

PLANIFICAREA EXTINDERII SISTEMELOR ELECTROENERGETICE COMPLEXE UTILIZÂND TEHNICI DE INTELIGENȚĂ ARTIFICIALĂ

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

Ing. Petru Dan CRISTIAN

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

Data susținerii tezei: 25.I.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 permanentă, generoasă și plină de înțelegere a conducătorului științific, Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni, căruia îi adresez cele mai respectuoase și prețioase mulțumiri și pe această cale, atât pentru cultul rigurozității științifice imprimat, cât și pentru modul în care a știut să mă ghideze.

Lucrarea reprezintă o sinteză a rezultatelor de cercetare ale autorului, în perioada octombrie 2009 – ianuarie 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*, condus de Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni. Toate aceste activități de cercetare au avut o puternică influență asupra formării și orientării mele profesionale. În acest context, adresez alese mulțumiri Prof.dr.ing. Bucur Luștea și îndeosebi Șef lucr.dr.ing. Constantin Bărbulescu, pentru ajutorul acordat, pentru observațiile și sfaturile primite, întotdeauna constructive.

Pentru sprijinul acordat în vederea finalizării tezei, doresc să adresez mulțumiri călduroase Decanului Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică, Prof.dr.ing. Petru Andea, și 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. Aceleași mulțumiri le adresez Prof.dr.ing. Marius Biriescu, Departamentul de Inginerie Electrică.

Pe parcursul elaborării tezei am avut o colaborare fructuoasă cu colegii mei, Șef lucr.dr.ing. Dan Jigoria-Oprea, drd.ing Florin Solomonesc, drd.ing Attila Simo și dr.ing. Oana Dulca, 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 părinților mei pentru sprijinul și înțelegerea acordate în toți acești ani.

Timișoara, decembrie 2012

Petru Dan Cristian

Familiei mele

Cristian, Petru Dan

PLANIFICAREA EXTINDERII SISTEMELOR ELECTROENERGETICE COMPLEXE UTILIZÂND TEHNICI DE INTELIGENȚĂ ARTIFICIALĂ

Teze de doctorat ale UPT, Seria 13, Nr. 4, Editura Politehnica, 2013, 224 pagini, 89 figuri, 66 tabele

ISSN: 2069-8208

ISBN: 978-606-554-604-2

Cuvinte cheie: sisteme electroenergetice, rețea de transport al energiei electrice, planificarea extinderii optime, inteligența artificială, particle swarm optimization, 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. 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 inteligență artificială, mai exact Particle Swarm Optimization.

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, cât și la un sistem real de mari dimensiuni – SEN Vest&Centru, reprezentat de subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest din cadrul sistemului electroenergetic al României, aferent Dispeceratelor Electroenergetice Teritoriale Timișoara, Craiova și Cluj-Napoca.

CUPRINS

Cuprins	5
Acronime	9
Lista de figuri	11
Lista de tabele	14
Lista de anexe	17
1. INTRODUCERE	19
2. STADIUL ACTUAL AL EVOLUȚIEI SECTORULUI ENERGETIC ȘI AL SISTEMULUI ELECTROENERGETIC ROMÂNESC	25
2.1. Contextul global, politica energetică a Uniunii Europene	25
2.2. Politica energetică a Uniunii Europene	28
2.3. Evoluția sistemului electroenergetic al României și a cadrului legislativ	30
2.4. Situația actuală a sistemului electroenergetic al României	33
2.4.1. Producerea energiei electrice	33
2.4.2. Consumul de energie electrică	36
2.4.3. Rețeaua de transport al energiei electrice	38
2.5. Extinderea sistemului electroenergetic al României.....	42
2.6. Modalități de tratare a problemei extinderii RET	44
2.7. Concluzii.....	46
3. MODALITĂȚI DE SOLUȚIONARE A PLANIFICĂRII EXTINDERII SEE	47
3.1. Metode matematice de optimizare	47
3.1.1. Programare liniară, programare liniară cu numere întregi și mixtă	48
3.1.2. Programare neliniară	50
3.1.3. Programare dinamică	50
3.1.4. Descompunere ierarhică și de tip Bender	50
3.2. Metode euristice și meta-euristice.....	51
3.2.1. Algoritmi euristici constructivi	52
3.2.2. Recoacere simulată (Simulated Annealing)	52
3.2.3. Căutare de tip tabu (Tabu Search).....	52
3.2.4. Sisteme expert	53
3.2.5. Algoritmi evolutivi. Algoritmi genetici	54
3.2.6. Metoda coloniilor de furnici.....	55
3.2.7. Metoda ansamblurilor de particule	55
3.3. Concluzii	56

4. PARTICLE SWARM OPTIMIZATION (PSO)	57
4.1. Calcul evolutiv. Inteligența de tip roi (swarm).....	57
4.2. Algoritmi de tip roi	58
4.2.1. Ant Colony Optimization (ACO)	59
4.2.2. Artificial Bee Colony (ABC)	60
4.2.3. Stochastic Diffusion Search (SDS).....	60
4.2.4. Particle Swarm Optimization (PSO).....	61
4.3. Particle Swarm Optimization (PSO). Versiunea de bază	62
4.3.1. Prezentarea generală.....	62
4.3.2. Spațiul de căutare.....	63
4.3.3. Ajustarea vitezei.....	64
4.3.3.1. Limitarea vitezei	64
4.3.3.2. Viteză adaptivă	64
4.3.4. Conceptul de inerție	65
4.3.5. Conceptul de vecinătate (neighborhood)	66
4.4. Variante ale PSO	68
4.4.1. Unified Particle Swarm Optimization (UPSO)	68
4.4.2. Memetic Particle Swarm Optimization (MPSO)	68
4.4.3. Vector Evaluated Particle Swarm Optimization (VEPSO)	70
4.5. Evaluarea și acordarea algoritmilor de tip PSO utilizând funcții test	71
4.5.1. Considerații preliminare	71
4.5.2. Instrumentul soft.....	72
4.5.3. Studii de caz	75
4.5.3.1 Configurarea parametrilor instrumentului soft.....	75
4.5.3.2 Funcția Schwefel	76
4.5.3.3 Funcția Rastrigin	77
4.5.3.4 Funcția Rosenbrock	78
4.6. Concluzii	82
5. MODELUL MATEMATIC AL PLANIFICĂRII EXTINDERII SISTEMELOR ELECTROENERGETICE COMPLEXE. VERSIUNEA CLASICĂ	83
5.1. Analiza regimului permanent normal	83
5.1.1. Considerații preliminare.....	83
5.1.2. Soluționarea modelului matematic cu versiunea clasică a metodei Newton	84
5.1.3. Soluționarea modelului matematic cu versiunea Newton decuplat ultrarapid	89
5.2. Optimizarea regimului permanent normal (OPF)	91
5.2.1. Considerații preliminare	91
5.2.2. Prezentarea modelului matematic.....	92
5.2.3. Soluționarea modelului matematic al OPF	103
5.3. Metoda adoptată pentru extinderea optimă a RET din cadrul SEE complexe.....	108
5.4. Concluzii	110

6. MODELUL MATEMATIC AL PLANIFICĂRII EXTINDERII SISTEMELOR ELECTROENERGETICE COMPLEXE. VERSIUNEA PENTRU PSO	111
6.1. Analiza regimului permanent normal	111
6.1.1. Considerații preliminare	111
6.1.2. Soluționarea modelului matematic folosind algoritmul PSO	112
6.1.3. Studii de caz justificative.....	114
6.1.3.1. Considerații preliminare	114
6.1.3.2. Sistemul Test 4	114
6.1.3.3. Sistemul Test 13	117
6.2. Optimizarea regimului permanent normal	120
6.2.1. Considerații preliminare.....	120
6.2.2. Soluționarea modelului matematic folosind algoritmul PSO	123
6.3. Planificarea extinderii optime a SEE complexe	125
6.3.1. Considerații preliminare	125
6.3.2. Soluționarea modelului matematic folosind algoritmul PSO.....	126
6.4. Concluzii	128
7. PREZENTAREA INSTRUMENTELOR SOFT ELABORATE	129
7.1. Instrument soft pentru determinarea regimului permanent normal	129
7.2. Instrument soft pentru soluționarea extinderii optime a SEE complexe....	134
7.2.1. Considerații preliminare	134
7.2.2. Determinarea regimului optim de funcționare (OPF)	136
7.2.3. Soluționarea extinderii optime a SEE (TNEP)	138
7.3. Concluzii	139
8. STUDII DE CAZ ȘI REZULTATE	141
8.1. Prezentarea SEE studiate	142
8.1.1. Considerații preliminare	142
8.2. Sistemul Test 13	142
8.2.1. Considerații preliminare. Test 13 inițial	142
8.2.2. Sistemul Test 13 extins maximal	145
8.2.3. Prezentarea soluției de extindere.....	149
8.3. Sistemul Test 25.....	152
8.3.1. Considerații preliminare. Test 25 inițial	152
8.3.2. Sistemul Test 25 extins maximal	155
8.3.3. Prezentarea soluției de extindere.....	160
8.4. Sistemul IEEE24 RTS.....	166
8.4.1. Considerații preliminare. IEEE24 RTS inițial.....	166
8.4.2. Sistemul IEEE24 RTS extins maximal	169
8.4.3. Prezentarea soluției de extindere.....	176
8.5. Sistemul real SEN Vest&Centru	182
8.5.1. Considerații preliminare. SEN Vest&Centru inițial	182
8.5.2. Sistemul SEN Vest&Centru extins maximal.....	187
8.5.3. SEN Vest&Centru – transfer de putere 2890 MW	190
8.5.3.1. Regimul optim de funcționare al sistemului extins maximal ...	190
8.5.3.2. Prezentarea soluției de extindere	191

8 Cuprins

8.5.4. SEN Vest&Centru – transfer de putere 3330 MW	194
8.5.4.1. Regimul optim de funcționare al sistemului extins maximal ...	194
8.5.4.2. Prezentarea soluției de extindere	195
8.5.5. SEN Vest&Centru – transfer de putere 3630 MW	199
8.5.5.1. Regimul optim de funcționare al sistemului extins maximal ...	199
8.5.5.2. Prezentarea soluției de extindere	200
8.5.6. Comentarii asupra soluțiilor de extindere.....	203
8.6. Concluzii	204
9. CONCLUZII GENERALE ȘI CONTRIBUȚII PERSONALE.....	205
Bibliografie	211
Sinteza privind lucrările proprii	223
Anexe	CD

ACRONIME

- ABC – Artificial Bee Colony
- ACO – Ant Colony Optimization
- ANRE – Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei
- ATC – capacitatea disponibilă de transfer (Available Transfer Capacity)
- ATR – autotransformator
- c.c. – curent continuu
- CE – Comisia Europeană
- CHE – Centrală Hidroelectrică
- CNE – Centrală Nuclearoelectrică
- CTE – Centrală Termoelectrică
- CONEL – Compania Națională de Energie Electrică
- CPT – Consumul Propriu Tehnologic
- d.c. – dublu circuit
- DEN – Dispecerat Electroenergetic Național
- DET – Dispecerat Electroenergetic Teritorial
- EAs – Evolutionary Algorithms
- EC – Comisia Europeană
- 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
- GAs – Genetic Algorithms
- GES – Gaze cu efect de seră
- LEA – Linie Electrică Aeriană
- LES – Linie Electrică Subterană
- LST – Lucru sub Tensiune
- MAs – Memetic Algorithms
- MPSO – Memetic particle swarm optimization

- OECD – Organizația pentru Cooperare Economică și Dezvoltare
(Organisation for Economic Co-operation and Development)
- OPCOM – Operatorul Pieței de Energie Electrică
- OPF – circulația optimă de puteri (Optimal Power Flow)
- 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
- FDTEE – Filială de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice
- SDFEE – Sucursală de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice
- TNEP – planificarea 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
- UPSO – Unified Particle Swarm Optimization
- UnoDEN – Unitatea Operațională „Dispecerul Energetic Național”
- VEPSO – Vector Evaluated Particle Swarm Optimization

LISTA DE FIGURI

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
1.	Fig. 2.1.1.	Creșterea producției de energie electrică în lume și consumul total de energie livrată pentru anii 1990-2035 (TWh)
2.	Fig. 2.1.2.	Generarea netă de energie electrică în țările OECD și non-OECD pentru anii 1990-2035 (TWh)
3.	Fig. 2.1.3.	Producția netă de energie electrică pe regiune în țările non-OECD pentru anii 1990-2035 (TWh)
4.	Fig. 2.1.4.	Energia electrică generată la nivel mondial în funcție de sursele primare utilizate (TWh)
5.	Fig. 2.3.1.	Evoluția gradului de deschidere a pieței de energie electrică în perioada ianuarie 2004 - septembrie 2011
6.	Fig. 2.3.2.	Structura pieței de energie
7.	Fig. 2.3.3.	Evoluția pieței de energie în anul 2004
8.	Fig. 2.4.1.	Puterea disponibilă brută a centralelor electrice din cadrul SEN la 01.01.2010 (17.693 MW)
9.	Fig. 2.4.2.	Producția de energie electrică în anul 2009 (57,5 TWh)
10.	Fig. 2.4.3.	Structura după vârstă a centralelor de cogenerare
11.	Fig. 2.4.4.	Consum intern net anual prognozat
12.	Fig. 2.4.5.	Evoluția consumului de energie electrică pe zone geografice
13.	Fig. 2.4.6.	Rețeaua de transport al energiei electrice
14.	Fig. 2.4.7.	Proiecte de dezvoltare a RET
15.	Fig. 4.3.1.	Topologie tip inel
16.	Fig. 4.3.2.	Topologie de tip stea (global PSO)
17.	Fig. 4.5.1.	Fereastra principală program <i>ParticleSwarmOptimization-benchmark</i>
18.	Fig. 4.5.2.	Functions Panel
19.	Fig. 4.5.3.	<i>PSO Parameters</i>
20.	Fig. 4.5.4.	<i>Iterations Control</i>
21.	Fig. 4.5.5.	Graficul în timp real al poziției particulelor de-a lungul iterațiilor
22.	Fig. 4.5.6.	Schema logică a programului <i>ParticleSwarmOptimization-benchmark</i>
23.	Fig. 4.5.7.	Grafic Funcția Schwefel – 2 variabile
24.	Fig. 4.5.8.	Grafic Funcția Rastrigin – 2 variabile
25.	Fig. 4.5.9.	Grafic Funcția Rosenbrock – 2 variabile

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
26.	Fig. 4.5.10.	Variația lui $f(x)$ pe parcursul celor 50 de rulări
27.	Fig. 4.5.11.	Valorile medii ale lui $f(x)$ pentru cele 50 de rulări
28.	Fig. 4.5.12.	Valorile medii ale lui x pentru cele 50 de rulări
29.	Fig. 4.5.13.	Abaterile medii ale lui x față de soluție
30.	Fig. 6.1.1	SEE Test 4 – schema monofilară
31.	Fig. 6.1.2	Evoluția algoritmului PSO (valoarea FOB)
32.	Fig. 6.1.3	SEE Test 13 – schema monofilară
33.	Fig. 6.1.4	Evoluția algoritmului PSO (valoarea FOB)
34.	Fig. 7.1.1.	Fereastra principală a instrumentului soft <i>Circulație de puteri</i>
35.	Fig. 7.1.2.	Meniul <i>File</i> al instrumentului soft <i>Circulație de puteri</i>
36.	Fig. 7.1.3.	Fereastra de configurare a aplicației software <i>Circulație de puteri</i>
37.	Fig. 7.1.4.	Schema logică a aplicației <i>Circulație de puteri</i>
38.	Fig. 7.1.5.	Meniul <i>Open</i> al aplicației software <i>Circulație de puteri</i>
39.	Fig. 7.1.6.	Structura fișierului <i>Rezultat.txt</i> al aplicației soft <i>Circulație de puteri</i>
40.	Fig. 7.1.7.	Grafic de evoluție al algoritmului PSO
41.	Fig. 7.2.1.	Schema logică a aplicației <i>Circulație de puteri</i>
42.	Fig. 7.2.2.	Componenta OPF a aplicației soft <i>PSO Optimal Power Flow & TNEP</i>
43.	Fig. 7.2.3.	Grafic în timp real al tensiunii la bornele geratoarelor
44.	Fig. 7.2.4.	Grafic în timp real al puterii active generate
45.	Fig. 7.2.5.	Grafic în timp real al tensiunii la borne și a puterii active generate
46.	Fig. 7.2.6.	Componenta TNEP a aplicației soft <i>PSO Optimal Power Flow & TNEP</i>
47.	Fig. 8.2.1	SEE Test 13 – schema monofilară inițială
48.	Fig. 8.2.2.	Structura sistemului Test 13 extins maximal
49.	Fig. 8.2.3.	Evoluția PSO pentru determinarea OPF
50.	Fig. 8.2.4.	Puterea activă generată
51.	Fig. 8.2.5.	Puterea reactivă generată
52.	Fig. 8.2.6.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
53.	Fig. 8.2.7.	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor
54.	Fig. 8.3.1	SEE Test 25 – schema monofilară inițială
55.	Fig. 8.3.2.	Structura sistemului Test 25 extins maximal
56.	Fig. 8.3.3.	Evoluția PSO pentru determinarea OPF
57.	Fig. 8.3.4.	Structura sistemului Test 25 – soluția optimă de extindere
58.	Fig. 8.3.5.	Puterea activă generată
59.	Fig. 8.3.6.	Puterea reactivă generată
60.	Fig. 8.3.7.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
61.	Fig. 8.3.8.	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
62.	Fig. 8.4.1.	SEE IEEE24 RTS – schema monofilară inițială
63.	Fig. 8.4.2.	Structura sistemului IEEE24 RTS extins maximal
64.	Fig. 8.4.3.	Evoluția PSO pentru determinarea OPF
65.	Fig. 8.4.4.	Structura sistemului IEEE24 RTS – soluția optimă de extindere
66.	Fig. 8.4.5.	Puterea activă generată
67.	Fig. 8.4.6.	Puterea reactivă generată
68.	Fig. 8.4.7.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
69.	Fig. 8.4.8.	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor
70.	Fig. 8.5.1.	SEN Vest&Centru – schema monofilară inițială
71.	Fig. 8.5.2.	Structura sistemului SEN Vest&Centru extins maximal
72.	Fig. 8.5.3.	Evoluția PSO pentru determinarea OPF
73.	Fig. 8.5.4.	Structura sistemului SEN Vest&Centru – soluția optimă de extindere
74.	Fig. 8.5.5.	Puterea activă generată
75.	Fig. 8.5.6.	Puterea reactivă generată
76.	Fig. 8.5.7.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
77.	Fig. 8.5.8.	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor
78.	Fig. 8.5.9.	Evoluția PSO pentru determinarea OPF
79.	Fig. 8.5.10.	Structura sistemului SEN Vest&Centru – soluția optimă de extindere
80.	Fig. 8.5.11.	Puterea activă generată
81.	Fig. 8.5.12.	Puterea reactivă generată
82.	Fig. 8.5.13.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
83.	Fig. 8.5.14.	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor
84.	Fig. 8.5.15.	Evoluția PSO pentru determinarea OPF
85.	Fig. 8.5.16.	Structura sistemului SEN Vest&Centru – soluția optimă de extindere
86.	Fig. 8.5.17.	Puterea activă generată
87.	Fig. 8.5.18.	Puterea reactivă generată
88.	Fig. 8.5.19.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
89.	Fig. 8.5.20.	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor

LISTA DE TABELE

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
1.	Tabelul 2.1.1.	Energia electrică generată în funcție de sursele primare utilizate (TWh)
2.	Tabelul 2.3.1	Etapele parcurse în procesul de deschidere a pieței de energie electrică
3.	Tabelul 2.4.1.	Distribuția puterilor instalate în centralele electrice
4.	Tabelul 2.4.2.	Evoluția balanței de energie electrică a României în perioada 2010-2014-2020
5.	Tabelul 4.5.1.	SPSO (20 variabile, 50 rulări) – Funcția Schwefel
6.	Tabelul 4.5.2.	UPSO (20 variabile, 50 rulări) – Funcția Schwefel
7.	Tabelul 4.5.3.	SPSO (20 variabile, 50 rulări) – Funcția Rastrigin
8.	Tabelul 4.5.4.	UPSO (20 variabile, 50 rulări) – Funcția Rastrigin
9.	Tabelul 4.5.5.	SPSO (20 variabile, 50 rulări) – Funcția Rosenbrock
10.	Tabelul 4.5.6.	UPSO (20 variabile, 50 rulări) – Funcția Rosenbrock
11.	Tabelul 4.5.7.	UPSO (50 variabile, 50 rulări) – Funcția Rosenbrock
12.	Tabelul 6.1.1.	Parametrii liniei electrice aeriene
13.	Tabelul 6.1.2.	Parametrii transformatoare și autotransformatoare
14.	Tabelul 6.1.3.	Date și rezultate noduri
15.	Tabelul 6.1.4.	Date generatoare
16.	Tabelul 6.1.5.	Circulații de puteri prin elementele de rețea
17.	Tabelul 6.1.6.	Prezentarea comparativă a soluției obținută cu metoda clasică Newton cu cea obținută cu metoda PSO
18.	Tabelul 6.1.7.	Parametri liniei electrice aeriene
19.	Tabelul 6.1.8.	Parametri transformatoare și autotransformatoare
20.	Tabelul 6.1.9.	Date și rezultate noduri
21.	Tabelul 6.1.10.	Date generatoare
22.	Tabelul 6.1.11.	Circulații de puteri prin elementele de rețea
23.	Tabelul 6.1.12.	Prezentarea comparativă a soluției obținută cu metoda clasică Newton cu cea obținută cu metoda PSO
24.	Tabelul 8.2.1.	Parametri liniei electrice aeriene
25.	Tabelul 8.2.2.	Parametri transformatoare și autotransformatoare
26.	Tabelul 8.2.3.	Date și rezultate noduri, regim de bază

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
27.	Tabelul 8.2.4.	Date generatoare, regim de bază
28.	Tabelul 8.2.5.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază
29.	Tabelul 8.2.6.	Caracteristici generatoare sistem extins maximal
30.	Tabelul 8.2.7.	Parametri LEA suplimentare
31.	Tabelul 8.2.8.	Parametri transformatoare și autotransformatoare suplimentare
32.	Tabelul 8.2.9.	Date și rezultate noduri Test 13 extins maximal OPF
33.	Tabelul 8.2.10.	Date generatoare Test 13 extins maximal OPF
34.	Tabelul 8.2.11.	Circulații de puteri prin elementele de rețea Test 13 extins maximal OPF
35.	Tabelul 8.2.12.	Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere OPF
36.	Tabelul 8.2.13.	Date generatoare soluție optimă de extindere OPF
37.	Tabelul 8.2.14.	Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere OPF
38.	Tabelul 8.3.1.	Parametri linii electrice aeriene
39.	Tabelul 8.3.2.	Parametri transformatoare și autotransformatoare
40.	Tabelul 8.3.3.	Date și rezultate noduri, regim de bază
41.	Tabelul 8.3.4.	Date generatoare, regim de bază
42.	Tabelul 8.3.5.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază
43.	Tabelul 8.3.6.	Caracteristici generatoare sistem extins maximal
44.	Tabelul 8.3.7.	Parametri LEA suplimentare
45.	Tabelul 8.3.8.	Parametri transformatoare și autotransformatoare suplimentare
46.	Tabelul 8.3.9.	Date și rezultate noduri Test 25 extins maximal OPF
47.	Tabelul 8.3.10.	Date generatoare Test 25 extins maximal OPF
48.	Tabelul 8.3.11.	Circulații de puteri prin elementele de rețea Test 13 extins maximal OPF
49.	Tabelul 8.3.12.	Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere OPF
50.	Tabelul 8.3.13.	Date generatoare soluție optimă de extindere OPF
51.	Tabelul 8.3.14.	Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere OPF
52.	Tabelul 8.4.1.	Parametri linii electrice aeriene
53.	Tabelul 8.4.2.	Parametri transformatoare și autotransformatoare
54.	Tabelul 8.4.3.	Date și rezultate noduri, regim de bază
55.	Tabelul 8.4.4.	Date generatoare, regim de bază
56.	Tabelul 8.4.5.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază
57.	Tabelul 8.4.6.	Caracteristici generatoare sistem extins maximal
58.	Tabelul 8.4.7.	Parametri LEA suplimentare

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
59.	Tabelul 8.4.8.	Parametri transformatoare și autotransformatoare suplimentare
60.	Tabelul 8.4.9.	Date și rezultate noduri IEEE24 RTS extins maximal OPF
61.	Tabelul 8.4.10.	Date generatoare IEEE24 RTS extins maximal OPF
62.	Tabelul 8.4.11.	Circulații de puteri prin elementele de rețea IEEE24 RTS extins maximal OPF
63.	Tabelul 8.4.12.	Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere OPF
64.	Tabelul 8.4.13.	Date generatoare soluție optimă de extindere OPF
65.	Tabelul 8.4.14.	Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere OPF
66.	Tabelul 8.5.1.	Transferurile de putere prognozate

LISTA DE ANEXE

Nr. crt.	Numărul anexe	Titlul anexe
1.	Tabelul A4.5.1.	SPSO funcțiile Rosenbrock, Rastrigin și Schwefel – 20 variabile, 20 rulări
2.	Tabelul A4.5.2.	UPSO funcțiile Rosenbrock, Rastrigin și Schwefel – 20 variabile, 20 rulări
3.	Tabelul A4.5.3.	SPSO și UPSO funcția Rosenbrock – 50 de variabile, 100 rulări
4.	Anexa 7.1.1.	Structura fișierului de rezultate <i>CSV noduri.csv</i>
5.	Anexa 7.1.2.	Structura fișierului de rezultate <i>CSV generatoare.csv</i>
6.	Anexa 7.1.3.	Structura fișierului de rezultate <i>CSV laturi.csv</i>
7.	Anexa 7.2.1.	Structura fișierului care conține informația sistemului analizat în format text (Matpower)
8.	Tabelul A8.5.1.	Parametri linii electrice aeriene
9.	Tabelul A8.5.2.	Parametri transformatoare, autotransformatoare și bobine de compensare
10.	Tabelul A8.5.3.	Date și rezultate noduri regim de bază (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază)
11.	Tabelul A8.5.4.	Date generatoare regim de bază
12.	Tabelul A8.5.5.	Circulații de puteri prin elementele de rețea regim de bază (LEA, transformatoare și autotransformatoare)
13.	Tabelul A8.5.6.	Caracteristici generatoare sistem extins maximal
14.	Tabelul A8.5.7.	Parametri LEA suplimentare
15.	Tabelul A8.5.8.	Parametri transformatoare și auto-transformatoare și bobine de compensare suplimentare
16.	Tabelul A8.5.9.	Date și rezultate noduri regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază)
17.	Tabelul A8.5.10.	Date generatoare regim extins maximal OPF
18.	Tabelul A8.5.11.	Circulații de puteri prin elementele de rețea regim extins maximal OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare)
19.	Tabelul A8.5.12.	Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază)
20.	Tabelul A8.5.13.	Date generatoare soluție optimă de extindere regim OPF

Nr. crt.	Numărul anexe	Titlul anexe
21.	Tabelul A8.5.14.	Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF (LEA, transformatoare și auto-transformatoare)
22.	Tabelul A8.5.15.	Date și rezultate noduri regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază)
23.	Tabelul A8.5.16.	Date generatoare regim extins maximal OPF
24.	Tabelul A8.5.17.	Circulații de puteri prin elementele de rețea regim extins maximal OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare)
25.	Tabelul A8.5.18.	Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază)
26.	Tabelul A8.5.19.	Date generatoare soluție optimă de extindere regim OPF
27.	Tabelul A8.5.20.	Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF (LEA, transformatoare și auto-transformatoare)
28.	Tabelul A8.5.21.	Date și rezultate noduri regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază)
29.	Tabelul A8.5.22.	Date generatoare regim extins maximal OPF
30.	Tabelul A8.5.23.	Circulații de puteri prin elementele de rețea regim extins maximal OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare)
31.	Tabelul A8.5.24.	Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază)
32.	Tabelul A8.5.25.	Date generatoare soluție optimă de extindere regim OPF
33.	Tabelul A8.5.26.	Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF (LEA, transformatoare și auto-transformatoare)

1. INTRODUCERE

Energia reprezintă o componentă vitală atât pentru dezvoltarea economică cât și pentru progresul societății, motiv pentru care în țările dezvoltate și în cele în curs de dezvoltare se observă o creștere continuă în ceea ce privește cererea de energie electrică. Acest lucru conduce în mod inevitabil la nevoia dezvoltării unor sisteme energetice mai puternice care să poată prelua noua cerere. Producerea, transportul și consumul de energie electrică prezintă o serie de probleme complexe precum epuizarea resurselor clasice de energie (petrol, cărbune, gaze naturale), gradul ridicat de poluare a energiei electrice produse din combustibili fosili, interconectarea sistemelor electroenergetice (SEE) și importurile de energie, securitatea aprovizionării consumatorilor.

Apariția conceptului de energie electrică ca o marfă a condus la restructurarea sistemului energetic și la apariția unei piețe de energie descentralizate. Începând cu anul 2000, în România au apărut o serie de entități separate și specializate pe câte un aspect al lanțului tradițional de producere, transport, distribuție și utilizare a energiei electrice. Se remarcă apariția operatorului de transport și de sistem, a producătorilor, inclusiv cei independenți (fără intervenția statului) de energie electrică, a unităților privatizate de distribuție a energiei electrice și a celor mai diverse categorii de consumatori. Liberalizarea pieței de energie electrică a condus la formarea unei burse 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 de energie electrică.

În cadrul unei economii centralizate, studiile de planificare a extinderii SEE se efectuau dispunând de un nivel de certitudine relativ ridicat cu toate datele de intrare (consum, producție, schimburi internaționale de energie electrică).

Studiile efectuate cu un orizont de până la 20 ani (termen lung), aprofundate prin studii cu termen mediu (până la 10 ani) și scurt (până la 5 ani) se bazau pe următoarele 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 repartitia consumului, dar, mai ales, a surselor pe teritoriu.

