV între nodurile 10 și 8;
- transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 11 și 3;
- transformatorul 2 400/24 kV între nodurile 26 și 27;
- transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 36 și 35;
- transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 37 și 38;
- autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 46 și 47;
- transformatorul 2 220/24 kV între nodurile 46 și 48;
- transformatorul 2 110/10 kV între nodurile 47 și 49;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 7 și 31;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 39;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 14;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 12 și 9;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 13 și 15;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 14 și 13;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 10;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 16;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 32 și 46;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 37 și 30;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 44 și 50;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 46 și 43;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 47 și 50.

Dintre elementele RET prezente în sistemul extins maximal nu s-a considerat necesară introducerea:

- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 8 și 7;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 8 și 26;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 9 și 40;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 12;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 13;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 26 și 31;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 29 și 26;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 29 și 34;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 29 și 28;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 31 și 34;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 32 și 43;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 39 și 40;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 40 și 36.

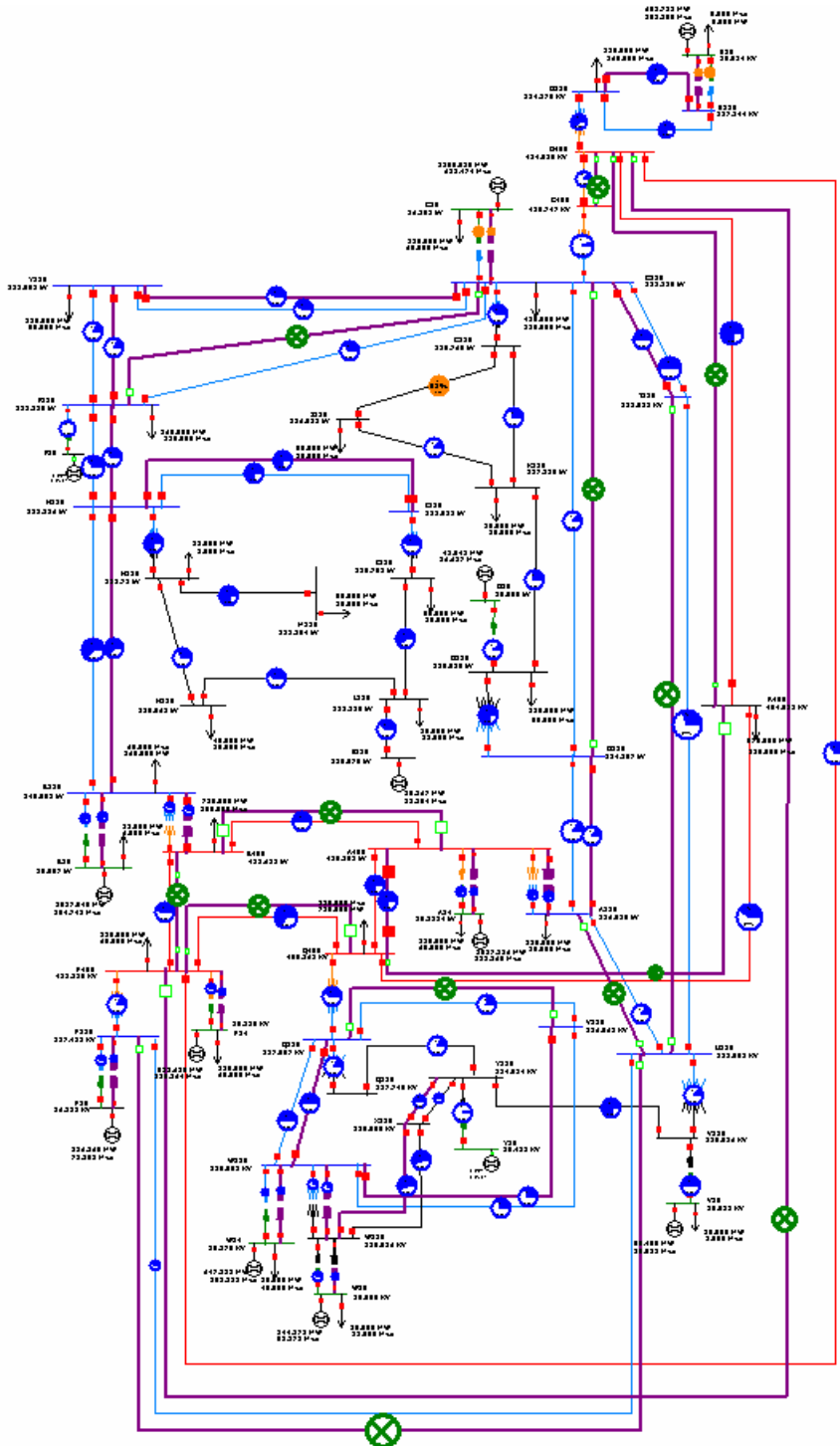


Fig. 8.4.4. Structura sistemului Test 50 – soluția optimă de extindere

- Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în tabelele:
 - a) Tabelul 8.4.12 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
 - b) Tabelul 8.4.13 – Date generatoare soluție optimă de extindere regim OPF;
 - c) Tabelul 8.4.14 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Tabelul 8.4.12. Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere OPF

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_i [MW]	Q_i [MVar]
A24	1	Ech	24,00	120	60	1,052	25,24	0,000	1397,386	252,369
B15	2	PU	15,80	12	6	1,016	16,00	-0,009	1005,049	288,743
C15	3	PU	15,80	120	60	1,029	16,20	-0,092	1139,935	558,474
D10	4	PU	10,50			1,000	10,50	-0,242	41,042	26,627
E110	5	PU	110,00			1,082	119,08	-0,253	19,367	11,804
F10	6	PQ	10,50			0,956	10,03	-0,232	0,000	0,000
A400	7	PQ	400,00			1,038	415,25	-0,083	0,000	0,000
B400	8	PQ	400,00	710	190	1,032	412,63	-0,121	-710,000	-190,000
A220	9	PQ	220,00	230	80	1,073	236,09	-0,140	-230,000	-80,000
B220	10	PQ	220,00	260	60	1,095	240,90	-0,085	-260,000	-60,000
C220	11	PQ	220,00	420	180	1,086	238,89	-0,172	-420,000	-180,000
D220	12	PQ	220,00			1,065	234,21	-0,177	0,000	0,000
F220	13	PQ	220,00	260	110	1,051	231,31	-0,232	-260,000	-110,000
Y220	14	PQ	220,00	330	50	1,054	231,95	-0,238	-330,000	-50,000
H220	15	PQ	220,00			1,060	233,13	-0,195	0,000	0,000
I220	16	PQ	220,00			1,054	231,98	-0,204	0,000	0,000
C110	17	PQ	110,00			1,098	120,77	-0,207	0,000	0,000
D110	18	PQ	110,00	180	50	1,090	119,92	-0,250	-180,000	-50,000
J110	19	PQ	110,00	50	20	1,063	116,93	-0,250	-50,000	-20,000
K110	20	PQ	110,00	30	10	1,071	117,84	-0,258	-30,000	-10,000
L110	21	PQ	110,00	30	18	1,074	118,18	-0,259	-30,000	-18,000
I110	22	PQ	110,00	50	10	1,088	119,71	-0,246	-50,000	-10,000
H110	23	PQ	110,00	18	8	1,079	118,71	-0,258	-18,000	-8,000
M110	24	PQ	110,00	90	30	1,074	118,19	-0,263	-90,000	-30,000
N110	25	PQ	110,00	40	20	1,054	115,96	-0,278	-40,000	-20,000
P400	26	PQ	400,00	110	60	1,046	418,34	-0,090	-110,000	-60,000
P24	27	PU	24,00	120	60	1,056	25,34	-0,043	798,610	169,264
C400	28	PQ	400,00			1,039	415,75	-0,170	0,000	0,000
O400	29	PQ	400,00			1,035	414,04	-0,169	0,000	0,000
O220	30	PQ	220,00	280	160	1,065	234,27	-0,107	-280,000	-160,000
Q400	31	PQ	400,00	720	130	1,015	405,86	-0,202	-720,000	-130,000
Q220	32	PQ	220,00	470	110	1,032	227,01	-0,238	-470,000	-110,000
Q110	33	PQ	110,00	30	8	1,070	117,75	-0,252	-30,000	-8,000
R400	34	PQ	400,00	570	110	1,010	404,01	-0,261	-570,000	-110,000
P15	35	PU	15,80	50	30	1,037	16,33	-0,050	266,365	41,258
P220	36	PQ	220,00	140	70	1,079	237,48	-0,089	-140,000	-70,000
S220	37	PQ	220,00	90	40	1,081	237,84	-0,058	-90,000	-40,000
S15	38	PU	15,80	9	5	1,012	15,93	0,028	599,731	188,295
T220	39	PQ	220,00	340	140	1,063	233,93	-0,199	-340,000	-140,000
U220	40	PQ	220,00	130	60	1,050	231,01	-0,181	-130,000	-60,000
V110	41	PQ	110,00	50	20	1,087	119,53	-0,182	-50,000	-20,000
V10	42	PU	10,50	10	3	1,001	10,51	-0,123	89,499	16,521
V220	43	PQ	220,00	200	90	1,028	226,06	-0,217	-200,000	-90,000
Y110	44	PQ	110,00	100	45	1,041	114,52	-0,239	-100,000	-45,000
Y10	45	PQ	10,50			0,993	10,43	-0,239	0,000	0,000

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVar]
W220	46	PQ	220,00	40	20	1,046	230,05	-0,157	-40,000	-20,000
W110	47	PQ	110,00	30	20	1,090	119,93	-0,144	-30,000	-20,000
W24	48	PU	24,00	80	40	1,053	25,27	-0,090	567,383	68,333
W10	49	PU	10,50	30	12	1,000	10,50	-0,112	214,373	40,272
X110	50	PQ	110,00	70	30	1,055	116,00	-0,204	-70,000	-30,000

Tabelul 8.4.13. Date generatoare soluție optimă de extindere OPF

Nume Nod	Nr. Nod	P _g [MW]	Q _g [MVar]	U _b [u.r.]	P _{min} [MW]	P _{max} [MW]	Q _{min} [MVar]	Q _{max} [MVar]
A24	1	1517,386	312,369	1,052	990,000	1980,000	0,000	1224,000
B15	2	1017,049	294,743	1,016	680,000	1360,000	-80,000	744,000
C15	3	1259,935	618,474	1,029	630,000	1260,000	-234,000	840,000
D10	4	41,042	26,627	1,000	25,000	50,000	-10,000	31,000
E110	5	19,367	11,804	1,082	5,000	20,000	0,000	17,000
F10	6	0,000	0,000	0,956	0,000	0,000	0,000	30,000
P24	27	918,610	229,264	1,056	742,000	1980,000	0,000	1224,000
P15	35	316,365	71,258	1,037	315,000	630,000	-118,500	420,000
S15	38	608,731	193,295	1,012	315,000	630,000	-118,000	420,000
V10	42	99,499	19,521	1,001	50,000	100,000	-15,000	72,000
Y10	45	0,000	0,000	0,993	0,000	0,000	0,000	30,000
W24	48	647,383	108,333	1,053	375,000	990,000	0,000	612,000
W10	49	244,373	52,272	1,000	225,000	450,000	-66,000	321,000

Tabelul 8.4.14. Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere OPF

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U1 [kV]	U2 [kV]	P1 [MW]	Q1 [MVar]	P2 [MW]	Q2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
7	1	415,25	25,24	-929,97	-82,35	931,59	168,25	1,619	85,896
7	1	415,25	25,24	-464,99	-41,18	465,80	84,12	0,809	42,948
10	2	240,90	16,00	-716,65	-139,30	717,89	206,25	1,240	66,944
10	2	240,90	16,00	-286,66	-55,72	287,16	82,50	0,496	26,778
11	3	238,89	16,20	-947,14	-368,13	949,95	465,40	2,807	97,270
11	3	238,89	16,20	-189,43	-73,63	189,99	93,08	0,561	19,454
18	4	119,91	10,50	-41,03	-23,95	41,04	26,63	0,016	2,675
21	5	118,18	119,07	-19,29	-12,10	19,37	11,80	0,077	-0,299
13	6	231,31	10,03	0,00	0,27	0,00	0,00	0,000	0,273
8	7	412,63	415,25	-238,09	-35,09	239,02	-5,10	0,934	-40,190
9	7	236,08	415,25	-213,14	-45,47	213,43	60,77	0,292	15,295
9	7	236,08	415,25	-213,14	-45,47	213,43	60,77	0,292	15,295
7	31	415,25	405,86	364,54	3,55	-360,05	-58,32	4,486	-54,769
7	31	415,25	405,86	364,54	3,55	-360,05	-58,32	4,486	-54,769
10	8	240,9	412,63	135,30	41,63	-135,18	-34,12	0,117	7,520
10	8	240,9	412,63	135,30	41,63	-135,18	-34,12	0,117	7,520
8	26	412,63	418,34	-201,56	-86,68	202,29	44,13	0,732	-42,546
12	9	234,21	236,08	-71,13	-7,60	71,56	-0,18	0,434	-7,783
12	9	234,21	236,08	-71,13	-7,60	71,56	-0,18	0,434	-7,783
9	40	236,08	231,01	53,15	11,30	-52,73	-24,70	0,419	-13,398
15	10	233,13	240,9	-232,22	-37,96	236,36	25,88	4,144	-12,080
15	10	233,13	240,9	-232,22	-37,96	236,36	25,88	4,144	-12,080
11	12	238,89	234,21	7,07	18,93	-7,06	-33,82	0,009	-14,887
11	13	238,89	231,31	63,54	12,96	-62,79	-29,01	0,749	-16,052
11	14	238,89	231,95	138,93	35,36	-137,23	-35,35	1,704	0,012
11	14	238,89	231,95	138,93	35,36	-137,23	-35,35	1,704	0,012
11	17	238,89	120,77	71,56	19,87	-71,49	-15,59	0,066	4,274
11	28	238,89	415,75	-4,64	-17,53	4,64	19,89	0,002	2,359
11	39	238,89	233,93	150,59	78,40	-149,69	-88,42	0,898	-10,027
11	39	238,89	233,93	150,59	78,40	-149,69	-88,42	0,898	-10,027

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U1 [kV]	U2 [kV]	P1 [MW]	Q1 [MVar]	P2 [MW]	Q2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
12	18	234,21	119,91	149,32	49,03	-149,03	-35,52	0,291	13,510
14	13	231,95	231,31	-27,77	10,35	27,81	-25,32	0,035	-14,964
14	13	231,95	231,31	-27,77	10,35	27,81	-25,32	0,035	-14,964
13	15	231,31	233,13	-126,41	-15,32	127,16	-2,27	0,744	-17,582
13	15	231,31	233,13	-126,41	-15,32	127,16	-2,27	0,744	-17,582
15	16	233,13	231,98	41,80	10,97	-41,72	-15,26	0,078	-4,291
15	16	233,13	231,98	41,80	10,97	-41,72	-15,26	0,078	-4,291
15	23	233,13	118,71	126,52	58,51	-126,29	-47,50	0,231	11,006
16	22	231,98	119,71	83,44	30,52	-83,35	-25,11	0,095	5,407
17	19	120,77	116,93	53,16	15,54	-52,10	-13,98	1,058	1,563
17	20	120,77	117,84	18,33	0,05	-17,96	-2,90	0,368	-2,849
20	18	117,84	119,91	-9,96	-10,83	10,05	9,47	0,097	-1,358
19	20	116,93	117,84	2,10	-6,02	-2,08	3,73	0,020	-2,292
22	21	119,71	118,18	33,35	15,11	-33,11	-15,09	0,235	0,019
25	21	115,96	118,18	-22,17	-9,86	22,40	9,19	0,236	-0,664
23	24	118,71	118,19	90,23	30,53	-90,00	-30,00	0,232	0,525
23	25	118,71	115,96	18,06	8,98	-17,83	-10,14	0,225	-1,163
26	27	418,34	25,34	-531,88	-79,94	532,41	112,84	0,530	32,905
26	27	418,34	25,34	-265,94	-39,97	266,20	56,42	0,265	16,452
29	26	414,04	418,34	-160,15	-74,90	161,45	-67,36	1,302	-142,267
26	31	418,34	405,86	325,78	17,12	-321,90	-85,59	3,877	-68,464
36	26	237,48	418,34	1,73	-62,65	-1,70	66,02	0,025	3,365
29	28	414,04	415,75	4,65	-55,94	-4,64	-19,89	0,009	-75,830
30	29	234,27	414,04	224,70	-70,95	-224,36	88,68	0,347	17,728
29	34	414,04	404,01	379,86	42,17	-376,17	-78,28	3,682	-36,114
37	30	237,84	234,27	254,01	44,54	-252,35	-44,53	1,660	0,017
37	30	237,84	234,27	254,01	44,54	-252,35	-44,53	1,660	0,017
32	31	227,01	405,86	-126,84	-103,36	127,02	113,47	0,179	10,108
31	34	405,86	404,01	194,98	-41,25	-193,83	-31,72	1,156	-72,968
32	33	227,01	117,75	27,76	19,21	-27,75	-17,17	0,014	2,035
32	43	227,01	226,06	-38,03	-3,38	38,16	-31,23	0,132	-34,607
32	46	227,01	230,05	-166,45	-11,24	168,60	-9,61	2,152	-20,849
32	46	227,01	230,05	-166,45	-11,24	168,60	-9,61	2,152	-20,849
33	44	117,75	114,52	-2,25	9,17	2,39	-19,40	0,133	-10,226
36	35	237,48	16,33	-177,33	-14,29	177,58	27,51	0,251	13,213
36	35	237,48	16,33	-88,66	-7,15	88,79	13,75	0,126	6,606
40	36	231,01	237,48	-122,31	-17,51	124,26	14,09	1,948	-3,416
37	38	237,84	15,93	-399,39	-86,19	400,53	125,73	1,143	39,54
37	38	237,84	15,93	-198,64	-42,90	199,20	62,57	0,566	19,672
39	40	233,93	231,01	-40,62	36,84	40,82	-42,96	0,205	-6,114
40	41	231,01	119,53	4,23	25,16	-4,22	-23,35	0,007	1,814
41	42	119,53	10,51	-89,39	-9,83	89,50	16,52	0,114	6,694
44	41	114,52	119,53	-42,65	-18,08	43,60	13,18	0,956	-4,903
46	43	230,05	226,06	120,24	0,90	-119,08	-29,39	1,162	-28,49
46	43	230,05	226,06	120,24	0,90	-119,08	-29,39	1,162	-28,49
44	45	114,52	10,43	0,00	0,67	0,00	0,00	0	0,673
44	50	114,52	116	-29,87	-4,10	30,20	-0,84	0,327	-4,937
44	50	114,52	116	-29,87	-4,10	30,20	-0,84	0,327	-4,937
46	47	230,05	119,93	-25,54	11,11	25,55	-9,22	0,009	1,889
46	47	230,05	119,93	-25,54	11,11	25,55	-9,22	0,009	1,889
46	48	230,05	25,27	-377,73	-16,53	378,26	45,56	0,523	29,027
46	48	230,05	25,27	-188,87	-8,26	189,13	22,78	0,262	14,514
47	49	119,93	10,5	-142,82	-18,49	142,92	26,85	0,097	8,357
47	49	119,93	10,5	-71,41	-9,25	71,46	13,42	0,048	4,179
47	50	119,93	116	66,57	13,09	-65,20	-14,16	1,368	-1,068
47	50	119,93	116	66,57	13,09	-65,20	-14,16	1,368	-1,068
								70,741	-287,038

Figurile 8.4.5, 8.4.6 și 8.4.7 prezintă valorile puterilor active și reactive debitate de generatoare, respectiv valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial de bază, regimului optim al sistemului extins maximal și regimului optim al soluției de extindere.