Marii consumatori, precum și capacitățile noi de producere a energiei electrice, erau stabilite „centralizat” ca amplasare, putere și energie cerută / produsă, ceea ce permitea o analiză de funcționare a rețelelor de transport și, pe baza criteriilor tehnice și economice (inclusiv de siguranță) aplicate întregului sistem (generare – transport – consum), se determina o „rețea națională de transport țintă”, cu o probabilitate de realizare corespunzătoare, credibilă. Analizele se efectuau considerând în primul rând sistemul electroenergetic ca un sistem izolat și apoi integrat în diferite interconexiuni.

Dacă sistemul centralizat era caracterizat de certitudine în ceea ce privește consumul, producerea și schimburile de energie electrică, descentralizarea și interconectarea SEE introduc un grad ridicat de incertitudini. Ideea planificării, considerând sistemul electroenergetic ca fiind unul izolat nu mai este validă. De asemenea, trebuie ținut cont de faptul că obținerea unor informații relevante pentru studiile de dezvoltare este limitată datorită caracterului confidențial al datelor care ar trebui obținute de la diferiții participanți la piață.

Într-o piață liberă a energiei electrice, Operatorul de Transport și de Sistem (OTS) trebuie să fie într-un permanent contact cu mulțimea utilizatorilor ai rețelei (operatori de distribuție, producători, consumatori ș.a.) pentru a putea face față cerințelor

utilizatorilor și pentru a identifica riscurile / incertitudinile cu privire la planificarea extinderii RET. Acesta este responsabil cu buna funcționare a SEN, dezvoltarea și întreținerea sistemului, astfel încât sistemul să aibă o funcționare stabilă, fiabilă și economică, respectând toate reglementările legislative în vigoare.

Planificarea extinderii optime a rețelei electrice de transport 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. Scopul planificării extinderii capacităților de transport este de a asigura o dezvoltare coordonată a unui sistem fiabil, eficient și economic de transport al energiei electrice în beneficiul pe termen lung al utilizatorilor. Dacă în varianta clasică planificarea extinderii se rezuma la minimizarea costurilor aferente extinderii, liberalizarea pieței de energie a adus o serie de modificări, acum fiind nevoie să se țină cont atât de reducerea costurilor totale de investiții cât și de maximizarea profitului și de numărul ridicat de incertitudini pe care îl implică sistemul dereglementat.

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 SEE, folosind tehnici de inteligență artificială, la modul general, respectiv o anumită clasă de metode evolutive de tip "roi" – Particle Swarm Optimization (PSO). 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 (Test 13, Test 25, Test 50), sisteme test consacrate (IEEE24 RTS, IEEE 30), cât și la un sistem real de mari dimensiuni denumit generic SEN Vest&Centru (reprezentat de subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest al SEN, acoperit în principal de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale Timișoara, Craiova și Cluj-Napoca).

Teza de doctorat, extinsă pe 224 de pagini, este structurată pe 9 capitole, prefață, 3 anexe și o listă bibliografică, conținând un număr de 89 figuri, scheme, histogramme și 66 tabele (+29 în Anexă). Lista bibliografică cuprinde 211 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 încheierea capitolului 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. De asemenea, se subliniază utilitatea rezultatelor obținute pentru operatorul de transport și sistem al SEN (C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.)

Se menționează faptul că fiecare dintre capitole cuprinde un subcapitol final, care, alături de evidențierea concluziilor și a contribuțiilor originale, 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. 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.

În continuare sunt descrise 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 SEE 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 SEE, a rețelei de transport al energiei electrice din cadrul acestor sisteme. Se au în vedere atât cele care se utilizează pentru sistemele reglementate, cât și cele referitoare la sisteme dereglementate. Se menționează faptul că 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.

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, algoritmi genetici, 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 suplimentar 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).

Capitolul 4 prezintă o sinteză a evoluției tehnicilor de inteligență artificială de tip roi și a particularităților acestora, împreună cu modelele matematice aferente.

În prima parte a capitolului sunt descrise câteva elemente generale pe care le implică tehnica calculului evolutiv și încadrarea algoritmilor de tip roi în această categorie. În continuare sunt enumerate categoriile principale de algoritmi de tip roi, împreună cu particularitățile lor.

O atenție specială este îndreptată spre *particle swarm optimization* (PSO) și diversele variante ale acestuia. Sunt prezentate în detaliu o serie de particularități ale PSO, împreună cu toate elementele caracteristice și parametrii specifici. Fiecare parametru al PSO este tratat în detaliu, reliefându-se modalitatea prin care acesta influențează convergența sa către optim. Totodată, acest subcapitol prezintă într-o manieră proprie și originală toate particularitățile algoritmului clasic (*standard PSO* – SPSO) și ale variantei sale unificate (*unified PSO* – UPSO), care vor fi implementate pentru rezolvarea problemei planificării extinderii SEE. Finalul acestui subcapitol este dedicat trecerii în revistă a altor trei variante de PSO axate pentru rezolvarea problemelor de optimizare complexe, de tip multi-obiectiv.

Ultima parte a capitolului are un caracter aplicativ, având ca obiect testarea comportamentului algoritmilor de tip PSO pentru diferite funcții matematice test consacrate (Rosenbrock, Rastrigin și Schwefel). Rezultatele obținute au rolul de a justifica și determina valorile parametrilor specifici algoritmilor de tip PSO. 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 SEE de mari dimensiuni).

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 SEE. Se utilizează un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidynamic 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 SEE complexe folosind algoritmul Particle Swarm Optimization (PSO). De asemenea, rezolvarea în aceeași manieră a determinării circulației de puteri și a optimizării regimului permanent normal (OPF). Modelele matematice prezentate în capitolul 5 sunt transpuse în forma necesară utilizării unor metode de soluționare bazate pe tehnici de inteligență artificială (PSO în cazul nostru). 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 SEE în acest context. Pe baza unor studii de caz, se concluzionează asupra oportunității utilizării tehnicilor de tip PSO pentru fiecare dintre cele trei probleme în parte.

Avantajele posibile oferite de utilizarea metodelor bazate pe tehnici de inteligență artificială se referă la simplificarea modelelor matematice și a metodelor de

soluționare. În cazul unei "acordări" corespunzătoare a algoritmilor utilizați, timpul de calcul trebuie să rezulte mai mic sau cel mult egal cu cel de la metodele matematice clasice.

Capitolul 7 prezintă instrumentele software dezvoltate pentru soluționarea tuturor aspectelor legate de planificarea extinderii optime a SEE utilizând tehnici de inteligență artificială de tip PSO: determinarea regimului permanent normal, optimizarea regimului permanent normal și planificarea efectivă a extinderii optime a SEE complexe. 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, în întregime original, constituie principala parte aplicativă a lucrării. Se prezintă rezultatele obținute prin implementarea algoritmului PSO în soluționarea planificării extinderii optime a 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 SEE. Analizele efectuate au pornit de la sisteme test de mici dimensiuni elaborate la Departamentul de Electroenergetică al Universității „Politehnica” din Timișoara (Test 13, Test 25, Test 50, Test 100) și sisteme test consacrate (IEEE14, IEEE24 RTS, IEEE30), ca apoi să se treacă la un SEE real, de mari dimensiuni – subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest al Sistemului Electroenergetic al României (aria "acoperită" de Dispeceratele Energetice Teritoriale Timișoara, Cluj-Napoca și Craiova) – SEN Vest&Centru.

Prima parte a capitolului prezintă rezultatele extinderii optime obținute pentru sistemele Test 13, Test 25, IEEE24 RTS (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. Pe lângă soluția finală de extindere, sunt prezentate și alte variante posibile, rezultate în procesul de optimizare sau pe baza analizei soluției de bază.

A doua parte a capitolului este dedicată sistemului real – subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest al SEN. Au fost analizate 3 scenarii de extindere, consumul intern fiind identic (bazat pe studiile de prognoză). Diferențele se referă la transferurile de putere prezumate prin sistem.

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. Pe lângă soluția finală de extindere, sunt prezentate și alte variante posibile, rezultate în procesul de optimizare. 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.

Concluziile rezultate pe parcursul acestui capitol, referitoare la extinderea SEN Vest&Centru, sunt de o deosebită utilitate pentru Operatorul de Transport și de Sistem.

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 22 lucrări proprii până în prezent, 2 sunt acceptate pentru a fi prezentate în 2013 la conferințe consacrate din Europa [Cristian2013a], [Cristian2013b], 3 au fost susținute în cadrul workshop-urilor organizate prin intermediul proiectului „Prin burse doctorale spre cercetarea de nivel european” ID 50783 [Cristian2011a], [Cristian2011c], [Cristian2012a], 2 sunt rapoarte științifice elaborate în cadrul programului de cercetare doctorală [Cristian2011d], [Cristian2012c], 17 au fost publicate în reviste de prestigiu și volumele unor manifestări științifice recunoscute din țară sau străinătate [Andea2010a], [Andea2010b], [Barb2010a], [Barb2010b], [Barb2011a], [Barb2011b], [Borlea2010], [Chiosa2010], [Cristian2009], [Cristian2011b], [Cristian2012b], [Frigura2010], [Jigoria2011a], [Jigoria2011b], [Jigoria2011c], [Kilyeni2010], [Solomonesc2012] și 3 sunt publicate în țară. Dintre lucrările menționate una este cotate ISI Thomson, iar 13 sunt indexate în Baze de Date Internaționale recunoscute (IEEE, Compendex, Scopus, INSPEC etc.).

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 SEE complexe:

- "dinamizarea" modelului matematic – abordarea problemei extinderii SEE 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 tehnici de tip PSO, în scopul creșterii eficienței și ameliorării performanțelor acestora;
- implementarea unor alte clase de metode de soluționare bazate pe tehnici de inteligență artificială;
- 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 atenția este focalizată asupra stadiului actual al evoluției sectorului energetic european. Sunt trecute în revistă principalele aspecte legate de situația energetică a Uniunii Europene (UE) și de stadiul evoluției sistemului electroenergetic (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, efectele extinderii UE în ultimul deceniu.

A doua parte a acestui capitol se axează pe evoluția și strategia sectorului energetic românesc, prognoza consumului și perspectiva de extindere a SEN.

2.1. Contextul global, politica energetică a Uniunii Europene

Într-o economie caracterizată de globalizare și într-o societate în permanentă dezvoltare, energia electrică reprezintă un element major al infrastructurii, motiv pentru care este observată necesitatea dezvoltării unor sisteme electroenergetice puternice și fiabile care să poată face față cererii de energie electrică în continuă creștere.

Creșterea consumului de energie electrică este preconizată în rapoartele publicate de diferite agenții și organizații care se ocupă cu analiza sectorului energetic atât din punct de vedere al consumului și producerii energiei dar și al impactului asupra mediului. Astfel conform U.S Energy Information Administration [EIA2011] și International Energy Agency [IEA2009] energia electrică reprezintă o pondere din ce în ce mai mare din energia totală consumată la nivel mondial, din acest motiv consumul de energie electrică, înregistrează o creștere mult mai rapidă decât consumul de combustibili lichizi, gaze naturale, cărbune. Această creștere este resimțită în toate sectoarele economice mai puțin sectorul de transport.

În ceea ce privește producția de energie electrică, între anii 1990 și 2008 aceasta a înregistrat o dezvoltare mai puternică decât creșterea consumului (3% pe an față de 1,8% pentru consum). În Fig. 2.1.1 se poate observa diferența între energia electrică generată și cea consumată, fața de cea din urmă putându-se afirma că se prognozează ca în perioada 2008-2035 să se înregistreze o creștere de aproximativ 2,3% pe an.

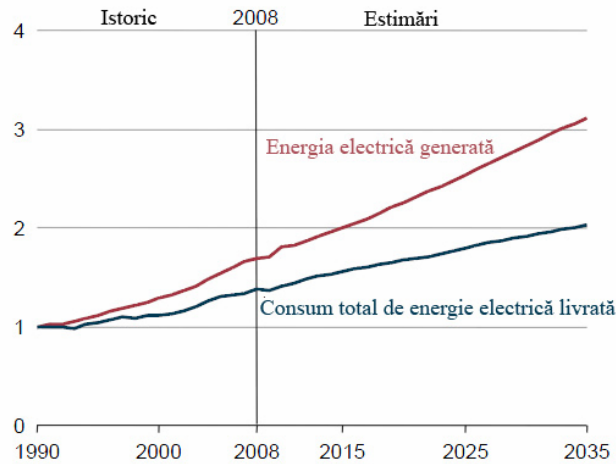


Fig. 2.1.1. Creșterea producției de energie electrică în lume și consumul total de energie livrată pentru anii 1990-2035 (TWh)

Cea mai puternică creștere în cererea de energie electrică se observă în țările non-OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) unde mare parte din cerere nu este asigurată, spre deosebire de țările membre OECD în care piețele de energie electrică sunt bine stabilite și modelele de consum au atins maturitate (Figura. 2.1.2).

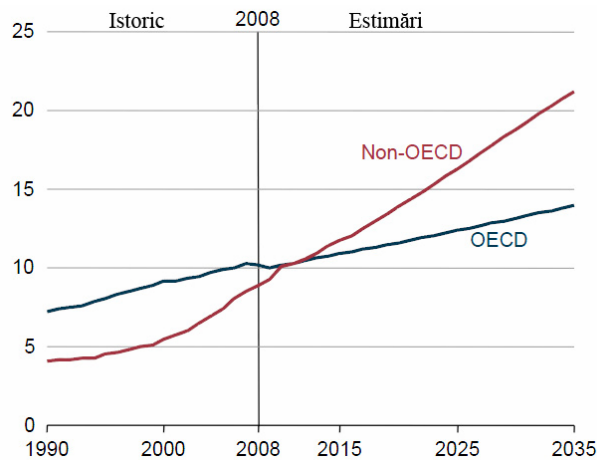


Fig. 2.1.2. Generarea netă de energie electrică în țările OECD și non-OECD pentru anii 1990-2035 (TWh)

Deși recesiunea economică globală din perioada 2008-2009 a încetinit rata de creștere a consumului de energie electrică, la nivel mondial, în 2010 s-a înregistrat o majorare a acestuia de 5,4% pe când în țările non-OECD rata de creștere a fost estimată la 9,5%.

Producția totală de energie electrică din țările non-OECD are o creștere medie de 3,3%, cea mai mare dezvoltare înregistrându-se în țările din Asia (India și China) cu o rată de creștere anuală de 4,0% (Figura 2.1.3). La celălalt pol stau țările membre OECD unde rata de creștere a producției de energie electrică înregistrează valori mult mai scăzute, cu o valoare medie de 1,2% pe an.

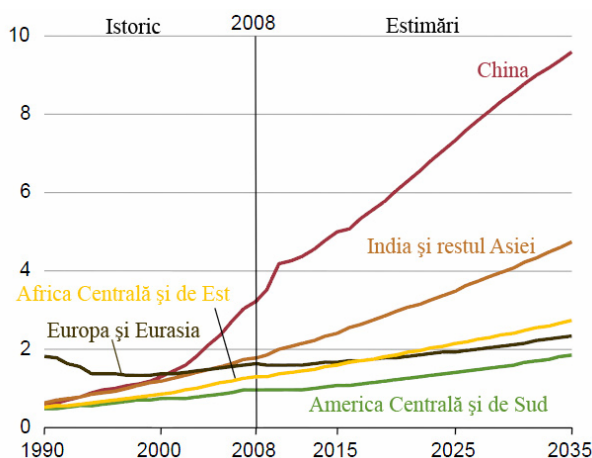


Fig. 2.1.3. Producția netă de energie electrică pe regiune în țările non-OECD pentru anii 1990-2035 (TWh)

Producția de energie electrică în continuă creștere se confruntă cu problema rezervelor limitate de combustibili fosili care continuă să fie principala sursă primară de energie în producerea energiei electrice și cu presiuni legate de protecția mediului precum: emisii de gaze cu efect de seră și poluanți atmosferici, utilizarea terenurilor, evacuarea de deșeuri de petrol, stocarea deșeurilor radioactive, etc.

În ceea ce privește sursele primare de energie utilizate în producerea energiei electrice ponderea acestora a suferit mai multe schimbări de-a lungul ultimilor ani. Cărbunele continuă să fie combustibilul cel mai utilizat la scară largă, o creștere importantă înregistrându-se în cazul energiei electrice generate din surse nucleare și gaze de sondă între anii 1970-1908 respectiv 1980-1990. Petrolul ca sursă primară a suferit un declin continuu de la începutul anilor 1970 când prețul acestuia a cunoscut o creștere bruscă.

Prețurile ridicate ale combustibililor fosili înregistrate între 2003 și 2008, combinat cu preocupările legate de mediu și consecințele emisiilor de gaze cu efect de seră au reinnoit interesul pentru dezvoltarea unor alternative la combustibilii fosili, atenția îndreptându-se spre energia nucleară și sursele regenerabile de energie [EIA2012].

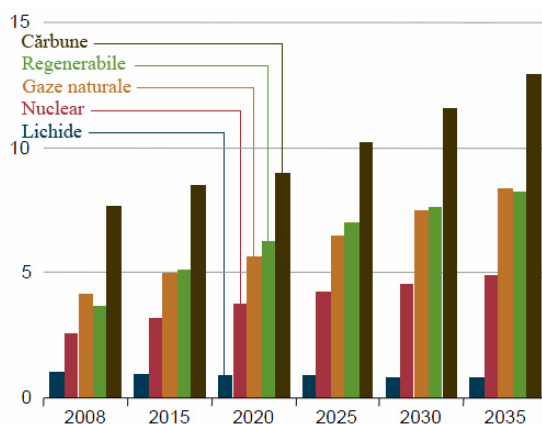


Fig. 2.1.4. Energia electrică generată la nivel mondial în funcție de sursele primare utilizate (TWh)

Tabelul 2.1.1. Energia electrică generată în funcție de sursele primare utilizate (TWh)

Regiune	2008	2015	2020	2025	2030	2035	Modificarea procentuală anuală 2008-2035
OECD							
Lichid	0.40	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	-0.80
Gaze Naturale	2.30	2.50	2.70	2.90	3.40	3.80	1.80
Cărbune	3.60	3.30	3.40	3.50	3.60	3.80	0.20
Nuclear	2.20	2.40	2.60	2.70	2.80	2.90	1.00
Regenerabile	1.80	2.30	2.70	2.90	3.10	3.20	2.20
Total OECD	10.21	10.91	11.61	12.41	13.21	13.91	1.20
Non-OECD							
Lichid	0.70	0.60	0.60	0.60	0.50	0.50	-1.00
Gaze Naturale	1.80	2.40	3.00	3.50	4.10	4.60	3.40
Cărbune	4.10	5.20	5.60	6.70	7.90	9.10	3.00
Nuclear	0.40	0.70	1.20	1.50	1.70	2.00	6.00
Regenerabile	1.90	2.80	3.60	4.00	4.50	5.00	3.70
Total OECD	8.90	11.81	13.91	16.31	18.81	21.22	3.30
Mondial							
Lichid	1.00	0.90	0.90	0.90	0.80	0.80	-0.90
Gaze Naturale	4.20	4.90	5.60	6.50	7.50	8.40	2.60
Cărbune	7.70	8.50	8.90	10.20	11.50	12.90	1.90
Nuclear	2.60	3.20	3.70	4.20	4.50	4.90	2.40
Regenerabile	3.70	5.10	6.30	7.00	7.60	8.20	3.10
Total OECD	19.11	22.72	25.52	28.72	31.93	35.23	2.30

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

Una din provocările majore pentru Uniunea Europeană se referă la modul în care se poate asigura securitatea energetică cu energie competitivă și „curată”, ținând cont de limitarea schimbărilor climatice, escaladarea cererii globale de energie și de viitorul nesigur al accesului la resursele energetice.

Principalele aspecte urmărite în cadrul dezvoltării sistemului energetic european sunt: accesul consumatorilor la sursele de energie la prețuri accesibile și stabile, dezvoltarea durabilă a producției, transportului și consumului de energie, siguranța în aprovizionarea cu energie și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră [GuvR2011].

Politica Uniunii Europene în domeniul energiei pentru perioada următoare, până în 2020, se bazează pe trei obiective fundamentale, pentru care s-au întocmit direcții separate de reformă legislativă și de reglementare:

- Durabilitate – urmărește schimbările climatice prin reducerea emisiilor sale de gaze cu efect de seră (GES) la un nivel care să limiteze efectul de încălzire globală la doar 2°C în plus față de temperaturile din era pre-industrială. În acest sens, în decembrie 2008, a fost aprobat Pachetul „Energie – Schimbări Climatice”;

- Competitivitate – vizează asigurarea implementării efective a pieței interne de energie. În vederea îndeplinirii acestui obiectiv în septembrie 2008 Parlamentul European și Consiliul au adoptat cel de-al treilea pachet legislativ pentru piața internă de energie;
- Siguranța în alimentarea cu energie – vizează reducerea vulnerabilității țărilor membre în privința importurilor de energie, a întreruperilor în alimentare, a posibilelor crize energetice și a nesiguranței privind alimentarea cu energie în viitor.

În contextul instituirii și al funcționării pieței interne și din perspectiva necesității protecției și conservării mediului înconjurător, politica energetică europeană urmărește:

- asigurarea funcționării piețelor de energie în condiții de competitivitate;
- asigurarea siguranței aprovizionării cu energie în Uniune;
- promovarea eficienței energetice și a economiei de energie;
- dezvoltarea surselor regenerabile de energie;
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră;
- promovarea interconectării rețelelor energetice.

Pachetul „Energie – Schimbări Climatice”, stabilește o serie de obiective pentru anul 2020, cunoscute sub denumirea de „obiectivele 20-20-20”, și anume:

- reducerea emisiilor de GES la nivelul UE cu cel puțin 20% față de nivelul anului 1990;
- creșterea cu 20% a ponderii surselor de energie regenerabilă (SRE) din totalul consumului energetic al UE. Un alt obiectiv este introducerea biocarburanților în consumul de energie pentru transporturi într-o pondere de 10%;
- o reducere cu 20% a consumului de energie primară, realizată prin îmbunătățirea eficienței energetice, față de nivelul la care ar fi ajuns consumul în lipsa acestor măsuri.

Implementarea prevederilor pachetului legislativ „Energie – Schimbări Climatice” va avea implicații majore în special asupra instalațiilor din sectorul energetic care intră și sub incidența Directivei 2001/81/CE privind controlul integrat al poluării. Aceste instalații vor trebui să respecte concomitent și obligațiile privind calitatea aerului, care prevăd reducerea emisiilor de substanțe poluante generate (SO_2 , NO_x , particule).

Măsurile privind eficiența energetică au un rol critic în garantarea realizării la cele mai mici costuri a obiectivelor stabilite prin pachetul energie-schimbări climatice. Este evident că obiectivul de 20% referitor la eficiența energetică va contribui în mare măsură la obiectivele privind durabilitatea și competitivitatea în UE. În plus, diminuarea consumului prin eficiența energetică este cel mai sigur mod de a reduce dependența de combustibilii fosili și de importuri.

Recunoscând importanța tehnologiei în domeniul energiei, pentru reducerea emisiilor de CO_2 , a garantării securității în alimentarea cu energie și a competitivității companiilor europene, UE a propus o strategie comună pentru promovarea tehnologiilor energetice. În octombrie 2009 se adoptă „Planul strategic european pentru tehnologiile energetice – Către un viitor cu emisii reduse de carbon”.

În acest document Comisia Europeană propune o strategie coordonată între UE, companiile industriale europene și statele membre, prin dezvoltarea tehnologiilor energetice, în special, cele de îmbunătățire a eficienței energetice, utilizare a surselor de energie regenerabilă și de reducere a emisiilor de CO_2 (centrale cu ardere pe combustibil solid cărora să li se aplice tehnologia de captare și stocare a CO_2 și a patra generație de centrale nucleare).

Uniunea Europeană este în pragul unei perioade fără precedent pentru domeniul energetic. Efectele turbulențelor de pe piețele globale de energie au fost în mare măsură atenuate în ultimii ani, ca urmare a liberalizării pieței de energie și a

posibilității importului. Cu toate acestea se întrevăd schimbări de amploare, prețul energiei fiind afectat de nevoia pentru investiții din sectorul energetic, precum și de creșterea prețului cărbunelui și petrolului. Datorită creșterii cererii de consum în țările emergente, se înregistrează o creștere a tarifelor la energie electrică, reflectată și în piața internațională. Competitivitatea, securitatea aprovizionării și obiectivele legate de atenuarea schimbărilor climatice vor putea fi rezolvate doar atunci când rețelele electrice vor fi modernizate, instalațiile învechite vor fi înlocuite cu alternative competitive și mai curate iar energia va fi folosită mai eficient pe tot parcursul lanțului energetic.

Statele membre și industria au conștientizat impactul evoluției pieței de energie și a necesității extinderii și funcționării optime a sistemului electroenergetic. Securitatea aprovizionării cu energie, utilizarea eficientă a resurselor, prețurile accesibile și soluțiile inovatoare fiind cruciale pentru o creștere durabilă pe termen lung și pentru îmbunătățirea calității vieții în Uniunea Europeană.

2.3. Evoluția sistemului electroenergetic al României și a cadrului legislativ

Odată cu integrarea României în Uniunea Europeană sectorul energetic a fost obligat să se alinieze la standardele impuse de aceasta și la trecerea la o piață de energie liberalizată. Conform cadrului legislativ stabilit de UE pentru sectorul energetic (Directiva 96/92) se urmărește în principal liberalizarea pieței de energie electrică, prin introducerea concurenței în sectorul integrat la nivel european [Barb2009].

Apariția conceptului de energie electrică ca o marfă a condus la restructurarea sistemului energetic, în care până atunci statul deținea monopolul sau acolo unde statul nu era prezent dreptul exclusiv la piață era deținut de companii gigant care controlau zone întinse practicând un monopol natural. Principalul motiv pentru care s-a trecut la descentralizare pieței de energie a fost introducerea concurenței ca mecanism de protejare a consumatorilor, urmărindu-se în special ieftinirea energiei electrice, îmbunătățirea serviciilor, creșterea investițiilor, etc. [Pop2010].

În întreaga UE sistemul energetic a fost descentralizat astfel încât centralele electrice și societățile de distribuție au fost privatizate sau au devenit independente, rămânând centralizată doar conducerea operativă. Astăzi în UE aproximativ 70% din piața de energie electrică este deschisă competiției, permițând marilor consumatori industriali libertatea de a-și alege furnizorul, urmărindu-se ca toți consumatorii să ajungă să beneficieze de aceasta opțiune, astfel încât deschiderea pieței să fie una totală.

Decizia României de a liberaliza piața de energie electrică și de a crea una concurențială a fost necesară în vederea aderării la UE, sectorul energetic fiind obligat să se conformeze directivelor și rezoluțiilor comunitare. În această direcție a fost necesar să fie întreprinse acțiuni, să se organizeze, creeze și aplice proceduri și un cadru legislativ de reglementare armonizat care să conducă la rezultatele prevăzute de aceste directive.

Ca element important al legislației primare, în 1998 a fost emisă Ordonanța de Urgență nr. 63, având scopul de a stabili cadrul, principiile și principalele direcții de acțiune destinate liberalizării pieței concurențiale a energiei electrice din România, în concordanță cu prevederile Directivei Europene 96/92/EC, precum și a deciziilor ulterioare în domeniu [TrEnerg2010].

Restructurarea sistemului energetic s-a început în 1990 și continuă și astăzi acesta trecând printr-o serie de reforme administrative și legislative.

Prin Hotărârea de Guvern 1199/1990 s-a desființat Departamentul Energiei Electrice din Ministerul Resurselor și Industriei și a fost înființată Regia Autonomă de Energie Electrică (RENEL) care preia întreprinderile de producere, de transport și de distribuție al energiei electrice, iar întreprinderile de construcții și montaj de specialitate devin independente.

În 1998 RENEL a fost divizată în baza HG 365 în trei entități: Compania Națională de Energie Electrică CONEL, Compania Națională Nuclearelectrică SA și Regia Autonomă a Activităților Nucleare, CONEL fiind compus din societățile comerciale Transelectrica, Electrica, Termoelectrica și Hidroelectrică. Tot în 1998 prin H.G. nr.29 a fost creată Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energetic (ANRE), instituție publică având responsabilitatea creării și aplicării unui sistem de reglementare necesar funcționării sectorului și pieței energiei electrice în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor. În cadrul ANRE sunt elaborate și emise principalele reglementări pentru funcționarea noilor structuri din cadrul SEN:

- Codul comercial al pieței angro de energie electrică;
- Regulamentul de programare și dispecerizare a SEN;
- Contractele cadru de vânzare – cumpărare a energiei electrice și pentru tranzacționarea serviciilor de sistem, a serviciului de transport și a serviciului de distribuție;
- Codurile tehnice ale rețelelor;
- Regulamentul privind acordarea licențelor și autorizațiilor;
- Regulamentul pentru acreditarea consumatorilor eligibili de energie electrică;
- Metodologii de stabilire a prețurilor și tarifelor reglementate.

În decembrie 1998, prin H.G. nr.63, se stabilesc principiile, cadrul și principalele direcții pentru liberalizarea pieței de energie electrică în România, în conformitate cu Directiva 96/92 a UE.

Restructurarea sectorului electroenergetic a înregistrat o nouă etapă majoră în iulie 2000, când prin H.G. nr.627, CONEL a fost desființată, iar unitățile sale au devenit independente: S.C. Termoelectrică S.A., S.C. Hidroelectrică S.A., S.C. Electrică S.A. și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. Aceste companii sunt supuse spre privatizare, cu excepția Transelectrica, unitate care rămâne companie de stat; în cadrul acesteia a fost înființat operatorul de piață OPCOM SA. În același an, prin două decizii succesive, s-a declanșat procesul de deschidere a pieței energiei electrice din România către concurență. Astfel, prin H.G. nr.122/18.02.2000 gradul de deschidere a pieței a fost stabilit la 10% din consumul final de energie electrică al anului 1998 și cu un prag de consum de 100 GWh/an pentru acreditarea consumatorilor eligibili. Gradul de deschidere a pieței a fost majorat în același an prin H.G. nr.982/19.10.2000 la 15%.