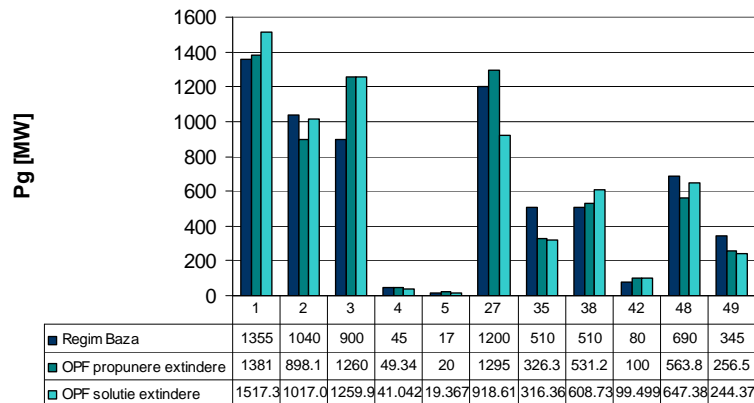


Fig. 8.4.5. Puterea activă generată

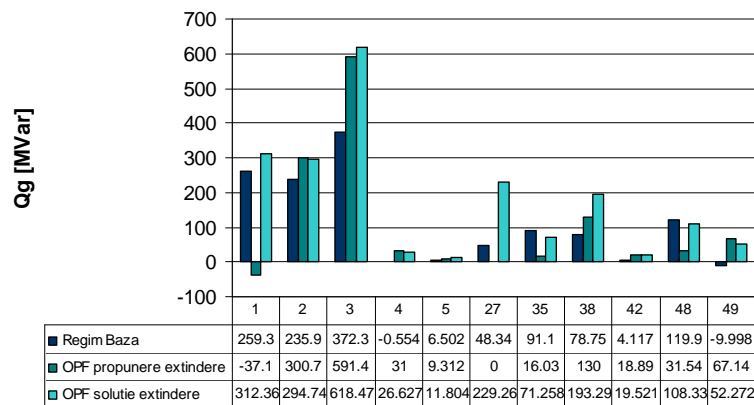


Fig. 8.4.6. Puterea reactivă generată

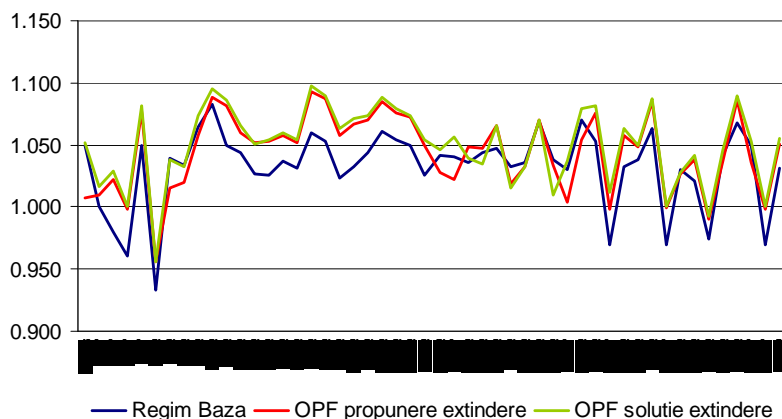


Fig. 8.4.7. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

Se observă că pentru regimul optim al soluției de extindere puterile active și reactive generate nu depășesc limitele impuse. Tensiunile unor noduri generatoare sunt sub valoarea impusă, însă această situație este îmbunătățită în regimurile optime. Comentariile privind tensiunea din paragraful 8.4.2 rămân valabile.

Figura 8.4.8 prezintă evoluția algoritmului pentru determinarea soluției optime de extindere pe parcursul iterațiilor (prin prisma valorii relative a FOB aferentă algoritmului de extindere, cu raportare la valoarea absolută aferentă regimului extins maximal). Se prezintă valorile medii pe grupuri de 5 iterații. Datorită dimensiunilor RET și a numărului mare de linii propuse pentru extindere, se observă că soluția prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării procesului de optimizare.

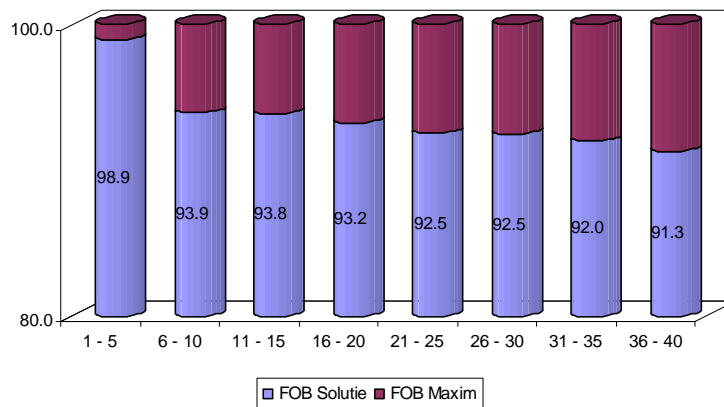


Fig. 8.4.8. Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor

8.5. Sistemul real SEN Centru&Nord&Est&Sud

8.5.1. Considerații preliminare. SEN Centru&Nord&Est&Sud inițial

Sistemul real SEN Centru&Nord&Est&Sud reprezintă Sistemului Electroenergetic al României din care sunt eliminate subsistemele de Vest, Sud-Vest și Nord-Vest.

Schema monofilară a sistemului rezultat în urma modificărilor descrise mai sus este prezentată în fig. 8.5.1 acesta având următoarele caracteristici:

- număr total de noduri – 110, dintre care 30 generatoare și 80 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 149, dintre care 105 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110, 220 și 400 kV, 44 de transformatoare și autotransformatoare;
- număr total de generatoare – 30, dintre care 23 de generatoare reale și 7 echivalente.

Lista nodurilor sistemului:

1 Arefu 220 kV (28041)	56 Medgidia 400 kV (28974)
2 Arefu 1 10.5 kV (29125)	57 Mostiștea 220 kV (28855)
3 Arefu 4 10.5 kV (29128)	58 Munteni 220 kV (28080)
4 Bacău 220 kV (28025)	59 Oradea 400 kV (28096)
5 Baia Mare 220 kV (28093)	60 P.D.F. 1 15.75 kV (29189)
6 Barboși 220 kV (28076)	61 P.D.F. 2 15.75 kV (29190)
7 Bradu 220 kV (28044)	62 P.D.F. 3 15.75 kV (29191)
8 Bradu 400 kV (28033)	63 P.D.F. 4 15.75 kV (29192)
9 Brăila 1 15.75 kV (29219)	64 P.D.F. 5 15.75 kV (29193)

10 Braşov 400 kV (28031)	65 P.D.F. 6 15.75 kV (29250)
11 Brazi 400 kV (28904)	66 P.D.F. A 220 kV (28047)
12 Brazi A 220 kV (28905)	67 P.D.F. B 220 kV (28046)
13 Bucureşti S 400 kV (28011)	68 P.D.F. 400 kV (28004)
14 Bucureşti S 5 13.8 kV (29136)	69 Pelicanu 400 kV (28015)
15 Bucureşti S 6 13.8 kV (29137)	70 Piteşti S 220 kV (28900)
16 Bucureşti S-A 220 kV (28072)	71 Rac. Mostiştea 220 kV (28935)
17 Bucureşti S-B 220 kV (28079)	72 Râureni 220 kV (28042)
18 Cernavodă 400 kV (28973)	73 Roman 220 kV (28950)
19 Cernavodă 1 24 kV (29218)	74 Roşiori 220 kV (28094)
20 Cernavodă 2 24 kV (29252)	75 Roşiori 400 kV (28039)
21 Cluj E 400 kV (28038)	76 Rovinari 3 24 kV (29121)
22 Cluj FL 220 kV (28089)	77 Rovinari 4 24 kV (29238)
23 Constanţa 400 kV (28017)	78 Rovinari 5 24 kV (29119)
24 Craiova A 220 kV (28057)	79 Rovinari 6 24 kV (29251)
25 Craiova B 220 kV (28058)	80 Sărdăneşti 220 kV (28061)
26 Câmpia turzii 220 kV (28088)	81 Sibiu 220 kV (28100)
27 Dârste 400 kV (28032)	82 Sibiu 400 kV (28034)
28 Doiceşti A 220 kV (28913)	83 Slatina 220 kV (28055)
29 Doiceşti B 220 kV (28912)	84 Slatina 400 kV (28007)
30 Domneşti 400 kV (28010)	85 Smârdan 400 kV (28022)
31 Dragăneşti 400 kV (28006)	86 Stejaru 220 kV (28083)
32 Dumbrava 220 kV (28078)	87 Stâlpu 220 kV (28907)
33 Fai 220 kV (28081)	88 Stupărei 220 kV (28043)
34 Fileşti 220 kV (28075)	89 Suceava 220 kV (28082)
35 Fântânele 220 kV (28085)	90 Tântăreni 400 kV (28001)
36 Focşani 220 kV (28023)	91 Teleajen 220 kV (28906)
37 Fundeni 220 kV (29051)	92 Tihău 220 kV (28091)
38 Fundeni 220 kV (28073)	93 Târgovişte 22 220 kV (28910)
39 Gădălin 400 kV (28037)	94 Târgovişte 220 kV (28911)
40 Gheorgheni 220 kV (28084)	95 Tr. Măgurele 220 kV (28902)
41 Ghizdaru 220 kV (28901)	96 Tulcea 400 kV (28019)
42 Gr. Ialomiţei 400 kV (28016)	97 Turceni 1 24 kV (29110)
43 Grădişte 220 kV (28056)	98 Turceni 3 24 kV (29112)
44 Gutinaş 400 kV (28024)	99 Turceni 4 24 kV (29113)
45 Gutinaş 220 kV (28077)	100 Turceni 5 24 kV (29114)
46 Gutinaş 2 220 kV (28012)	101 Ungheni 220 kV (28086)
47 Iernut 400 kV (28036)	102 Urecheşti 220 kV (28045)
48 Iernut 220 kV (28087)	103 Urecheşti 400 kV (28002)
49 Iernut 5 15.75 kV (29159)	104 Vetiş 220 kV (28095)
50 Iernut 6 15.75 kV (29160)	105 Dobroudja 400 kV (21)
51 Isaccea 400 kV (28020)	106 Kozloduy 1 400 kV (22)
52 Işalniţa A 220 kV (28060)	107 Kozloduy 2 400 kV (23)
53 Işalniţa B 220 kV (28059)	108 Djerdap 400 kV (85)
54 L. Sărat 220 kV (28074)	109 Mukacevo 400 kV (84)
55 L. Sărat 400 kV (28021)	110 Varna kV (181)

Lista grupurilor generatoare:

1 Arefu 1, 55 MW	16 Porţile de Fier 2, 190 MW
2 Arefu 4, 55 MW	17 Porţile de Fier 3, 190 MW
3 Brăila, 210 MW	18 Porţile de Fier 4, 190 MW
4 Bucureşti S 5, 106 MW	19 Porţile de Fier 5, 190 MW

5 București S 6, 106 MW	20 Porțile de Fier 6, 190 MW
6 București S-B (echivalent)	21 Râureni (echivalent)
7 Cernavodă 1, 711 MW	22 Rovinari 3, 300 MW
8 Cernavodă 2, 711 MW	23 Rovinari 4, 300 MW
9 Craiova B (echivalent)	24 Rovinari 5, 300 MW
10 Fai (echivalent)	25 Rovinari 6, 300 MW
11 Iernut 5, 200 MW	26 Stupărei (echivalent)
12 Iernut 6, 200 MW	27 Turceni 1, 300 MW
13 Ișalnița A (echivalent)	28 Turceni 3, 300 MW
14 Ișalnița B (echivalent)	29 Turceni 4, 300 MW (echilibrare)
15 Porțile de Fier 1, 190 MW	30 Turceni 5, 300 MW

Lista LEA:

- 1 LEA 400 kV Domnești – București S
- 2 LEA 400 kV Urechești – P.D.F.
- 3 LEA 400 kV Sibiu – Iernut
- 4 LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori
- 5 LEA 400 kV Isaccea – Smârdan
- 6 LEA 400 kV București S – Pelicanu
- 7 LEA 400 kV Gr. Ialomiței – Cernavodă
- 8 LEA 400 kV Brașov – Sibiu
- 9 LEA 400 kV Jântăreni – Bradu
- 10 LEA 400 kV Kozloduy – Jântăreni
- 11 LEA 400 kV Drăgănești Olt – Slatina
- 12 LEA 400 kV P.D.F. – Slatina
- 13 LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
- 14 LEA 400 kV Gutinaș – Brașov
- 15 LEA 400 kV Cernavodă – Medgidia
- 16 LEA 400 kV Gr. Ialomiței – Cernavodă
- 17 LEA 400 kV Iernut – Gădălin
- 18 LEA 400 kV Jântăreni – Sibiu
- 19 LEA 400 kV București S – Gr. Ialomiței
- 20 LEA 400 kV Gădălin – Roșiori
- 21 LEA 400 kV Kozloduy – Jântăreni
- 22 LEA 400 kV Domnești – Brazi
- 23 LEA 400 kV L. Sărat – Smârdan
- 24 LEA 400 kV Isaccea – Smârdan
- 25 LEA 400 kV Tulcea – Isaccea
- 26 LEA 400 kV Isaccea – L. Sărat
- 27 LEA 400 kV Jântăreni – Urechești
- 28 LEA 400 kV Slatina – București S
- 29 LEA 400 kV Varna – Isaccea
- 30 LEA 400 kV Constanța – Cernavodă
- 31 LEA 400 kV Jântăreni – Slatina
- 32 LEA 400 kV Dobroudja – Isaccea
- 33 LEA 400 kV Constanța – Tulcea
- 34 LEA 400 kV Urechești – Domnești
- 35 LEA 400 kV Roșiori – Oradea
- 36 LEA 400 kV Gădălin – Cluj E
- 37 LEA 400 kV Pelicanu – Cernavodă
- 38 LEA 400 kV Dârste – Brazi