În 2001 prin H.G. nr.1272/2001 gradul de deschidere a pieței este majorat la 25%, cu un prag de consum, pentru acreditarea consumatorilor eligibili, stabilit la 40 GWh/an.

La începutul anului 2002, prin Hotărârea de Guvern 48/2002 gradul de deschidere a pieței este actualizat la 33%, iar pragul de consum pentru acreditarea consumatorilor eligibili rămâne la nivelul de 40 GWh/an.

Prin Hotărârea de Guvern nr. 1563/2003, gradul de deschidere a pieței este ridicat începând cu 31 decembrie 2003 la 40%, pragul de consum pentru acreditarea consumatorilor eligibili fiind micșorat la 20 GWh/an.

Hotărârea de Guvern nr. 1.823/2004 prevede majorarea gradului de deschidere a pieței de energie electrică, începând cu luna Noiembrie 2004 la un nivel de 55% și sunt declarați drept consumatori eligibili consumatorii care au înregistrat în anul 2004 un consum de cel puțin 1 GWh pe locul de consum. În urma acestei hotărâri devin eligibili peste 2000 de consumatori finali din România. Situația pieței de energie electrică pentru anul 2004 este prezentată în figurile 2.3.2 și 2.3.3 [OPCOM2004]

După anul 2004 HG nr. 644/2005 majorează gradul de deschidere a pieței la 83,5% ca apoi acesta să fie stabilit la 100% prin HG nr. 638/2007.

În perioada Ianuarie 2004 – Septembrie 2011, energia electrică cerută de consumatorii care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractele cu furnizorii implicați care îi alimentau, raportat la consumul total, a înregistrat o creștere continuă. Figura 2.3.1 ilustrează lunar valorile cumulate de la începutul procesului de deschidere a pieței [ANRE2011].

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

Hotarâre 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	-

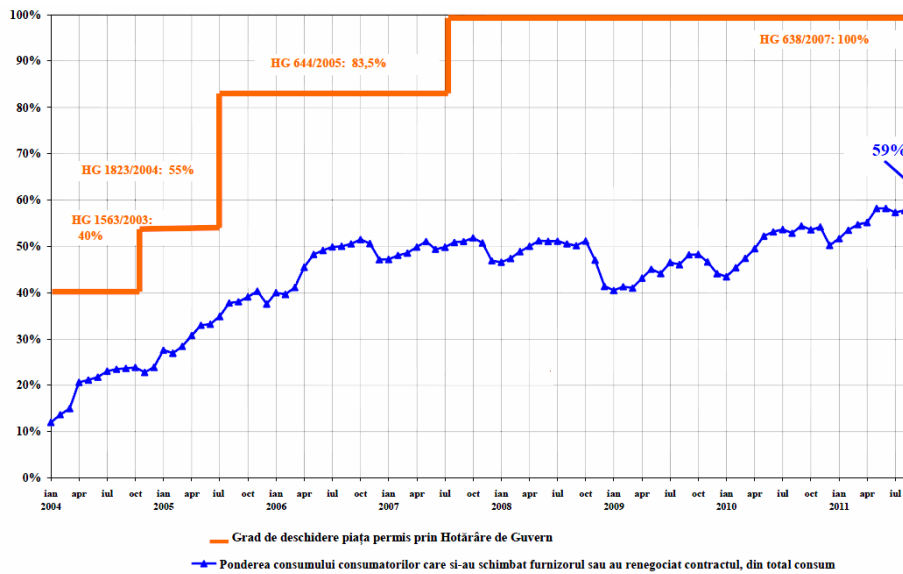


Fig. 2.3.1. Evoluția gradului de deschidere a pieței de energie electrică în perioada ianuarie 2004 - septembrie 2011

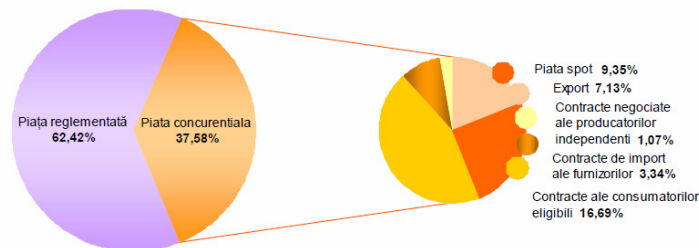


Fig. 2.3.2 Structura pieței de energie

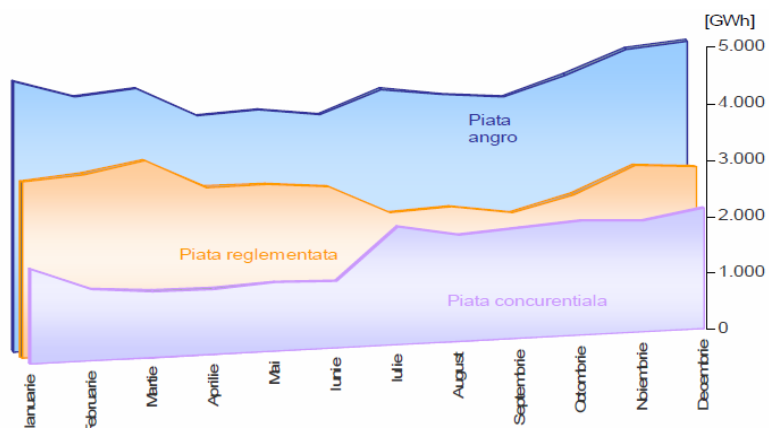


Fig. 2.3.3 Evoluția pieței de energie în anul 2004

Aprecierea nivelului de trai de care se bucură un popor este reflectat și în consumul de energie electrică pe cap de locuitor. În plus, alimentarea cu energie electrică are caracteristici speciale, care fac acest serviciu unic în comparație cu alte tipuri de industrie. Produsul final trebuie să fie livrat instantaneu și automat, la cererea consumatorului. Cu excepția centralelor în pompaj și a bateriilor electrice nu există la ora actuală tehnologii capabile să stocheze energia electrică astfel încât aceasta să fie livrată la cerere. Planificarea atentă a sectorului electric este, prin urmare, de mare importanță, deoarece deciziile care urmează să fie luate implică angajarea de resurse de mari dimensiuni din punct de vedere economic acestea reflectându-se asupra economiei în ansamblu.

2.4. Situația actuală a sistemului electroenergetic al României

2.4.1. Producerea energiei electrice

Conform proiectului Elemente de strategie energetică pentru perioada 2011 – 2035 sistemul electroenergetic național dispunea la data de 01.01.2010 de o putere totală instalată de 17693 MW, din care 34,45% în centrale hidroelectrice, 7,98% în centrale nucleare, 34,28% în centrale termoelectrice pe cărbune, 23,21% în centrale pe hidrocarburi și 0,07% în centrale eoliene [GuvR2011],[GuvR2007].

În puterea instalată sunt incluse și grupurile retrase din exploatare pentru reabilitare, conservare sau casare. Conform metodologiei UCTE, puterea maximă disponibilă netă nu include reducerile permanente de putere și consumul propriu tehnologic în centrale. Pentru centralele hidroelectrice s-a considerat puterea netă fără indisponibilitățile acestora. Figurile 2.4.1, 2.4.2 și tabelul 2.4.1 ilustrează repartiția capacităților de generare în funcție de tipul de combustibil primar folosit.

Tabelul 2.4.1. Distribuția puterilor instalate în centralele electrice

Putere instalată	Putere instalată netă [MW]	Putere disponibilă netă [MW]
Total	17693	15649
Centrale hidroelectrice	6096	6096
Centrale nuclearelectrice	1413	1413
Centrale termoelectrice pe cărbune	6065	4871
Centrale pe hidrocarburi	4106	3247
Centrale eoliene și cu biomasa	12	12

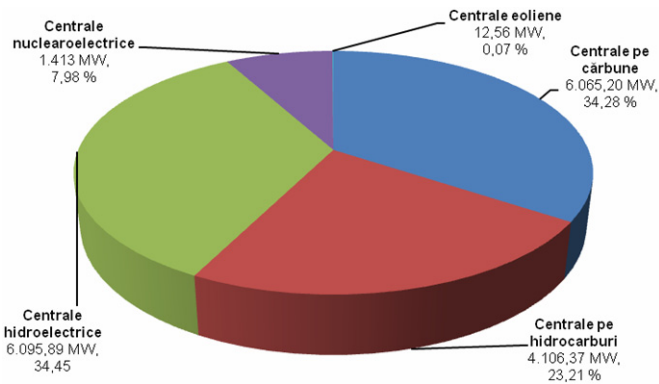


Fig. 2.4.1. Puterea disponibilă brută a centralelor electrice din cadrul SEN la 01.01.2010 (17.693 MW)

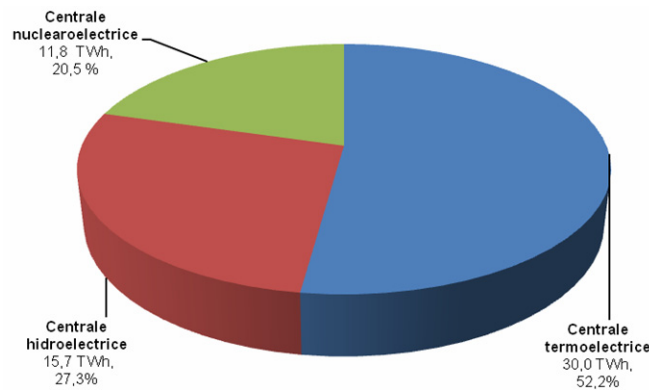


Fig. 2.4.2. Producția de energie electrică în anul 2009 (57,5 TWh)

Despre cele patru tipuri de grupuri generatoare (hidroelectrice, termoelectrice clasice, nucleoelectrice și eoliene) care se utilizează la noi în țară pentru producerea energiei electrice se poate afirma că:

- cele mai mari grupuri din sistem sunt unitățile nucleare de 707 MW de la Cernavodă (a doua unitate a fost pusă în funcțiune în august 2007);
- grupurile hidroelectrice instalate, au puteri unitare de la valori mai mici de 1 MW, până la 194,4MW (puterea instalată după reabilitare a grupurilor din CHE Porțile de Fier I);
- grupurile termoelectrice clasice, au un domeniu larg de variație a puterii unitare instalate: de la câțiva MW, pentru unele grupuri ale micilor producători, până la 330 MW, puterea unitară a grupurilor de condensare pe lignit din centralele Rovinari și Turceni;
- grupurile eoliene, au puteri unitare mai mici de 1 MW.

➤ Centrale termoelectrice

Circa 80% din grupurile termoelectrice din România au fost instalate în perioada 1970 - 1980, în prezent depășindu-și practic durata de viață normată (Figura 2.4.3). În cea ce privește randamentul, datorită tehnologiilor anilor 60' - 70' și a uzurii fizice, acestea au performanțe reduse, randamentele lor ajungând în jurul a 30%. Excepție fac câteva grupuri pe cărbune reabilite, care prezintă un randament de 33%. Aceste randamente constituie 65-70% din randamentul grupurilor moderne, care funcționează în prezent în cele mai multe țări europene dezvoltate [GuvR2011].

➤ *Centrale hidroelectrice*

Grupurile hidroenergetice cu o durată de viață normată depășită, totalizează o putere instalată de 6.450 MW cea ce reprezintă circa 31% din puterea instalată totală. În perioada de după 2000 până în prezent au fost reabilitate, prin rețehnologizare și modernizare, capacități de producție a căror putere însumează circa 1.000 MW. Programul de reabilitare a grupurilor hidroenergetice vizează până în 2020 rețehnologizarea și modernizarea unor capacități de producție a căror putere instalată însumează circa 2.400 MW.

➤ *Centrale nuclearelectrice*

Unitatea 1 de la C.N.E. Cernavodă (707 MW) este în funcțiune din 1996. Din semestrul II al anului 2007, unitatea nr. 2 Cernavodă a început exploatarea comercială, asigurând astfel dublarea producției naționale de energie electrică de proveniență nucleară (20,3% din total producție).

Ținând cont de faptul că multe din instalațiile de producere au o durată de viață depășită, 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. Figura 2.4.3. 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.

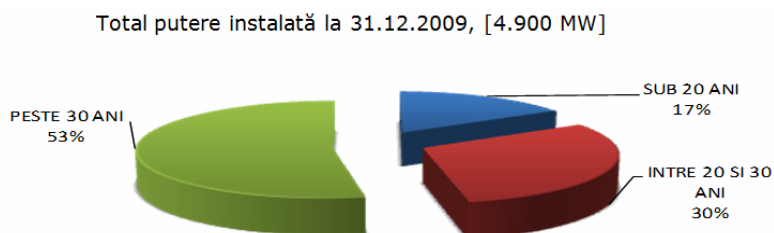


Fig. 2.4.3. Structura după vârstă a centralelor de cogenerare

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 modernizate / rețehnologizate doar o mică parte din centralele termoelectrice, reprezentând aproximativ 10% din puterea instalată, lucrări de conformare la cerințele de mediu fiind în desfășurare pentru majoritatea termocentralelor. Puterea instalată în grupurile care urmează să fie casate totalizează, 2578 MW dintre care 1181 MW vor fi retrași până în 2014 inclusiv. În unele cazuri, casarea grupurilor este asociată cu intenția de înlocuire a acestora cu grupuri noi, mai performante.

În aceeași perioadă, se consideră că vor intra în rețehnologizare grupuri termoelectrice de condensajie de 330 MW sau 210 MW pe lignit și ulei, 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 rețehnologizări și / sau modernizări pentru grupuri termoelectrice totalizând o putere instalată de circa 1.800 MW, însă foarte puține dintre acestea sunt echipate cu instalații pentru reducerea emisiilor care să le permită încadrarea în normele impuse de

Uniunea Europeană (UE). În vederea încadrării în normele UE, Ministerul Administrației și Internelor a emis Ordinul nr. 859/2005, care implementează „Programul național de reducere a emisiilor de dioxid de sulf, oxid de azot și pulberilor provenite de la instalațiile mari de ardere”, conform căruia toate grupurile termoelectrice care rămân în funcțiune după anul 2014 trebuie să se încadreze în cerințele de mediu impuse.

În ceea ce privește intențiile de instalare de grupuri noi, se estimează ca acestea să însumeze o putere netă disponibilă de circa 3900 MW [GuvR2011].

2.4.2. Consumul de energie electrică

Pentru prognozarea consumului pentru perioada 2010-2014-2019 Transelectrica a recurs la elaborarea unei prognoze proprii datorită faptului că unii operatori refuză să realizeze prognoze iar alții au transmis prognoze caracterizate prin creșteri foarte mari ale consumului, necredibile în contextul situației economice din prima perioadă a orizontului analizat.

Astfel premisele și metodele aplicate pentru prognozarea consumului sunt următoarele:

- consumul total al SEN și al majorității filialelor de distribuție va reveni la valori apropiate de cele din 2008 în anii 2013-2014;
- consumul pentru etapele 2014 și 2019 al filialelor de distribuție care au transmis prognoze plauzibile va fi apropiat de valorile transmise;
- consumul pentru etapele 2014 și 2019 al filialelor de distribuție care au transmis prognoze nerealiste va avea valori corelate 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 din Tabelul 2.4.2.

Consumul prognozat pentru toate cele trei scenarii: de bază, de consum maxim și de consum minim pentru perioada 2012-2020 este prezentat în figura 2.4.4 pe baza valorilor din tabelul 2.4.2.

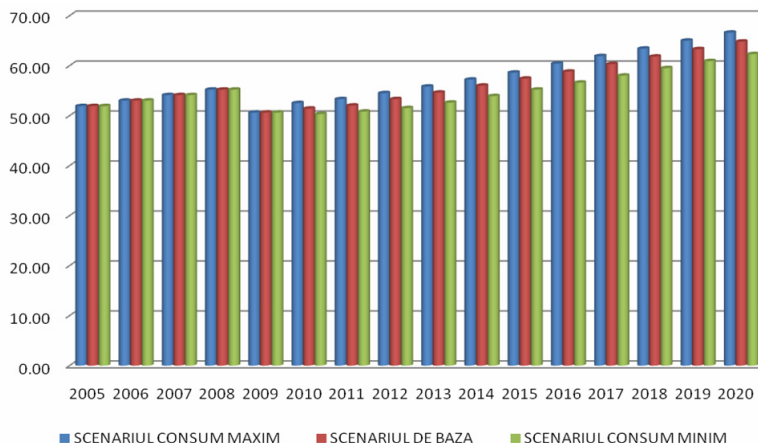


Fig. 2.4.4. Consum intern net anual prognozat

Evoluția consumului de energie electrică în cele opt zone geografice care corespund celor opt filiale de distribuție: Moldova, Oltenia, Muntenia Nord, Muntenia Sud, Dobrogea, Transilvania Sud și Transilvania Nord este prezentată în Fig. 2.4.5. pentru scenariul de bază - palierul vârf de seară iarna (VSI).

Tabel 2.4.2. Evoluția balanței de energie electrică a României în perioada 2010-2014-2020

U-M.	realizări					proгнозат										
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
SCENARIUL CONSUM MAXIM																
Consum intern net anual	TWh	52	53	54	55	51	53	55	56	57	59	60	62	63	65	67
Ritm anual consum	%	2	2	2	2	-8	4	2	2	2	3	3	3	3	3	2
Sold export-import anual	TWh	3	4	2	4	3	3	3	3	3	4	4	5	5	5	5
Producție neta anuală	TWh	55	57	56	60	53	55	56	58	59	60	63	64	66	68	70
Consum net la vârf *	MW	8102	8151	8681	8589	8247	8183	8330	8527	8801	9078	9334	9670	10000	10315	10573
Producție neta la vf. de consum**	MW	8846	9285	9406	8825	8825	8733	8880	9077	9351	9628	9934	10270	10650	10965	11223
Sold export-import la vf. de consum	MW	695	604	817	578	550	550	550	550	550	600	600	600	600	650	650
SCENARIUL DE BAZA																
Consum intern net anual	TWh	52	53	54	55	51	51	52	53	55	56	57	59	60	62	63
Ritm anual consum	%	2	2	2	2	-8	1	1	1	3	3	3	3	3	3	2
Sold export-import anual	TWh	3	4	2	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
Producție neta anuală	TWh	55	57	56	60	53	54	55	56	58	59	61	63	64	66	67
Consum net la vârf *	MW	8102	8151	8681	8589	8247	8000	8120	8336	8612	8883	9134	9410	9720	10044	10336
Producție neta la vf. de consum**	MW	8846	9285	9406	8825	8825	8550	8670	8886	9162	9433	9734	10010	10370	10694	10986
Sold export-import la vf. de consum	MW	695	604	817	578	550	550	550	550	550	600	600	600	650	650	650
SCENARIUL CONSUM MINIM																
Consum intern net anual	TWh	52	53	54	55	51	50	51	52	53	54	55	57	58	60	61
Ritm anual consum	%	2	2	2	2	-8	-1	1	1	2	3	3	3	3	3	2
Sold export-import anual	TWh	3	4	2	4	3	3	2	2	2	3	3	3	4	4	4
Producție neta anuală	TWh	55	57	56	60	53	53	53	54	55	56	58	60	62	64	65
Consum net la vârf *	MW	8102	8151	8681	8589	8247	7835	7937	8052	8294	8556	8798	9060	9350	9674	9955
Producție neta la vf. de consum**	MW	8846	9285	9406	8825	8385	8487	8602	8844	9106	9398	9660	10000	10324	10605	10857
Sold export-import la vf. de consum	MW	695	604	817	578	550	550	550	550	550	600	600	600	650	650	650
* exclusiv consumul propriu al centralelor electrice, inclusiv pierderile în rețele - valori instantanee la ora fixa ** exclusiv consumul propriu al centralelor electrice - valori instantanee la ora fixa																

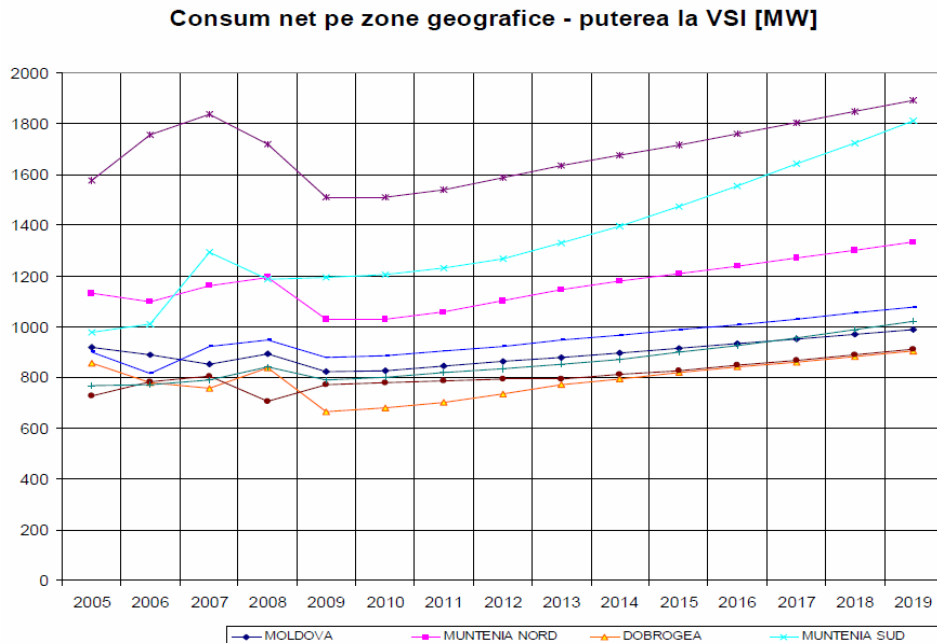


Fig. 2.4.5. Evoluția consumului de energie electrică pe zone geografice

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.

În unele centre urbane (București, Brașov, Cluj, Timișoara, Constanța, Tulcea), s-a avut în vedere creșterea consumului peste ritmul de creștere la nivel național, ținându-se seama de anunțurile unor operatori de distribuție și solicitările de avize tehnice de racordare.

În București, este preconizată creșterea consumului cu o rată mai accentuată. S-au înregistrat creșteri ale consumului de 8% în 2006 față de 2005, 18% în 2007 față de 2006, iar ENEL Distribuție Muntenia Sud a prognozat o creștere în următorii zece ani mai rapidă față de media pe țară.

În zona Constanța-litoralul Mării Negre, se prognozează de asemenea o creștere mai accentuată a consumului [Trans2011].

2.4.3. Rețeaua de transport al energiei electrice

Rețeaua de transport al energiei electrice (RET) este definită ca fiind rețeaua electrică de interes național și strategic, cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV, structura ei actuală fiind prezentată în figura 2.4.6.

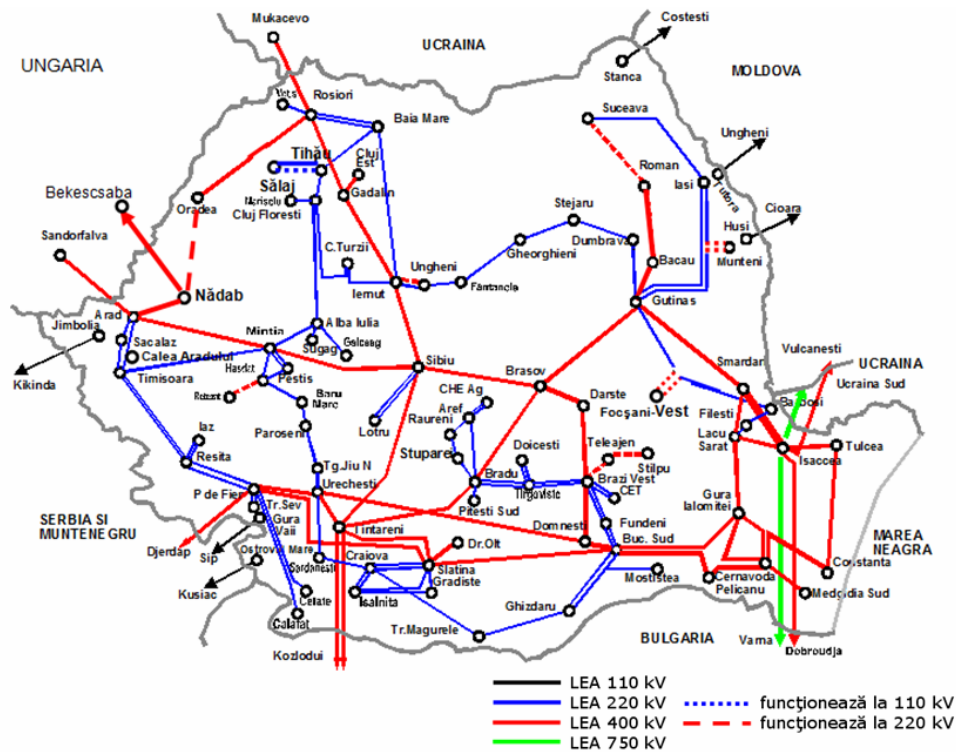


Fig. 2.4.6. Rețeaua de transport al energiei electrice

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.

De remarcat este, 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 re tehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor [Trans2011].

Investițiile efectuate până în prezent în rețeaua electrică de transport (RET) au permis, într-o primă etapă, realizarea unei infrastructuri noi și moderne de conducere prin dispecer și a infrastructurii necesare funcționării pieței de energie electrică (rețea națională de fibră optică, noul sistem EMS-SCADA, sistemul de măsurare a cantităților de energie electrică tranzacționate angro, platforme IT de tranzacționare și decontare). De asemenea este în curs de desfășurare programul de modernizare a întregii rețele, la nivelul celor mai înalte standarde europene, cu lucrări de modernizare și re tehnologizare a celor mai importante stații electrice din RET, precum și a dezvoltării capacităților pe liniile de interconexiune

Cunoașterea cât mai exactă a volumului și localizării geografice a consumului, producției și schimburilor de energie electrică este foarte importantă pentru dimensionarea

optimă a rețelei, astfel încât, pe de o parte, să se aloce resursele pentru dezvoltare acolo unde este necesar, iar pe de altă parte, să se evite costuri pentru întăriri nejustificate. De aceea, estimările la nivelul întregului SEN ale puterii medii și energiei consumate și generate anual, care se pot realiza pe baze statistice cu un grad de eroare acceptabil, au o relevanță redusă asupra studiilor de dimensionare a rețelei.

În ceea ce privește consumul, putem spune că utilizarea valorilor istorice măsurate în stații, amplificate cu factori care reflectă prognoza evoluției globale a consumului pe SEN, conduc la estimări cu erori fără consecințe majore asupra planului de dezvoltare. De obicei, programul de investiții poate fi corectat în timp util în cazul observării unei îndepărtări a valorilor față de prognoză, deoarece timpul necesar pentru instalarea unor transformatoare suplimentare de injecție spre rețeaua de distribuție nu este foarte mare.

Problema majoră pentru planificarea rețelei constă în ultimii ani în incertitudinea asupra evoluției parcului de producție.

Dezvoltarea parcului de producție se desfășoară descentralizat, ca o consecință a planurilor de afaceri ale producătorilor. La momentul actual nu există un organism care să coreleze evoluția parcului de producție cu evoluția consumului și care să poată pune la dispoziția OTS un plan de evoluție în timp corelat cu dezvoltarea rețelei. Sursa principală de informare pentru Operator de Transport și de Sistem (OTS) sunt comunicările primite la solicitarea sa de la producătorii existenți și cererile de racordare la rețea primite de la potențiali utilizatori.

Intențiile de dezvoltare sau reducere a activității producătorilor sunt însă informații sensibile din punct de vedere comercial, deci credibilitatea informațiilor transmise către OTS este limitată. Ele nu reprezintă un angajament ferm din partea beneficiarilor iar nerespectarea programului propriu anunțat nu prezintă nici un risc pentru aceștia.

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 220kV Gutinaș – Dumbrava, LEA 400kV Porțile de Fier – Urechești, LEA 220kV Alba Iulia – Șugag – Gâlceag, LEA 220kV Alba Iulia – Cluj Florești, LEA 220kV Reșița Timișoara, LEA 220kV Brazi Vest – Fundeni;
- 2006 – s-au efectuat reparații capitale pe liniile: LEA 220kV Fântânele – Gheorghieni, LEA 400kV Porțile de Fier – Slatina;
- 2007 – s-au efectuat reparații pe liniile: LEA 220kV Gutinaș – FAI – Munteni, LEA 220kV Mintia – Alba Iulia, LEA 220kVBrazi Vest – Târgoviște, LEA 220kV 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 – 2005, 110kV Baia Mare 3 – 2006, 220/110kV Târgoviște – 2007, 220/110 Sălaj – 2007, 220/110kV Cluj Florești – 2008, 220 kV Stupărei – 2009 și se află în proces de modernizare alte 5 stații – 220/110kV Turnu Măgurele, 220/110kV Peștiș, 220/110kV FAI, 220kV Baia Mare 3, 220/110kV Gheorghieni.

Alte proiecte de rețehnologizare/modernizare și mentenanță pe care le are în plan CN Transelectrica SA 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 Stâlp 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 rețehnologizarea 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/ rețehnologizare și extindere;

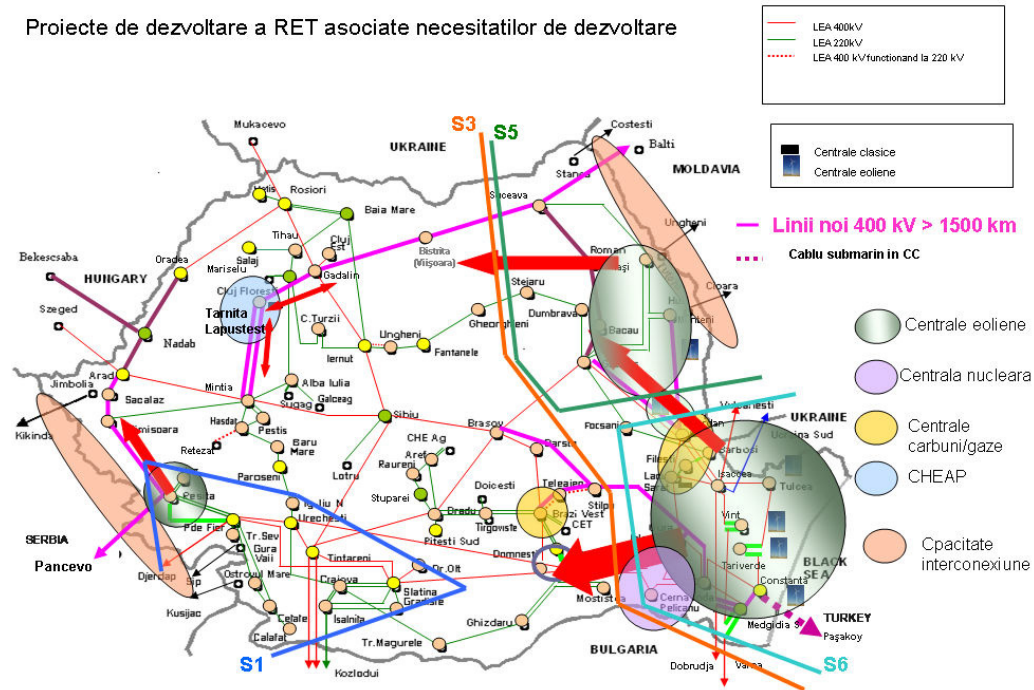


Figura 2.4.7. Proiecte de dezvoltare a RET

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

În figura 2.4.7 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].