- 39 LEA 400 kV Djerdap – P.D.F.
- 40 LEA 400 kV Braşov – Bradu
- 41 LEA 400 kV Braşov – Dârste
- 42 LEA 400 kV Gr. Ialomiţei – L. Sărat
- 43 LEA 220 kV Craiova A – Işalniţa A
- 44 LEA 220 kV Craiova A – Craiova B
- 45 LEA 220 kV Grădişte – Işalniţa A
- 46 LEA 220 kV Slatina – Craiova B
- 47 LEA 220 kV Slatina – Craiova A
- 48 LEA 220 kV Slatina – Grădişte
- 49 LEA 220 kV Urecheşti – Sărdăneşti
- 50 LEA 220 kV Bradu – Târgovişte
- 51 LEA 220 kV Târgovişte – Doiceşti B
- 52 LEA 220 kV Bradu – Târgovişte 22
- 53 LEA 220 kV Bradu – Piteşti S
- 54 LEA 220 kV P.D.F. B – P.D.F. A
- 55 LEA 220 kV Brazi A – Târgovişte
- 56 LEA 220 kV Stupărei – Bradu
- 57 LEA 220 kV Brazi A – Teleajen
- 58 LEA 220 kV Slatina – Işalniţa A
- 59 LEA 220 kV Râureni – Stupărei
- 60 LEA 220 kV Ghizdaru – Rac. Mostiştea
- 61 LEA 220 kV Ghizdaru – Tr. Măgurele
- 62 LEA 220 kV Craiova A – Tr. Măgurele
- 63 LEA 220 kV Arefu – Bradu
- 64 LEA 220 kV Arefu – Râureni
- 65 LEA 220 kV Baia Mare – Roşiori
- 66 LEA 220 kV Baia Mare – Roşiori
- 67 LEA 220 kV Cluj FL – Tihău
- 68 LEA 220 kV Câmpia Turzii – Cluj FL
- 69 LEA 220 kV Iernut – Baia Mare
- 70 LEA 220 kV Ungheni – Iernut
- 71 LEA 220 kV Ungheni – Iernut
- 72 LEA 220 kV Fântânele – Ungheni
- 73 LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni
- 74 LEA 220 kV Suceava – Roman
- 75 LEA 220 kV Fai – Suceava
- 76 LEA 220 kV Gutinaş 2 – Munteni
- 77 LEA 220 kV Munteni – Fai
- 78 LEA 220 kV Bucureşti S-B – Fundeni
- 79 LEA 220 kV Bucureşti S-B – Rac. Mostiştea
- 80 LEA 220 kV Bucureşti S-B – Ghizdaru
- 81 LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru
- 82 LEA 220 kV Gheorgheni – Fântânele
- 83 LEA 220 kV Gutinaş – Fai
- 84 LEA 220 kV Bacău – Roman
- 85 LEA 220 kV Gutinaş – Dumbrava
- 86 LEA 220 kV Iernut – Câmpia Turzii
- 87 LEA 220 kV Fileşti – Barboşi
- 88 LEA 220 kV Bacău – Gutinaş

- 89 LEA 220 kV L. Sărat – Filești
- 90 LEA 220 kV Tihău – Baia Mare
- 91 LEA 220 kV Fundeni – Fundeni
- 92 LEA 220 kV Fundeni – Brazi A
- 93 LEA 220 kV Roșiori – Vetiş
- 94 LEA 220 kV Mostiștea – Rac. Mostiștea
- 95 LEA 220 kV Fundeni – București S-B
- 96 LEA 220 kV Focșani – Gutinaș
- 97 LEA 220 kV București S-A – București S-B
- 98 LEA 220 kV Brazi A – Târgoviște 22
- 99 LEA 220 kV Ișalnița B – Ișalnița A
- 100 LEA 220 kV Brazi A – Fundeni
- 101 LEA 220 kV Teleajen – Stâlp
- 102 LEA 220 kV Târgoviște 22 – Doicești A
- 103 LEA 220 kV Focșani – Barboși
- 104 LEA 220 kV Craiova B – Sărdănești
- 105 LEA 220 kV Craiova B – Ișalnița A

Lista transformatoarelor și autotransformatoarelor:

- | | |
|---------------------------------|-------------------------------------|
| 1 ATR 400/220 kV Iernut | 23 Trafo 400/24 kV Jânțăreni |
| 2 ATR 400/220 kV Gutinaș | 24 Trafo 400/24 kV Cernavodă |
| 3 ATR 400/220 kV București S-B | 25 Trafo 400/24 kV Cernavodă |
| 4 ATR 400/220 kV Roșiori | 26 Trafo 400/24 kV Cernavodă |
| 5 ATR 400/220 kV Sibiu | 27 Trafo 400/24 kV Cernavodă |
| 6 ATR 400/220 kV P.D.F. B | 28 Trafo 400/24 kV Jânțăreni |
| 7 ATR 400/220 kV L. Sărat | 29 Trafo 400/24 kV Urechești |
| 8 ATR 400/220 kV Bradu | 30 Trafo 400/24 kV Jânțăreni |
| 9 ATR 400/220 kV Slatina | 31 Trafo 400/24 kV Urechești |
| 10 ATR 400/220 kV Slatina | 32 Trafo 220/15.75 kV P.D.F. B |
| 11 ATR 400/220 kV P.D.F. A | 33 Trafo 220/15.75 kV P.D.F. B |
| 12 ATR 400/220 kV Urechești | 34 Trafo 220/15.75 kV P.D.F. B |
| 13 ATR 400/220 kV Sibiu | 35 Trafo 220/15.75 kV Iernut |
| 14 ATR 400/220 kV Bradu | 36 Trafo 220/15.75 kV Iernut |
| 15 ATR 400/220 kV Brazi A | 37 Trafo 220/15.75 kV L. Sărat |
| 16 ATR 400/220 kV Gutinaș | 38 Trafo 220/15.75 kV P.D.F. A |
| 17 ATR 400/220 kV L. Sărat | 39 Trafo 220/15.75 kV P.D.F. A |
| 18 ATR 400/220 kV București S-B | 40 Trafo 220/15.75 kV P.D.F. A |
| 19 ATR 400/220 kV P.D.F. B | 41 Trafo 220/15.75 kV București S-B |
| 20 Trafo 400/24 kV Urechești | 42 Trafo 220/15.75 kV București S-B |
| 21 Trafo 400/24 kV Jânțăreni | 43 Trafo 220/10.5 kV Arefu |
| 22 Trafo 400/24 kV Urechești | 44 Trafo 220/10.5 kV Arefu |

În toate nodurile sistemului au fost introduse consumurile reale, pentru un regim de tip maxim-seară-iarnă, furnizate de UnODEN, și consumurile echivalente rezultate în urma eliminării rețelei de 110 kV și a zonelor de Vest, Sud-Vest și Nord-Vest ale SEN. Nodul de echilibrare a fost considerat cel aferent barei de 24 kV de la grupul generator 4 al centralei Turceni (nodul 29113).

Bazele de date au fost elaborate în cadrul programul de calcul PowerWorld, versiunea 16 [Powerworld] și apoi importate de instrumentul soft propriu (TNEPGA).

Regimul de bază a fost determinat cu programele *Power* [Kilyeni2010] și *Circulație de puteri*, rezultatele fiind apoi exportate în programul PowerWorld, pentru o vizualizare mai ușoară.

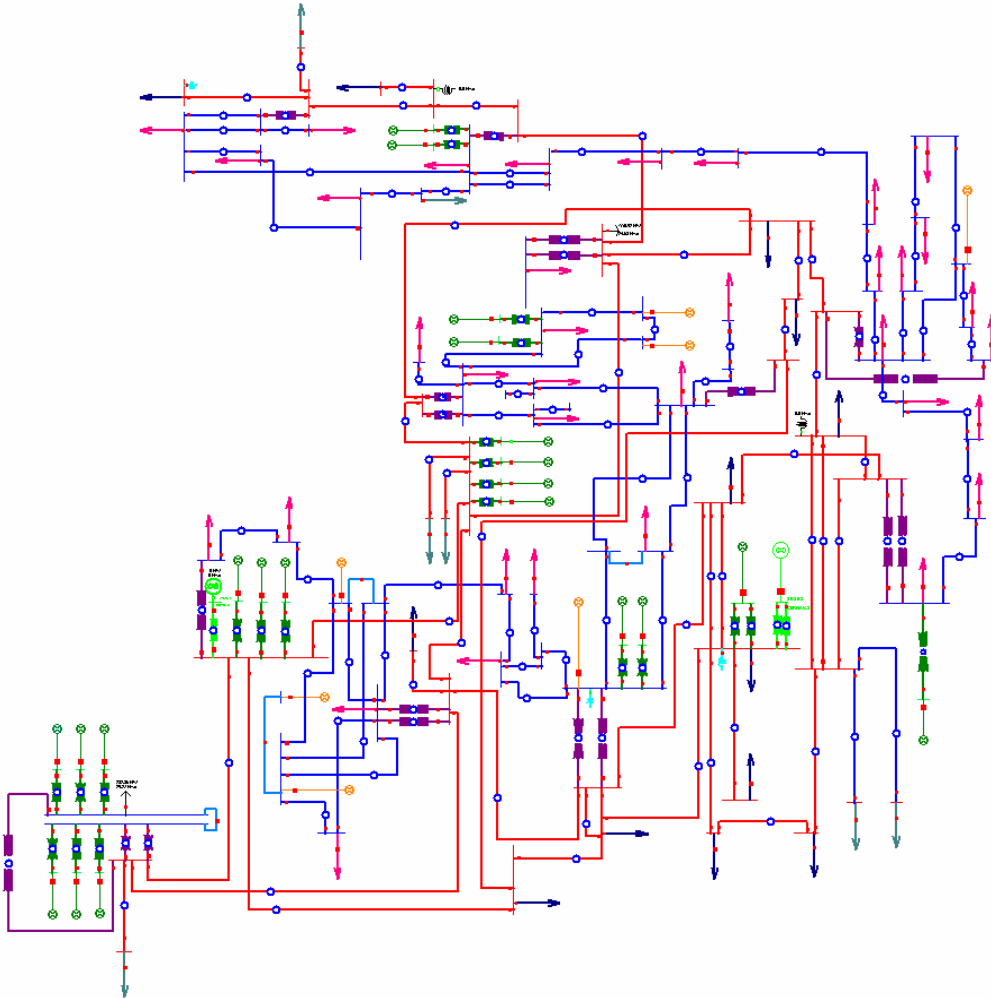


Fig. 8.5.1. SEN Centru&Nord&Est&Sud – schema monofilară inițială

Elementele esențiale legate de regimul de bază inițial (topologie, parametri elemente de rețea, puteri consumate și generate, circulații de puteri prin elementele de rețea) sunt prezentate în Anexa 8.1 (CD):

- a) Anexa 8.1, Tabelul A8.1.1 – Parametri linii electrice aeriene;
- b) Anexa 8.1, Tabelul A8.1.2 – Parametri transformatoare, autotransformatoare;
- c) Anexa 8.1, Tabelul A8.1.3 – Date și rezultate noduri regim de bază (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- d) Anexa 8.1, Tabelul A8.1.4 – Date generatoare regim de bază;
- e) Anexa 8.1, Tabelul A8.1.5 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim de bază (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Din punct de vedere al tensiunilor în noduri regimul de bază se prezintă astfel:

- pentru nodurile cu tensiunile nominale de 110 și 220 kV valorile tensiunilor, în unități relative, au fost reglate astfel încât să se încadreze în intervalul (0.95-1.10);

- pentru nodurile cu tensiunea nominală de 400 kV valorile tensiunilor, în unități relative, au fost reglate astfel încât să se încadreze în intervalul (1.00-1.10);
- limitele de reglaj pentru tensiunile la bornele generatoarelor au fost fixate între (0.95-1.15).

Regimul de bază determinat este caracterizat pe întreg ansamblul de o putere activă consumată de 4172,8 MW, puterea activă generată de 4289,8 MW, pierderile de putere activă fiind de 116,9 MW.

8.5.2. Sistemul SEN Centru&Nord&Est&Sud extins maximal

Extinderea rețelei de transport se face pentru finalul unei perioade de 10 ani, pe baza valorilor consumului prognozat pentru ultimul an. S-au luat în considerare atât rezultatele studiilor proprii de prognoză, cât și cele din „Planul de perspectivă al RET perioada 2010-2014 și orientativ 2019”, publicat de Transelectrica în 2011 [Trans2011]. Tot în [Trans2011] este prezentată și prognoza evoluției parcului de producție, pe baza căreia au fost introduse capacitățile de generare de la finele perioadei analizate.

Din punct de vedere al consumului intern, regimul maxim-seară-iarnă prognozat pentru anul 2019, este caracterizat printr-o putere activă totală consumată de 5608 MW (față de 3739,5 MW în regimul inițial), respectiv reactivă 2525 MVar (față de 1830,7 MVar). Modificările consumului pentru fiecare nod se regăsesc în Anexa 8.2 (CD), Tabelul A8.2.4 – Date și rezultate noduri SEN Centru&Nord&Est&Sud, regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază).

În privința transferurilor de putere (către sistemele vecine și celelalte părți ale SEN) au fost stabilite valorile pentru putere activă și reactivă prezentate în Tabelul 8.5.1.

Tabelul 8.5.1. Transferurile de putere prognozate

Nume Nod	Nr. Nod	P _c [MW]		Q _c [MVar]	
		2010	2019	2010	2019
Djerdap	85	51,86	75,00	22,36	33,00
Dobroudja	21	-87,00	150,00	20,00	40,00
Kozloduy 1	22	163,00	150,00	26,00	26,00
Kozloduy 2	23	133,00	150,00	25,30	26,00
Mukacevo	84	11,00	180,00	-52,40	20,00
Oradea	28096	29,00	200,00	20,00	10,00
P,D,F, A	28047	282,30	400,00	29,30	100,00
Sibiu	28034	-111,00	110,00	24,60	25,00
Suceava	28082	52,40	300,00	29,00	100,00
Varna	181	-91,30	150,00	25,00	40,00
		433.26	1865	169.16	420

Pentru acoperirea consumului au fost introduse în sistem, conform [Trans2011], următoarele grupuri generatoare:

- două grupuri generatoare de 330 MW de tip termo la Sărdănești;
- două grupuri generatoare de 330 MW de tip termo la Brazi;
- trei grupuri generatoare de 330 MW de tip termo la Lacul Sărat;
- două grupuri generatoare de 200 MW de tip termo la Borzești;
- două grupuri generatoare de 330 MW de tip termo la Smârdan;
- patru parcuri eoliene, cu injecție de putere în nodurile Constanța (600 MW), Medgidia (200 MW), Tulcea (160 MW) și Munteni (100 MW).

Caracteristicile grupurilor generatoare noi introduse se regăsesc în Anexa 8.2 (CD), Tabelul A8.2.1 – Caracteristici generatoare sistem extins maximal.

Elementele de rețea candidate pentru extindere au fost propuse pe baza planului de perspectivă al Transelectrica [Trans2010] și pe baza analizei regimului optim al sistemului inițial. Configurația sistemului extins maximal prezintă următoarele modificări față de sistemul inițial:

- s-au introdus noduri noi de 400 kV la Bistrița, Sărdănești și Stâlp;
- s-au introdus suplimentar 2 autotransformatoare de 400/220 kV, 400 MVA în stația Sărdănești;
- s-a introdus linia de 400 kV Gădălin – Bistrița – Suceava;
- s-a înlocuit linia 220 kV s.c. Suceava – Roman – Bacău cu LEA 400 kV;
- s-a înlocuit linia 220 kV s.c. Brazi – Teleajen – Stâlp cu LEA de 400 kV;
- s-a introdus suplimentar un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA în stația Stâlp;
- s-a introdus linia de 400 kV Brașov – Stâlp;
- s-a introdus linia de 400 kV Stâlp – Gura Ialomiței;
- s-a introdus suplimentar circuitul 3 linia 400 kV Gura Ialomiței – Cernovadă;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Urechești – Sărdănești;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Sărdănești – Craiova;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Craiova – Slatina;
- s-au introdus suplimentar circuitele 3 și 4 linia 220 kV Iernut – Ungheni;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Ungheni – Fântânele;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Fântânele – Gheorgheni;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Gheorgheni – Stejaru;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Stejaru – Dumbrava;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Dumbrava – Gutinaș;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 400 kV Smârdan – Gutinaș.

Liniile simplu circuit de 400 kV au fost modelate ca patru circuite în paralel de linii de 220 kV s.c. Tronsoanele simulate în acest mod sunt: Gădălin – Bistrița – Suceava, Suceava – Roman Nord – Bacău Sud – Gutinaș și Brazi – Teleajen – Stâlp. În această situație apar suplimentar două autotransformatoare 400/220 kV, 400MVA la Gădălin. Structura sistemului extins maximal cu liniile de 400 kV modelate la 220 kV este prezentată în Fig. 8.5.2.

Parametrii noilor elemente de rețea se regăsesc în Anexa 8.2, Tabelul A8.2.2 – Parametri LEA suplimentare, și Tabelul A8.2.3 – Parametri transformatoare și autotransformatoare suplimentare (CD).

Sistemul extins maximal cuprinde suplimentar (față de cel inițial) 37 LEA de 220, 400 kV, 5 autotransformatoare și 11 transformatoare bloc. Caracteristicile globale ale sistemului sunt următoarele:

- număr total de noduri – 123, dintre care 45 noduri generatoare și 78 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 200, dintre care 140 linii electrice aeriene de 110, 220 și 400 kV, 60 de transformatoare și autotransformatoare;
- număr total de generatoare – 45, dintre care 38 reale și 7 echivalente.

Pentru determinarea extinderii optime întâi a fost calculat regimul optim de funcționare al sistemului extins maximal. În acest scop a fost utilizat instrumentul software *OPFGA* prezentat în capitolul 7. Rezultatele obținute pentru OPF sunt prezentate în Anexa A8.2, în tabelele:

- a) Tabelul A8.2.4 – Date și rezultate noduri regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- b) Tabelul A8.2.5 – Date generatoare, regim extins maximal OPF;
- c) Tabelul A8.2.6 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim extins maximal OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

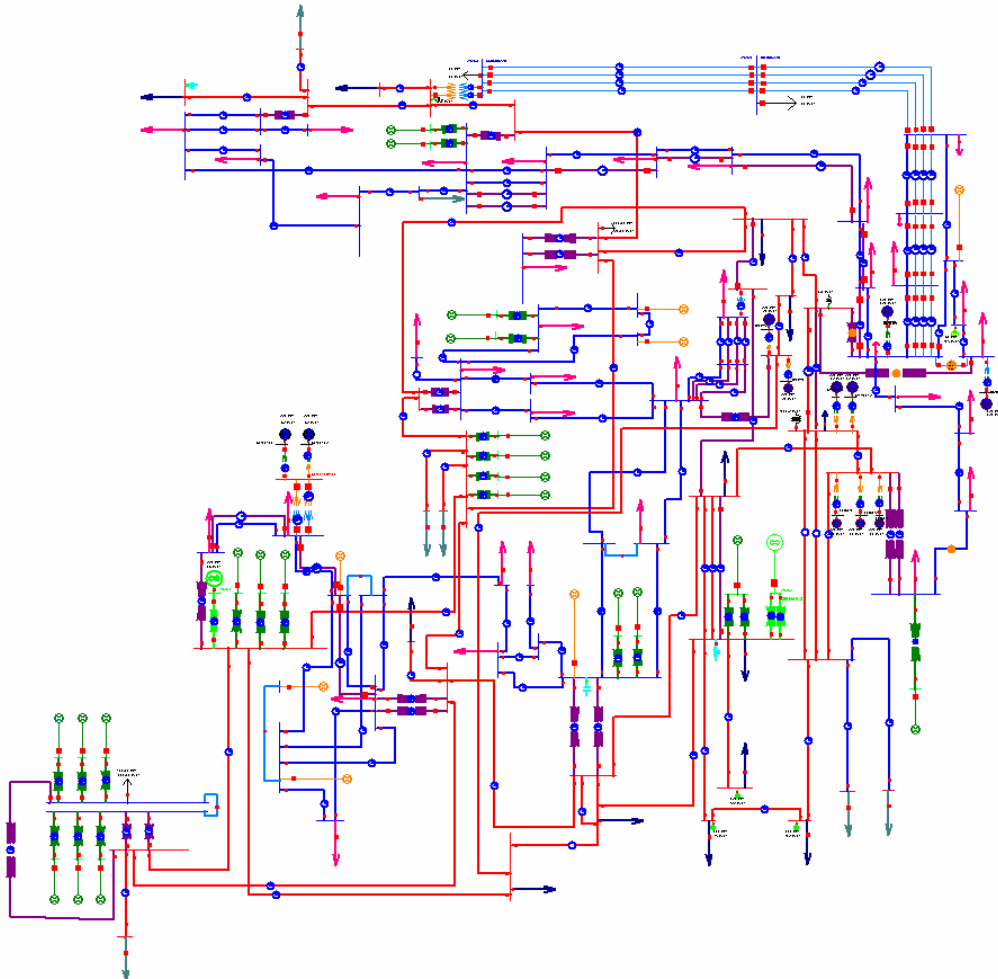


Fig. 8.5.2. Structura sistemului SEN Centru&Nord&Est&Sud extins maximal

Valoarea totală a pierderilor de putere activă pe întreg sistemul, obținută în urma optimizării, este de 191.8 MW față de 225.1 MW pentru regimul de bază, rezultând o scădere de aproximativ 15%. Tensiunile în noduri se mențin în benzile admisibile (menționate anterior), fără a fi înregistrate încălcări ale limitelor.

Figura 8.5.3 prezintă evoluția algoritmului genetic pentru determinarea OPF. Mărimile reprezentate au următoarele semnificații:

- cu albastru sunt reprezentate valorile funcției Φ pentru cel mai bun individ de la fiecare iterație;
- cu linie verde întreruptă este reprezentată valoarea medie a funcției Φ pe întreaga populație;
- cu roșu este reprezentată cea mai mare valoare a funcției auxiliare Φ , corespunzătoare celei mai slabe soluții.

Se observă o scădere rapidă a valorii FOB pe primele 50 de iterații. Soluția este ușor îmbunătățită pe parcursul următoarelor iterații. Cu toate că acest sistem este de dimensiuni mari, numărul de iterații în care este găsită o soluție este mic, datorită unei alegeri corecte a parametrilor algoritmului genetic.

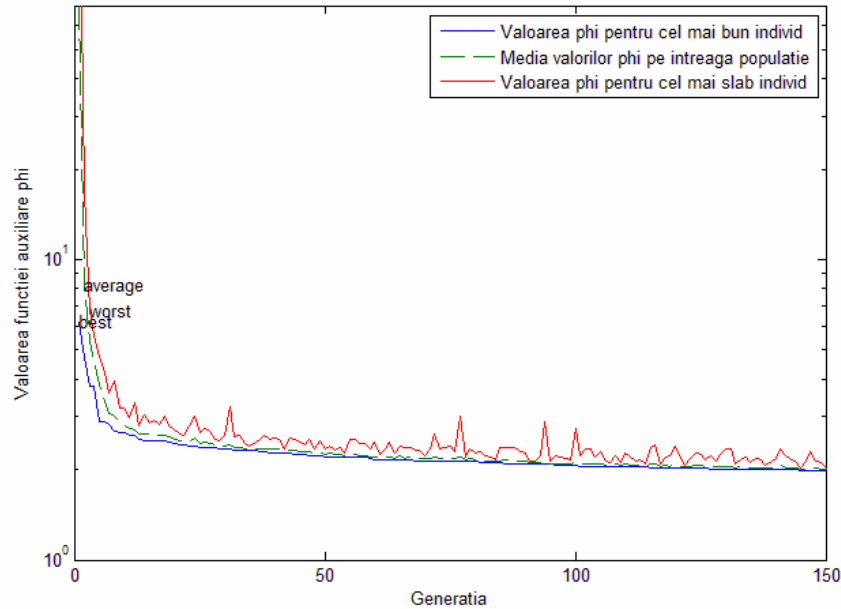


Fig. 8.5.3. Evoluția AG pentru determinarea OPF

8.5.3. Prezentarea soluției de extindere SEN Centru&Nord&Est&Sud

Sistemul extins maximal a fost analizat pentru regimul rezultat pe baza scenariului de transfer de putere prezentat în tabelul 8.5.1. În continuare se prezintă soluția de extindere optimă aferentă regimului maximal rezultat. Extinderea optimă a sistemului a fost realizată folosind instrumentul software *TNEPGA* prezentat în capitolul anterior.

Structura monofilară a soluției de extindere optimă este prezentată în fig. 8.5.4:

- număr total de noduri – 123, dintre care 45 noduri generatoare și 78 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 183, dintre care 123 linii electrice aeriene de 110, 220 și 400 kV, 60 de transformatoare și autotransformatoare;
- număr total de generatoare – 45, dintre care 38 reale și 7 echivalente.

Soluția optimă de extindere se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 8.5.1):

- s-au introdus noduri noi de 400 kV la Bistrița, Sărdănești și Stâlp;u;
- s-au introdus suplimentar 2 autotransformatoare de 400/220 kV, 400 MVA în stația Sărdănești;
- s-a introdus linia de 400 kV Gădălin – Bistrița – Suceava; ca soluție alternativă se poate introduce o lini 220 kV d.c.;
- s-a înlocuit linia 220 kV s.c. Suceava – Roman – Bacău cu LEA 400 kV;
- s-a introdus suplimentar un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA în stația Stâlp;u;
- s-a introdus linia de 400 kV Brașov – Stâlp;u;
- s-a introdus linia de 400 kV Stâlp;u – Gura Ialomiței;
- s-a introdus suplimentar circuitul 3 linia 400 kV Gura Ialomiței – Cernovadă;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Sărdenești – Craiova;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Craiova – Slatina;

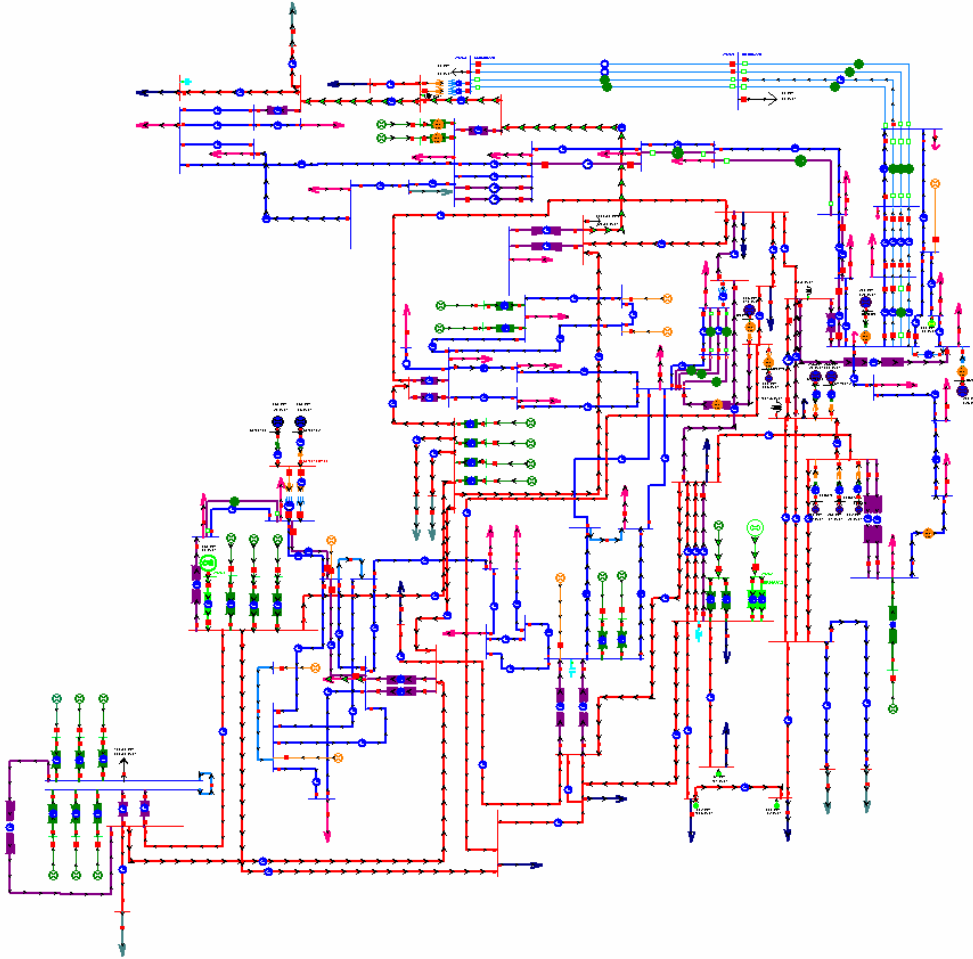


Fig. 8.5.4. Structura sistemului SEN Centru&Nord&Est&Sud – soluția optimă de extindere

- s-au introdus suplimentar circuitele 3 și 4 linia 220 kV Iernut – Ungheni;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Ungheni – Fântânele;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Stejaru – Dumbrava;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Dumbrava – Gutinaș;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 400 kV Smârdan – Gutinaș;

Dintre elementele RET prezente în sistemul extins maximal:

- nu s-a înlocuit linia 220 kV s.c. Brazi – Teleajen – Stâlp cu LEA de 400 kV;
- nu s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Urechești – Sărdănești;
- nu s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Fântânele – Gheorgheni;
- nu s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Gheorgheni – Stejaru.

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în Anexa 8.3 (CD):

- a) Tabelul A8.3.1 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- b) Tabelul A8.3.2 – Date generatoare soluție optimă de extindere regim OPF;
- c) Tabelul A8.3.3 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Figurile 8.5.5, 8.5.6 și 8.5.7 prezintă valorile puterilor active și reactive debitate de generatoare, respectiv valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial de bază, regimului optim al sistemului extins maximal și regimului optim al soluției de extindere.

Se observă că pentru regimul optim al soluției de extindere tensiunile în noduri se află în banda admisibilă, la fel și puterile active și reactive generate.

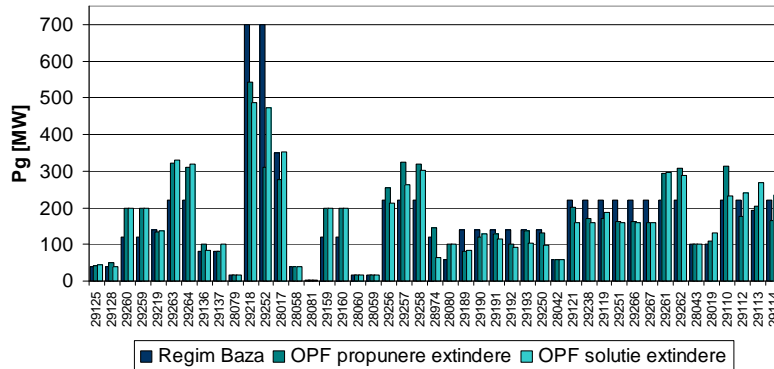


Fig. 8.5.5. Puterea activă generată

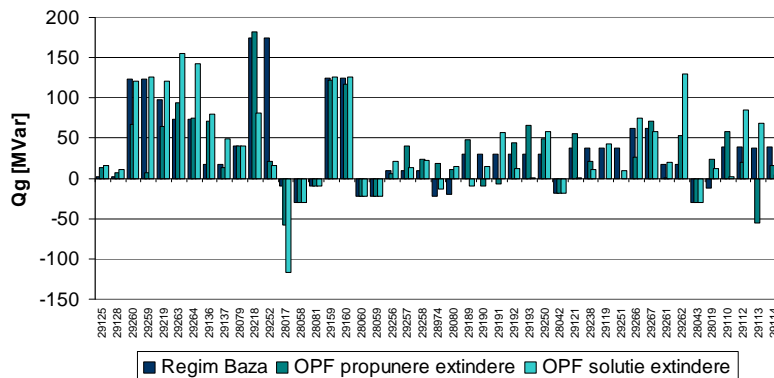


Fig. 8.5.6. Puterea reactivă generată

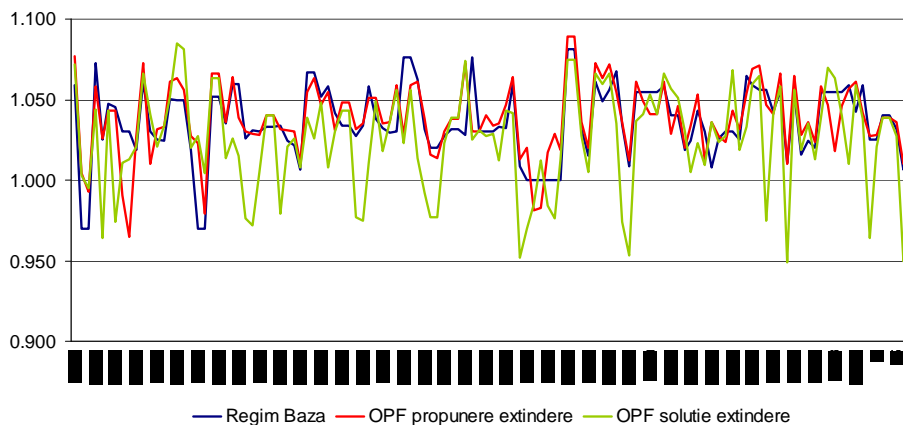


Fig. 8.5.7. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

Figura 8.5.8 prezintă evoluția algoritmului pentru determinarea soluției optime de extindere pe parcursul iterațiilor (prin prisma valorii relative a FOB aferentă algoritmului de extindere, cu raportare la valoarea absolută aferentă regimului extins maximal). Se prezintă valorile medii pe grupuri de 5 iterații. Datorită dimensiunilor mari ale sistemului real și a numărului mare de linii propuse pentru extindere, se observă că soluția prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării procesului de optimizare.

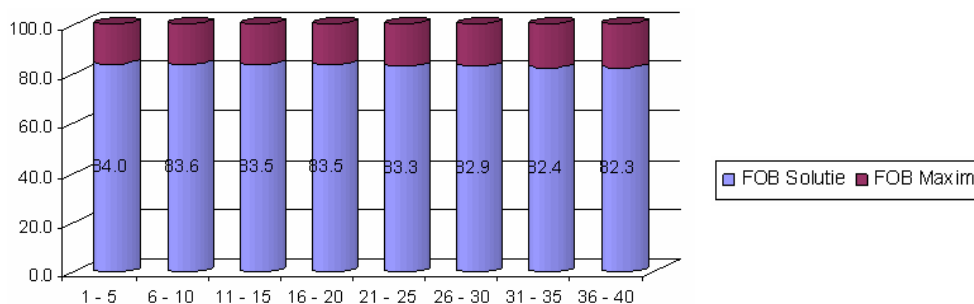


Fig. 8.5.8. Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor

În anexa 8.4 (CD), se regăesc toate sisteme prezentate în acest capitol în format *.pwb (PowerWorld), pentru toate regimurile discutate. De asemenea, sunt oferite rezultatele obținute cu aplicațiile *OPFGA* și *TNEPGA*.

8.6. Concluzii

Capitolul 8 reprezintă principala parte aplicativă a lucrării și are ca obiect realizarea unor studii de extindere optimă atât pentru sisteme test, cât și pentru un SEE real de mari dimensiuni.