2.5. Extinderea sistemului electroenergetic al României

Pentru elaborarea unui plan de extindere a sistemului electroenergetic se pornește de la necesitatea satisfacerii cerințelor utilizatorilor în condițiile menținerii calității serviciului de transport și de sistem și a siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic național, în conformitate cu reglementările în vigoare și cu standardele impuse de funcționarea interconectată în cadrul ENTSO-E.

Elementele determinante care trebuie luate în considerare sunt

- necesitățile utilizatorilor SEN;
- strategia și politica energetică a guvernului;
- direcțiile strategice ale CNTEE „Transelectrica” - S.A.;
- contractele și angajamentele ferme ale companiei la data elaborării Planului;
- disponibilitățile financiare ale companiei;
- integrarea în piața de energie electrică europeană.

Direcțiile strategice de dezvoltare avute în vedere la stabilirea soluțiilor tehnice și la elaborarea programelor de investiții de mentenanță sunt următoarele:

- realizarea mentenanței, modernizării și dezvoltării RET și a capacităților de interconexiune, în scopul menținerii siguranței funcționării SEN în ansamblu, în conformitate cu Licența nr. 161/2000, rev. 2/2005, modificată prin decizia ANRE nr. 867/30.04.2009;
- introducerea tehnologiilor performante existente pe plan mondial;
- promovarea teleconducerii instalațiilor din stațiile RET;
- susținerea unui rol major în piața de energie electrică regională și europeană;
- creșterea capacității de interconexiune cu sistemele vecine;
- creșterea volumului energiei transportate;
- promovarea soluțiilor care conduc la reducerea pierderilor în RET;
- reducerea congestiilor în RET.

Dezvoltarea și exploatarea RET se urmărește să fie realizată cu costuri minime, în condițiile aplicării principiului dezvoltării și utilizării optime a sistemului de transport. Pentru a se îndeplini aceste cerințe trebuie luate în considerare semnalele transmise prin tariful zonal de transport privind:

- amplasarea noilor consumatori, de preferință, în zonele excedentare ale sistemului;
- amplasarea noilor producători, de preferință, în zonele deficitare ale sistemului;
- utilizarea cât mai eficientă a capacităților de transport existente;
- integrarea în piața de energie electrică europeană.

Etapela de analiză parcurse pentru elaborarea unui plan de perspectivă sunt următoarele:

Prognoza cererii de energie electrică și termică (termoficarea urbană și consumul industrial) pe ansamblul SEN pentru perioada analizată;

- prognoza consumului de energie și a nivelului de putere electrică (activă și reactivă) pe paliere caracteristice ale curbei de sarcină (vârf și gol de sarcină în sezoanele de iarnă și vară), în profil teritorial;
- prognoza de import/export/tranzit de energie și putere electrică;
- evaluarea stării tehnice actuale a capacităților de producere a energiei electrice (și termice), a instalațiilor din rețeaua de transport a energiei electrice și a instalațiilor de interconexiune cu sistemele vecine;
- evaluarea importanței stațiilor de transport;
- stabilirea disponibilității capacităților de producție, considerând programele de casări, reabilitări și instalare de grupuri noi;
- evaluarea necesarului de servicii de sistem pentru SEN și a modului de asigurare a acestora;
- elaborarea bilanțelor de puteri active și reactive pe noduri ale RET și zone energetice ale SEN, la palierele caracteristice ale curbei de sarcină;
- analiza regimurilor de funcționare a RET în perioada de referință: circulațiile de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină, pierderile de putere pe palierele caracteristice ale curbei de sarcină și pierderile anuale de energie electrică în RET, nivelul admisibil de tensiune și reglajul acesteia în nodurile RET, nivelul puterilor de scurtcircuit în nodurile RET, condițiile de stabilitate statică și tranzitorie a funcționării SEN;
- analiza performanțelor actuale și stabilirea programelor necesare de modernizare/dezvoltare a infrastructurii asociate RET;
- stabilirea investițiilor necesare pentru satisfacerea cerințelor de ordin tehnic impuse de funcționarea interconectată a SEN cu rețeaua ENTSO-E și pentru participarea la piața de energie electrică regională;

- stabilirea măsurilor necesare pentru reducerea impactului RET asupra mediului;
- prognoza tarifelor de transport;
- evidențierea oportunităților pentru conectarea la RET a noilor utilizatori: mari consumatori racordați direct la rețelele de foarte înaltă tensiune și producători de energie electrică.

2.6. Modalități de tratare a problemei extinderii RET

Planificarea extinderii sistemelor electroenergetice reprezintă o problemă complexă cu deosebită importanță în industria electroenergetică. În variantă clasică planificarea extinderii SEE se rezuma la minimizarea costurilor aferente planificării ca apoi în urma liberalizării pieței de energie aceasta să sufere o serie de modificări ținându-se cont atât de reducerea costurilor totale de investiții cât și de maximizarea profitului și de numărul ridicat de incertitudini pe care îl implică sistemul dereglementat [Ma2008], [Yu2009], [Pop2010].

Problema extinderii SEE poate fi privită din mai multe puncte de vedere diferite.

Din punct de vedere al incertitudinilor din SEE extinderea rețelei de transport poate fi tratată prin abordare:

- deterministă;
- probabilistă.

În cadrul abordării deterministe planul de extindere este gândit ținându-se cont doar de scenariul cel mai puțin favorabil fără a lua în considerare gradul de apariție al acestuia în sistem. Pentru abordare probabilistă planul de expansiune este întocmit astfel încât să țină cont de toate scenariile posibile care pot apărea pentru perioada preconizată având în vedere și gradul de apariție în sistem.

Din punctul de vedere al orizontului de planificare extinderea SEE poate fi clasificată în:

- extindere statică;
- extindere dinamică.

În cadrul extinderii statice se caută ca extinderea sistemului să se efectueze pe un singur an, altfel spus cel care execută planificarea caută să răspundă la întrebările „ce” elemente ale sistemului de transport trebuie adăugate în rețea și „unde” trebuie adăugate [Buygi2004]. În planificarea dinamică se urmărește un plan de expansiune multianual, planificatorul încercând să găsească soluția optimă la problema extinderii pentru întreaga perioadă, acesta fiind nevoit să răspundă la întrebările ridicate de planificarea statică determinând în același timp și momentul optim în care elementele din sistem trebuie instalate.

Un alt mod de a trata extinderea RET este din perspectiva structurii SEE și a pieței de energie:

- piața reglementată;
- piața dereglementată.

Obiectivul principal al planificării extinderii RET în sistemele reglementate este de a satisface cererea de sarcină, menținând în același timp fiabilitatea și calitatea serviciilor sistemului. În acest mediu gradul de apariție al incertitudinilor este foarte scăzut iar planificarea se realizează centralizat și planificat cu introducerea grupurilor noi de generare a energiei electrice. Cel care realizează planificarea are acces la infor-

mașiile legate de localizarea consumatorilor și a grupurilor generatoare, disponibilitatea unităților de generare, modelul de încărcare al rețelei și de evacuare al puterii, planificarea realizându-se pe baza criteriilor de fiabilitate. Modelul matematic de optimizare folosit în cadrul planificării în sistemele reglementate este unul determinist, funcția obiectiv având în componența ei costul de extindere și de funcționare al sistemului, ținând cont de restricții de ordin tehnic și economic. Problema se prezintă ca o optimizare neliniară cu restricții care poate fi rezolvată folosindu-se tehnici de programarea neliniară [Hamo2002] și programarea cu numere întregi [Farr1988], [Bahi2001], [Santos1989], [Seifu1989]), tehnici matematice de decompoziție (Benders' decomposition) [Pere1985b], [Bina2001a], [Sidd1995], [Oliv1995], metode de punct interior [Sanch2005b] și algoritmi „branch and bound” [Haff2000], [Carre2005], [Zhao2009].

Introducerea pieței libere de energie modifică modul în care trebuie tratată problema extinderii deoarece introduce un grad foarte ridicat de incertitudine. O sinteză privind direcțiile abordate în cadrul planificării extinderii sistemelor electroenergetice pentru piețelor dereglementate poate fi găsită în [Wu2006], [David2001], [Woolf2003], [Yu2006].

Conceptul de planificare axată pe piață integrează analize financiare și ingineresti, care iau în considerare atât aspectele economice, cât și legile fizice ale producerii puterii, consumului și transportului [Pop2010].

Pentru obținerea unei planificării a extinderii SEE cât mai echilibrată din punct de vedere economic și al fiabilității este utilizată simularea Monte Carlo pentru a determina rata deconectării grupurilor generatoare și a liniilor de transport importante. În final, rețeaua de transport va fi extinsă pe baza indicatorilor de fiabilitate (energia probabil nelivrată și pierderea consumului) și impactul economic, care este indicat prin costul marginal nodal [Braga2003], [Braga2004].

În lucrările sale Buygi propune patru abordări pentru rezolvarea problemei de planificare a extinderii SEE [Buygi2004a], [Buygi2004b], [Buygi2004c], [Buygi2004d], abordarea probabilistă fiind cea mai utilizată pentru modelarea incertitudinilor aleatoare apărute în sistem, urmată de analiza scenariilor, analiza deciziilor și abordarea fuzzy.

O altă categorie de metodele de extindere sunt abordările meta-euristice: algoritmi genetici, algoritmi de tip roi, sisteme expert, teoria fuzzy, soluția tehnică de tip Pareto. Un algoritm genetic avansat a fost propus în [Lu2005b] pentru rezolvarea problemelor de optimizare de tip multi-obiectiv [Mira1998a], [Mira1998b], [Buygi2003], [Cadi2010]. Abordări de tip roi pentru rezolvarea problemei de extindere optimă a SEE sunt propuse în [Jin2007], [Gao2005], [Verma2009].

În [Kand2001] se propune un sistem expert pentru extinderea rețelei de transport, în cadrul mediilor competitive. În cazul sistemelor expert planul final de extindere este selectat pe baza tehnicii de căutare a soluției.

În [Sun2000] este utilizat un model fuzzy de optimizare multi-obiectiv pentru a realiza planificarea extinderii SEE. Pentru simplificarea calculelor modelul de optimizare multi-obiectiv este transformat într-un model cu un singur obiectiv.

Un algoritm de optimizare multicriterială este propus în [Orth2001], [Styc1999]. Aceștia utilizează soluționarea bazată pe tehnica Pareto pentru rezolvarea problemei de optimizare.

2.7. 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.

Piața unică europeană de energie electrică a devenit o realitate, care 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.

Analiza atentă a situației actuale a RET a României evidențiază două aspecte contradictorii: capacitatea de transport al energiei electrice (și producere) 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. Se remarcă totuși 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.

Datele privind evoluția consumului (și a eventualelor exporturi de energie electrică sau 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).

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, al pieței de energie și al SEE;
- prezentarea într-o manieră proprie, graduală, a evoluției pieței de energie în UE, a legislației europene în domeniu energetic, a cerințelor impuse prin dezvoltarea durabilă și protecția mediului;
- 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 sistematizată a evoluției 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 SEE

Obiectivul capitolului 3 constă în prezentarea sistematizată a metodelor actuale de soluționare a planificării extinderii optime a SEE, a rețelei de transport al energiei electrice din cadrul acestor sisteme. Se au în vedere atât cele care se utilizează pentru sistemele reglementate, cât și cele referitoare la sisteme dereglementate. Se menționează faptul că 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.

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, algoritmi genetici, 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.

Se remarcă suplimentar 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) discretă, cu orizont finit, prospectivă sau retrospectivă.

3.1. Metode matematice de optimizare

În această formulare, planificarea extinderii SEE este formulată ca o problemă matematică de optimizare de mari dimensiuni, unde se caută acea soluție de extindere 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.

3.1.1. Programare liniară, programare liniară cu numere întregi și mixtă

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 bilanțurile 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) [Kilyeni2012], [Momoh 2007]. Majoritatea metodelor de soluționare 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:

- abordarea "statică" a problemei, cum s-a menționat în paragraful precedent;
- 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 sumei costurilor de investiții legate de extinderea rețelei datorită supraîncărcării elementelor de rețea;
- soluționarea problemei se face în două etape: reducerea numărului de variabile și a numărului de relații de restricție de tip egalitate, urmată de soluționarea

problemei de programare liniară. De aici a rezultat cu un algoritm de tip simplex dual pentru variabilele care violează restricțiile de tip inegalitate, asociată cu o strategie de relaxare [Kilyeni2012], [Momoh2007];

- problema de programare liniară care a rezultat cuprinde o singură relație de restricție de tip egalitate și un număr de relații de restricție de tip inegalitate egal cu numărul de elemente de rețea;
- elementul esențial al tehnicii de relaxare se bazează pe faptul că, de regulă, sunt încălcate puține restricții de tip inegalitate, ceea ce conduce la ideea de a considera la început doar relațiile de limitare a puterii active și relația de restricție de tip egalitate, urmată de introducerea succesivă a relațiilor de restricție de tip inegalitate referitoare la circulația de puteri prin elementele de rețea, în ordinea "periculozității" lor (probabilitatea de încălcare);
- aplicațiile prezentate se referă la sisteme test de dimensiuni reduse și la sisteme reale (sistemul electroenergetic al Braziliei, redus la 64 de noduri).

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 remarcându-se următoarele aspecte specifice:

- 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).

Pe lângă termenul corespunzător elementelor de siguranță în funcționare, [Kaze2009] mai ia în considerare și un criteriu care ține cont de considerente de impact asupra mediului (emisiile de CO₂).

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.

3.1.2. Programare neliniară

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.

3.1.3. Programare dinamică

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- euristic 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.

3.1.4. Descompunere ierarhică și de tip Bender

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. Euristica 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], [Esmine2005], 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.

3.2.1. Algoritmi euristici constructivi

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.

3.2.2. Recoacere simulată (Simulated Annealing)

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, procesate în paralel) de tip SA, aplicat la planificarea extinderii pe termen lung a SEE. 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 eminentă 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.

3.2.3. Căutare de tip tabu (Tabu Search)

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 SEE, 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 sistemele din cadrul SEE al Braziliei,

În [Galle2009] se realizează un studiu comparativ asupra metodelor de optimizare neconvexe aplicate pentru studiile de planificare a extinderii SEE. 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).

3.2.4. Sisteme expert

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 SEE 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 SEE. 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.

3.2.5. Algoritmi evolutivi. Algoritmi genetici

La modul general, o tehnică de calcul de tip evolutiv este o metodă iterativă de rezolvare a problemelor de optimizare bazată pe o tehnică 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 ca 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:

- a) algoritmi genetici (AG), care se folosesc în special pentru rezolvarea unor probleme de optimizare discretă (combinatorie). 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;
- b) algoritmi evolutivi (AE), care au fost concepute inițial pentru a rezolva probleme de optimizare continuă. Populația este constituită din elemente din domeniul de definiție al funcției obiectiv. Operatorul principal este cel de mutație, dar este folosită și recombinarea. Pentru strategiile evolutive au fost dezvoltate scheme de adaptare a parametrilor de control (auto-adaptare).

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. Robustetea 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.

În [Shay2010] se analizează efectul conductoarelor fasciculare asupra soluției de extindere statică a unor SEE complexe cu mai multe nivele de tensiune, utilizând un algoritm genetic cu codificare zecimală. Aplicația se referă la SEE al Azerbaidjan-ului.

3.2.6. Metoda coloniilor de furnici

Principiul care stă la baza metodei coloniilor de furnici este inspirat din comportamentul de căutare a sursei de hrană al acestora. În cazul coloniilor de furnici, acestea 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 este 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].

3.2.7. Metoda roiurilor de particule

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.

Succesul acestui tip de comportament a inspirat elaborarea unei metode de optimizare nesupervizată, numită Particle Swarm Optimization (PSO). Deși are unele puncte comune cu metode consacrate, precum calculul evolutiv (în principal utilizarea funcției obiectiv – FOB, care asociază o valoare fiecărei soluții candidat), PSO procedează în mod diferit. Fiecare soluție candidat, numită în acest context particulă, se află în permanentă mișcare, în încercarea de a se apropia de două valori importante: cea mai bună valoare a FOB pe care particula respectivă a înregistrat-o de-a lungul evoluției sale, respectiv cea mai bună valoare a FOB înregistrată de oricare particulă din vecinătatea sa de-a lungul evoluției acestora.

Ceea ce diferențiază în mod fundamental PSO de alte tehnici este separarea completă a spațiului în care se mișcă particulele de spațiul soluțiilor, așa cum este definit de problemă. Particulele se mișcă într-un spațiu multidimensional, iar pozițiile lor (și implicit distanțele dintre acestea) sunt inițializate aleator și evoluează doar în funcție de relațiile stabilite cu vecinii topologici. Datorită acestei separări, PSO se pretează la abordarea oricărui tip de problemă de optimizare. De asemenea, PSO deschide noi perspective prin posibilitățile de hibridizare cu alte metode, deterministe sau euristice.

O metodă discretă de tip PSO a fost propusă în [Jin2007] pentru a rezolva problema planificării extinderii SEE. Lucrarea face o analiză interesantă asupra 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 pentru soluționarea planificării extinderii SEE, definită 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 pentru rezolvarea problemei în discuție. Aplicația se referă la sistemul test IEEE 24.

În [daRoch2011] se soluționează problema planificării extinderii SEE cu 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. Concluzii

Obiectivul capitolului 3 constă în prezentarea sistematizată a metodelor actuale de soluționare a planificării extinderii optime a SEE, a rețelei de transport al energiei electrice din cadrul acestor sisteme. 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.

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

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) discretă, cu orizont finit, prospectivă sau retrospectivă.

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 SEE complexe, atât cele care la ora actuală pot fi considerate "clasice", cât și a celor "moderne", utilizând tehnici specifice inteligenței artificiale;
- reliefa 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
- pregătirea elementelor pentru capitolele următoare, care se referă la metodele concrete utilizate în lucrare și la studiile de caz realizate.

4. PARTICLE SWARM OPTIMIZATION (PSO)

Obiectivul capitolului 4 constă în prezentarea unei sinteze a evoluției algoritmilor de tip roi și a particularităților acestora, împreună cu modelele matematice aferente.

În prima parte a capitolului sunt descrise câteva elemente generale pe care le implică tehnica calculului evolutiv și încadrarea algoritmilor de tip roi în această categorie. În continuare sunt enumerate categoriile principale de algoritmi de tip roi, împreună cu particularitățile lor.

O atenție specială este îndreptată spre *particle swarm optimization* (PSO) și diversele variante ale acestuia. Sunt prezentate în detaliu o serie de particularități ale PSO, împreună cu toate elementele caracteristice și parametrii specifici.

Ultima parte a capitolului are un caracter aplicativ, având ca obiect testarea comportamentului algoritmilor de tip PSO pentru diferite funcții matematice test. Rezultatele obținute au rolul de a justifica și determina valorile parametrilor specifici algoritmilor de tip PSO. 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 SEE de mari dimensiuni).

4.1. Calcul evolutiv. Inteligența de tip roi (swarm)

Algoritmii evolutivi fac parte din categoria tehnicilor euristice și stocastice de optimizare, bazate pe principiile teoriei evoluției naturale. Domeniul de investigare al algoritmilor evolutivi este cunoscut sub numele de „calculul evolutiv”, acesta fiind un subdomeniu al inteligenței artificiale [SumIm2009b]. Calculul evolutiv este condus iterativ și implică creșterea sau dezvoltarea unei populații care este ghidată într-o căutare aleatorie folosind o procesare paralelă pentru a atinge scopul dorit. Astfel de procese sunt adesea inspirate de mecanismele biologice ale evoluției [wikiEC].

Un algoritm evolutiv standard poate fi descris prin următorul pseudocod:

```
1  Inițializarea populației
2  Evaluarea populației
3  While (cât timp condiția de ieșire nu este îndeplinită)
4      Aplică selecția
5      Aplică încrucișarea (recombinarea)
6      Aplică mutația
7      Evaluatează individul generat
8      Actualizează populația
9  End While
```

Cu excepția procedurii de evaluare, care este de obicei bazată pe funcția obiectiv, restul procedurilor și operațiilor constituie trăsăturile distinctive ale unui algoritm evolutiv.

Inteligența de tip roi – swarm (sintagmă propusă de Beni și Wang în [Beni1989]) desemnează o formă de inteligență specifică unui sistem colectiv format din agenți relativ simpli, autonomi (fiecare agent în parte reprezentând un subsistem care interacționează cu mediul înconjurător fără a urma un plan prestabilit), care este capabil

să se auto-organizeze, în urma interacțiunilor cu caracter local de tip agent-agent, precum și de tip agent-mediu înconjurător. Organizarea sistemelor de tip roi se produce descentralizat, adică în lipsa oricărei influențe externe cu caracter coercitiv [Berian2010].

Cu alte cuvinte, inteligența de tip roi reprezintă o colecție de algoritmi inspirați din natură, care se încadrează sub „umbrela” domeniului calculului evolutiv. Aceasta este bazată pe algoritmi care se folosesc de o populație formată din indivizi (posibili candidați la soluție) care comunică între ei evoluând de-a lungul generațiilor până când o soluție acceptabilă este găsită.

Cercetările asupra inteligenței de tip roi se încadrează în general în trei mari categorii:

1. Îmbunătățirea algoritmului

Fiecare algoritm de tip roi a fost studiat și modificat pentru a-i fi îmbunătățite performanțele din diferite perspective precum: convergența, precizia soluției, eficiența algoritmului etc. Luând ca exemplu algoritmul *particle swarm optimization* (PSO), pentru acesta au fost studiate intensiv efectele coeficientului de inerție, ale coeficienților de accelerare și vecinătate, ajungându-se, pentru îmbunătățirea performanțelor, la diferite variante ale algoritmului de bază.

2. Tipul problemei pentru care algoritmul a fost proiectat

În general, majoritatea algoritmilor de tip roi sunt orientați în rezolvarea problemelor de optimizare fără restricții cu o singură funcție obiectiv. Prin studierea și adaptarea algoritmului, acesta poate fi modificat pentru a fi folosit în rezolvarea problemelor de optimizare cu restricții, atât pentru funcțiile cu un singur obiectiv, cât și pentru cele cu obiectiv multiplu (multi-obiectiv).

3. Domeniul în care este aplicat algoritmul.

Algoritmii de tip roi au fost aplicați cu succes pentru rezolvarea unei game largi de probleme cu aplicabilitate practică. Datorită faptului că algoritmii de tip roi nu necesită, de regulă, ca funcțiile pe care sunt aplicați să fie continue și derivabile în domeniul de interes (condiții critice pentru algoritmii tradiționali de optimizare), aceștia au fost folosiți pentru rezolvarea unor multitudini de probleme cu aplicație în lumea reală, probleme care altfel ar fi fost imposibil sau foarte dificil de rezolvat în cadrul abordărilor clasice. Din acest motiv s-a observat un interes din ce în ce mai ridicat în adaptarea acestor algoritmi pentru aplicații practice, atât din partea cercetătorilor, cât și din partea sectorului industrial [Bijaya2011].

4.2. Algoritmi de tip roi

Principala sursă de inspirație din spatele dezvoltării inteligenței de tip roi decurge direct din natură. Bancurile de pești, stolurile de păsări, coloniile de furnici sau turmele de animale demonstrează capacități auto-organizatorice remarcabile și produc un comportament colectiv care nu poate fi descris doar prin simpla reuniune a comportamentului fiecărui individ. Această observație a stimulat curiozitatea științifică cu privire la normele care produc și stau la baza comportamentului colectiv. Studiul regulilor și al procedurilor care promovează comportamentul inteligent și apariția unui tipar în cadrul colaborării și competiției între indivizii unei populații a dat naștere la domeniul inteligenței colective.

În domeniul optimizării, inteligența de tip roi a apărut în 1989 ca un set de algoritmi destinați pentru controlul roboților autonomi [Beni1989]. Șase ani mai târziu au fost dezvoltate principalii trei algoritmi de tip roi: ant colony optimization (ACO), stochastic diffusion search (SDS) și particle swarm optimization (PSO).

Deși între algoritmi de tip roi și cei evolutivi există diferențe destul de mari din punct de vedere operațional, aceștia au fost incluși în domeniul calculului evolutiv. Această alegere a fost făcută datorită unor similitudini inerente cum ar fi căutarea stocastică, utilizarea unei populații, domeniul de aplicabilitate, motiv pentru care lucrările care tratează inteligența de tip roi sunt publicate în reviste care au ca subiect calculul evolutiv. Creșterea exponențială a lucrărilor care tratează acest domeniu și interesul din ce în ce mai crescut al comunității științifice a făcut ca inteligența de tip roi să beneficieze de simpozioane și jurnale de specialitate dedicate exclusiv acestui domeniu. În continuare vor fi prezentate principiile pe care se bazează cei mai des utilizați și cunoscuți algoritmi de optimizare din categoria inteligenței de tip roi.

4.2.1. Ant Colony Optimization (ACO)

Ant colony optimization (ACO) sau modelul coloniilor de furnici este un algoritm de optimizare stocastic elaborat de Dorigo în 1992 pentru rezolvarea problemelor de analiză combinatorie. Principiul care stă la baza ACO este inspirat din comportamentul coloniilor de furnici și reprezintă de fapt o căutare în paralel pe mai multe căi bazată pe datele locale ale problemei și structura dinamică a informațiilor acumulate pe parcursul căutării. Acest comportament colectiv rezultat din interacțiunea căutării soluției pe mai multe planuri (fire sau căi) s-a dovedit foarte eficient în rezolvarea problemelor de analiză combinatorie (PC) [Maniezzo2004].

Algoritmul este bazat pe un concept care în literatura engleză apare sub numele de *stigmergy* – fiind o formă de autoorganizare [Parsop2010]. Acest concept desemnează o formă indirectă de comunicare între indivizii unui colectiv dotat cu inteligență de tip roi prin care; deși agenții acționează independent, comportamentul colectiv este stimulat de urmele lăsate de către agenți în mediul exterior. Datorită acestui tip de comunicare, agenții nu își coordonează în mod direct munca, ci, într-un fel, ei sunt ghidați de aceasta (*stigma* – *stimul*; *ergon* – *lucru, muncă*). Acest proces reprezintă o succesiune de secvențe comportamentale de tip stimul-răspuns care contribuie la coordonarea dintre insecte, mediul exterior având rol de canal de comunicare [Berian2010].

În cazul coloniilor de furnici, acestea 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 este unul simplu și eficient, pe care natura îl oferă pentru rezolvarea problemelor legate de găsirea celui mai scurt drum.

Algoritmii coloniilor de furnici urmează o procedură similară; furnicile artificiale pornesc căutarea dintr-un anumit punct (cuibul) și construiesc pe rând componentele posibilelor soluții. Fiecare componentă sau cale este selectată dintre alternative într-o manieră probabilistică. Alternativele sunt marcate cu niveluri diferite de feromoni care determină probabilitatea de selecție. Nivelul de feromoni este actualizat la sfârșitul fiecărui circuit (între cuib și sursa de hrană), pe baza calității soluției obținute, astfel încât componentelor soluției cu cele mai mici valori ale funcției obiectiv să li se atribuie cele mai ridicate niveluri de feromoni. Pentru a evita blocarea într-o soluție de optim local, asupra feromonilor este aplicat conceptul de evaporare, astfel încât în cazul în care nivelul de feromoni nu este întărit de furnici, acesta va fi diminuat.

O serie de abordări diferite, care promovează elitismul în cadrul coloniei, împreună cu modalități de a trata actualizarea nivelului de feromoni au fost propuse în literatură [Bonabeau1999], [Dorigo2004], [Parsop2010].

4.2.2. Artificial Bee Colony (ABC)

Artificial bee colony (ABC) este unul dintre cei mai recenti algoritmi bazați pe populație (de tip roi), fiind introdus în literatura de specialitate de către Devis Karaboga în 2005 [Karaboga2005]. Este inspirat de comportamentul familiilor de albine. Algoritmul este ușor de implementat, folosindu-se de parametri de control precum dimensiunea coloniei și numărul maxim de iterații. Ca algoritm de optimizare ABC se folosește de o căutare bazată pe o populație unde poziția sursei de hrană (nectarul) reprezintă o posibilă soluție a problemei de optimizare, iar cantitatea de nectar a sursei de hrană corespunde calității soluției asociate funcției obiectiv. Albinele sunt organizate în trei categorii: albine lucrătoare, albine pasive și albine cercetaș. Fiecărei sursă de hrană îi este asociată o albină lucrătoare, care, după ce parcurge drumul către poziția care i-a fost alocată, se întoarce în cuib pentru a comunica cu celelalte albine nivelul de nectar găsit. O albină lucrătoare a cărei sursă de hrană este abandonată se transformă în albină cercetaș care va încerca să găsească o altă locație [webABC]. Albinele pasive aleg o poziție pe care o vor evalua în funcție de nivelurile de nectar comunicate de către cele lucrătoare.