Prima parte a capitolului prezintă rezultatele obținute pentru sistemele Test6WW, IEEE24 RTS, Test50 (în ordinea complexității), în condițiile unor scenarii de extindere fictive. Pentru fiecare sistem sunt prezentate bazele de date utilizate (topologia și parametrii elementelor de rețea, rezultatele circulației de puteri pentru regimul de bază). Soluția extinderii optime este descrisă în detaliu, cu toate elementele noi rezultate în SEE extins, împreună cu regimul optim aferent și cu evoluția algoritmului genetic.

A doua parte a capitolului este dedicată sistemului real de mari dimensiuni SEN Centru&Nord&Est&Sud – subsistemul de Nord, Nord-Est, Est, Sud-Est și Sud al SEN (acoperit în principal de Dispecheratele Electroenergetice Teritoriale București și Bacău și parțial de Dispecheratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca). Analiza a fost realizată pentru o perioadă de 9-10 ani, considerând evoluțiile pentru consumul din zonă și pentru transferurile de putere prin sistem. Soluția găsită este comentată comparativ cu cele preconizate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. pentru perioada următoare.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale, în contextul în care capitolul este în întregime original, reprezentând practic principala parte aplicativă a tezei:

- elaborarea unor studii de extindere pentru cele 3 sisteme test;
- actualizarea bazei de date referitoare la sistemul SEN Centru&Nord&Est&Vest;
- elaborarea unui studiu de extindere pentru sistemul SEN Centru&Nord&Est&Sud, luând evoluția consumului, a capacităților de producție și a transferurilor de putere;
- formularea unor concluzii practice, utile operatorului național de transport și de sistem, care, în unele situații, diferă de cele "oficiale", considerate ca având o tentă mai mult sau mai puțin "optimistă" în ceea ce privește evoluția viitoare a consumului de energie electrică și potențialul de extindere a capacităților de producere, clasice sau moderne, și a transferurilor de putere către sistemele vecine.

9. CONCLUZII GENERALE. CONTRIBUȚII PERSONALE

Acest ultim capitol sintetizează o serie de concluzii generale rezultate în urma elaborării tezei de doctorat, contribuțiile originale aduse în cadrul tezei, modul de valorificare a rezultatelor obținute și direcțiile posibile de continuare și aprofundare a cercetărilor în domeniul abordat.

Elementele teoretice și practice prezentate în cadrul tezei de doctorat evidențiază următoarele concluzii cu caracter mai general:

- Pe baza analizei evoluției sectorului energetic și al SEE, cu referire și la sistemul electroenergetic al României se pot afirma următoarele:
 - se evidențiază tendințe complexe, uneori chiar contradictorii, astfel se remarcă influența puternică asupra altor sectoare de activitate și corelarea cu dezvoltarea durabilă și problemele de mediu;
 - piața unică europeană de energie electrică a devenit o realitate, care implică o dezvoltare și extindere corespunzătoare a SEE european, a rețelei continentale de transport al energiei electrice;
 - planificarea extinderii optime a RET constituie o sarcină extrem de dificilă și de mare răspundere, mai ales dacă se ține cont de costul investițiilor în acest domeniu, de efectele pe termen lung și de implicațiile legate de protecția mediului;
 - capacitatea de producere și transport al energiei electrice acoperă practic cerințele actuale de consum, dar majoritatea liniilor și stațiilor electrice sunt sau se apropie de limita duratei normale de funcționare, acestea fiind concepute și realizate la nivelul tehnic și tehnologic al anilor '60-'80;
 - starea tehnică reală a instalațiilor se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că se desfășoară un program riguros de mentenanță și re tehnologizare a instalațiilor și echipamentelor;
 - prognoza consumului, exporturilor și a puterilor vehiculate prin sistem acoperă o plajă largă de valori, cu diferențe mari între valorile „pesimiste” și cele „optimiste”;
 - strategiile de extindere a RET trebuie să țină cont de aceste aspecte, precum și de cele legate de dezvoltarea durabilă și de mediu.
- Practicile și mecanismele aferente planificării extinderii RET, la nivel internațional, respectiv național, conduc la următoarele concluzii:
 - în ultima perioadă, marea majoritate a metodelor consideră planificarea extinderii RET complexe ca o problemă de optimizare, de regulă multicriterială;
 - în cadrul metodelor studiate se remarcă și utilizarea unor metode euristice de căutare în domeniul soluțiilor fezabile, dar și a unor algoritmi utilizând tehnicile specifice inteligenței artificiale;
 - se remarcă o utilizare din ce în ce mai răspândită a tehnicilor de calcul bazate pe inteligență artificială pentru diverse probleme de inginerie în general și probleme de energetică în particular;
 - se subliniază elementele specifice de abordare a problemei extinderii în condițiile actuale ale dereglementării și ale pieței libere de energie, al existenței unor SEE practic la nivel continental.
- Elaborarea modelului matematic destinat planificării extinderii RET a condus la următoarele concluzii:
 - s-a definitivat modelul matematic al optimizării funcționării momentane a SEE complexe (OPF) și algoritmul de soluționare aferent utilizând tehnici de calcul evolutiv, ca instrument de analiză utilizat în studiile de extindere;

- în ceea ce privește planificarea extinderii RET s-a elaborat un model de căutare în domeniul soluțiilor bazat pe aplicarea AG, semi-dinamic retrospectiv;
 - maniera de definire a FOB trebuie să țină cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare: la costul anual al funcționării SEE se adaugă și costul de penalizare a eventualelor congestii, costul investițiilor legate de realizarea noilor capacități de transport, elemente de siguranță în funcționare și capacitatea totală de transfer disponibilă (evident, "aduse la numitor comun").
- Din punct de vedere al instrumentele soft dezvoltate pentru scopul propus, se pot evidenția următoarele concluzii:
- în literatura de specialitate se remarcă utilizarea preponderentă a planificării extinderii RET calculând circulația de puteri în curent continuu, ceea ce înseamnă ipoteze simplificatoare forte „dure”, care, în anumite situații, pot să conducă la rezultate nerealiste, eronate;
 - în condițiile actuale ale performanțelor sistemelor informatice, a mediilor de programare și sistemelor de operare, implementarea modelului complet al circulației de puteri trebuie să devină o practică comună;
 - studiile de caz din literatura de specialitate se referă, în marea lor majoritate, la sisteme test, mai mult sau mai puțin consacrate, de dimensiuni reduse;
 - toate instrumentele software elaborate sunt destinate SEE reale, de mari dimensiuni; de altfel majoritatea spațiului destinat prezentării studiilor de caz este rezervat sistemului real de mari dimensiuni SEN Centru&Nord&Est&Sud.

În continuare se prezintă sinteza principalelor contribuții originale, teoretice și aplicative, cuprinse în cadrul tezei de doctorat.

- În cadrul capitolului 2, având ca obiectiv prezentarea stadiului actual al evoluției sectorului energetic și a SEE (cu atenție specială România), pot fi enumerate următoarele contribuții:
- realizarea unei sinteze documentate, în viziunea proprie a autorului, asupra stadiului actual al evoluției sectorului energetic la nivel european și național;
 - reliefaarea necesității unei viziuni coerente asupra planificării extinderii SEE, care să aibă la bază o abordare riguroasă, luând în considerare toate aspectele de interes tehnic și economic menționate;
 - prezentarea, într-o manieră sintetică, a unei game largi de aspecte legate de situația actuală și evoluția viitoare a SEN, în principal a RET, sursele de informații fiind cele "oficiale", furnizate în mare parte de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., chiar dacă unele dintre ele pot fi considerate "prea optimiste";
 - prezentarea cadrului legal actual și a legislației comunitare în domeniu;
 - evidențierea necesității unei strategii coerente asupra planificării extinderii RET, care să aibă la bază o abordare riguroasă, considerând toate aspectele de interes tehnic și economic menționate, ținând cont în același timp de o gamă largă de scenarii posibile, de la cele mai pesimiste până la cele mai optimiste.
- Obiectivul capitolului 3 este trecerea în revistă a metodelor utilizate la planificarea extinderii RET, subliniindu-se următoarele contribuții:
- realizarea unei sinteze documentate, în viziune proprie, bazată pe un amplu studiu bibliografic, a metodelor utilizate pentru planificarea extinderii RET, atât cele care la ora actuală pot fi considerate "clasice", cât și a celor "moderne", utilizând tehnici specifice inteligenței artificiale;
 - realizarea unei sinteze a metodelor de calcul evolutiv folosite în energetică;
 - reliefaarea aspectelor caracteristice abordărilor actuale, în condițiile pieței libere a energiei și a dereglementării;
 - focalizarea unei atenții speciale asupra metodelor de soluționare bazate pe folosirea algoritmilor genetici;
 - pregătirea elementelor pentru capitolele următoare, care se referă la metodele concrete utilizate în lucrare și la studiile de caz realizate.

- Capitolului 4 se referă la încadrarea algoritmilor genetici în cadrul tehnicilor de inteligență artificială, al metodelor de calcul evolutiv, prezentarea algoritmilor genetici și ajustarea parametrilor utilizând funcții matematice de testare consacrate. Contribuțiile aduse sunt următoarele:
- realizarea unei sinteze originale asupra algoritmilor genetici;
 - sistematizarea modelului matematic al versiunii de bază a algoritmului AG;
 - sistematizarea modelului matematic pentru versiunea cu valori reale, pentru diverse variante ale operatorilor genetici;
 - elaborarea unui instrument software pentru testarea AG cu valori reale pe funcții matematice; instrumentul software are implementate toate variantele de operatori și permite configurarea tuturor parametrilor implicați;
 - realizarea unei analize a comportamentului AG pentru trei funcții matematice test consacrate (Rosenbrock, Rastrigin și Schwefel), în scopul optimizării performanțelor prin alegerea operatorilor adecvați și acordarea valorii parametrilor reglabili.
- Capitolului 5 are ca scop prezentarea modelului matematic și a tehnicilor de soluționare clasice destinate planificării extinderii SEE complexe, inclusiv partea referitoare la analiza și optimizarea regimurilor de funcționare (ca parte componentă importantă a problemei de determinare a soluției optime de extindere). Contribuțiile aduse sunt următoarele:
- prezentarea în detaliu a modelului matematic și a metodei de soluționare numerică a circulației de puteri în SEE complexe, cu o serie de detalii de implementare;
 - realizarea unei sinteze a modelelor matematice corespunzătoare optimizării regimului permanent normal al SEE complexe și reliefaarea volumului foarte mare de calcule în cazul soluționării complete a problemei de programare neliniară corespunzătoare, utilizând tehnici clasice de optimizare;
 - prezentarea unui model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidinamic retrospectiv, pentru soluționarea problemei extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe;
 - considerarea unei funcții obiectiv care ține cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare.
- Capitolului 6 are ca scop prezentarea modelului matematic și metodelor de soluționare utilizând algoritmi genetici, destinate planificării extinderii SEE complexe, inclusiv partea referitoare la analiza și optimizarea regimurilor de funcționare (ca parte componentă importantă a problemei de determinare a soluției optime de extindere). Se evidențiază următoarele contribuții:
- adaptarea modelului matematic de analiză a regimului permanent normal pentru SEE complexe cerințelor impuse de aplicarea unei tehnici de tip AG;
 - adaptarea modelului matematic de optimizare a circulației de puteri pentru SEE complexe cerințelor impuse de aplicarea unei tehnici de soluționare de tip AG;
 - elaborarea unui model matematic sistematizat, complet, detaliat, pentru planificarea extinderii optime a SEE complexe utilizând tehnici de tip AG;
 - demonstrarea inutilității aplicării algoritmilor genetici pentru calcul circulației de puteri prin comparația comportamentului acestora pe două sisteme test;
- Capitolul 7 prezintă instrumentele soft proprii elaborate pentru rezolvarea problemelor abordate în cadrul tezei. Aceste instrumente au un pronunțat caracter de originalitate, subliniindu-se următoarele aspecte principale:
- elaborarea instrumentelor soft pentru analiza și optimizarea regimului permanent normal și pentru planificarea extinderii optime a RET utilizând algoritmi genetici;
 - interfațarea cu programul PowerWorld, atât prin metodă locală cât și prin server, cu asigurarea compatibilității depline la nivel de bază de date;
 - înglobarea bibliotecii de programe MatPower, cu includerea conductanței transversale a elementelor de rețea;

- realizarea unor interfețe grafice ușor de utilizat;
 - implementarea vizualizării și salvării în diferite forme a graficului evoluției iterative a algoritmului genetic.
- Capitolul 8 este în întregime original, cuprinzând principala parte aplicativă a tezei. Se pot scoate în evidență următoarele contribuții originale:
- elaborarea unor studii de extindere pentru cele 3 sisteme test;
 - actualizarea bazei de date referitoare la sistemul SEN Centru&Nord&Est&Sud;
 - elaborarea unui studiu de extindere pentru sistemul SEN Centru&Nord&Est&Sud, luând evoluția consumului, a capacităților de producție și a transferurilor de putere prin sistem;
 - formularea unor concluzii practice, utile operatorului național de transport și de sistem, care, în unele situații, diferă de cele "oficiale", considerate ca având o tentă mai mult sau mai puțin "optimistă" în ceea ce privește evoluția viitoare a consumului de energie electrică și potențialul de extindere a capacităților de producere, clasice sau moderne, și a transferurilor de putere către sistemele vecine.

Rezultatele cercetării au fost și vor fi valorificate în cadrul unor contracte de cercetare științifică încheiate între Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Departamentul de Electroenergetică, și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. De altfel, la baza stabilirii temei tezei de doctorat au stat solicitările operatorului național de transport și de sistem privind realizarea unor asemenea cercetări, de maximă importanță și actualitate pentru sistemul electroenergetic al României, în condițiile funcționării interconectate cu sistemul european și ale pieței libere de energie.

De asemenea, o parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei au fost publicate și sunt în curs de publicare. Se remarcă faptul că din totalul de 26 lucrări proprii, menționate și în lista bibliografică, 19 sunt deja publicate, iar 7 în curs de publicare. Dintre cele 19 lucrări publicate, 8 sunt publicate în țară și 11 în străinătate. O lucrare este cotate ISI ([Barbulescu2011b]), 13 sunt indexate BDI – Scopus, Compendex, Inspec, IEEE ([Solomonesc2009], [Andea2010a], [Andea2010b], [Frigura2010], [Kilyeni2010a], [Molnar2010], [Vuc2010], [Crisitan2011], [Barbulescu2011a], [Jigorea2011a], [Jigorea2011b], [Pop2011], [Cristian2012], [Frigura2011]), 3 au fost susținute în cadrul workshop-urilor organizate prin intermediul proiectului „Prin burse doctorale spre cercetarea de nivel european” ID 50783 [Solomonesc2011a], [Solomonesc2011b], [Solomonesc2012a] și 2 sunt rapoarte științifice elaborate în cadrul programului de cercetare doctorală [Solomonesc2011c], [Solomonesc2012b]. Dintre cele 7 lucrări care vor fi publicate în cursul acestui an, 5 vor fi prezentate la conferințe de prestigiu, cotate ISI ([Cristian2013a], [Solomonesc2013a]) sau BDI ([Solomonesc2013b], [Solomonesc2013c], [Cristian2013b]) iar 2 sunt acceptate la reviste cotate ISI ([Solomonesc2013d], [Barbulescu2013]).

Analizele teoretice și practice realizate în cadrul tezei de doctorat, precum și rezultatele obținute, deschid o serie de perspective și direcții de continuare și aprofundare ulterioară a cercetărilor în domeniul planificării extinderii RET:

- "dinamizarea" modelului matematic – abordarea problemei extinderii RET ca o problemă de programare dinamică, soluția indicând și anul în care trebuie finalizate noile capacități de transport al energiei electrice;
- rafinarea metodelor de soluționare bazate pe algoritmi evolutivi, în scopul creșterii eficienței și ameliorării performanțelor acestora;
- abordarea probabilistă a unor elemente componente ale problemei discutate;
- extinderea analizei la ansamblul sistemului electroenergetic al României și pentru o perioadă mai lungă (până în anul 2030).

BIBLIOGRAFIE

1. [Aguado2012] Aguado J.A., De La Torre S, Contreras J., Conejo A.J., Martínez A., Market-driven dynamic transmission expansion planning, *Electric Power Systems Research*, Elsevier, vol.82, nr.1, 2012, pp.88-94
2. [Akbari2012] Akbari T., Rahimi-Kian A, Tavakoli Bina M., Security-constrained transmission expansion planning: A stochastic multi-objective approach, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, vol.43, nr.1, 2012, pp.444-453
3. [Ala1998] Alander J. T., An indexed bibliography of genetic algorithms in signal and image Processing, Technical Report 94-1-SIGNAL, Department of Information Technology and Production Economics, May 18, 1998
4. [Algu2003] Alguacil N., Motto A. L., Conejo A. J., Transmission expansion planning: A mixed-integer LP approach, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.18, nr.3, 2003, pp.1070-1077
5. [Algu2009] Alguacil N., Carrión M., Arroy J.M., Transmission network expansion planning under deliberate outages, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol.31, nr.9, 2009, pp.553-561
6. [Alsa2002] Al-Saba T., El-Amin I., The application of artificial intelligent tools to the transmission expansion problem, *Electric Power Systems Research*, vol.62, nr.2, 2002, pp.117-126
7. [Ameli2012] Ameli M.T., Shivaie M., Moslehpour S., Transmission network expansion planning based on hybridization model of neural networks and harmony search algorithm, *International Journal of Industrial Engineering Computations*, vol.3, nr.1, 2012, pp.71-80
8. [Andea2010a] Andea P., Mnerie A.V., **Solomonesc F.**, Pop O., Cristian D., Conventional vs. Alternative Energy Sources Overview. Part II. European strategies, Proceedings of the IEEE 8th International Conference on Computational Cybernetics and 9th International Conference on Technical Informatics, ICC-CONTI 2010, Timisoara, Romania, pp. 601-606, May 2010
9. [Andea2010b] Andea P., Mnerie G.V., Pop O., **Solomonesc F.**, Simo A., Conventional vs. Alternative Energy Sources Overview. Part III. Perspectives in Romania, Proceedings of the IEEE 8th International Conference on Computational Cybernetics and 9th International Conference on Technical Informatics, ICC-CONTI 2010, Timisoara, Romania, pp. 607-612, May 2010
10. [ANRE2012] RAPORT de monitorizare a sistemului de promovare a E-SRE în anul 2011
11. [Asa2011] Asadzadeh V., Golkar M.A., Moghaddas-Tafreshi S.M., Economics-based transmission expansion planning in restructured power systems using decimal codification genetic algorithm, *Applied Electrical Engineering and Computing Technologies (AEECT)*, 2011 IEEE Jordan Conference on, pp.1-8, 6-8 Dec. 2011
12. [Bahi2001] Bahiense L., Oliveira G.C., Pereira, M.V.F., Granville S., A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.16, nr.3, 2001, pp.560-565

13. [Bak2002] Bakirtzis A. G., Biskas P. N., Zoumas C. E., Petridis V., Optimal Power Flow by Enhanced Genetic Algorithm, *Power Engineering Review, IEEE*, vol.22, no.2, pp.60-66, Feb. 2002
14. [Barb2009] Bărbulescu C., Managementul congestiilor în condițiile pieței libere a energiei, Teză de doctorat, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, 2009
15. [Barbulescu2011a] Barbulescu C., Cristian P. D., **Solomonesc F.**, Kilyeni Ș., Congestion Management Driven Transmission Expansion Planning, *Proceedings of the 46th International Universities’ Power Engineering Conference, UPEC2011*, Soest, Germany, pp. 1-6, September 2011
16. [Barbulescu2011b] Barbulescu C., Kilyeni S., Cristian D., **Solomonesc F.**, Ungureanu D., Deregulated Environment Transmission Expansion Planning, *Proceedings of the International Conference on Computer as Tool, EUROCON2011*, Lisbon, Portugal, pp. 1-4, April 2011
17. [Barbulescu2013] Barbulescu C., **Solomonesc F.**, Kilyeni S., Pop O., “GA based OPF algorithm”, *International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.)*, (în curs de publicare)
18. [Berry1989] Berry P. E., Dunnett R.M., Contingency constrained economic dispatch algorithm for transmission planning, *IEE Proceedings*, vol.136, nr.4, 1989, pp.238-244
19. [Bina2001a] Binato S., Pereira M. V. F., Granville S., A new Benders decomposition approach to solve power transmission network design problems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.16, nr.2, 2001, pp.235-240
20. [Brit1997] Brittain D., Sims Williams J., McMahon Ch., A genetic algorithm approach to planning the telecommunications access network, *Proceedings of the 7th International Conference on Genetic Algorithms (ICGA97)*, pp. 623-628, 1997
21. [Cad2010] F. Cadini, E. Zio, C.A. Petrescu, Optimal expansion of an existing electrical power transmission network by multi-objective genetic algorithms, *Reliability Engineering & System Safety*, Volume 95, Issue 3, pp. 173–181, March 2010
22. [Cag1999] Cagnoni S., Dobrzeniecki A.B., Poli R., Yanch J.C., Genetic algorithm-based interactive segmentation of 3D medical images, *Image and Vision Computing*, vol. 17, no. 12, pp. 881-895, October 1999
23. [Carre2005] Carreno E., Asada E.N., Romero R., Garcia A.V., A branch and bound algorithm using the hybrid linear model in the transmission network expansion planning, *IEEE Power Tech Conference, St. Petersburg, Rusia*, 2005, 6 pp.
24. [Cha1998] Chai J., Ma S., Robust epipolar geometry estimation using genetic algorithm, *Proceedings of Computer Vision - ACCV’98, Hong Kong, China*, pp. 272-279, January 1998
25. [Cha2007] Chan K.Y., Ling S.H., Chan K.W., Iu H.H.C., Pong G.T.Y., Solving multi-contingency transient stability constrained optimal power flow problems with an improved GA, *Proceedings of the IEEE Congress on Evolutionary Computation – CEC 2007*, pp.2901-2908, 25-28 Sept. 2007
26. [Chen2012] Chen G., Dong Z.Y., Hill D.J., Transmission network expansion planning with wind energy integration: A stochastic programming model, *IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, SUA*, 2012, pp.1-10
27. [Chu2001] Chung T.S., Li Y.Z., A Hybrid GA Approach for OPF with Consideration of FACTS Devices, *Power Engineering Review, IEEE*, vol.21, no.2, pp.47-50, Feb. 2001

28. [Chun2003] Chung T.S., Li K.K., Chen G.J., Xie J.D., Tang G.Q., Multiobjective transmission network planning by a hybrid GA approach with fuzzy decision analysis, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol.25, 2003, pp.187-192
29. [CIGRE1995] CIGRE WG 37.10, Methods for planning under uncertainty: toward flexibility in power system development, *Electra*, no. 161, 1995, pp. 143-163
30. [CodRET] Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport, Revizia I, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica S.A, Aprobat prin Ordinul ANRE nr. 20/27.08.2004
31. [Contr2000] Contreras J., Wu F. F., A kernel-oriented algorithm for transmission expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.16, nr.4, 2001, pp.936-938
32. [Cortes2009] Cortes-Carmona M., Palma-Behnke R., Moya, O., Transmission Network Expansion Planning by a Hybrid Simulated Annealing Algorithm, *Proceedings of the 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, IASP 2009*, 2009, pp.1-7
33. [Cristian2011] Cristian P.D., **Solomonesc F.**, Kilyeni Ș., Andea P., Transmission expansion planning. Artificial intelligence based methods overview, *Zilele Academice Timișene, ZAT2011, Timișoara, România, Mai 2011*
34. [Cristian2012] Cristian D., Barbulescu C., Simo A., Kilyeni Ș., **Solomonesc F.**, Load Flow Computation Particle Swarm Optimization Algorithm, *Proceedings of the 47th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2012, London, UK, pp. 1-6, September 2012*
35. [Cristian2013a] Cristian D., Simo A., Bărbulescu C., Kilyeni S., **Solomonesc F.**, PSO Techniques for Optimal Power Flow. Parameters Tuning by Mathematical Test Functions, *Proceedings of the IEEE International Conference PowerTech 2013, Grenoble, France, June 2013 (în curs de publicare)*
36. [Cristian2013b] Cristian D., Bărbulescu C., Kilyeni S., **Solomonesc F.**, Pop O., Artificial Intelligence Based TNEP Part 1: Mathematical Models, *Proceedings of the 8th International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics, SACI, May 2013 (în curs de publicare)*
37. [Cun1998] Lopes da Cunha A.G., Colaco Gomes Covas J.A., Oliveira P., Optimization of polymer extrusion with genetic algorithms, *IMA Journal of Mathematics Applied in Business & Industry*, vol. 9, pp. 267-277, 1998
38. [Cun2004] Lopes da Cunha A.G., Colaco Gomes Covas J.A., GAe – reduced Pareto set genetic algorithm: Application to polymer extrusion, *Metaheuristics for Multiobjective Optimisation*, pp. 221-249, 2004
39. [David1991] David A.K., Zhao R., An expert system with fuzzy sets for optimal planning of power system expansion, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.6, nr.1, 1991, pp.59-65
40. [DEX1998] www.dexonline.ro
41. [Dig2000] Digalakis J.G., Margaritis K.G., An experimental study of benchmarking functions for genetic algorithms, *Systems, Man, and Cybernetics, 2000 IEEE International Conference on*, vol.5, no., pp.3810,3815 vol.5, 2000
42. [Dios2006] Dios R. De, Martín P., Network planning. Methodology and application, *CIGRE Session, Paris, Aug. 2006, paper C1-206*
43. [Duan2002] Duan G., Yu Y., Problem-specific genetic algorithm for power transmission system planning, *Electric Power Systems Research*, vol.61, 2002, pp.41-50

44. [Duso1973] Dusonchet Y. P., El-Abiad A. H., Transmission planning using discrete dynamic optimization, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* vol. PAS-92, 1973, pp.1358–1371
45. [Eib2007] Eiben A.E., Smith J.E., *The first comprehensive text book on evolutionary computing: Introduction to Evolutionary Computing*, Springer, 2007
46. [Ekwu1984] Ekwue A. O., Cory B. J., Transmission system expansion planning by interactive methods, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.PAS-103, nr.7, 1984, pp.1583-1591
47. [El-Hawary2008] El-Hawary M.E., *Introduction to electrical power systems*, John Wiley & Sons, IEEE Press, 2008
48. [Eremia1985] Eremia M., Crişciu H., Ungureanu B., Bulac C., *Analiza asistată de calculator a regimurilor sistemelor electroenergetice*, Editura Tehnică Bucureşti, 1985
49. [Eremia2006] Eremia M., *Electric Power Systems. Vol I: Electric networks*, Editura Academiei Române, Bucureşti, 2006
50. [Esc2004] Escobar A.H., Gallego R.A., Romero R., Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.19, no.2, pp.735-744, May 2004
51. [Esmi2005] Esmi A.A.A., Lambert-Torres G., Zambroni de Souza A.C., A hybrid particle swarm optimization applied to loss power minimization, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005, vol.20 nr.2, pp.859-866
52. [eurostat] www.eurostat.eu
53. [Fak1999] El-Fakihy K., Yamaguchi H., von Bochmann G., A method and a genetic algorithm for deriving protocols for distributed applications with minimum communication cost, *Proceedings of 11th IASTED International Conference on Parallel and Distributed Computing and Systems (PDCS'99)*, Cambridge, Boston, MA, USA, pp. 863-868, November 1999
54. [Fan2012] Fan H., Jin Y.-X., Transmission network expansion planning under improved genetic algorithm, *International Conference on Energy, Environment and Sustainable Development ICEESD*, Shanghai, China, 2011, pp.1-4
55. [Farr1988] Farrag M.A., El-Metwally M.M., New method for transmission planning using mixed-integer programming, *IEE Proceeding*, vol.135-C, 1988, pp.319-323
56. [Felea2000] Felea I., Coroiu N., *Fiabilitatea și mentenanța echipamentelor electrice*, Editura Tehnică, Bucureşti, 2000
57. [Felea2006] Felea I., Dziţac S., *Fiabilitatea echipamentelor și sistemelor energetice. Aplicații*, Editura Universității din Oradea, Oradea, 2006
58. [Feng2003a] Feng X., Liao Y., Pan J., Brown R.E., An application of genetic algorithms to integrated system expansion optimization, *IEEE PES General Meeting*, 2003, Toronto, Canada, vol.2, pp.746-751
59. [Fir2002] Teixeira Firmo H., Loureiro Legey L.F., Generation expansion planning: an iterative genetic algorithm approach, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.17, no.3, pp.901-906, Aug 2002
60. [Frigura2010] Frigură-Iliasa M., **Solomonesc F.**, Frigură-Iliasa F., Andea P., A Few Aspects Concerning a New Varistor Material for Low and Medium Voltage Surge Arresters, *Proceedings of the 45th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2010*, Cardiff, Wales - UK, pp. 1-4, September 2010
61. [Frigura2011] Frigură F., Benche G., **Solomonesc F.**, Andea P., MadeInTime-Real time operating system applied for power quality analysis, *Proceedings of the 10th International Conference on EHAC'11 and ISPRA'11*, Cambridge, UK, pp. 397-400, Feb. 2011

62. [Fuk1996] Fukuyama Y., Hsaio-Dong Chiang, A parallel genetic algorithm for generation expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.11, no.2, pp.955-961, May 1996
63. [Gajb2008] Gajbhiye R.K., Naik D., Dambhare S., Soman S.A., An expert system approach for multi-year short-term transmission system expansion planning: Indian experience, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.23, nr.1, 2008, pp.226-237
64. [Gal2009] Gallego L.A., Rider M.J., Romero R., Garcia A.V., A specialized genetic algorithm to solve the short term transmission network expansion planning, *PowerTech*, 2009 IEEE Bucharest, pp.1-7, 28 Iunie 2009 - 02 Iulie 2009
65. [Gali1992] Galiana F.D., McGillis D.T., Marin M.A., Expert systems in transmission planning, *Proceedings of the IEEE*, vol.80, nr.5, 1992, pp.712-726
66. [Galle1997] Gallego R.A., Monticelli A.J., Romero R., Comparative studies on non-convex optimization methods for transmission network expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.13, nr.3, 1998, pp.822-828
67. [Galle1998b] Gallego R. A., Monticelli A., Romero R., Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm, *IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution*, vol.145, nr.3, 1998, pp.329-335
68. [Galle2000] Gallego R.A., Romero R., Monticelli A.J., Tabu search algorithm for network synthesis, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.15, nr.2, 2000, pp.490-495
69. [Gao2005] Gao C., Cheng H., Jiang C., Particle swarm optimization based hybrid algorithm for transmission expansion planning, *WSEAS Transactions on Electronics*, vol.2, 2005, pp.119-127
70. [Gar2009] Garces L., Romero R., Specialized Genetic Algorithm for Transmission Network Expansion Planning Considering Reliability, *Intelligent System Applications to Power Systems*, 2009. ISAP '09. 15th International Conference on, pp. 1-6, 8-12 Nov. 2009
71. [Garces2004] Garces L.P., Conejo A.J., Garcia-Bertrand R., Romero R., A Bilevel Approach to Transmission Expansion Planning Within a Market Environment, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.24, nr.3, 2009, pp.1513-1522
72. [Garv1970] Garver L.L., Transmission network estimation using linear programming, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.89, nr.7, 1970, pp.1688-1697
73. [Gil2001] Gil H.A., da Silva E.L., A reliable approach for solving the transmission network expansion planning problem using genetic algorithms, *Electric Power Systems Research*, Elsevier, vol.58, 2001, pp.45-51
74. [Gol1989] Goldberg D.E., *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*, Addison Wesley, 1989
75. [Guam2010] Guaman W.H., Ojeda D., Vargas A., Centralized expansion planning of the transmission network in competitive markets. A solution based on a hybrid approach, *Proceedings of the IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, Sao Paulo, Brazilia, 2010, pp. 581-588
76. [GuvR2011] *Strategia Energetică a României pentru perioada 2007 – 2020, actualizată pentru perioada 2011 – 2020*, Ministerul Mediului, august 2011
77. [Haff2000] Haffner S., Monticelli A., Garcia A., Mantovani J., Romero R., Branch and bound algorithm for transmission system expansion planning using a transportation model, *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, vol.147, nr.3, 2000, pp.149-156

78. [Haff2001] Haffner S., Monticelli A., Garcia A., Romero R., Specialised branch and bound algorithm for transmission network expansion planning, IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution, vol.148, nr.5, 2001, pp.482-488
79. [Hamo2002] Hamouz Z.M. Al, Faraj A.S. Al, Transmission expansion planning using nonlinear programming, Asia Pacific IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, 2002, Yokohama, Japan, vol.1, pp.50-55
80. [Hash2003] Hashimoto S.H.M., Romero R., Mantovani J.R.S., Efficient linear programming algorithm for the transmission network expansion planning problem, IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution, vol.150, nr.5, 2001, pp.536-542
81. [Hau2004] Haupt R.L., Haupt S.E., Practical Genetic Algorithms, Ed. II, John Wiley & Sons, Inc., 2004
82. [Heda2010] Hedayat S., Shahram J., Economic assessment methods for transmission network expansion planning in competitive environments, Proceedings of the 18th Iranian Conference on Electrical Engineering – ICEE, Isfahan, Iran, 2010, pp. 907-912
83. [Holl1975] Holland J.H., Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to biology, control and artificial intelligence. MIT Press, 1975
84. [Hsi2003] Hsieh I., Chen K. C., Wang C.A., A genetic algorithm for the minimum tetrahedralization of a convex polyhedron, Proceedings of the 15th Canadian Conference on Computational Geometry (CCCG'03), Halifax, Canada, pp. 115-119, August 2003
85. [Hu2010] Hu Z., Li F., Network expansion planning considering N-1 security criterion by iterative mixed-integer programming approach, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010, pp.1-6
86. [Hua2011] Huang Wei, Feng Li, He Zijun, Cui Junzhao, Zhang Li, Transmission network planning with N-1 security criterion based on improved multi-objective genetic algorithm, Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference on, pp.1250-1254, 6-9 July 2011
87. [Jal2009] Jalilzadeh Saeed, Kazemi A., Mahdavi M., Haddadian H., TNEP considering voltage level, network losses and number of bundle lines using GA, Proceedings of the 3rd International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT 2008, pp.1580-1585, 6-9 April 2009
88. [Jigorea2011a] Jigorea-Oprea D., Kilyeni Ş., Bărbulescu C., **Solomonesc F.**, Prostean G., Cristian D., Power Systems Expansion Considering Large Wind Farms. Case Study: Western Romania Power System, Proceedings of the 3rd IEEE International Symposium on Exploitation of Renewable Energy Sources, EXPRES, Subotica, Serbia, pp. 95-100, Martie 2011
89. [Jigorea2011b] Jigorea-Oprea D., Kilyeni S., Barbulescu C., **Solomonesc F.**, Cristian D., Integration of large wind farms within the Romanian power system, Proceedings of the 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, EEEIC2011, Rome, Italy, pp. 1-4, May 2011
90. [Jin2007] Jin Y.X., Cheng H.Z., Yan J.Y., Zhang L., New discrete method for particle swarm optimization and its application in transmission network expansion planning, Electric Power Systems Research, Elsevier, vol.77, nr.3, 2007, pp.227-233