Pașii principali ai algoritmului sunt următorii [wikiABC]:

- 1 **Inițializarea populației:** pozițiile inițiale ale surselor de hrană se aleg aleator în spațiul soluțiilor
- 2 **Repeat**
- 3 Fiecare albină lucrătoare parcurge drumul către sursa de hrană alocată și determină și o sursă vecină apoi se întoarce în colonie pentru a comunica nivelul de nectar
- 4 Albinele pasive aleg o sursă de hrană în funcție de nivelurile de nectar comunicate și aleg o poziție vecină sursei alese după care este evaluat raportul de nectar
- 5 Sunt determinate sursele de hrană care vor fi abandonate, acestea fiind înlocuite cu cele descoperite de către cercetași
- 6 Este memorată poziția sursei de hrană cu cel mai ridicat nivel de nectar
- 7 **Until** (sunt îndeplinite condițiile de stop)

Se poate observa ca prin folosirea ABC se realizează atât o căutare locală, prin intermediul albinelor lucrătoare, cât și o căutare globală în spațiul soluțiilor, dată de albinele pasive și de cercetași, în încercarea de a echilibra procesul de explorare și exploatare.

4.2.3. Stochastic Diffusion Search (SDS)

Stochastic Diffusion Search (SDS) a fost introdus de către Bishop în 1989 [Bishop1989] ca un algoritm destinat rezolvării problemelor de *potrivire a tiparelor* (*pattern matching*). Metoda se bazează pe evaluări succesive parțiale ale posibililor candidați la soluție de către o populație de agenți și pe comunicarea agenților între ei cu scopul de a localiza cea mai bună potrivire cu un tipar aflat în spațiul de căutare. Pe baza cercetărilor efectuate în ultimii ani, SDS a fost aplicat cu succes și pentru rezolvarea altor probleme decât cele legate de potrivirea tiparelor [deMeyer2004].

În general, SDS poate fi aplicat cu ușurință pentru rezolvarea problemelor de optimizare în care funcția obiectiv poate fi descompusă în componente care să permită evaluarea lor în mod independent. Pentru a localiza optimul unei funcții obiectiv, SDS se folosește de un roi, de o populație de agenți, fiecare dintre aceștia susținând o ipoteză legată de optimul căutat. Algoritmul presupune repetarea a două faze, una de testare și alta de difuzie, până când agenții converg către ipoteza optimă [webSDS].

```

1  Inițializare (agenți)
2  Repeat
3      Testare (agenți)
4      Difuzie (agenți)
5  Until (sunt îndeplinite condițiile de stop)

```

Ipotezele inițiale memorate de către fiecare agent se aleg uniform aleator în spațiul de căutare.

Faza de testare presupune ca ipoteza memorată de fiecare agent să fie testată cu o componentă a funcției obiectiv aleasă în mod aleator, indicând dacă ipoteza agentului respectiv este validă sau nu. Dacă agentul respectiv primește o evaluare favorabilă, atunci acesta devine activ în cadrul populației, iar dacă nu, el devine un membru pasiv [deMeyer2004].

În faza de difuzie, fiecare agent pasiv alege în mod aleatoriu un alt agent din populație pentru a comunica cu acesta. Dacă agentul ales este unul activ, ipoteza memorată de acesta va fi comunicată agentului pasiv, în caz contrar agentul pasiv va fi reinițializat cu o altă ipoteză aleasă în mod aleator din spațiul de căutare.

Pe parcursul evoluției algoritmului se formează grupuri de agenți care împărtășesc aceeași ipoteză, astfel încât la finalul iterațiilor sau în momentul convergenței soluția va fi indicată de către grupul cel mai numeros de agenți.

Conform [Parsop2010] printre domeniile în care SDS a fost aplicat cu succes se numără recunoașterea de text și obiecte, robotică [Bishop1989], [Bishop1992], recunoaștere facială [Grech1993] și în domeniul rețelelor wireless [Whitaker2002]

4.2.4. Particle Swarm Optimization (PSO)

Particle Swarm Optimization (PSO) a fost dezvoltat de Kennedy și Eberhart [Kennedy1995] ca un algoritm de optimizare stocastic bazat pe simularea modelelor sociale din cadrul stolurilor de păsări sau a bancurilor de pești.

În cadrul PSO, agenți numiți și particule sau indivizi se mișcă în spațiul de căutare, poziția ocupată de particulă la un moment dat reprezentând o posibilă soluție a problemei de optimizare. Fiecare particulă își modifică poziția pe parcursul evoluției algoritmului, în căutarea uneia mai bună, prin intermediul unei viteze a cărei ecuație a fost inițial inspirată din mișcarea stolurilor de păsări. Poziția atinsă de fiecare particulă este memorată, ca apoi să fie comunicată către întreaga populație astfel încât direcția de mișcare să fie către regiunea cea mai promițătoare detectată până la acel moment. Modul de comunicare este determinat de o rețea socială fixă sau adaptivă, care joacă un rol crucial cu privire la proprietățile de convergență ale algoritmului [Parsop2010].

Prima punere în practică a PSO a fost în domeniul antrenării rețelelor neuronale și a fost realizată de către Kennedy și Eberhart [Kennedy1995], împreună cu dezvoltarea algoritmului în sine, ca apoi acesta să fie aplicat în domenii precum telecomunicațiile, data mining, design, optimizarea combinatorie, electroenergetică, procesare de semnal etc. [webPSO].

În subcapitolele următoare vor fi prezentate pe larg atât conceptele standard cât și variante și modificări aduse PSO pentru a-i îmbunătăți performanțele.

4.3. Particle Swarm Optimization (PSO). Versiunea de bază

4.3.1. Prezentarea generală

Prezentat din perspectivă matematică (problemă de optimizare neliniară fără restricții) PSO 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).

După cum s-a menționat în capitolul anterior PSO este un algoritm bazat pe populație, purtând numele de *roi*, iar indivizii care o compun se numesc *particule*.

Astfel, roiul este definit ca fiind mulțimea $\mathbf{S} = \{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_{n_p}\}$, unde n_p reprezintă numărul de particule (fiecare particulă fiind un posibil candidat la soluție).

Fiecare particulă este, la rândul ei, o mulțime reprezentată de numărul de variabile al funcției f și poate fi scrisă astfel:

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i,1}, x_{i,2}, \dots, x_{i,d}\} \in A, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (4.3.1)$$

Valoarea lui n_p constituie un parametru important al algoritmului, indicând dimensiunea roiului, iar pentru oricare valoare $\mathbf{x}_i \in X$ există $f_i = f(\mathbf{x}_i) \in Y$.

Pentru găsirea soluției fiecare particulă se va mișca "iterativ" în spațiul de căutare X , \mathbf{x}_i fiind referit în continuare ca *poziția* particulei.

Actualizarea poziției se va realiza prin intermediul vitezei \mathbf{v} :

$$\mathbf{v}_i = \{v_{i,1}, v_{i,2}, \dots, v_{i,d}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (4.3.2)$$

Componentele vitezei se calculează pentru fiecare variabilă a particulei i , aceasta fiind caracterizată la o iterație oarecare t de poziția \mathbf{x}_i^t și viteza \mathbf{v}_i^t (indicele superior se referă la iterație).

Pentru calculul vitezei, algoritmul utilizează informațiile de la pasul anterior.

Roiul este caracterizat atât de o *memorie* pentru întregul colectiv, cât și pentru fiecare particulă în parte. Astfel, fiecare particulă va fi caracterizată de o mărime denumită *personal best*, care reprezintă *poziția cea mai bună* pe care aceasta a ocupat-o până la momentul respectiv în spațiul de căutare.

$$f(\mathbf{pbest}_i^{t+1}) = \text{Min}\{f(\mathbf{x}_i^1), f(\mathbf{x}_i^2), \dots, f(\mathbf{x}_i^t)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (4.3.3)$$

$$\mathbf{pbest}_i^{t+1} = \{\mathbf{pbest}_{i,1}^{t+1}, \mathbf{pbest}_{i,2}^{t+1}, \dots, \mathbf{pbest}_{i,d}^{t+1}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (4.3.4)$$

unde t reprezintă iterația curentă.

Comportamentul social al PSO este dat de memoria colectivă a roiului sau *global best*, care va conține poziția cea mai bună pe care o particulă a reușit să o ocupe până la iterația respectivă.

$$f(\mathbf{gbest}^{t+1}) = \text{Min}\{f(\mathbf{pbest}_1^{t+1}), f(\mathbf{pbest}_2^{t+1}), \dots, f(\mathbf{pbest}_{n_p}^{t+1})\} \quad (4.3.5)$$

$$\mathbf{gBest}^{t+1} = \{\mathbf{gbest}_1^{t+1}, \mathbf{gbest}_2^{t+1}, \dots, \mathbf{gbest}_d^{t+1}\} \quad (4.3.6)$$

În concluzie, un pas al algoritmului PSO se poate scrie în maniera următoare [Kennedy1995]:

$$v_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (gBest_j^t - x_{i,j}^t), \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (4.3.7)$$

$$x_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + x_{i,j}^{t+1}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (4.3.8)$$

unde t reprezintă iterația curentă, r_1 și r_2 sunt variabile aleatoare uniform distribuite în intervalul $[0,1]$, c_1 și c_2 sunt constante de accelerare pentru termenul cu caracter cognitiv ($pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t$), respectiv cel cu caracter social ($gBest_j^t - x_{i,j}^t$). Valorile pentru c_1 și c_2 au fost considerate egale, în cazul primelor variante de PSO, în intervalul $[1,2]$, pentru a asigura o convergență cât mai bună a algoritmului.

Valorile lui c_1 și c_2 influențează modul în care particulele explorează spațiul de căutare astfel:

- pentru o căutare mai largă sunt folosite valori apropiate de 2, fapt care permite particulelor să exploreze regiuni mai îndepărtate ale spațiului de căutare;
- pentru cazul $c_1 > c_2$ direcția de căutare este forțată către valorile de tip *personal best* ale particulelor. Acest caz este folosit de cele mai multe ori în condițiile în care funcția obiectiv prezintă mai multe minime locale foarte apropiate pentru a nu accelera mișcarea particulelor către o astfel de zonă în care ar putea fi blocată valoarea de *global best*;
- pentru cazul $c_1 < c_2$ direcția de căutare este preponderent către minimul dat de *global best*, caz care se pretează în cazul funcțiilor convexe (nu au minime locale, au numai minimul global).

Oricum, valorile coeficienților de accelerare trebuie să asigure o convergență cât mai bună. Ele se aleg pe baza experienței.

Pentru îmbunătățirea performanțelor, algoritmul PSO poate fi "acordat" mai bine prin aplicarea unor restricții asupra spațiului de căutare, asupra vitezei sau prin aplicarea unui factor de inerție pentru viteza de la iterația anterioară.

4.3.2. Spațiul de căutare

Există mai multe concepte care pot fi aplicate asupra spațiului de căutare și a particulelor care la o anumită iterație părăsesc limitele acestuia:

- *Căutarea la infinit*: particulelor le este permis să ajungă într-o zonă defavorabilă, fapt ce duce la imposibilitatea găsirii unei soluții. În acest caz, poziția și viteza rămân neschimbate, iar evaluarea în continuare este omisă.
- *Căutarea prin absorbție*: particulele ieșite din domeniul admisibil sunt reinițializate pe poziția cea mai apropiată de limita domeniului, viteza lor fiind adusă la zero.
- *Căutarea aleatoare*: particulele ieșite din domeniul admisibil sunt reinițializate aleatoriu în interiorul domeniului. Ulterior, viteza acestor particule este ajustată conform relației 4.3.9.

$$v_{i,j}^{t+1} = x_{i,j}^{t+1} - x_{i,j}^t \quad (4.3.9)$$

În majoritatea aplicațiilor de optimizare este de dorit ca particulele să nu părăsească domeniul admisibil. De aceea, se recomandă metoda de căutare prin absorbție sau cea aleatoare.

4.3.3. Ajustarea vitezei

Una dintre problemele care pot apărea în cadrul evoluției unui algoritm de optimizare de tip PSO este reprezentată de creșterea vitezelor la valori foarte mari, ceea ce duce la o explozie a roiului, particulele având tendința să părăsească domeniul admisibil. Pentru a diminua acest efect se poate recurge fie la limitarea vitezei, fie la folosirea unei viteze adaptive.

4.3.3.1. Limitarea vitezei

În cazul limitării vitezei se stabilește un domeniu de valori în care aceasta va fi restricționată pe baza limitelor domeniului admisibil.

Se definește domeniul admisibil în maniera:

$$x_j \in [a_j, b_j] \quad (4.3.10)$$

unde a_j și b_j sunt limitele inferioară, respectiv superioară, pentru x_j , rezultă limitele inferioară și superioară pentru viteză:

$$\begin{aligned} v_j^{max} &= \frac{b_j - a_j}{k}, \quad j = 1, 2, \dots, n \\ v_j^{min} &= -v_j^{max}, \quad j = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (4.3.11)$$

Valoarea coeficientului k se alege pe baza experienței. Cea mai recomandată valoare este $k = 2$, cea ce conduce la o explorare relativ largă a spațiului de căutare. În cazul în care funcția f nu este convexă (și există minime locale apropiate unul de altul), atunci se adoptă valori mai mari ale lui k , pentru a împiedica particulele să se deplaseze în alte zone și pentru a obține o căutare mai fină.

În aceste condiții, după calculul vitezelor cu relația 4.3.7, se efectuează o verificare a încadrării între limitele admise, cu o corectare corespunzătoare în cazul încălcării uneia dintre ele:

$$v_{i,j}^{t+1} = \begin{cases} v_{i,j}^{t+1} & \text{dacă } v_{i,j}^{t+1} \in [v_j^{min}, v_j^{max}] \\ v_j^{min} & \text{dacă } v_{i,j}^{t+1} < v_j^{min} \\ v_j^{max} & \text{dacă } v_{i,j}^{t+1} > v_j^{max} \end{cases}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (4.3.12)$$

4.3.3.2. Viteză adaptivă

O îmbunătățire a performanțelor algoritmului PSO și a conceptului de limitare a vitezei se poate realiza prin folosirea unei viteze adaptive.

Se prezintă pseudocodul pentru PSO cu viteză adaptivă după cum a fost descris de Helwig în *Handbook of Swarm Intelligence* [Bijaya2011].

```

1  Inițializare (domeniul vitezei)
2  Inițializare (roi, viteză, pBest)
3  Determinarea gBest
4  Inițializare ContorSucces=0, nIter, ProbabilitateDeSucces
5  For t=1-maxIter do
6      For i=1-np do
7          Actualizează viteza particulei  $i$  (relația 4.3.7)
8          Limitează viteza particulei  $i$  (relația 4.3.12)
9          Actualizează poziția particulei  $i$  (relația 4.3.8)
10 End for

```



```

11     For i=1→np do
12         Actualizează pBest al particulei i (relația 4.3.3)
13         If (pBestit ≠ pBestit-1) then
14             ContorSucces(i)←ContorSucces(i)+1
15         End if
16     End for
17     Determină gBest (relația 4.3.5)
18     For i=1→np do
19         If (t mod nIter)=0 then
20             RataDeSucces(i)←ContorSucces(i)/nIter)
21             If RataDeSucces(i) > ProbabilitateaDeSucces then
22                 Viteza(i) ← Viteza(i)*2
23             Else
24                 Viteza(i) ← Viteza(i)/2
25             End if
26             ContorSucces(i)=0
27         End if
28     End for
29 End for

```

$nIter$ reprezintă numărul de iterații după care se va face adaptarea vitezei.

Viteza maximă v_j^{max} se determină conform relației 4.3.11, unde k poate fi ales egal cu 1 sau cu \sqrt{d} .

Ideea de bază care stă la baza folosirii vitezei adaptive se referă la creșterea vitezei particulelor care își îmbunătățesc poziția, forțându-le să își extindă spațiul de căutare, astfel încât, să nu rămână blocate în minime locale. Pentru cele care au o *rată de succes* mică, viteza este redusă pentru a obține o căutare mai „fină”. Progresul realizat de fiecare particulă este reflectat de numărul de succese pe care aceasta le-a înregistrat pe parcursul unui număr de iterații ($nIter$). *Contorul de succes* este actualizat dacă la iterația respectiva poziția de *personal best* a particulei se schimbă cu cea actuală.

Rata de succes pentru o particulă se definește ca fiind raportul dintre contorul de succes aferent particulei și $nIter$.

Rata de succes se compară cu *probabilitatea de succes*: dacă este mai mare, viteza particulei corespunzătoare se dublează. În caz contrar, se înjumătățește.

Pentru *probabilitate de succes* se adoptă de obicei valoarea 1/5. Această valoare are la bază regula lui Rechenberg asupra mutației adaptive în strategiile evolutive, care spune că în cazul în care *rata de succes* este mai mare de 1/5, atunci convergența către optim este prea rapidă, cea ce conduce la o stagnare a algoritmului spre finalul acestuia [Bijaya2011].

4.3.4. Conceptul de inerție

Pe lângă folosirea unei viteze adaptive sau a limitării acesteia într-un anumit domeniu, pentru eficientizarea PSO este adesea utilizat conceptul de inerție. Acesta a fost introdus când s-a observat că deși vitezele au fost restricționate în cadrul unor anumite limite, algoritmul a întâmpinat dificultăți în a concentra particulele în zona soluției în ultimele faze al procedurii de optimizare. Din acest motiv, pentru a reduce influența vitezei de la pasul anterior a fost introdus conceptul de *inerție*, notat cu w .

În acest context, relația 4.3.7 de calcul al vitezei devine:

$$v_{i,j}^{t+1} = w^t \cdot v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (gBest_j^t - x_{i,j}^t), \quad i=1,2,\dots,n_p, \quad j=1,2,\dots,d \quad (4.3.13)$$

Valoarea lui w este aleasă astfel încât spre finalul procesului de căutare influența lui $v_{i,j}^t$ să scadă. Cel mai des se utilizează o scădere liniară a lui w :

$$w(t) = w_{max} - (w_{max} - w_{min}) \cdot \frac{t}{t_{max}} \quad (4.3.14)$$

unde t reprezintă iterația curentă, iar t_{max} numărul maxim de iterații.

Pentru w_{max} se alege de obicei o valoare mai mare sau egală cu 1 pentru a asigura o deplasare mai pronunțată a particulelor în tot spațiul soluțiilor, iar pentru w_{min} se adoptă o valoare cât mai apropiată de 0 astfel încât diversitatea să scadă, pentru o căutare mai concentrată în jurul valorii optime.

4.3.5. Conceptul de vecinătate (neighborhood)

Conceptul de inerție asigură algoritmului PSO o convergență mai rapidă, roiul concentrându-se în jurul punctului de *global best*, ceea ce are ca efect și o pierdere a diversității în apropierea soluției (la ultimele iterații). În problemele simple de optimizare, cu un singur criteriu, acest aspect nu are importanță. În cazul problemelor complexe, cu un număr mare de variabile și cu funcții obiectiv multiple, algoritmul poate avea probleme în explorarea spațiului din jurul punctului de convergență, ceea ce poate duce la blocarea într-un minim local. Această deficiență poate fi atribuită sistemului global de schimb de informații între particule, care le permite acestora să cunoască poziția cea mai bună (*gBest*) a întregului roi la fiecare iterație. Acest lucru determină o mișcare a particulelor către regiunea din jurul *gBest*, reducând astfel capacitatea de explorare a roiului.

Pentru a depăși această problemă, a fost introdus conceptul de *vecinătate*, care reduce schimbul global de informații între particule, valoarea globală cea mai bună fiind determinată și propagată pe grupuri mici din roi. Pe parcursul procesului iterativ, fiecare particulă își caută un set de alte particule, care vor fi considerate vecini. Poziția cea mai bună va fi inițial comunicată doar vecinilor particulei și succesiv la restul particulelor, prin intermediul vecinilor comuni.

Dacă se consideră o particulă x_i aparținând roiului $\mathbf{S} = \{x_1, x_2, \dots, x_{np}\}$, atunci cei s vecini ai particulei x_i vor fi definiți astfel:

$$\mathbf{NB}_i = \{x_{n_1}, x_{n_2}, \dots, x_{n_s}\} \quad (4.3.15)$$

unde $\{n_1, n_2, \dots, n_s\} \subseteq \{1, 2, \dots, np\}$ reprezintă mulțimea indicilor vecinilor particulei x_i .

Dacă g_i reprezintă indicele celei mai bune particule din mulțimea vecinilor definiți de \mathbf{NB}_i , atunci vom avea o valoare locală care determină cea mai bună poziție a vecinilor (*lBest*)

În acest context, relația 4.3.7 de calcul al vitezei devine:

$$v_{i,j}^{t+1} = w^t \cdot v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (lBest_j^t - x_{i,j}^t), \quad i=1,2,\dots,n_p, \quad j=1,2,\dots,d \quad (4.3.16)$$

Există două modalități de a determina numărul s de vecini ai unei particule:

- vecinii se determină ca fiind particulele cele mai apropiate de poziția curentă. Această metodă prezintă dezavantajul că anumite grupuri de particule care fac parte din aceeași mulțime de vecini pot fi prinse în minime locale;
- vecinii se determină pe baza indicelui particulei. Astfel, pentru o particulă x_i vecini se pot defini ca fiind:

$$\mathbf{NB}_i = \{x_{i-r}, x_{i-r+1}, \dots, x_{i-1}, x_i, x_{i+1}, \dots, x_{i+r-1}, x_{i+r}\} \quad (4.3.17)$$

considerând că particulele ar fi dispuse sub forma unui cerc, fiecare dintre ele având cel puțin doi vecini (Figura 4.3.1). Acest tip de topologie poartă denumirea de topologie de tip inel, iar parametrul r poartă numele de rază a vecinilor.

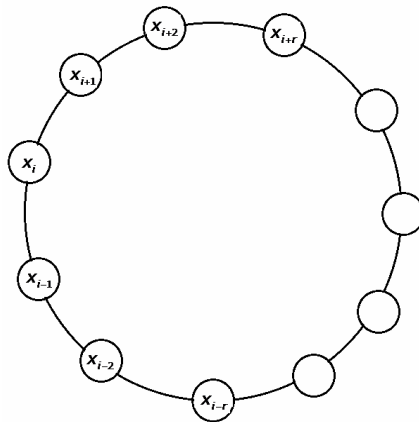


Fig. 4.3.1. Topologie tip inel

În situația limită în care mulțimea vecinilor este aleasă ca fiind egală cu mulțimea particulelor care compun roiul (practic nu se utilizează conceptul de vecinătate)

$$\mathbf{NB}_i \equiv \mathbf{S}, \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (4.3.18)$$

atunci există doar o singură valoare pentru cea mai bună poziție (notată cu $gBest$). Aceasta este cea mai des întâlnită variantă de algoritm PSO – *global PSO*. Topologia particulelor pentru varianta global PSO este în formă de stea.

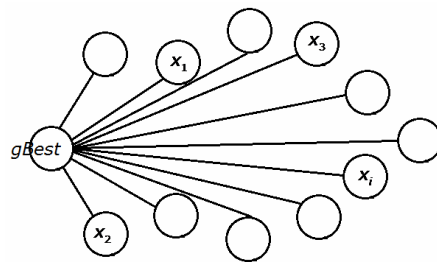


Fig. 4.3.2. Topologie de tip stea (global PSO)

Varianta în care mulțimea vecinilor nu cuprinde toate particulele roiului poartă numele de *local PSO*, iar cea mai bună poziție dintre vecini poartă numele de *local best* fiind notată cu $lBest$.

4.4. Variante ale PSO

4.4.1. Unified Particle Swarm Optimization (UPSO)

În cadrul PSO, ca de altfel în majoritatea procedurilor de căutare bazate pe populație, se pot diferenția două faze importante ale algoritmului: *explorarea* (*exploration*) și *exploatarea* (*exploitation*). Prima fază se referă la căutarea și identificarea celor mai promițătoare zone ale spațiului de căutare, iar a doua la convergența particulelor către cea mai bună soluție.

Luând în considerare conceptul de vecinătate, există două variante de PSO. În prima variantă întregul roi este considerat ca făcând parte din vecinii fiecărei particule (*global PSO*) și există o singură valoare globală care caracterizează cea mai bună poziție a roiului / vecinilor. A doua variantă (*local PSO*) este caracterizată de mai multe poziții date de grupurile de vecini formate în cadrul roiului.

Între cele două variante de PSO se observă diferențe în desfășurarea fazelor de exploatare și explorare: *global PSO* oferă de regulă o convergență mai rapidă către optim, favorizând astfel faza de exploatare; *local PSO* execută o căutare mai amplă în spațiu, deci o explorare mai bună.

Pentru a profita simultan de avantajele celor doi algoritmi în ceea ce privește explorarea și exploatarea, aceștia au fost combinați / unificați, rezultând un nou algoritm denumit și *unified particle swarm optimization* (UPSO).

Dacă se consideră un roi având n_p particule, iar dacă spațiul problemei este definit de n variabile, atunci viteza unei particule x_i pentru *global PSO* va fi:

$$vg_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (gBest_j^t - x_{i,j}^t), \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (4.4.1)$$

iar pentru varianta *local PSO*:

$$vl_{i,j}^{t+1} = v_{ij}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (iBest_j^t - x_{i,j}^t), \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (4.4.2)$$

UPSO combină cele două viteze prin intermediul factorului de unificare u :

$$v_{i,j}^{t+1} = u \cdot vg_{i,j}^{t+1} + (u - 1) \cdot vl_{i,j}^{t+1}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (4.4.3)$$

unde $u \in [0, 1]$. Valoarea *factorului de unificare* (*unification factor*) determină influența pe care o vor avea viteza dată de *global PSO* și *local PSO*. Astfel pentru valori mici ale lui u se va observa o distribuție mai largă a particulelor în spațiul de căutare predominând explorarea. Dacă se folosește o valoare apropiată de 1, influența dominantă va fi dată de viteza din *global PSO*, adică spațiul de căutare va fi restrâns accelerându-se convergența [Bijaya2011].

4.4.2. Memetic Particle Swarm Optimization (MPSO)

Memetic PSO (MPSO) este un algoritm de căutare hibrid care combină PSO cu tehnici locale de căutare. Acesta este compus din două elemente: unul global, care realizează o căutare globală în spațiul de soluții, și unul local, realizând o căutare mai fină în jurul unei soluții considerată acceptabilă.

Algoritmul a fost inspirat de conceptul de *meme* introdus de Dawkins [Dawkins 1976], acesta reprezentând o unitate de evoluție culturală care poate fi îmbunătățită. Un *meme* (plural *memes*) acționează ca un agent / unitate care înglobează idei culturale, simboluri sau practici, care pot fi transmise de la o minte la alta, prin scris, vorbire, gesturi, ritualuri sau alte fenomene imitabile [wikiMeme].

Primul *algoritm memetic* (*Memetic Algorithms – MAs*) a fost propus în [Moscato 1989] pentru rezolvarea problemei comisului voiajor (problema determinării drumului hamiltonian optim într-un graf [Kilyeni2012]), unde *recoacerea recombinată* (*simulated annealing*) a fost utilizată pentru căutarea locală, între agenți folosindu-se o relație de cooperare și competitivitate intercalată cu un operator de încrucișare (*crossover*).

Deși MAs se aseamănă cu algoritmi genetici, aceștia imită o evoluție culturală mai degrabă decât una biologică; de aceea majoritatea MAs pot fi interpretați ca algoritmi în care agenții sunt antrenați într-o competiție / cooperare.

MAs pot fi descriși de următorul pseudocod:

```

1  Inițializarea populației
2  Aplică căutarea locală
3  Evaluarea populației
4  While (condiția de stop nu este îndeplinită)
5      Aplică recombinarea
6      Aplică mutația
7      Aplică căutarea locală
8      Evaluarea populației
9      Aplică selecția
10 End while

```

Se inițializează populația în spațiul de căutare, apoi este aplicat algoritmul local de căutare asupra unuia sau a mai multor membri din populație. Soluțiile astfel obținute sunt evaluate, iar asupra lor se aplică operatori evolutivi pentru a da naștere altor soluții (*urmași – offsprings*). Pașii descriși anterior se aplică asupra urmașilor, până când se îndeplinește condiția de oprire sau se ajunge la numărul maxim admis de iterații.

Memetic PSO (MPSO) combină algoritmul standard PSO cu un algoritm de căutare locală. Aplicarea unei metode de căutare locală implică mai multe aspecte:

- Unde să fie aplicată ?
 - Când să fie aplicată ?
 - Ce procent din resursele de calcul să fie alocat căutării locale ?
- Pot fi identificate mai multe tipuri de căutări locale care pot fi aplicate PSO:
- căutarea locală se aplică doar asupra particulei *gBest*;
 - pentru fiecare $pBest_i, i = 1, 2, \dots, n_p$ se generează aleator un număr $r \in [0, 1]$ și dacă $r < \varepsilon$ (unde $\varepsilon > 0$ reprezintă un prag de eroare, atunci în jurul acelei valori $pBest_i$ se va realiza o căutare locală;
 - căutarea locală se realizează atât asupra poziției *gBest*, cât și aleator asupra $pBest_i, i = 1, 2, \dots, n_p$;
 - căutarea locală se realizează asupra *gBest* și asupra $pBest_i, i = 1, 2, \dots, n_p$, acolo unde $\|gBest - pBest_i\| > c\Delta(X)$, $c \in (0, 1)$, iar $\Delta(X)$ reprezintă diametrul spațiului de căutare X sau o aproximare a acestuia.