91. [Jing1997] Jingdong X., Guoqing T., The application of genetic algorithms in the multi-objective transmission network planning, Proceedings 4th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, 1997, pp.338-341
92. [Jud1992] Judson R. S., Colvin M. E., Meza Juan C., Huffer A., Gutierrez D., Do intelligent configuration search techniques outperform random search for large molecules?, International Journal of Quantum Chemistry, vol. 44, no. 2, pp. 277-290, 1992
93. [Kan2009] Kannan S., Baskar S., McCalley J.D., Murugan P., Application of NSGA-II Algorithm to Generation Expansion Planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.24, no.1, pp.454-461, Feb. 2009
94. [Kaz2008] Kazemi A., Jalilzadeh S., Mahdavi M., Haddadian H., Genetic algorithm-based investigation of load growth factor effect on the network loss in TNEP, Proceedings of the 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications ICIEA 2008, , pp.764-769, 3-5 June 2008
95. [Kilyeni1988a] Kilyeni St., Nemes M., Moga M., Buta A., Lustrea B., Velicescu C., Surianu F., Sistem test de 13 de noduri, Simpozionul National de Electroenergetica, Timisoara, 1988, vol.2, p.77-82
96. [Kilyeni1988b] Kilyeni St., Nemes M., Moga M., Buta A., Luștrea B., Velicescu C., Șurianu F., Sistem test de 25 de noduri, Conferinta Națională de Energetică, București, vol.5, lucr. 5.05, 1988
97. [Kilyeni2007a] Kilyeni St., Pop D.M., Bărbulescu C., Jigoria-Oprea D., Chiosa N., Ardelean I., Reactive Power Balance Analysis in the Western and South-Western Area of the Romanian Power System, Proceedings of the 7th International Power System Conference, Timișoara, Romania, Buletinul Științific al UPT, Seria Energetica, tom 52, Special Issue, 2007, pp.339-346
98. [Kilyeni2008] Kilyeni St., Bărbulescu C., Vuc Gh., Modern power system analysis using stochastic power flow, Buletinul Institutului Politehnic din Iași, Tom LIV, Fasc. 4, 2008, pp.1099-1106
99. [Kilyeni2009a] Kilyeni St., Kadar P., Barbulescu C., 2009, P Congestion risk management in case of large power systems. Case study for the Western side of the Romanian power system, Energetica, nr.12, 2009, p.631-638
100. [Kilyeni2010] Kilyeni St., Tehnice numerice de analiză asistată de calculator a regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice, Ed. a 2-a, Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 2010
101. [Kilyeni2010a] Kilyeni St., Pop O., Andea P., Crăciun C., Bărbulescu C., **Solomonesc F.**, Reactive power allocation within the deregulated power systems, Proceedings of the 45th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2010, Cardiff, Wales - UK, pp. 1-6, September 2010
102. [Kilyeni2011] Kilyeni St., Metode numerice. Algoritme, programe de calcul, aplicații în energetică, Ed. A 4-a, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2011
103. [Kilyeni2012] Kilyeni St., Tehnici de optimizare în inginerie energetică, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2012
104. [Kim2002] Kim H., Moon S., Choi J., Lee C., Wang J., Billinton R., Transmission system expansion planning of KEPCO system (Youngnam area) using fuzzy set theory, Proceedings IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, vol.1, 2002, pp.535-540

105. [Kum1993] A. Kumar, Pathak R. M., Gupta M. C., Gupta Yash P., Genetic algorithm based approach for designing computer network topologies, Proceedings of the 1993 ACM conference on Computer science, pp. 358-365, Indianapolis, Indiana, USA, February 1993
106. [Kun1998] Kundu S., Seto K., Sugino S., Genetic algorithm based design of passive elements for vibration control, Proceedings of 4th MOVIC Conference, vol. 3, pp. 1183-1188, August 1998
107. [Kun2002] Kundu S., Seto K., Sugino S., Genetic algorithm application to vibration control of tall flexible structures, Proceedings of The 1st IEEE International Workshop on Electronic Design, Test and Applications (DELTA'02), Christchurch, New Zealand, pp. 333-337, January 2002
108. [Lai1997] Lai L. L., Ma J. T., Yokoyama R., Zhao M., Improved genetic algorithms for optimal power flow under both normal and contingent operation states, Electrical Power Energy Systems, vol. 19, no. 5, pp. 287-292, 1997
109. [Lato1994] Latorre-Bayona G., Pérez-Arriaga I.T., CHOPIN, A heuristic model for long term transmission expansion planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.9, nr.4, 1994, pp.1886-1894
110. [Leou2011] Leou R. C., Teng J.H., A Transmission Plan Considering Uncertainties Under a Deregulated Market, 2011 International Conference on Information and Network Technology IPCSIT, Singapore, 2011, vol.6 pp.1-5
111. [Levi1991] Levi V.A., Calovic M.S., A new decomposition based method for optimal expansion planning of large transmission networks, IEEE Transactions on Power Systems, vol.6, nr.3, 1991, pp.937-943
112. [Loh1999] Lohn Jason D., Colombano Silvano P., A circuit representation technique for automated circuit design. IEEE Transactions on Evolutionary Computation (IEEE-EC), September 1999
113. [Loh2000] Lohn Jason D., Colombano Silvano P., Haith Garyl L., Stassinopoulos Dimitris, A parallel genetic algorithm for automated electronic circuit design. Proceedings of the Computational Aerosciences Workshop, February 2000, NASA Ames Research References 705 Center
114. [Ma2012] Ma C., Zhang P., Zhang L., Zhang H., Optimal transmission planning based on quantitative security risk in uncertain environment, IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, SUA, 2012, pp.1-5
115. [MAE] ww.mae.ro/node/1624
116. [Mag2009] Maghouli P., Hosseini S.H., Buygi M.O., Shahidehpour M., A Multi-Objective Framework for Transmission Expansion Planning in Deregulated Environments, IEEE Transactions on Power Systems, vol.24, no.2, pp.1051-1061, May 2009
117. [Mag2011] Maghouli P., Hosseini S.H., Buygi M.O., Shahidehpour M., A Scenario-Based Multi-Objective Model for Multi-Stage Transmission Expansion Planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.26, no.1, pp.470-478, Feb. 2011
118. [Mal2010] Malik I.M., Srinivasan D., Optimum power flow using flexible genetic algorithm model in practical power systems, IPEC 2010 Conference Proceedings, pp.1146-1151, 27-29 Oct. 2010
119. [Mar2005] Marcin Molga, Test functions for optimization needs, 3 kwietnia 2005
120. [Mazhari2012] Mazhari S.M., Bagheri A., Monsef H., Romero R., An artificial bee colony algorithm for transmission expansion planning considering worth of network adequacy, International Review of Electrical Engineering, vol.7, nr.3, 2012, pp.4557-4565

121. [Mez1994] Meza J. C., Martinez M.L., On the use of direct search methods for the molecular conformation problem, *Journal of Computational Chemistry*, vol. 15, no. 6, pp. 627-632, 1994
122. [MOE2011] Key Figures, EU Market Observatory for Energy, Iunie 2011
123. [Mog2005] Moghaddam M.P., Sheik-El-Eslami M.K., Jadid S., Power market long-term stability: a hybrid MADM/GA comprehensive framework, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.20, no.4, pp.2107-2116, Nov. 2005
124. [Molnar2010] Molnar-Matei F., Moga M., Băloi A., **Solomonesc F.**, Application Software for Analysing Unbalanced Voltage Sags Effects on Power System Loads, *Proceedings of the 45th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2010, Cardiff, Wales - UK*, pp. 1-6, September 2010
125. [Momoh2008] Momoh A.J., *Electric power system applications of optimization*, Howard University, Second Edition, CRC Press, 2008
126. [Moul2010] Moulin L.S., Poss M., Sagastizábal C., Transmission expansion planning with re-design, *Energy Systems*, vol.1, nr.2, 2010, pp.113-139
127. [Muh94] Mühlenbein, H., The Breeder Genetic Algorithm - a provable optimal search algorithm and its application. *Colloquium on Applications of Genetic Algorithms, IEE 94/067, London, 1994*
128. [Mur2009] Murugan P., Kannan S., Baskar S., Application of NSGA-II Algorithm to Single-Objective Transmission Constrained Generation Expansion Planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.24, no.4, pp.1790-1797, Nov. 2009
129. [Nak2009] Nakawiro W., Erlich I., A Combined GA-ANN Strategy for Solving Optimal Power Flow with Voltage Security Constraint, *Power and Energy Engineering Conference, 2009, APPEEC 2009, Asia-Pacific*, pp.1-4, 27-31 March 2009
130. [Num1999] Numnonda T., Annakkage U. D., Optimal power dispatch in multinode electricity market using genetic algorithm, *Electrical Power Systems Research*, vol. 49, pp. 211-220, 1999
131. [Oliv1995] Oliveira G.C., Costa A.P.C., Binato S., Large scale transmission network planning using optimization and heuristic techniques, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.10, nr.4, 1995, pp.1828-1834
132. [Orfanos2012] Orfanos G.A., Georgilakis P.S., Hatziargyriou N.D., Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.27, nr.1, 2012, pp.1-6
133. [Par2000] Jong-Bae Park, Young-Moon Park, Jong-Ryul Won, Lee K.Y., An improved genetic algorithm for generation expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.15, no.3, pp.916-922, Aug 2000
134. [Pere1985b] Pereira M.V., Pinto L.M.V.G., Cunha S.H.F., Oliveira G.C., A decomposition approach to automated generation/transmission expansion planning, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.104, nr.11, 1985, pp.3074-3083
135. [Pinto1990] Pinto L.M.G.V, Nunes A., A model for optimal transmission expansion planning, *Proceedings of the Power System Computing Conference, Graz, Austria, 1990*, pp.13-23
136. [Pop2010] Pop D.M., Contribuții privind planificarea extinderii sistemelor electroenergetice complexe, Teză de doctorat, Universitatea „Politehnica”, Timișoara 2010
137. [Pop2011] Pop O., **Solomonesc F.**, Bărbulescu C., Ș. Kilyeni, Allocation of Transmission Cost for Reactive Power Using System Matrices Method, *Proceedings of the 46th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2011, Soest, Germany*, pp. 1-6, September 2011

138. [Qui2011] Qiu X., Zhang Z., Wei Q., An improved differential evolution algorithm for transmission network planning, 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011, pp.1246-1249
139. [Rah2012] Rahul J., Sharma Y., Birla D., A New Attempt to Optimize Optimal Power Flow Based Transmission Losses Using Genetic Algorithm, Computational Intelligence and Communication Networks (CICN), 2012 Fourth International Conference on, pp. 566-570, 3-5 Nov. 2012
140. [Rid2004] Rider M.J., de J.Silva I., Romero R., Garcia A.V., Murari C.A., Transmission network expansion planning in full open market considering security constraints, Power Tech, 2005 IEEE Russia, pp.1-6, 27-30 June 2005
141. [Rod2009] Rodriguez J. I R, Falcao D.M., Taranto G.N., Almeida H. L S, Short-Term Transmission Expansion Planning by a Combined Genetic Algorithm and Hill-Climbing Technique, Proceedings of the 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, pp.1-6, 8-12 Nov. 2009
142. [Rom2007] Romero R., Rider M.J., Silva I.de J., A Metaheuristic to Solve the Transmission Expansion Planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.22, no.4, pp.2289-2291, Nov. 2007
143. [Rome1996] Romero R., Gallego R. A., Monticelli A., Transmission system expansion planning by simulated annealing, IEEE Transactions on Power Systems, vol.11, nr.1, 1996, pp.364-369
144. [Rome2003] Romero R., Rocha C., Mantovani M., Mantovani J. R. S., Analysis of heuristic algorithms for the transportation model in static and multistage planning in network expansion systems, IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution, vol.150, nr.5, 2003, pp.521-526
145. [Rome2005] Romero R., Rocha C., Mantovani J.R.S., Sanchez I.G., Constructive heuristic algorithm for the DC model in network transmission expansion planning, IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution, vol.152, nr.2, 2005, pp. 277-282
146. [Rud1996] Rudnick H., Palma R., Cura E., Silva C., Economically adapted transmission systems in open access schemes-application of genetic algorithms, IEEE Transactions on Power Systems, vol.11, no.3, pp.1427-1440, Aug 1996
147. [Rud2001] Rudnick H., Palma R., da Silva E.L., Gil H.A., Areiza J.M., Transmission network expansion planning under an improved genetic algorithm, IEEE Transactions on Power Systems, vol.16, no.4, pp.930-931, Nov 2001
148. [Sanch2005] Sanchez I.G., Romero R., Mantovani J.R.S., Rider M.J., Transmission expansion planning using the DC model and nonlinear-programming technique, IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution, vol.152, nr.6, 2005, pp.763-769
149. [Santos1989] Santos A. Dos Jr., Franca P.M., Said A., An optimization model for long-range transmission expansion planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.4, nr.1, 1989, pp.94-101
150. [Seifu1989] Seifu A., Salon S., List G., Optimization of transmission line planning including security constraints, IEEE Transactions on Power Systems, vol.4, 1989, pp.1507-1512
151. [Sep2006] Sepasian M.S., Seifi H., Foroud A.A., Hosseini S.H., Kabir E.M., A new approach for substation expansion planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.21, no.2, pp.997-1004, May 2006

152. [Shin1993] Shin J.R., Park Y.M., Optimal long-term transmission planning by expert system approach, in Proceedings of the IEEE Region 10 Conference Computer, Communication, Control and Power Engineering TNECON, 1993, Beijing, China, pp.713-717
153. [Shivaie2012] Shivaie M., Sepasian M.S., Sheikh-El-Eslami M.K., Multi-objective transmission expansion planning based on reliability and market considering phase shifter transformers by fuzzy-genetic algorithm, European Transactions on Electrical Power, Journal, vol. 22, nr. 8, 2012
154. [Shrestha2004] Shrestha G.B., Fonseka P.A.J., Congestion-driven transmission expansion in competitive power markets, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, nr. 3, 2004, pp.1658-1665
155. [Sidd1995] Siddiqi S.N., Baughman M.L., Value-based transmission planning and the effects of network models, IEEE Transactions on Power Systems, vol.10, nr.4, 1995, pp.1935-1842
156. [Sil2000] Silva E.L., Gil H.A., Areiza J.M., Transmission network expansion planning under an improved genetic algorithm, IEEE Transactions on Power Systems, vol.15, no.3, pp.1168-1174, Aug 2000
157. [Sil2006] Silva Id.J., Rider M.J., Romero R., Murari C.A.F., Transmission Network Expansion Planning Considering Uncertainty in Demand, IEEE Transactions on Power Systems, vol.21, no.4, pp.1565-1573, Nov. 2006
158. [Silva2001] Silva E.L. Da, Ortiz J.M.A., Oliveira G.C., Binato S., Transmission network expansion planning under a Tabu Search approach, IEEE Transactions on Power Systems, vol.16, nr.1, 2001, pp.62-68
159. [Sir2007] Sirikum J., Techanitisawad A., Kachitvichyanukul V., A New Efficient GA-Benders' Decomposition Method: For Power Generation Expansion Planning With Emission Controls, IEEE Transactions on Power Systems, vol.22, no.3, pp.1092-1100, Aug. 2007
160. [Smi2005] Smigrodzki R., Goertzel B., Pennachin C., Coelho L., Prosdocimi F., Davis Parker W. Jr., Genetic algorithm for analysis of mutations in parkinson's disease, Artificial Intelligence in Medicine, vol. 35, pp. 227-241, November 2005
161. [Solomonesc2009] **Solomonesc F.**, Duşa V., Andea P., Node voltage method applied for computing the fault currents in complex networks. Theory, software tool and case study, Proceedings of the 8th International Power Systems Conference, PSC2009, Timisoara, Romania, pp.461-468, November 2009
162. [Solomonesc2011a] **Solomonesc F.**, Cristian D., Andea P., Kilyeni Ş., Deregulated Market Transmission Network Expansion Planning, Workshop nr. 1 "Cercetări doctorale în domeniul tehnic" Contract: POSDRU/88/1.5/S/50783 "Prin burse doctorale spre cercetare de nivel european", Universitatea din Craiova, Craiova, România, Februarie 2011
163. [Solomonesc2011b] **Solomonesc F.**, Genetic Algorithm Based Transmission Expansion Planning, Workshop nr. 2 "Cercetări doctorale în domeniul tehnic" Contract: POSDRU/88/1.5/S/50783 "Prin burse doctorale spre cercetare de nivel european", Universitatea "Politehnica" din Timișoara, Timișoara, România, Noiembrie 2011
164. [Solomonesc2011c] **Solomonesc F.**, Raport științific nr.1 cu rezultate intermediare ale cercetării, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Departamentul de Electroenergetică, Timișoara, 2011