Pseudocodul pentru MPSO este descris astfel:

```

1  Inițializarea limitelor domeniului  $[x_{min}, x_{max}]$ ,  $c_1, c_2$ ,
    dimensiunea roiului  $n_p$ 
2  Inițializarea  $t \leftarrow 0$ 
3  Inițializarea populației  $x_i^t$ , vitezei  $v_i^t$ ,  $pBest_i^t, i = 1, 2, \dots, n$ 
4  Evaluarea  $f(x_i^t)$ 
5  Determinarea  $gBest$ 

```

```

6  While (condiția de stop nu este îndeplinită)
7      Actualizează vitezele  $v_i^{t+1}$  și pozițiile particulelor  $x_i^{t+1}$ 
8      Limitarea poziției particulelor în domeniu  $[x_{\min}, x_{\max}]$ 
9      Evaluarea  $f(x_i^{t+1})$ 
10     Determinarea  $pBest_i^{t+1}$  și  $gBest$ 
11     If (se aplică o căutare locală) then
12         Alege poziția  $pBest_q^{t+1}$ ,  $q=1,2,\dots,n$  pentru care
            se efectuează căutarea
13         Aplică căutarea locală pentru  $pBest_q^{t+1}$  ales și
            determină  $y$ 
14         If  $f(y) < f(pBest_q^{t+1})$  then
15              $pBest_q^{t+1} \leftarrow y$ 
16         End if
17     End if
18     Actualizează  $t \leftarrow t+1$ 
19 End while

```

4.4.3. Vector Evaluated Particle Swarm Optimization (VEPSO)

Vector evaluated PSO (VEPSO) a fost elaborat de Parsopoulos și Vrahatis [Parso2002a], [Parso2002b] ca o variantă de PSO cu roiuri multiple pentru probleme de optimizare cu obiectiv multiplu (OM). Problemele cu OM se referă la un set de K funcții obiectiv $f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_K(\mathbf{x})$ care trebuie minimizate concomitent. Scopul principal în probleme OM este de a găsi punctele de optim Pareto, puncte în care o perturbație mică în orice direcție va duce la o îmbunătățire imediată a cel puțin uneia din funcțiile obiectiv.

Dacă se consideră $f_k : X \rightarrow \mathbb{R}$, $k = 1, 2, \dots, K$ ca fiind un set de funcții obiectiv, având n variabile de optimizare, care trebuiesc minimizate concomitent, atunci VEPSO va utiliza un set de K roiuri, $\mathbf{S}_1, \mathbf{S}_2, \dots, \mathbf{S}_K$ (câte unul pentru fiecare funcție obiectiv).

Particula i , $i = 1, 2, \dots, n_p$ a roiului k se notează cu $x_{i,k}$, valoarea ei cea mai bună cu $pBest_{i,k}$, viteza cu $v_{i,k}$, iar valoarea globala cea mai bună cu $gBest_k$. Evaluarea roiului \mathbf{S}_k se va face în raport cu funcția obiectiv care îi corespunde, f_k , $k = 1, 2, \dots, K$. Roiurile vor schimba informații între ele comunicând soluțiile găsite individual în încercarea de a găsi optimul Pareto.

Pseudocodul pentru VEPSO este descris astfel:

```

1  Inițializare k roiuri
2  For  $i=1 \rightarrow k$  do
3      Inițializare domeniu viteză( $k$ ), viteză( $k$ ),  $pBest_{i,k}^0, gBest_k^0$ 
4      Determină vecinii  $s \in \{1, 2, \dots, k\}$ ,  $s \neq k$  (vezi conceptul de
            vecinătate - paragraful 4.3.5)
5  End for
6  For  $t=1 \rightarrow \maxIter$  do
7      Actualizează  $t \leftarrow t+1$ 

```

```

8   For i=1→k do
9   For i=1→np(k) do
10  Actualizează viteza particulei i (relația 4.4.4)
11  Actualizează poziția particulei i (relația 4.4.5)
12  Determină pBesti,kt
13  End for
14  Determină gBestkt
15  Determină vecinii s ∈ {1,2,...,k}, s ≠ k vezi conceptul de
    vecinătate - paragraful 4.3.5)
16  End for
17  Verifică condiția de minim global (atingerea optimului
    Pareto)
18 End for

```

Ecuatiile care definesc algoritmul VEPSO sunt:

$$v_{i,j,k}^{t+1} = v_{i,j,k}^t + c_{1,k} \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j,k}^t - x_{i,j,k}^t) + c_{2,k} \cdot r_2 \cdot (gBest_{j,s}^t - x_{i,j,k}^t), \quad (4.4.4)$$

$$k = 1, 2, \dots, K, i = 1, 2, \dots, n_p, j = 1, 2, \dots, d$$

$$x_{i,j,k}^{t+1} = v_{i,j,k}^t + x_{i,j,k}^{t+1}, \quad k = 1, 2, \dots, K, i = 1, 2, \dots, n_p, j = 1, 2, \dots, d \quad (4.4.5)$$

unde pentru termenul $gBest_{j,s}^t$ s reprezintă indicele roiului cu numărul s , astfel încât $s \in \{1, 2, \dots, K\}$, $s \neq k$.

VEPSO este caracterizat de introducerea în relația vitezei a poziției de minim global a altui roi S_k , acest schimb de informații între roiuri putând fi văzut ca o schemă de migrație a particulelor dintr-un roi în altul în funcție de topologia prin care roiurile sunt conectate, topologii prezentate la conceptul de vecinătate (paragraful 4.3.5).

Un avantaj al acestui algoritm este că fiecare roi poate evolua în paralel pe diferite calculatoare, ceea ce permite reducerea timpului de calcul, dar pune probleme în ceea ce privește modalitățile de sincronizare.

4.5. Evaluarea și acordarea algoritmilor de tip PSO utilizând funcții test

4.5.1. Considerații preliminare

Pentru validarea și evaluarea performanțelor algoritmilor de tip PSO a fost dezvoltat un instrument soft care permite atât folosirea algoritmului standard (SPSO), cât și a variantei UPSO. De asemenea, s-a realizat și "acordarea" algoritmilor în ceea ce privește limitarea vitezei de deplasare, reglajul adaptiv al vitezei, controlul domeniului de căutare, calibrarea valorii factorului de unificare etc.

Ambele variante ale PSO au fost analizate pe funcții de referință (test) consacrate pentru testarea algoritmilor de optimizare: Rosenbrock, Rastrigin și Schwefel [Bijaya2011], [Haupt2004], [Parsop2010].

Pentru toate cele trei funcții s-a rulat un număr de câte 50 de eșantioane, cu următoarele variante de PSO:

- Standard PSO cu limitarea vitezei și controlul spațiului de căutare *random* (**SPSO_r**);
- Standard PSO cu limitarea vitezei și controlul spațiului de căutare *absorb* (**SPSO_a**);
- Standard PSO cu limitarea vitezei și controlul spațiului de căutare *infinity* (**SPSO_i**);
- Standard PSO cu viteză adaptivă și controlul spațiului de căutare *random* (**SaPSO_r**);

- Standard PSO cu viteză adaptivă și controlul spațiului de căutare *absorb* (**SaPSOa**);
- Standard PSO cu viteză adaptivă și controlul spațiului de căutare *infinity* (**SaPSOi**);
- Unified PSO cu limitarea vitezei, controlul spațiului de căutare *random*, factor de unificare constant (**UPSOr-uCt**);
- Unified PSO cu limitarea vitezei, controlul spațiului de căutare *absorb*, factor de unificare constant (**UPSOb-uCt**);
- Unified PSO cu viteză adaptivă, controlul spațiului de căutare *random*, factor de unificare constant (**UaPSOr-uCt**);
- Unified PSO cu viteză adaptivă, controlul spațiului de căutare *absorb*, factor de unificare constant (**UaPSOb-uCt**);
- Unified PSO cu limitarea vitezei, controlul spațiului de căutare *random*, factor de unificare cu variație exponențială (**UPSOr-uExp**);
- Unified PSO cu limitarea vitezei, controlul spațiului de căutare *absorb*, factor de unificare cu variație exponențială (**UPSOb-uExp**);
- Unified PSO cu viteză adaptivă, controlul spațiului de căutare *random*, factor de unificare cu variație exponențială (**UaPSOr-uExp**);
- Unified PSO cu viteză adaptivă, controlul spațiului de căutare *absorb*, factor de unificare cu variație exponențială (**UaPSOb-uExp**);

Controlul spațiului de căutare cu opțiunea *infinity* nu a mai fost folosit în cazul UPSO – acesta a prezentat o performanță scăzută în cazul rulării SPSOi și SaPSOi.

Pentru factorul de unificare a fost preferată o variație exponențială în locul celei liniare, pentru o explorare mai bună a spațiului de căutare în faza de început a algoritmului (faza de explorare).

4.5.2. Instrumentul soft

Aplicația software *ParticleSwarmOptimization-benchmark* a fost dezvoltată în mediul de programare Matlab [Matlab], aceasta permițând o configurare ușoară a parametrilor algoritmului prin intermediul interfeței grafice (Fig. 4.5.1).

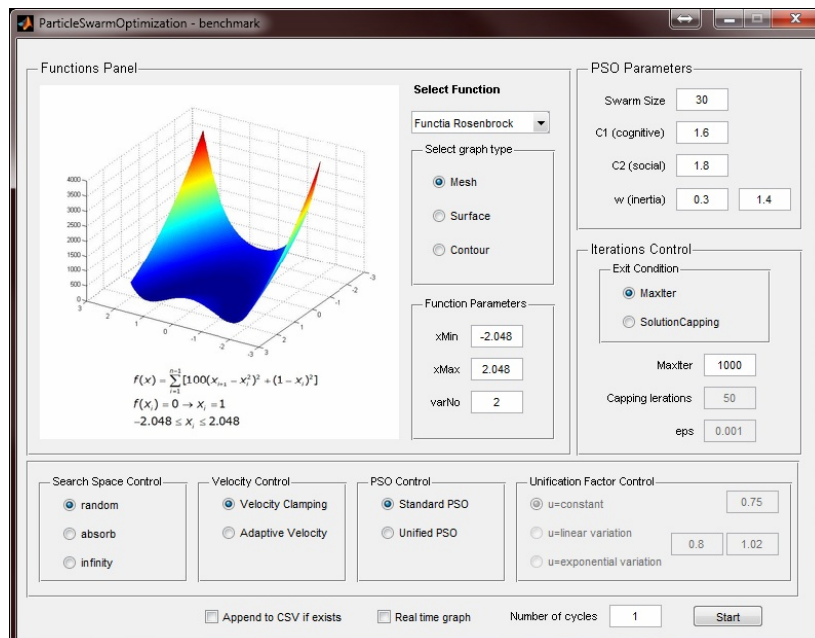


Fig. 4.5.1. Fereastra principală a programului *ParticleSwarmOptimization-benchmark*

Programul permite rularea algoritmilor PSO pentru trei funcții predefinite (Rosenbrock, Rastrigin, Schwefel), care pot fi selectate din zona *Functions Panel* (Fig 4.5.2). Odată cu selectarea funcției dorite utilizatorului va putea vizualiza graficul acesteia pentru două variabile, împreună cu ecuația atașată funcției, minimul global al acesteia și domeniul de definiție.

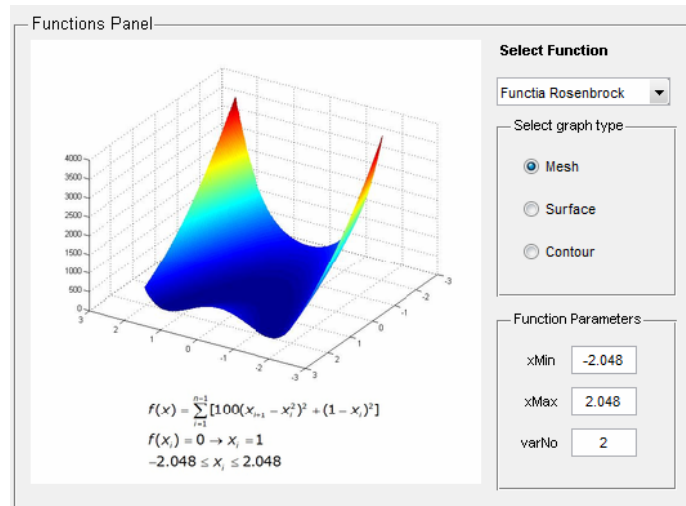


Fig. 4.5.2. Functions Panel

Tot din această zonă utilizatorul poate vizualiza trei tipuri de grafice pentru funcția selectată (*Mesh*, *Surface* și *Contour*), poate schimba domeniul de definiție implicit, prin modificarea câmpurilor *xMin* și *xMax* și poate alege numărul de variabile al funcției (câmpul *varNo*).

Parametrii de bază ai PSO care pot fi configurați din zona *PSO Parameters* (Fig. 4.5.3) sunt următorii:

- numărul de particule care vor compune roiul – câmpul *Swarm Size*;
- constanta c_1 pentru termenul cognitiv al vitezei – câmpul *C1(cognitive)*;
- constanta c_2 pentru termenul social al vitezei – câmpul *C2(social)*;
- intervalul de variație pentru inerție – câmpul *w(inertia)*.

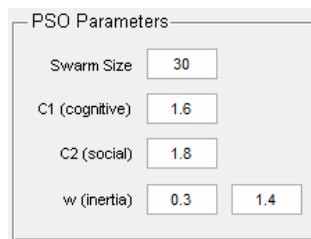
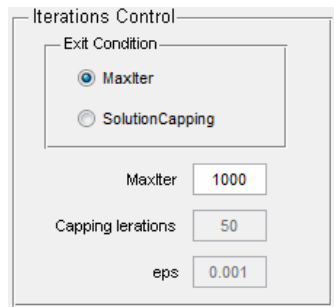


Fig. 4.5.3. PSO Parameters

Prin intermediul panoului *Iterations Control* (Fig. 4.5.4) utilizatorul poate controla modalitatea de terminare a programului:

- după epuizarea numărului maxim de iterații – câmpul *MaxIter*;
- soluția găsită la un moment dat nu se mai îmbunătățește pe parcursul unui număr de iterații (definit în câmpul *Capping Iterations*). Valoarea din căsuța *Capping Iterations* trebuie să fie mai mică decât valoare trecută în câmpul *MaxIter*.

Fig. 4.5.4. *Iterations Control*

Alte opțiuni oferite de program sunt:

- *Search Space Control* – permite controlul spațiului de căutare pentru variabilele care la un moment dat în evoluția algoritmului vor părăsi domeniul de definiție. Cele trei variante puse la dispoziție sunt: *random* – variabila va primi o valoare aleatoare în interiorul domeniului de definiție, *absorb* – variabila va primi valoarea limită pe care o încalcă, *infinity* – variabilei nu i se va impune nici o restricție, aceasta putând să părăsească domeniul de definiție.
- *Velocity Control* – permite controlul vitezei. Se oferă varianta de limitare a acestei (paragraful 4.3.2.1), prin opțiunea *Velocity Control*, sau viteza adaptivă (paragraful 4.3.2.2), alegând câmpul *Adaptive Velocity*;
- tipul algoritmului care va fi rulat se poate alege optând între variantele *standard PSO* și *unified PSO* din panoul *PSO Control*;
- pentru varianta *unified PSO*, din zona *Unification Factor Control* se pot alege trei configurații ale factorului de unificare: constant ($u = constant$), cu variație liniară ($u = linear variation$) sau variație exponențială ($u = exponential variation$);
- câmpul *Number of cycles* permite stabilirea numărului de rulări consecutive;
- bifarea opțiunii *Real time graph* permite utilizatorului să vizualizeze în timp real (la fiecare iterație) poziția particulelor în spațiul de căutare (Fig. 4.5.5). Această opțiune este activă doar pentru funcții cu două variabile;
- rezultatele obținute se salvează automat într-un fișier de tip *csv*, acesta fiind golit la fiecare apăsare a butonului *Start*. Dacă nu se dorește ștergerea conținutului de la rulările precedente va trebui activată opțiunea *Append to CSV if exists*.

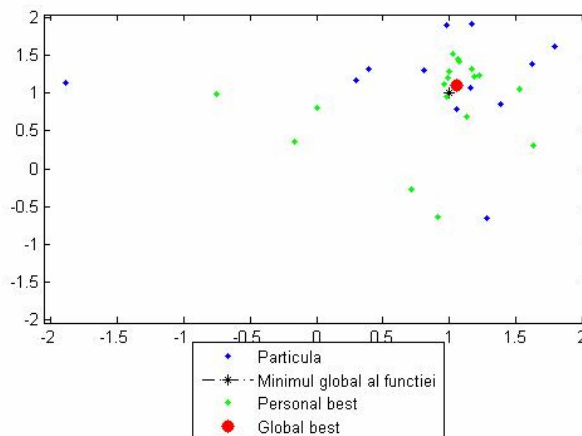


Fig. 4.5.5. Graficul în timp real al poziției particulelor de-a lungul iterațiilor

Figura 4.5.6. prezintă schema logică a programului *ParticleSwarmOptimization-benchmark* împreună cu opțiunile oferite de acesta.

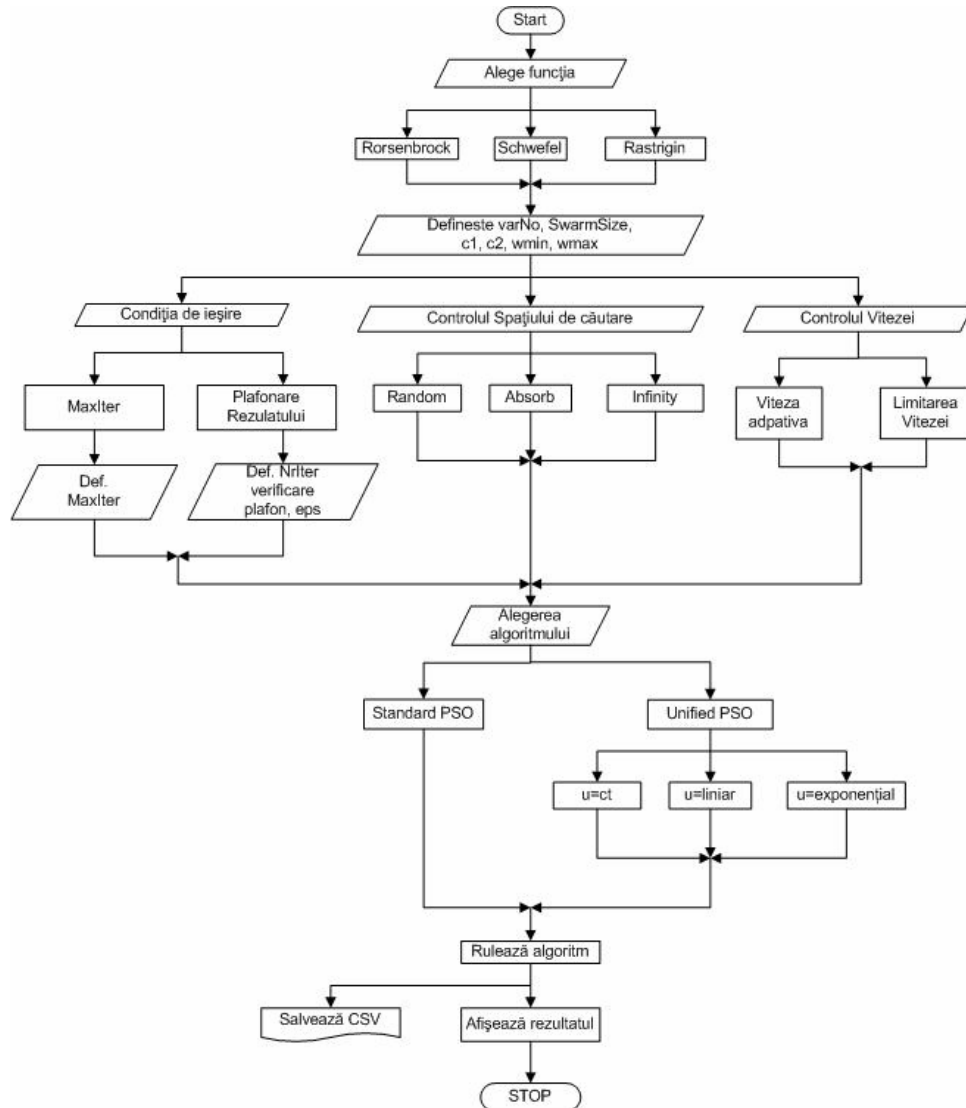


Fig. 4.5.6. Schema logică a programului *ParticleSwarmOptimization-benchmark*

4.5.3. Studii de caz

4.5.3.1. Configurarea parametrilor instrumentului soft

Configurația parametrilor de bază ai algoritmului a fost aceeași pentru toate rulările menționate în paragraful 4.5.1. Valorile acestora au fost următoarele:

- numărul de variabile ale funcțiilor – 20 variabile;
- dimensiunea roiului – 100 particule;
- constantele $c_1 = 1.6$, $c_2 = 1.8$;

- inerție cu variație liniară în domeniul $w \in [0.3;1.4]$;
- terminare după executarea numărului maxim de iterații – 1000 iterații;
- pentru UPSO cu factor de unificare constant se alege $u = 0.75$, iar în cazul variației exponențiale sau liniare u variază în intervalul $u \in [0.8,1.02]$.

Pentru funcția Rosenbrock, în scopul evidențierii comportamentului algoritmului, s-au efectuat suplimentar câte de 50 de eșantioane pentru toate variantele de PSO. Diferențele față de configurația prezentată anterior au fost următoarele:

- numărul de variabile ale funcțiilor – 50 variabile;
- dimensiunea roiului – 500 particule;
- numărul de iterații executate – 3000.

4.5.3.2. Funcția Schwefel

Funcția Schwefel este o funcție multimodală care are în componența sa atât funcția sinus cât și radical (relația 4.5.2). Este adesea folosită ca o funcție de referință pentru probleme de minimizare și este caracterizată prin faptul că minimum global este aflat la distanță geometrică, în spațiul problemei, față de următorul minim local (Fig. 4.5.7). Din acest motiv algoritmi de căutare sunt predispuși să convergă într-o direcție greșită.

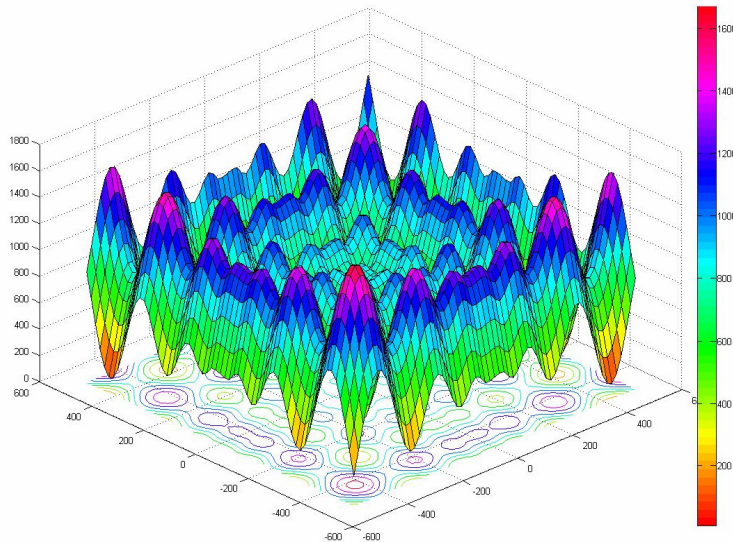


Fig. 4.5.7. Grafic Funcția Schwefel – 2 variabile.

$$f(x_i) = 0, \quad x_i = 420.9687, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4.5.1)$$

$$f(x_i) = 418.9825 \cdot n - \sum_{i=1}^n (x_i \cdot \sin \sqrt{|x_i|}), \quad -512.03 \leq x_i \leq 511.97 \quad (4.5.2)$$

Minimum global al funcției se află în $x_m = 420.9687$, cu $f(x_m) = 0$.

Tabel 4.5.1. SPSO (20 variabile, 50 rulări) – Funcția Schwefel

	SPSO _r	SPSO _a	SPSO _i	SaPSO _r	SaPSO _a	SaPSO _i
Cea mai bună valoare f(x)	1658.156	1373.552	1204.173	1046.208	1488.015	1480.523
Valoare medie f(x)	2025.340	1976.186	2872.269	2012.524	1936.919	2728.990
Valoare medie x	70.948	-323.996	66.372	77.059	-305.574	68.891
Timp mediu de calcul [s]	8	6	5	8	6	5

Tabel 4.5.2. UPSO (20 variabile, 50 rulări) – Funcția Schwefel

	UPSOr uCt	UPSOba uCt	UaPSOr uCt	UaPSOba uCt	UPSOr uExp	UPSOba uExp	UaPSOr uExp	UaPSOba uExp
Cea mai bună valoare $f(x)$	987.000	1610.43	1026.47	1030.16	1322.58	1488.01	1243.61	1038.11
Valoare medie $f(x)$	1955.27	1969.65	1687.78	1827.88	1957.24	1944.15	1769.70	1813.12
Valoare medie x	94.717	-333.268	113.047	-307.828	72.554	-340.255	107.703	-285.037
Timp mediu de calcul [s]	9	8	10	8	10	8	10	8

Analiza rezultatelor din tabelele 4.5.1 și 4.5.2 evidențiază următoarele concluzii:

- dintre cele 3 opțiuni de control al spațiului de căutare se evidențiază faptul că din punct de vedere al valorilor medii ale lui $f(x)$ și x variantele *random* și *absorb* prezintă cele mai bune rezultate;
- media valorilor lui $f(x)$ pentru cazurile SPSOr, SPSOba, SaPSOr, SaPSOba se află în intervalul [1936, 2025]. Cea mai apropiată valoare de minimul global $f(x_i)=0$ este obținută cu algoritmul SaPSOba(1936.91);
- media valorilor lui x pentru cazurile SPSOr, SPSOba, SaPSOr, SaPSOba se află în intervalul [-323, 77]. Cea mai apropiată valoare pentru soluția lui $x_i=420.9687$ fiind obținută cu algoritmul SaPSOr (77.05);
- opțiunea *infinity* pentru controlul spațiului de căutare deși prezintă rezultate bune pentru valorile medii ale lui $x_{med} \in [66,68]$, valorile medii ale lui $f(x)$ sunt mult mai mari decât în cazul celorlalte variante;
- în cazul UPSO se observă o îmbunătățire a valorilor medii pentru variantele UaPSOr-uExp, UaPSOr-uCt și UaPSOba-uExp unde $f(x)_{med} \in [1687,1813]$ și $x_{med} \in [-285,94]$.

4.5.3.3. Funcția Rastrigin

În optimizarea matematică, funcția Rastrigin este o funcție non-convexă folosită pentru testarea performanțelor algoritmilor de optimizare. Funcția Rastrigin este o funcție non-liniară și multimodală ce are la baza o sumă de pătrate (relația 4.5.4), la care a fost adăugată funcția cosinus pentru a produce o serie de minime locale uniform distribuite. Găsirea minimului global, care se află în centrul regiunii în formă de vas reprezentat de graficul funcției, ridică dificultăți deoarece prezintă foarte multe optime locale aranjate simetric în jurul lui. (Fig. 4.5.8).

$$f(x_i) = 0, x_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4.5.3)$$

$$f(x_i) = 10 \cdot n + \sum_{i=1}^n [x_i^2 - 10 \cdot \cos(2\pi x_i)], \quad -5.12 \leq x_i \leq 5.12 \quad (4.5.4)$$

Minimul global al funcției se află în $x_i = 0$ cu o valoare a lui $f(x_i) = 0$.

Tabel 4.5.3. SPSO (20 variabile, 50 rulări) – Funcția Rastrigin

	SPSOr	SPSOba	SPSOi	SaPSOr	SaPSOba	SaPSOi
Cea mai bună valoare $f(x)$	21.889	29.849	46.763	19.899	27.067	46.763
Valoare medie $f(x)$	38.803	49.800	74.323	39.201	51.365	73.975
Valoare medie x	-0.050	-0.037	-0.224	0.085	0.020	0.082
Timp mediu de calcul [s]	7	6	5	8	6	5

Tabel 4.5.4. UPSO (20 variabile, 50 rulări) – Funcția Rastrigin

	UPSOr uCt	UPSOba uCt	UaPSOr uCt	UaPSOba uCt	UPSOr uExp	UPSOba uExp	UaPSOr uExp	UaPSOba uExp
Cea mai bună valoare $f(x)$	22.884	21.889	20.894	29.849	18.904	28.854	26.864	33.829
Valoare medie $f(x)$	34.227	53.134	37.908	51.990	39.649	54.428	37.510	47.516
Valoare medie x	-0.065	0.030	-0.010	-0.117	-0.002	-0.029	-0.040	0.007
Timp mediu de calcul [s]	9	8	9	8	9	8	9	8

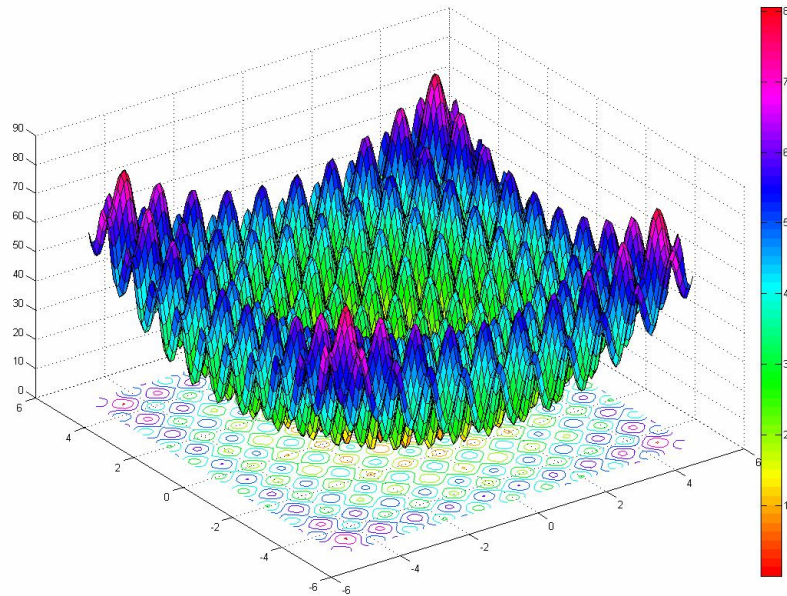


Fig. 4.5.8. Grafic Funcția Rastrigin – 2 variabile.

- Analiza rezultatelor din tabellele 4.5.3 și 4.5.4 evidențiază următoarele concluzii:
- dintre cele 3 opțiuni de control al spațiului de căutare se evidențiază faptul că din punct de vedere al valorilor medii ale lui $f(x)$ și x variantele *random* și *absorb* prezintă cele mai bune rezultate;
 - media valorilor lui $f(x)$ pentru cazurile SPSOr, SPSOa, SaPSOr, SaPSOa se află în intervalul [38.8, 51.3]. Cea mai apropiată valoare de minimul global $f(x_i)=0$ fiind obținută cu SPSOr (38.8);
 - media valorilor lui x pentru cazurile SPSOr, SPSOa, SaPSOr, SaPSOa se află în intervalul [-0.05, 0.08]. Cea mai apropiată valoare pentru soluția lui $x_i=0$ fiind obținută cu SaPSOa (0.02);
 - opțiunea *infinity* prezintă rezultate nefavorabile atât pentru media valorilor lui $f(x)$, $f(x)_{med} \in [73.9, 74.3]$, cât și pentru valorile medii ale lui x ;
 - în cazul UPSO se observă o îmbunătățire a valorilor pentru variantele UPSOr-uCt, UaPSOr-uCt și UaPSOr-uExp unde $f(x)_{med} \in [34.2, 37.9]$ și $x_{med} \in [-0.065, -0.01]$.

4.5.3.4. Funcția Rosenbrock

Valea Rosenbrock (Fig. 4.5.9) reprezintă o problemă de optimizare clasică, optimul global al funcției aflându-se în interiorul unei văi lungi și înguste de formă parabolică. Localizarea văii se face foarte ușor, însă convergența către optimul global este dificilă, motiv pentru care, această problemă, a fost în mod repetat utilizată în evaluarea performanțelor algoritmilor de optimizare.

Funcția Rosenbrock este o funcție unimodală de n variabile.

$$f(x_i) = 0, \quad x_i = 1, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4.5.5)$$

$$f(x_i) = \sum_{i=1}^{n-1} [100 \cdot (x_{i+1} - x_i^2)^2 + (1 - x_i)^2], \quad -2.048 \leq x_i \leq 2.048 \quad (4.5.6)$$

Minimul global al funcției se află în $x_i = 1$ cu o valoare a lui $f(x_i) = 0$.

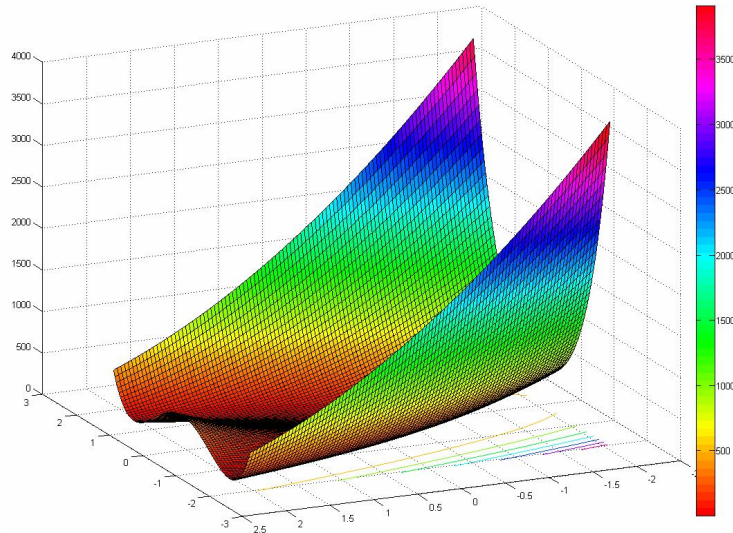


Fig. 4.5.9. Grafic Funcția Rosenbrock – 2 variabile.

Tabel 4.5.5. SPSO (20 variabile, 50 rulări) – Funcția Rosenbrock

	SPSO _r	SPSO _a	SPSO _i	SaPSO _r	SaPSO _a	SaPSO _i
Cea mai bună valoare $f(x)$	0.124	0.000	1.298	0.304	0.000	2.189
Valoare medie $f(x)$	5.872	59.363	8.760	5.677	42.634	9.955
Valoare medie x	0.637	0.565	0.502	0.626	0.673	0.441
Timp mediu de execuție [s]	08	06	05	08	06	05

Tabel 4.5.6. UPSO (20 variabile, 50 rulări) – Funcția Rosenbrock

	UPSOr uCt	UPSOr uExp	UaPSOr uCt	UaPSOr uExp	UPSOr uCt	UPSOr uExp	UaPSOr uCt	UaPSOr uExp
Cea mai bună valoare $f(x)$	1.162	1.944	0.236	0.026	0.032	0.000	3.474	0.000
Valoare medie $f(x)$	7.508	11.970	7.702	9.012	6.775	11.960	5.996	20.224
Valoare medie x	0.551	0.585	0.553	0.517	0.595	0.588	0.624	0.588
Timp mediu de execuție [s]	10	8	10	8	10	8	10	8

Analiza rezultatelor din tabelele 4.5.5 și 4.5.6 evidențiază următoarele concluzii:

- dintre cele 3 opțiuni de control al spațiului de căutare se evidențiază faptul că din punct de vedere al valorilor medii ale lui $f(x)$ și x variantele *random* și *infinity* prezintă cele mai bune rezultate;
- media valorilor lui $f(x)$ pentru cazurile SPSO_r, SPSO_i, SaPSO_r, SaPSO_i, se află în intervalul [5.6, 9.9]. Cea mai apropiată valoare de minimul global $f(x_i)=0$ este obținută cu SaPSO_r (5.677);
- media valorilor lui x pentru cazurile SPSO_r, SPSO_i, SaPSO_r, SaPSO_i se află în intervalul [0.44, 0.63]. Cea mai apropiată valoare pentru soluția lui $x_i=1a$ a fost obținută cu SPSO_r (0.637);
- opțiunea *absorb* pentru această funcție prezintă rezultate nefavorabile pentru valorile medii ale lui $f(x)_{med} \in [42.6, 59.3]$ deși în cel puțin o rulare acesta ajunge să găsească minimul global al funcției (cea mai bună valoare a lui $f(x) = 0$ atât pentru SPSO_a cât și pentru SaPSO_a);
- în cazul variantelor UPSO_r-uExp, UPSO_r-uCt și UaPSO_r-uExp se observă o restrângere a intervalului de variație pentru $f(x)_{med} \in [5.9, 7.5]$ și $x_{med} \in [0.55, 0.62]$.
- variantele UPSO *absorb* prezintă și ele îmbunătățiri majore în ceea ce privește valoarea medie al lui $f(x)$ și la fel ca în cazul SPSO ajunge să găsească soluția.

După cum se poate observa pentru toate cele trei funcții, pentru algoritmul standard cele mai bune rezultate se obțin cu un control al spațiului de căutare cu opțiunile *random* și *absorb*, iar cele mai defavorabile cu varianta *infinity*. Cele mai constante valori sunt oferite de opțiunea *random*.

În cazul funcției Rosenbrock folosind opțiunea *absorb* se atinge minimul global (cel mai bun rezultat fiind 0), dar valoarea medie înregistrată este mult mai mare decât pentru *random*. Se recomandă controlul spațiului cu opțiunea *random*, deoarece se obțin cele mai bune rezultate, iar variația acestora este mult mai mică decât în cazul opțiunii *absorb*.

O testare mai amplă asupra algoritmului s-a făcut pe funcția Rosenbrock pentru care au fost derulate 50 de rulări succesive pentru 50 de variabile cu o dimensiune a roiului de 500 de particule și 3000 de iterații. Deoarece cele mai bune rezultate au fost obținute cu algoritmul UPSO, varianta cu viteză adaptivă și controlul spațiului de căutare cu opțiunile *absorb* și *random*, în continuare vor fi prezentate doar aceste variante pentru toate tipurile de variație ale factorului de unificare.

Tabel 4.5.7. UPSO (50 variabile, 50 rulări) – Funcția Rosenbrock

	UaPSOr uCt	UaPSOr uLi	UaPSOr uExp	UaPSOa uCt	UaPSOa uLi	UaPSOa uExp
Cea mai bună valoare f(x)	8.711	13.752	3.794	0.000	0.000	0.000
Valoarea medie f(x)	29.444	27.063	29.070	51.046	164.193	81.534
Valoare medie x	0.513	0.521	0.565	0.637	0.732	0.647
Timp mediu de execuție [s]	160	159	156	132	134	135

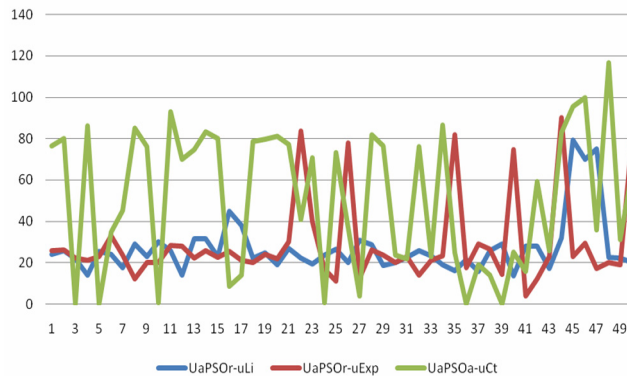


Fig. 4.5.10. Variația lui f(x) pe parcursul celor 50 de rulări

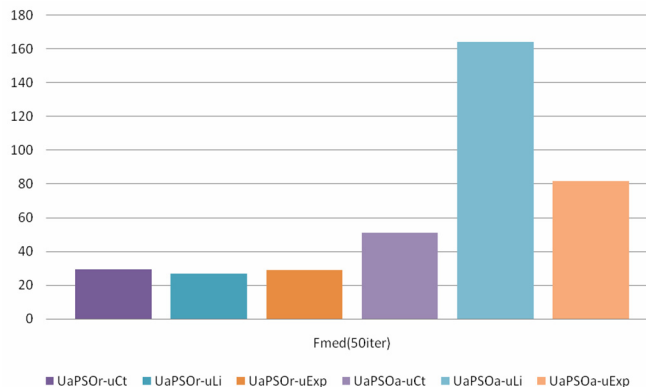


Fig. 4.5.11. Valorile medii ale lui f(x) pentru cele 50 de rulări

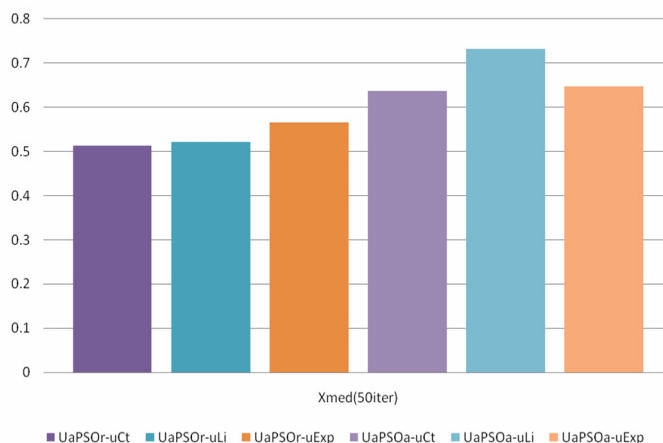


Fig. 4.5.12. Valorile medii ale lui x pentru cele 50 de rulări

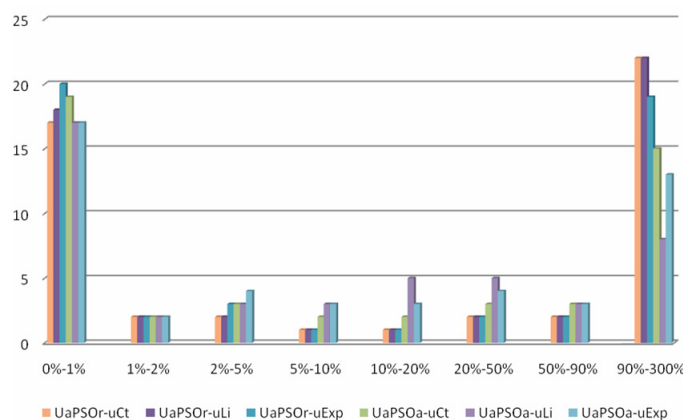


Fig. 4.5.13. Abaterile medii ale lui x față de soluție

După cum s-a menționat anterior cele mai bune rezultate au fost obținute cu varianta UPSO a algoritmului folosind pentru controlul spațiului de căutare opțiunile *random* și *absorb* și o viteză adaptivă. Analiza rezultatelor prezentate în tabelul 4.5.7 și figurile 4.5.10-13 evidențiază următoarele concluzii:

- opțiunea *absorb* găsește cel puțin odată în cele 50 de rulări consecutive minimul global al funcției și implicit soluția acesteia. Cele mai bune rezultate sunt obținute pentru un factor de unificare constant (UaPSO-uCt);
- analizând figura 4.5.10, se observă că folosirea variantei *absorb* pentru controlul spațiului de căutare nu este eficientă. Deși în câteva din cazuri este găsit minimul global al funcției, această variantă nu prezintă consecvență în returnarea rezultatelor, în cele mai multe cazuri valoarea funcției obiectiv fiind foarte departe de minimul acesteia. Același lucru se poate vedea și în figura 4.5.11 – valoarea medie a funcției obiectiv pentru cele 50 de rulări este aproape dublă pentru UaPSOa-uCt față de varianta *random* cu o variație a factorului de unificare liniară;
- în cazul opțiunii *random* pentru controlul spațiului de căutare rezultatele obținute pentru toate tipurile de variație ale factorului de unificare sunt mult mai apropiate. Conform tabelului 4.5.7 cele mai bune rezultate se obțin pentru un factor de unificare cu variație exponențială (UaPSOr-uExp);

- din analiza figurilor 4.5.10-4.5.12 se poate observa că pentru opțiunea *random* variația exponențială a factorului de unificare obține cele mai apropiate valori medii pentru x în comparație cu soluția exactă;
- figura 4.5.13 prezintă abaterea medie a variabilelor care îl compun pe x față de soluția exactă. Cel mai mare număr de componente ale lui x care prezintă o eroare mai mică de 1% față de soluție sunt găsite cu UaPSOr-uExp.

Ținând cont de rezultate prezentate în tabelele și figurile anterioare se poate spune că cele mai bune rezultate se obțin folosind varianta *unified* a algoritmului standard al PSO cu un control al spațiului de căutare *random*, viteză adaptivă și un factor de unificare cu variație exponențială (**UaPSOr-uExp**).

Rezultatele complete obținute pentru funcția Rosenbrock cu 50 de rulări succesive, 50 de variabile, dimensiunea roiului de 500 de particule și 3000 de iterații se regăsesc în Anexa 1 (CD).

4.6. Concluzii

În cadrul acestui capitol s-a realizat o sinteză a evoluției algoritmilor de tip roi, ca o categorie aparte de algoritmi evolutivi, și a particularităților acestora, împreună cu modelele matematice aferente. O atenție specială s-a acordat tehnicilor de tip Particle Swarm Optimization (PSO) și diversele variante ale acestuia.

Ultimul subcapitol are caracter aplicativ: analiza comportamentului algoritmilor de tip PSO pentru diferite funcții matematice test. Rezultatele obținute au rolul de a justifica și determina valorile parametrilor specifici algoritmilor de tip PSO, în scopul implementării lor în instrumentele soft realizate pentru optimizarea extinderii SEE.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- realizarea unei sinteze originale asupra algoritmilor de optimizare de tip roi, ca o categorie distinctă de algoritmi evolutivi;
- sistematizarea modelului matematic al versiunii de bază a algoritmului PSO, împreună cu detalii legate de ajustarea vitezei, conceptul de viteză adaptivă, domeniul admisibil al soluțiilor, conceptul de inerție și cel de vecinătate etc.
- sistematizarea modelelor matematice și pentru alte variante ale algoritmului PSO, cu o remarcă specială pentru UPSO (Unified Particle Swarm Optimization);
- elaborarea unui instrument soft pentru aplicarea PSO pe funcții matematice de test, care are o serie de calități privind interfața grafică, vizualizarea grafică în timp real a evoluției algoritmului, salvarea rezultatelor în diferite forme pentru o procesare ulterioară cât mai ușoară;
- implementarea în aplicația soft a două variante de PSO (SPSO și UPSO), cu posibilități multiple de modificare a parametrilor specifici;
- realizarea unei analize aprofundate a comportamentului algoritmilor SPSO și UPSO pentru trei funcții matematice test consacrate (Rosenbrock, Rastrigin și Schwefel), în scopul optimizării performanțelor prin acordarea valorii parametrilor reglabili.

5. MODELUL MATEMATIC AL PLANIFICĂRII EXTINDERII SISTEMELOR ELECTROENERGETICE COMPLEXE. 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 SEE. Se utilizează un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidynamic 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 liniar 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, caracteristice 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, $K_{xy}, xy \in T$:

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

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

⇒ 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):

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

- derivatele în raport cu variabilele de stare semnificative:

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

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

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

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

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}_5 :

⇒ 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):

- 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 $p_{q_i}, i \in G; p_{u_i}, i \in C; p_{p_{ij}}, ij \in R; p_{s_{ij}}, ij \in R$.
- 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 $r_{p_e}^c, r_q^c, r_u^c, r_p^c, r_s^c$.
- 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 SEE 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 SISTEMELOR ELECTROENERGETICE COMPLEXE. VERSIUNEA PENTRU PSO

Capitolul 6 are ca obiectiv elaborarea modelului matematic și a metodei de soluționare a planificării extinderii SEE complexe folosind algoritmul Particle Swarm Optimization (PSO). De asemenea, rezolvarea în aceeași manieră a determinării circulației de puteri și a optimizării regimului permanent normal (OPF). Modelele matematice prezentate în capitolul 5 sunt transpuse în forma necesară utilizării unor metode de soluționare bazate pe tehnici de inteligență artificială (PSO în cazul nostru). 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 SEE în acest context. Pe baza unor studii de caz, se concluzionează asupra oportunității utilizării tehnicilor de tip PSO pentru fiecare dintre cele trei probleme în parte.

Avantajele posibile oferite de utilizarea metodelor bazate pe tehnici de inteligență artificială se referă la simplificarea modelelor matematice și a metodelor de soluționare. În cazul unei "acordări" corespunzătoare a algoritmilor utilizați, timpul de calcul trebuie să rezulte mai mic sau cel mult egal cu cel de la metodele matematice clasice.

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 algoritmul PSO

Metoda propusă pentru soluționarea circulației de puteri prin metoda PSO are la bază elementele teoretice prezentate în subcapitolele 4.3 și 4.4.

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:

$$f(\mathbf{x}) = \text{FOB}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}) = \sum_{i=1}^n (f_{P_i}^2 + f_{Q_i}^2) \quad (6.1.2)$$

Roiul $\mathbf{S} = \{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_{n_p}\}$, care cuprinde o mulțime de soluții admisibile (fezabile), este format din n_p particule. Fiecare particulă reprezintă o soluție posibilă, adică vectorul de stare, care cuprinde, în principiu, modulele și fazele tensiunilor nodale.

În concordanță cu cele menționate anterior privind tipurile de noduri și mărimile cunoscute și necunoscute, particula este formată practic din $d = c + (n - 1)$ componente: modulul tensiunii în nodurile consumatoare ($U_i, i \in C - c$ necunoscute) și faza tensiunii în toate nodurile sistemului, mai puțin cel de echilibrare ($\delta_i, i \in N \setminus e - (n - 1)$ necunoscute) [Salom2010].

În concluzie, particula cuprinde $d = c + (n - 1)$ componente, n_p fiind numărul total de particule din cadrul roiului:

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.1.3)$$

$$\mathbf{x}_i = \{\{U_{i,1}, U_{i,2}, \dots, U_{i,c}\}, \{\delta_{i,1}, \delta_{i,2}, \dots, \delta_{i,n-1}\}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.1.4)$$

Dimensiunea roiului nu ar trebui să fie mai mică de 30 de particule sau, în cazul sistemelor de mari dimensiuni, cel puțin egală cu d (numărul de elemente care compun particula) [Parsop2010], [Bergh2001], [Chan2007].

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):

$$\begin{aligned} U_{i,j} &\in [0.90; 1.1], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, c \\ \delta_{i,j} &\in [-\pi/4; \pi/4], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, n-1 \end{aligned} \quad (6.1.5)$$

Evaluarea particulelor se va face pe baza FOB definită în relația 6.1.2. Se consideră că a fost găsită soluția sistemului atunci când există o particulă pentru care, teoretic, $FOB = 0$ (practic este sub pragul de 0), în consecință sunt satisfăcute bilanțurile de puteri în toate nodurile SEE.

În aceste condiții, pașii algoritmului sunt următorii:

a) se inițializează în mod aleator, în domeniul de definiție, cele n_p particule care compun roiul, iar vitezele particulelor cu 0:

$$\mathbf{x}_i^0 = \{\{U_{i,1}^0, U_{i,2}^0, \dots, U_{i,c}^0\}, \{\delta_{i,1}^0, \delta_{i,2}^0, \dots, \delta_{i,n-1}^0\}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.1.6)$$

$$\mathbf{v}_i^0 = \{\{vU_{i,1}^0, vU_{i,2}^0, \dots, vU_{i,c}^0\}, \{v\delta_{i,1}^0, v\delta_{i,2}^0, \dots, v\delta_{i,n-1}^0\}\} = \{\{0, 0, \dots, 0\}, \{0, 0, \dots, 0\}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.1.7)$$

b) se evaluează populația inițială pe baza valorii *FOB* (relația (6.1.13)) determinându-se poziția de *pBest*, pentru fiecare particulă, și poziția de *gBest* (pe baza relațiilor 4.3.3 - 4.3.6). Pentru această fază *pBest* este dat chiar de poziția particulelor (nu există "istorie" anterioară):

$$FOB(\mathbf{pbest}_i^0) = FOB(\mathbf{x}_i^0), \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.1.8)$$

$$\mathbf{pbest}_i^0 = \{x_{i,1}^0, x_{i,2}^0, \dots, x_{i,d}^0\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.1.9)$$

$$FOB(\mathbf{gbest}^0) = \text{Min}\{FOB(\mathbf{pbest}_1^0), FOB(\mathbf{pbest}_2^0), \dots, FOB(\mathbf{pbest}_{n_p}^0)\} \quad (6.1.10)$$

$$\mathbf{gBest}^0 = \{gbest_1^0, gbest_2^0, \dots, gbest_d^0\} \quad (6.1.11)$$

c) la un pas oarecare *t* al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se determină întâi vitezele particulelor conform relației (4.3.7) – versiunea de bază a algoritmului PSO (sau (4.3.13), (4.3.16), (4.4.3), (4.4.4) – alte variante ale algoritmului):

$$v_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (gBest_j^t - x_{i,j}^t), \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (6.1.12)$$

unde valorile parametrilor c_1, c_2, r_1, r_2 se determină (se aleg) pe baza precizărilor din paragraful 4.3.1);

d) la același pas *t* al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, vitezele se ajustează conform conceptelor de limitare a vitezei și de viteză adaptivă, prezentate în paragraful 4.3.3;

e) la același pas *t* al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se determină noile poziții ale particulelor, conform relației (4.3.8):

$$x_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + x_{i,j}^t, \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (6.1.13)$$

f) la același pas *t* al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, pozițiile se ajustează conform conceptului de spațiu de căutare, prezentat în paragraful 4.3.2 – dacă particulele sunt în domeniul admisibil nu sunt necesare modificări, iar în caz contrar se reinițializează în mod aleator, împreună cu vitezele aferente;

g) la același pas *t* al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se evaluează populația curentă pe baza valorii *FOB* (relația (6.1.13)) determinându-se poziția de *pBest*, pentru fiecare particulă și poziția de *gBest* (pe baza relațiilor (4.3.3) - (4.3.6)):

$$FOB(\mathbf{pbest}_i^{t+1}) = \text{Min}\{FOB(\mathbf{x}_i^t), FOB(\mathbf{x}_i^{t+1}), \dots, FOB(\mathbf{x}_i^t)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.1.14)$$

$$\mathbf{pbest}_i^{t+1} = \{pbest_{i,1}^{t+1}, pbest_{i,2}^{t+1}, \dots, pbest_{i,d}^{t+1}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.1.15)$$

$$FOB(\mathbf{gbest}^{t+1}) = \text{Min}\{FOB(\mathbf{pbest}_1^{t+1}), FOB(\mathbf{pbest}_2^{t+1}), \dots, FOB(\mathbf{pbest}_{n_p}^{t+1})\} \quad (6.1.16)$$

$$\mathbf{gBest}^{t+1} = \{gbest_1^{t+1}, gbest_2^{t+1}, \dots, gbest_d^{t+1}\} \quad (6.1.17)$$

h) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se verifică condiția de terminare a calculelor (valoarea FOB pentru cea mai bună particulă a ajuns sub pragul de 0 admis):

$$FOB(\mathbf{gbest}^{t+1}) \leq \varepsilon \quad (6.1.18)$$

Dacă această condiție este satisfăcută calculul iterativ se consideră terminat și se sare la punctul i), unde se finalizează calculul regimului permanent normal; în caz contrar, se mărește cu 1 contorul de iterații t și se sare la punctul c);

i) se calculează puterile reactive generate Q_{gi} , $i \in G$, cu relația (5.1.36);

j) se calculează puterea activă și reactivă generată în nodul de echilibrare, P_{ge}, Q_{ge} , cu relația (5.1.38);

k) 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).

La implementarea practică a algoritmului în instrumentul soft, prezentat în capitolul 7, s-au luat o serie de măsuri suplimentare pentru controlul convergenței [Kilyeni2010] și s-au utilizat concepte de genul celor prezentate în paragrafele 4.3.4, 4.3.5 și 4.4.1.

6.1.3. Studii de caz justificative

6.1.3.1. Considerații preliminare

În acest paragraf se prezintă două studii de caz ale calculului circulației de puteri, pentru două sisteme test de dimensiuni relativ reduse. Scopul acestor studii de caz este justificarea renunțării la utilizarea algoritmului de tip PSO pentru soluționarea regimului permanent normal din cauza unor dificultăți de convergență la SEE de dimensiuni relativ mai mari și a deciziei de a rămâne la metoda clasică prezentată în capitolul 5.

Este interesant că o serie de lucrări din literatura de specialitate prezintă rezultate în detaliu doar pentru sisteme de mici dimensiuni, susținând apoi, fără dovezi concludente, că algoritmul PSO a fost utilizat cu succes și la SEE reale, cu sute de noduri [Salom2010].

Opinia noastră este că metodele de tip PSO 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, iar la sistemul Test 13 se manifestă probleme serioase legate de obținerea soluției.

Instrumentul soft utilizat este cel prezentat în capitolul 7.

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.

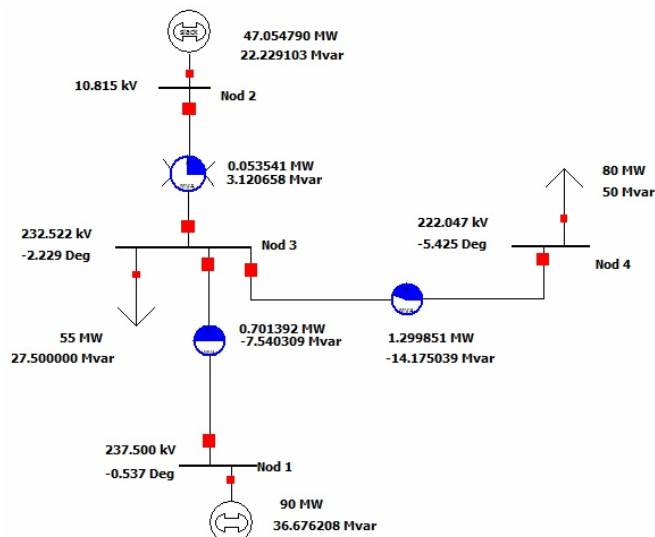


Fig. 6.1.1 SEE Test 4 – schema monofilară

Elementele esențiale legate de configurația sistemului și rezultatele obținute în urma determinării regimului de bază prin metoda PSO sunt prezentate în tabelele:

- Tabelul 6.1.1 – Parametri liniei 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 liniei 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	PV	220	0	0	1.07950	237.50	-0.5304	90.000	36.680
Nod 2	2	Slack	10	0	0	1.08150	10.82	0.0000	47.055	22.230
Nod 3	3	PQ	220	55.00	27.50	1.05690	232.52	-2.2225	-55.000	-27.500
Nod 4	4	PQ	220	80.00	50.00	1.00930	222.05	-5.4190	-80.000	-50.000

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	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	232.52	90.00	36.68	-89.30	-44.22	0.701	-7.540
3	2	232.52	10.82	-47.00	-19.11	47.05	22.23	0.054	3.125
3	4	232.52	222.05	81.30	35.83	-80.00	-50.00	1.300	-14.175
								2.055	-18.590

Circulația de puteri a fost determinată folosind aplicația software *Circulație de puteri* (capitolul 7), atât prin metoda *Standard PSO* cât și prin metoda *Unified PSO*, rezultatele obținute fiind similare.

Pentru ambele rulări algoritmul a fost configurat cu o populație de 50 de particule, viteză adaptivă, număr maxim de iterații 300, condiția de ieșire fiind dată de executarea numărului maxim de iterații. Suplimentar pentru algoritmul *Unified PSO* factorul de unificare a fost ales cu o variație exponențială între valorile 0.8 și 1.03. Acordarea parametrilor s-a făcut pe baza rezultatelor prezentate în capitolul 4.

În tabelul 6.1.6 se prezintă comparativ soluția dată de metoda clasică de tip Newton și cea obținută prin metoda PSO. Se observă că între cele două soluții nu exista diferențe.

Tabelul 6.1.6. Prezentarea comparativă a soluției obținută cu metoda clasică Newton cu cea obținută cu metoda PSO

PSO					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	1.0795	-0.5304	90.000	36.678	1	1.0795	-0.5304	90.000	36.678
2	1.0815	0.0000	47.055	22.230	2	1.0815	0.0000	47.055	22.230
3	1.0569	-2.2225	-55.000	-27.500	3	1.0569	-2.2225	-55.000	-27.500
4	1.0093	-5.4190	-80.000	-50.000	4	1.0093	-5.4190	-80.000	-50.000

Faptul ca soluția este determinată corect se poate observa și din graficul de evoluție a algoritmului PSO (fig. 6.1.2), care prezintă o pantă descendentă până la terminarea calculului.