165. [Solomonesc2012a] **Solomonesc F.**, Genetic Algorithm based Power Flow, Workshop nr. 3 "Cercetări doctorale în domeniul tehnic" Contract: POSDRU/88/1.5/S/50783 "Prin burse doctorale spre cercetare de nivel european", Universitatea din Oradea, Oradea, România, Iunie 2012
166. [Solomonesc2012b] **Solomonesc F.**, Raport științific nr.2 cu rezultate intermediare ale cercetării, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Departamentul de Electroenergetică, Timișoara, 2012
167. [Solomonesc2012c] **Solomonesc F.**, Teslovan R., Barbulescu C., Kilyeni S., Cristian D., Genetic Algorithm Power Flow Computing Approach, Proceedings of the 47th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2012, London, UK, pp. 1-6, September 2012
168. [Solomonesc2013a] **Solomonesc F.**, Bărbulescu C., Kilyeni S., Simo A., Genetic Algorithm. Power Systems Applications, Proceedings of the 6th International Conference on Human System Interaction, HSI2011, Gdansk, Poland, 06.2013
169. [Solomonesc2013b] **Solomonesc F.**, Bărbulescu C., Kilyeni S., Cristian D., Pop O., Artificial Intelligence Based TNEP Part 2: Case studies, Proceedings of the 8th International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics, SACI, 05.2013 (în curs de publicare)
170. [Solomonesc2013c] **Solomonesc F.**, Bărbulescu C., Kilyeni S., Simo A., Optimal Power Flow Computing GA Applications, Proceedings of the 48th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2013, Dublin, Ireland, Sep. 2013 (în curs de publicare)
171. [Solomonesc2013d] **Solomonesc F.**, Bărbulescu C., Kilyeni S., Olariu A., EA Techniques for Optimal Power Flow. Parameters Tuning by Mathematical Test Functions, Acta Polytechnica Hungarica (în curs de publicare)
172. [Son2009] Son H.I., Bae I.S., Jeon D.H., Kim J.O., Proceedings of the Determine of transmission expansion planning 2009 International Conference on Electrical Engineering, Shneyang, China, pp.1-6
173. [Sousa2012] Sousa A.S., Asada E.N., A new branch and cut approach applied to the long-term transmission expansion planning problem, Controle y Automacao Journal, vol.23, nr.1, 2012, pp.108-119
174. [SumIm2009a] Sum-Im T., Taylor G.A., Irving M.R., Song Y.H., Differential evolution algorithm for static and multistage transmission expansion planning, IET Generation Transmission and Distribution, vol.3, nr.4, 2009, pp.365-384
175. [Teive1998] Teive R.C.G., Silva E.L., Fonseca L.G.S., A cooperative expert system for transmission expansion planning of electrical power systems, IEEE Transactions on Power Systems, vol.13, nr.2, 1998, pp.636-642
176. [Thom2005] Thomas R.J., Whitehead J.T., Outhred H., Mount T.D., Transmission system planning - The old world meets the new, in Proceedings IEEE, vol. 93, 2005, pp. 2026-2035
177. [Tod2003] Todorovski M., Rajicic D., A power flow method suitable for solving OPF problems using genetic algorithms, EUROCON 2003. Computer as a Tool, The IEEE Region 8, vol.2, pp. 215- 219 vol.2, 22-24 Sept. 2003
178. [Tod2006] Todorovski M., Rajicic D., An initialization procedure in solving optimal power flow by genetic algorithm, IEEE Transactions on Power Systems, vol.21, no.2, pp.480-487, May 2006
179. [Trans2011] Planul de perspectivă al RET. Perioada 2010-2014 și orientativ 2019, CNTEE Transelectrica SA, București, 2010

180. [Verma2009] Verma A., Panigrahi B.K., Bijwe P.R., Transmission network expansion planning with adaptive particle swarm optimization, World Congress on Nature & Biologically Inspired Computing NaBIC, Coimbatore, India, 2009, pp.1099-1104
181. [Villa1985] Villasana R., Garver L.L., Salon S.J., Transmission network planning using linear programming, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.104, nr.2, 1985, pp.349-356
182. [Vuc2010] Vuc G., Bărbulescu C., Kilyeni Ş., **Solomonesc F.**, Substation Ancillary Services Fuel Cell Power Supply. Part II. Case Study, Proceedings of the IEEE 8th International Conference on Computational Cybernetics and 9th International Conference on Technical Informatics, ICC-CONTI 2010, Timisoara, Romania, pp. 589-594, May 2010
183. [Wan2010] Wang D., Ochoa L., Harrison G., Modified GA and data envelopment analysis for multistage distribution network expansion planning under uncertainty, Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, pp.1-4, 24-29 July 2010
184. [Wei2010] Weise T., Global optimization algorithms – theory and application, <http://www.it-weise.de/>, 2010
185. [Wen1997] Wen F., Chang C.S., Transmission network optimal planning using the tabu search method, Electric Power Systems Research, nr.42, 1997, pp.153-163
186. [Wood1996] Wood Allen J., Wollenberg Bruce F., Power Generation, Operation and Control, Ed. II, John Wiley & Sons, 1996
187. [Xu2004] Xu Z., Dong Z.Y., Market-based planning of transmission network using genetic algorithm, Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2004 International Conference on, pp.826-831, 16-16 Sept. 2004
188. [Yan2003] Yan H., Jiang Y., Zheng J., Peng C., Xiao S., Discovering critical diagnostic features for heart diseases with a hybrid genetic algorithm, Proceedings of the METMBS'03, CSREA Press, Las Vegas, Nevada, pp. 406-409, June 2003
189. [Yang2005a] Yang D., Integrated generation & transmission planning and system expansion, IEEE PES General Meeting, 2009, Calgary, Canada, pp. 1-6
190. [Yoshi1995] Yoshimoto K., Yasuda K., Yokoyama R., Transmission expansion planning using neuro-computing hybridized with genetic algorithm, IEEE International Conference on Evolutionary Computation, Perth, Australia, 1995, pp.126-135
191. [Yur1994] Yuret D., Maza M., A genetic algorithm system for predicting the oex, Technical Analysis of Stocks & Commodities, pp. 58-64, June 1994
192. [Zadeh2010] Zadeh S.J., Hosseini S.H., Derafshian M.M., Dehghan S., Akbari S., A mixed-integer LP approach considering the impact of bundle conductors on transmission network expansion planning, Proceedings of the 18th Iranian Conference on Electrical Engineering ICEE, 2010, Isfahan, Iran, pp.938-943
193. [Zhang2012] Zhang H., Vittal V., Heydt G.T., Quintero J., A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.27, nr.2, 2012, pp.1125-1133
194. [Zhao2009] Zhao H.S., Chen L., Wu T., Optimal computation of the transmission system expansion planning using the branch and bound method, Asia Pacific Power and Energy Engineering Conference APPEEC, 2009, Wuhan, China, pp.1-4
195. [Zhao2011] Zhao J.H., Foster J., Dong Z.Y, Wong K.P, Flexible Transmission Network Planning Considering Distributed Generation Impacts, IEEE Transactions on Power Systems, vol.26, nr.3, 2011, pp.1434-1443

196. [Zhiqi2003] Zhiqi P., Zao Z., Fenglei Z., Application of an improved genetic algorithm in transmission network expansion planning, Proceedings of the 6th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management ASDCOM, 2003, Hong Kong, China, pp.318-326
197. [Zhu1998] Zhu L., Wainwright R. L., Schoenefeld D. A., A genetic algorithm for the point to multipoint routing problem with varying number of requests, Proceedings of the IEEE World Congress on Computational Intelligence, The 1998 IEEE International Conference on Evolutionary Computation, pp 171-176, 1998
198. [2007a] Contract UPT 658/2007, Analiza congestiilor în SEE complexe. Studiu de caz pentru subsistemul din Zona de Vest a României, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, S.T. Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni
199. [2007b] Contract UPT 718/2007, Determinarea valorii probabile a congestiilor de rețea în condiții de piață și alocarea acestora pe zone de rețea, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect conf.dr.ing. Gh. Vuc
200. [2007c] Contract UPT 790/2007, Studiu privind regimurile de funcționare a subsistemului deservit de ST Timișoara în perspectiva extinderii la 400 kV, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni
201. [2009a] Contract UPT 47/209, Studiu privind oportunitatea menținerii în funcțiune a compensatorului sincron din stația 220/110 kV Timișoara, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni
202. [2009b] Contract UPT 49/209, Studiu privind managementul riscului de congestie prin utilizarea valorii probabile a congestiilor și optimizarea regimurilor de funcționare. Studiu de caz pentru zona de Vest a SEN, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni

SINTEZĂ PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII

1. [Andea2010a] Andea P., Mnerie A.V., **Solomonesc F.**, Pop O., Cristian D., Conventional vs. Alternative Energy Sources Overview. Part II. European strategies, Proceedings of the IEEE 8th International Conference on Computational Cybernetics and 9th International Conference on Technical Informatics, ICC-CONTI 2010, Timisoara, Romania, ISBN 978-1-4244-7431-8, pp. 601-606, May 2010
2. [Andea2010b] Andea P., Mnerie G.V., Pop O., **Solomonesc F.**, Simo A., Conventional vs. Alternative Energy Sources Overview. Part III. Perspectives in Romania, Proceedings of the IEEE 8th International Conference on Computational Cybernetics and 9th International Conference on Technical Informatics, ICC-CONTI 2010, Timisoara, Romania, ISBN 978-1-4244-7431-8, pp. 607-612, May 2010
3. [Barbulescu2011a] Barbulescu C., Cristian P. D., **Solomonesc F.**, Kilyeni Ș., Congestion Management Driven Transmission Expansion Planning, Proceedings of the 46th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2011, Soest, Germany, ISBN 978-3-8007-3402-3, pp. 1-6, September 2011
4. [Barbulescu2011b] Barbulescu C., Kilyeni S., Cristian D., **Solomonesc F.**, Ungureanu D.. Deregulated Environment Transmission Expansion Planning, Proceedings of the International Conference on Computer as Tool, EUROCON 2011, Lisbon, Portugal, ISBN 978-1-424-786-8, pp. 1-4, April 2011
5. [Cristian2011] Cristian P. D., **Solomonesc F.**, Kilyeni Ș., Andea P., Transmission expansion planning. Artificial intelligence based methods overview, Zilele Academice Timișene, ZAT2011, Timișoara, România, Mai 2011
6. [Cristian2012] Cristian D., Barbulescu C., Simo A., Kilyeni Ș., **Solomonesc F.**, Load Flow Computation Particle Swarm Optimization Algorithm, Proceedings of the 47th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2012, London, UK, ISBN 978-146732856-2, pp. 1-6, September 2012
7. [Cristian2013a] Cristian D., Simo A., Bărbulescu C., Kilyeni S., **Solomonesc F.**, PSO Techniques for Optimal Power Flow. Parameters Tuning by Mathematical Test Functions, Proceedings of the IEEE International Conference PowerTech 2013, Grenoble, France, 06.2013 (în curs de publicare)
8. [Cristian2013b] Cristian D., Bărbulescu C., Kilyeni S., **Solomonesc F.**, Pop O., Artificial Intelligence Based TNEP Part 1: Mathematical Models, Proceedings of the 8th International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics, SACI, 05.2013 (în curs de publicare)
9. [Frigura2010] Frigură-Iliasa M., **Solomonesc F.**, Frigură-Iliasa F., Andea P., A Few Aspects Concerning a New Varistor Material for Low and Medium Voltage Surge Arresters, Proceedings of the 45th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2010, Cardiff, Wales - UK, ISBN 978-0-9565570-0-1, pp. 1-4, September 2010
10. [Frigura2011] Frigură F., Benche G., **Solomonesc F.**, Andea P., MadeInTime-Real time operating system applied for power quality analysis, Proceedings of the 10th International Conference on EHAC'11 and ISPRA'11, Cambridge, UK, ISBN 978-960474276-9, pp. 397-400, Feb. 2011

11. [Jigorea2011a] Jigorea-Oprea D., Kilyeni Ș., Bărbulescu C., Prostean G., **Solomonesc F.**, Cristian D., Power Systems Expansion Considering Large Wind Farms. Case Study: Western Romania Power System, Proceedings of the 3rd IEEE International Symposium on Exploitation of Renewable Energy Sources, EXPRES, Subotica, Serbia, ISBN 978-1-4577-0097-2, pp. 95-100, Martie 2011
12. [Jigorea2011b] Jigorea-Oprea D., Kilyeni S., Barbulescu C., **Solomonesc F.**, Cristian D., Integration of large wind farms within the Romanian power system, Proceedings of the 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, EEEIC2011, Rome, Italy, ISBN 978-1-4244-8779-0, pp. 1-4, May 2011
13. [Kilyeni2010] Kilyeni Ș., Pop O., Andea P., Crăciun C., Bărbulescu C., **Solomonesc F.**, Reactive power allocation within the deregulated power systems, Proceedings of the 45th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2010, Cardiff, Wales - UK, ISBN 978-0-9565570-0-1, pp. 1-6, September 2010
14. [Molnar2010] Molnar-Matei F., Moga M., Băloi A., **Solomonesc F.**, Application Software for Analysing Unbalanced Voltage Sags Effects on Power System Loads, Proceedings of the 45th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2010, Cardiff, Wales - UK, ISBN 978-0-9565570-0-1, pp. 1-6, September 2010
15. [Pop2011] Pop O., **Solomonesc F.**, Bărbulescu C., Kilyeni S., Allocation of Transmission Cost for Reactive Power Using System Matrices Method, Proceedings of the 46th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2011, Soest, Germany, ISBN 978-3-8007-3402-3, pp. 1-6, September 2011
16. [Solomonesc2009] **Solomonesc F.**, Dușa V., Andea P., Node voltage method applied for computing the fault currents in complex networks. Theory, software tool and case study, Proceedings of the 8th International Power Systems Conference, PSC2009, Timisoara, Romania, ISSN 1582-7194, pp.461-468, November 2009
17. [Solomonesc2011a] **Solomonesc F.**, Cristian D., Andea P., Kilyeni Ș., Deregulated Market Transmission Network Expansion Planning, Workshop nr. 1 "Cercetări doctorale în domeniul tehnic" Contract: POSDRU/88/1.5/S/50783 "Prin burse doctorale spre cercetare de nivel european", Universitatea din Craiova, Craiova, România, Februarie 2011
18. [Solomonesc2011b] **Solomonesc F.**, Genetic Algorithm Based Transmission Expansion Planning, Workshop nr. 2 "Cercetări doctorale în domeniul tehnic" Contract: POSDRU/88/1.5/S/50783 "Prin burse doctorale spre cercetare de nivel european", Universitatea "Politehnica" din Timișoara, Timișoara, România, Noiembrie 2011
19. [Solomonesc2011c] **Solomonesc F.**, Raport științific nr.1 cu rezultate intermediare ale cercetării, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Departamentul de Electroenergetică, Timișoara, 2011
20. [Solomonesc2012a] **Solomonesc F.**, Genetic Algorithm based Power Flow, Workshop nr. 3 "Cercetări doctorale în domeniul tehnic" Contract: POSDRU/88/1.5/S/50783 "Prin burse doctorale spre cercetare de nivel european", Universitatea din Oradea, Oradea, România, Iunie 2012
21. [Solomonesc2012b] **Solomonesc F.**, Raport științific nr.2 cu rezultate intermediare ale cercetării, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Departamentul de Electroenergetică, Timișoara, 2012

22. [Solomonesc2012c] **Solomonesc F.**, Teslovan R., Barbulescu C., Kilyeni S., Cristian D., Genetic Algorithm Power Flow Computing Approach, Proceedings of the 47th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2012, London, UK, ISBN 978-146732856-2, pp. 1-6, September 2012
23. [Solomonesc2013a] **Solomonesc F.**, Bărbulescu C., Kilyeni S., Simo A., Genetic Algorithm. Power Systems Applications, Proceedings of the 6th International Conference on Human System Interaction, HSI2011, Gdansk, Poland, 06.2013 (în curs de publicare)
24. [Solomonesc2013b] **Solomonesc F.**, Bărbulescu C., Kilyeni S., Cristian D., Pop O., Artificial Intelligence Based TNEP Part 2: Case studies, Proceedings of the 8th International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics, SACI, 05.2013 (în curs de publicare)
25. [Solomonesc2013c] **Solomonesc F.**, Bărbulescu C., Kilyeni S., Simo A., Optimal Power Flow Computing GA Applications, Proceedings of the 48th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2013, Dublin, Ireland, Sep. 2013 (în curs de publicare)
26. [Vuc2010] Vuc G., Bărbulescu C., Kilyeni Ș., **Solomonesc F.**, Substation Ancillary Services Fuel Cell Power Supply. Part II. Case Study, Proceedings of the IEEE 8th International Conference on Computational Cybernetics and 9th International Conference on Technical Informatics, ICC-CONTI 2010, Timisoara, Romania, ISBN 978-1-4244-7431-8, pp. 589-594, May 2010