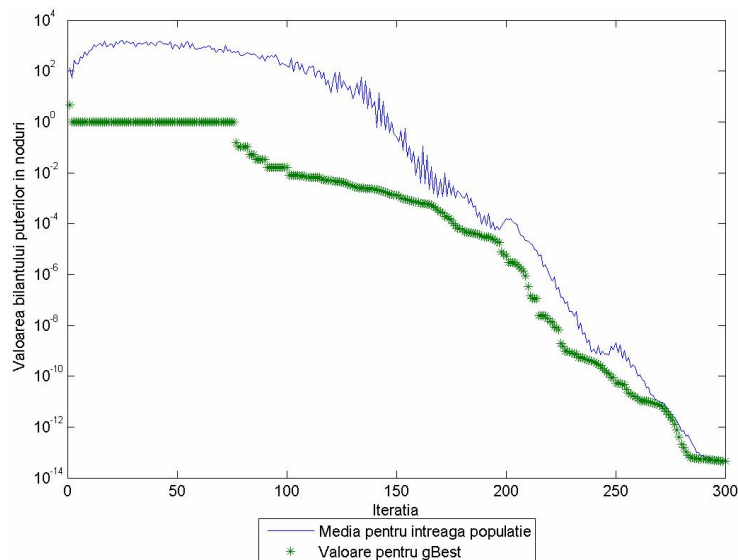


Fig. 6.1.2. Evoluția algoritmului PSO (valoarea FOB)

Cu verde este reprezentată valoarea FOB pentru gBest (soluția), iar cu albastru valoarea medie pentru întreaga populație. Curba verde are o pantă descendentă. La terminarea calculului FOB ajunge la valori de 10^{-14} , valoare care indică o evoluție perfectă a algoritmului

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 consumatoare;
- 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.

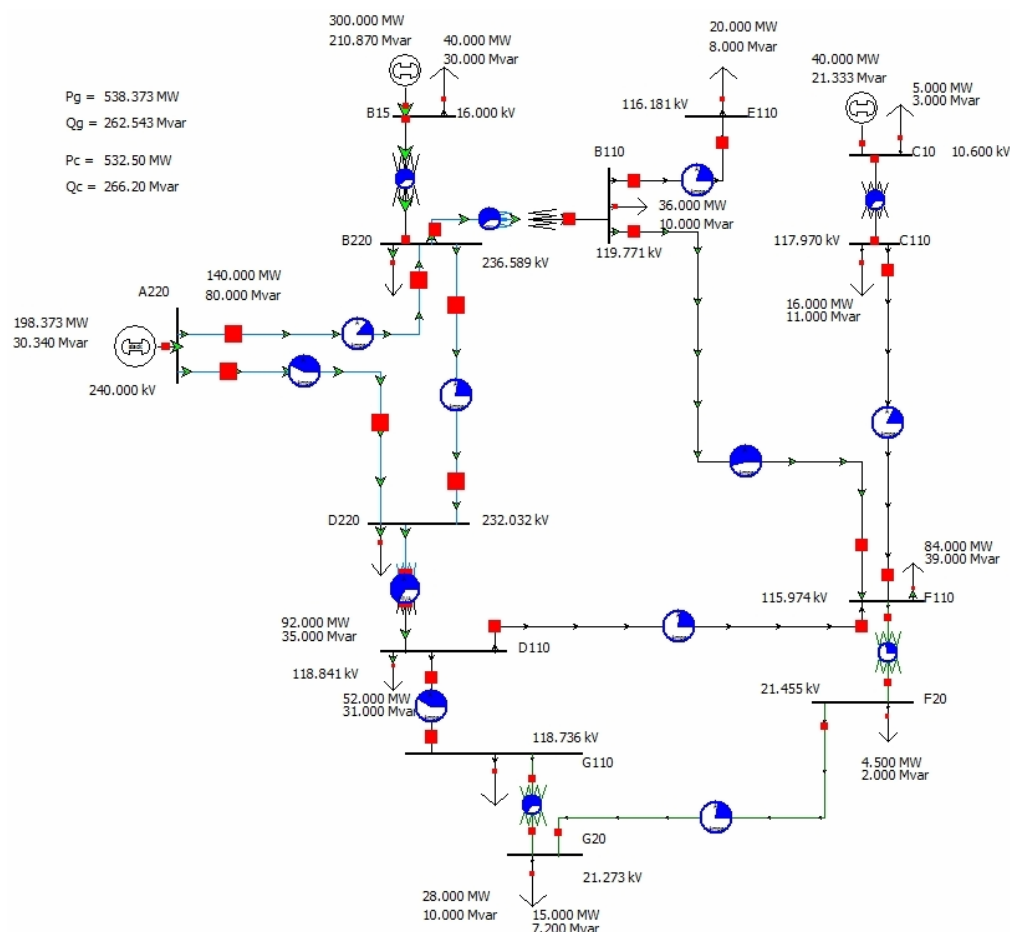


Fig. 6.1.3. SEE Test 13 – schema monofilară

Elementele esențiale legate de configurația sistemului și rezultatele obținute în urma determinării regimului de bază prin metoda PSO sunt prezentate în tabelele:

- Tabelul 6.1.7 – Parametri linii electrice aeriene;
- Tabelul 6.1.8 – Parametri transformatoare și autotransformatoare;

- c) Tabelul 6.1.9 – Date și rezultate noduri (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
d) Tabelul 6.1.10 – Date generatoare;
e) 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 de bază PSO

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	Slack	220.00	0	0	1.09090	240.00	0.00	193.689	37.767
B15	2	PV	15.00	40.00	30.00	1.06670	16.00	0.35	220.579	158.008
C10	3	PV	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 PSO

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 PSO

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 *Circulație de puteri* (capitolul 7), atât prin metoda *Standard PSO* cât și prin metoda *Unified PSO*, rezultatele cele mai bune fiind obținute prin varianta UPSO.

Pentru ambele rulări algoritmul a fost configurat cu o populație de 100 de particule, viteză adaptivă, număr maxim de iterații 3000, condiția de ieșire fiind dată de executarea numărului maxim de iterații. Suplimentar pentru algoritmul *Unified PSO* factorul de unificare a fost ales cu o variație exponențială între valorile 0.8 și 1.03. Acordarea parametrilor s-a făcut pe baza rezultatelor prezentate în capitolul 4. Se precizează că rezultatele prezentate în tabele sunt cele obținute prin metoda *Unified PSO* deoarece datorită dimensiunilor mai mari ale sistemului algoritmul *Standard PSO* nu a prezentat rezultate concludente.

În tabelul 6.1.12 se prezintă comparativ soluția dată de metoda clasică de tip Newton și cea obținută prin metoda UPSO. 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 PSO

PSO					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	1.0909	0.0000	198.37	30.34	1	1.0909	0.0000	193.69	37.77
2	1.0667	0.2900	260.00	180.87	2	1.0667	0.3520	220.58	158.01
3	1.0600	-2.7300	35.000	18.33	3	1.0600	-2.3735	30.93	17.63
4	1.0754	-2.8800	-140.00	-80.00	4	1.0737	-2.7688	-139.50	-80.45
5	1.0547	-3.8900	-92.00	-35.00	5	1.0519	-3.7959	-91.67	-35.93
6	1.0888	-6.0200	-36.00	-10.00	6	1.0842	-5.8997	-35.68	-10.92
7	1.0725	-6.4800	-16.00	-11.00	7	1.0678	-6.1731	-15.27	-12.26
8	1.0804	-7.0700	-52.00	-31.00	8	1.0732	-6.9467	-51.62	-33.25
9	1.0562	-7.6800	-20.00	-8.00	9	1.0498	-7.5007	-19.70	-8.97
10	1.0543	-7.8000	-84.00	-39.00	10	1.0474	-7.6139	-83.63	-40.73
11	1.0794	-7.1000	-28.00	-10.00	11	1.0721	-6.9726	-27.65	-12.28
12	1.0727	-9.5400	-4.50	-2.00	12	1.0550	-9.3762	-4.21	-4.06
13	1.0637	-10.320	-15.00	-7.20	13	1.0441	-10.257	-15.25	-9.41

Faptul ca soluția nu este determinată corect se poate observa și din graficul de evoluție a algoritmului PSO – valoarea FOB, care după iterația 1500 prezintă o aplatizare (plafonare) până la terminarea calculului (la o valoare între 1 și 0.1)(Fig.6.1.4).

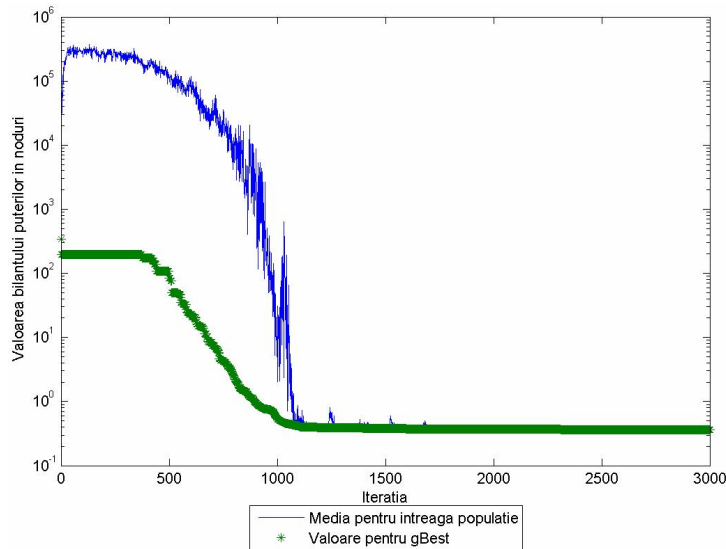


Fig. 6.1.4. Evoluția algoritmului PSO (valoarea FOB)

Cu verde este reprezentată valoarea FOB pentru gBest (soluția), iar cu albastru valoarea medie pentru întreaga populație. Curba verde are o pantă descendentă până la iterația 1000 după care algoritmul rămâne blocat într-un „minim local”. Motivul pentru care algoritmul PSO nu poate determina soluția sistemelor de mari dimensiuni este dat odată de numărul mare de variabile pe care le implică creșterea numărului de noduri (numărul de variabile este circa dublul numărului de noduri – în cazul Test 13 acesta este de 22 de variabile) și de faptul ca acestea sunt dependente una de alta. Deși FOB are o valoare scăzută 0.367 cea ce ar indica o închidere relativ „bună” a bilanțului de puteri în noduri se poate observa că diferențele între puterile injectate sunt semnificative.

Configurația sistemului și modul în care nodurile sunt legate între ele constituie un alt factor care influențează comportamentul algoritmului. Modificarea modulului și fazei tensiunii pentru nodurile care prezintă legături multiple influențează puternic întreg sistemul.

Ca o concluzie finală se poate spune ca algoritmul PSO 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

Modelul matematic aferent optimizării regimului permanent normal (OPF) pentru SEE complexe a fost prezentat în subcapitolul 5.2. El constă, în esență, dintr-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:

$$U_i, i \in G, P_{gi}, i \in G \setminus e, K_{ij}, ij \in TR, \Omega_{ij}, ij \in TR \quad (6.2.3)$$

- RR:

⇒ de tip egalitate (corespunzătoare bilanșurilor 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 ordonate astfel 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: $\lambda_{pi}, i \in N \setminus e; \lambda_{qi}, i \in C$ - 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 algoritmul PSO

Metoda propusă pentru soluționarea optimizării regimului permanent normal (OPF) prin metoda PSO are la bază elementele teoretice prezentate în subcapitolele 4.3 și 4.4.

Funcția $f(\mathbf{x})$ care trebuie minimizată (funcția obiectiv a problemei de optimizare) este cea în relația:

$$\begin{aligned} f(\mathbf{x}) = FOB = \Phi(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) = & \sum_{i \in G} (a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) + \\ & + \sum_{i \in N \setminus e} \lambda_{pi} \cdot (P_i - P_{gi} - P_{ci}) + \sum_{i \in C} \lambda_{qi} \cdot (Q_i - Q_{ci}) + \\ & + r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*)^2 + r_q \cdot \sum_{i \in G} p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*)^2 + r_u \cdot \sum_{i \in C} p_{ui} \cdot (U_i - U_i^*)^2 + \\ & + r_p \cdot \sum_{ij \in R} p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*)^2 + r_s \cdot \sum_{ij \in R} p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*)^2 \end{aligned} \quad (6.2.27)$$

Roiul $\mathbf{S} = \{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_{np}\}$, care cuprinde o mulțime de soluții admisibile (fezabile), este format din n_p particule. Fiecare particulă reprezintă o soluție posibilă, adică vectorul variabilelor de optimizare (relația (6.2.3)), $U_i, i \in G$, $P_{gi}, i \in G \setminus e$, $K_{ij}, ij \in TR$, $\Omega_{ij}, ij \in TLT$. Prin TR s-a notat mulțimea transformatoarelor și autotransformatoarelor 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 .

În consecință, particula este formată practic din $d = 2g - 1 + tr + tlt$ componente: $U_i, i \in G$, $P_{gi}, i \in G \setminus e$, $K_{ij}, ij \in TR$, $\Omega_{ij}, ij \in TLT$ [Yumbla2008], [Abido2002], [deSouza2005].

În concluzie, particula cuprinde $d = 2g - 1 + tr + tlt$ componente, n_p fiind numărul total de particule din cadrul roiului:

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i,1}, x_{i,2}, \dots, x_{i,d}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.28)$$

$$\mathbf{x}_i = \{\{U_{i,1}, U_{i,2}, \dots, U_{i,g}\}, \{P_{g,i,1}, P_{g,i,2}, \dots, P_{g,i,g-1}\}, \{K_{i,1}, K_{i,2}, \dots, K_{i,tr}\}, \{\Omega_{i,1}, \Omega_{i,2}, \dots, \Omega_{i,tlt}\}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.29)$$

Dimensiunea roiului nu ar trebui să fie mai mică de 30 de particule sau, în cazul sistemelor de mari dimensiuni, cel puțin egală cu d (numărul de elemente care compun particula) [Parsop2010], [Bergh2001], [Chan2007].

În ceea ce privește domeniul X al soluțiilor, se consideră:

$$\begin{aligned} U_{i,j} &\in [0.90; 1.1], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, g \\ P_{g,i,j} &\in [P_{g,i,j}^{\min}; P_{g,i,j}^{\max}], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, g-1 \\ K_{i,j} &\in [K_{i,j}^{\min}; K_{i,j}^{\max}], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, tr \\ \Omega_{i,j} &\in [\Omega_{i,j}^{\min}; \Omega_{i,j}^{\max}], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, tlt \end{aligned} \quad (6.2.30)$$

Evaluarea particulelor se va face pe baza FOB definită în relația 6.2.27. Se consideră că a fost găsită soluția sistemului atunci când valoarea FOB nu mai poate fi ameliorată.

În aceste condiții, pașii algoritmului sunt următorii:

- a) se inițializează în mod aleator, în domeniul de definiție, cele n_p particule care compun roiul, iar vitezele particulelor cu 0:

$$\mathbf{x}_i^0 = \{\{U_{i,1}^0, U_{i,2}^0, \dots, U_{i,g}^0\}, \{P_{g,i,1}^0, P_{g,i,2}^0, \dots, P_{g,i,g-1}^0\}, \{K_{i,1}^0, K_{i,2}^0, \dots, K_{i,tr}^0\}, \{\Omega_{i,1}^0, \Omega_{i,2}^0, \dots, \Omega_{i,tlt}^0\}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.31)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{v}_i^0 &= \{\{vu_{i,1}^0, vu_{i,2}^0, \dots, vu_{i,g}^0\}, \{vp_{i,1}^0, vp_{i,2}^0, \dots, vp_{i,g-1}^0\}, \\ &\{vk_{i,1}^0, vk_{i,2}^0, \dots, vk_{i,tr}^0\}, \{v\Omega_{i,1}^0, v\Omega_{i,2}^0, \dots, v\Omega_{i,tlt}^0\}\} = \\ &\{ \{0, 0, \dots, 0\}, \{0, 0, \dots, 0\}, \{0, 0, \dots, 0\}, \{0, 0, \dots, 0\} \}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \end{aligned} \quad (6.2.32)$$

Inițializarea aleatoare a componentelor particulelor se realizează în domeniul $\pm 10\%$ față de valorile din regimul inițial de funcționare a SEE, de la care pornește procesul iterativ de optimizare.

- b) se calculează, pe cale clasică (algoritmul Newton decuplat ultrarapid) circulația de puteri corespunzătoare valorilor curente ale variabilelor de optimizare, pentru fiecare dintre cele n_p particule (cu puterile reactive generate lăsate libere);
- c) se evaluează populația inițială pe baza valorii FOB (relația (6.2.27)) determinându-se poziția de $pBest$, pentru fiecare particulă, și poziția de $gBest$ (pe baza relațiilor 4.3.3 - 4.3.6). Pentru această fază $pBest$ este dat chiar de poziția particulelor (nu există "istorie" anterioară):

$$FOB(\mathbf{pbest}_i^0) = FOB(\mathbf{x}_i^0), \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.33)$$

$$\mathbf{pbest}_i^0 = \{x_{i,1}^0, x_{i,2}^0, \dots, x_{i,d}^0\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.34)$$

$$FOB(\mathbf{gbest}^0) = \text{Min} \{FOB(\mathbf{pbest}_1^0), FOB(\mathbf{pbest}_2^0), \dots, FOB(\mathbf{pbest}_{n_p}^0)\} \quad (6.2.35)$$

$$\mathbf{gbest}^0 = \{gbest_1^0, gbest_2^0, \dots, gbest_d^0\} \quad (6.2.36)$$

d) la un pas oarecare t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se determină întâi vitezele particulelor conform relației (4.3.7) – versiunea de bază a algoritmului PSO (sau (4.3.13), (4.3.16), (4.4.3), (4.4.4) – alte variante ale algoritmului):

$$v_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (gBest^t - x_{i,j}^t), \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (6.2.37)$$

unde valorile parametrilor c_1, c_2, r_1, r_2 se determină (se aleg) pe baza precizărilor din paragraful 4.3.1);

e) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, vitezele se ajustează conform conceptelor de limitare a vitezei și de viteză adaptivă, prezentate în paragraful 4.3.3;

f) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se determină noile poziții ale particulelor, conform relației (4.3.8):

$$x_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^{t+1} + x_{i,j}^t, \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (6.2.38)$$

g) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, pozițiile se ajustează conform conceptului de spațiu de căutare, prezentat în paragraful 4.3.2 – dacă particulele sunt în domeniul admisibil nu sunt necesare modificări, iar în caz contrar se reinițializează în mod aleator, împreună cu vitezele aferente;

h) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se evaluează populația curentă pe baza valorii FOB (relația (6.1.13)) determinându-se poziția de $pBest$, pentru fiecare particulă și poziția de $gBest$ (pe baza relațiilor (4.3.3) - (4.3.6)):

$$FOB(\mathbf{pbest}_i^{t+1}) = \text{Min}\{FOB(\mathbf{x}_i^1), FOB(\mathbf{x}_i^2), \dots, FOB(\mathbf{x}_i^t)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.39)$$

$$\mathbf{pbest}_i^{t+1} = \{pbest_{i,1}^{t+1}, pbest_{i,2}^{t+1}, \dots, pbest_{i,d}^{t+1}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.40)$$

$$FOB(\mathbf{gbest}^{t+1}) = \text{Min}\{FOB(\mathbf{pbest}_1^{t+1}), FOB(\mathbf{pbest}_2^{t+1}), \dots, FOB(\mathbf{pbest}_{n_p}^{t+1})\} \quad (6.2.41)$$

$$\mathbf{gbest}^{t+1} = \{gbest_1^{t+1}, gbest_2^{t+1}, \dots, gbest_d^{t+1}\} \quad (6.2.42)$$

i) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se verifică condiția de terminare a calculelor: imposibilitatea ameliorării valorii $FOB(\mathbf{gbest})$. Dacă această condiție este satisfăcută calculul iterativ se consideră terminat, regimul definit de ultimul $gbest$ constituind regimul optim; în caz contrar, se mărește cu 1 contorul de iterații t și se sare la punctul c).

La implementarea practică a algoritmului în instrumentul soft, prezentat în capitolul 7, s-au luat o serie de măsuri suplimentare pentru controlul convergenței [Kilyeni2010] și s-au utilizat concepte de genul celor prezentate în paragrafele 4.3.4, 4.3.5 și 4.4.1. De asemenea, s-au utilizat considerentele practice prezentate la finele subcapitolului 5.2 (evident, cele care sunt aplicabile și pentru un algoritm de tip PSO).

6.3. Planificarea extinderii optime a SEE complexe

6.3.1. Considerații preliminare

Modelul matematic "clasic" (fără algoritm PSO) aferent planificării extinderii SEE complexe 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 posibi-

litatea "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 algoritmul PSO

Metoda propusă pentru soluționarea circulației de puteri prin metoda PSO are la bază elementele teoretice prezentate în subcapitolele 4.3 și 4.4.

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.

Roiul $\mathbf{S} = \{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_{n_p}\}$, care cuprinde o mulțime de soluții admisibile (fezabile), este format din n_p particule. Fiecare particulă reprezintă o soluție posibilă de extindere.

Particula este formată practic din d componente aferente stării elementelor de rețea propuse drept candidați pentru extindere [daRoch2011], [Shay2009], [Shay2010], [Verma2009], [Torres2012]. Componentele sunt valori reale cuprinse în intervalul $[0,1]$, starea elementului de rețea (conectat sau cuprins în soluție / deconectat sau necuprins în soluție) fiind obținute prin rotunjire. Dacă după rotunjire valoarea este 1 atunci se va considera că linia respectivă este conectată (face parte din soluție), respectiv deconectată (nu face parte din soluție) pentru 0.

În concluzie, particula cuprinde d componente, n_p fiind numărul total de particule din cadrul roiului:

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.1.3)$$

Dimensiunea roiului nu ar trebui să fie mai mică de 30 de particule sau, în cazul sistemelor de mari dimensiuni, cel puțin egală cu d (numărul de elemente care compun particula) [Parsop2010], [Bergh2001], [Chan2007].

Evaluarea particulelor se va face pe baza FOB descrise în paragraful anterior. Se consideră că a fost găsită soluția sistemului atunci când valoarea FOB nu mai poate fi ameliorată.

În aceste condiții, pașii algoritmului sunt următorii:

- se inițializează în mod aleator, cu valori cuprinse între 0 sau 1, cele n_p particule care compun roiul, iar vitezele particulelor cu 0:

$$\mathbf{x}_i^0 = \{x_{i,1}^0, x_{i,2}^0, \dots, x_{i,d}^0\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.1.6)$$

$$\mathbf{v}_i^0 = \{v_{i,1}^0, v_{i,2}^0, \dots, v_{i,d}^0\} = \{0, 0, \dots, 0\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.1.7)$$

- se determină, folosind algoritmul PSO prezentat în paragraful 6.2.2, regimul optim de funcționare pentru configurația reprezentată de fiecare particulă;

c) se evaluează populația inițială pe baza valorii FOB , determinându-se poziția de $pBest$, pentru fiecare particulă, și poziția de $gBest$ (pe baza relațiilor 4.3.3 - 4.3.6). Pentru această fază $pBest$ este dat chiar de poziția particulelor (nu există "istorie" anterioară):

$$FOB(\mathbf{pbest}_i^0) = FOB(\mathbf{x}_i^0), \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.1.8)$$

$$\mathbf{pbest}_i^0 = \{x_{i,1}^0, x_{i,2}^0, \dots, x_{i,d}^0\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.1.9)$$

$$FOB(\mathbf{gbest}^0) = \text{Min}\{FOB(\mathbf{pbest}_1^0), FOB(\mathbf{pbest}_2^0), \dots, FOB(\mathbf{pbest}_{n_p}^0)\} \quad (6.1.10)$$

$$\mathbf{gBest}^0 = \{gbest_1^0, gbest_2^0, \dots, gbest_d^0\} \quad (6.1.11)$$

d) la un pas oarecare t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se determină întâi vitezele particulelor conform relației (4.3.7) – versiunea de bază a algoritmului PSO (sau (4.3.13), (4.3.16), (4.4.3), (4.4.4) – alte variante ale algoritmului):

$$v_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (gBest_j^t - x_{i,j}^t), \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (6.1.12)$$

unde valorile parametrilor c_1, c_2, r_1, r_2 se determină (se aleg) pe baza precizărilor din paragraful 4.3.1);

e) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, vitezele se ajustează conform conceptelor de limitare a vitezei și de viteză adaptivă, prezentate în paragraful 4.3.3;

f) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se determină noile poziții ale particulelor, conform relației (4.3.8):

$$x_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + x_{i,j}^t, \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (6.1.13)$$

g) se determină, folosind algoritmul PSO prezentat în paragraful 6.2.2, regimul optim de funcționare pentru configurația reprezentată de fiecare particulă;

h) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se evaluează populația curentă pe baza valorii FOB , determinându-se poziția de $pBest$, pentru fiecare particulă și poziția de $gBest$ (pe baza relațiilor (4.3.3) - (4.3.6)):

$$FOB(\mathbf{pbest}_i^{t+1}) = \text{Min}\{FOB(\mathbf{x}_i^t), FOB(\mathbf{x}_i^{t+1}), \dots, FOB(\mathbf{x}_i^t)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.1.14)$$

$$\mathbf{pbest}_i^{t+1} = \{pbest_{i,1}^{t+1}, pbest_{i,2}^{t+1}, \dots, pbest_{i,d}^{t+1}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.1.15)$$

$$FOB(\mathbf{gbest}^{t+1}) = \text{Min}\{FOB(\mathbf{pbest}_1^{t+1}), FOB(\mathbf{pbest}_2^{t+1}), \dots, FOB(\mathbf{pbest}_{n_p}^{t+1})\} \quad (6.1.16)$$

$$\mathbf{gBest}^{t+1} = \{gbest_1^{t+1}, gbest_2^{t+1}, \dots, gbest_d^{t+1}\} \quad (6.1.17)$$

i) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se verifică condiția de terminare a calculelor: imposibilitatea ameliorării valorii $FOB(\mathbf{gbest})$. Dacă această condiție este satisfăcută calculul iterativ se consideră terminat, soluția definită de ultimul $gbest$ constituind optimul; în caz contrar, se augmentează cu 1 contorul de iterații t și se sare la punctul c).

La implementarea practică a algoritmului în instrumentul soft, prezentat în capitolul 7, s-au utilizat și concepte de genul celor prezentate în paragrafele 4.3.4, 4.3.5 și 4.4.1.

Punctul g) al algoritmului poate conduce la un timp exagerat de calcul în cazul SEE de mari dimensiuni (sute de noduri). Pentru a evita acest lucru, s-a elaborat și s-a testat cu succes și o variantă simplificată a acestui algoritm PSO.

Elementele caracteristice ale acestui algoritm simplificat, comparativ cu cel complet, sunt următoarele:

- la punctul g) al algoritmului OPF se înlocuiește cu un simplu calcul de circulație;
- OPF se calculează numai pentru soluția reprezentată de *gbest*;
- se generează o nouă populație în maniera următoare: prima particulă se consideră ca fiind *gbest*, iar următoarele particule se obțin în mod aleator;
- acest proces se repetă până când *gbest* rămâne nemodificat;
- în etapa finală se generează o nouă populație, de dimensiuni mai reduse decât n_p , în maniera următoare: prima particulă se consideră ca fiind *gbest*, iar următoarele particule se obțin prin modificări controlate față de *gbest*;
- etapa finală se consideră încheiată până când *gbest* rămâne nemodificat.

Testele efectuate cu cele două variante de algoritm, pe sisteme test și reale, au confirmat viabilitatea algoritmului simplificat: au rezultat aceleași soluții optime, dar cu timp de calcul considerabil redus.

6.4. Concluzii

În cadrul acestui capitol s-a elaborat modelul matematic de soluționare al planificării extinderii SEE complexe folosind algoritmul Particle Swarm Optimization (PSO). De asemenea, rezolvarea în aceeași manieră a determinării circulației de puteri și a optimizării regimului permanent normal (OPF). Modelele matematice prezentate în capitolul 5 au fost transpuse în forma necesară utilizării unor metode de soluționare bazate pe tehnici de inteligență artificială (PSO în cazul nostru). Pe baza unor studii de caz, se concluzionează asupra oportunității utilizării tehnicilor de tip PSO pentru fiecare dintre cele trei probleme în parte.

Avantajele posibile oferite de utilizarea metodelor bazate pe tehnici de inteligență artificială se referă la simplificarea modelelor matematice și a metodelor de soluționare. În cazul unei "acordări" corespunzătoare a algoritmilor utilizați, timpul de calcul trebuie să rezulte mai mic sau cel mult egal cu cel de la metodele matematice clasice.

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 PSO;
- adaptarea modelului matematic de optimizare a circulației de puteri pentru SEE complexe (OPF) cerințelor impuse de aplicarea unei tehnici de soluționare de tip PSO;
- elaborarea unui model matematic sistematizat, complet, detaliat, pentru planificarea extinderii optime a SEE complexe utilizând tehnici de tip PSO;
- prezentarea în detaliu a unor aspecte practice de implementare, necesare pentru elaborarea unor programe de calcul performante;
- argumentarea, pe baza unor studii de caz concludente, a inoportunității utilizării tehnicilor de tip PSO la calculul circulației de puteri în SEE complexe, concluzie care contrazice părerile exprimate și rezultatele prezentate (fără detalii) de alți autori (evident, aplicarea tehnicilor de tip PSO pentru studiile de OPF și pentru planificarea extinderii SEE complexe nu se pune sub semnul întrebării, așa cum va rezulta în următoarele două capitole).

7. PREZENTAREA INSTRUMENTELOR SOFT ELABORATE

Capitolul 7 are ca obiectiv prezentarea instrumentelor software dezvoltate pentru soluționarea tuturor aspectelor legate de planificarea extinderii optime a SEE utilizând tehnici de inteligență artificială de tip PSO: determinarea regimului permanent normal, optimizarea regimului permanent normal și planificarea efectivă a extinderii optime a SEE complexe. 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.

7.1. Instrument soft pentru determinarea regimului permanent normal

În acest subcapitol se prezintă instrumentul soft realizat pentru determinarea regimului permanent normal al unui sistem electroenergetic utilizând tehnici de inteligență artificială de tip PSO.

Aplicația a fost dezvoltată în mediul de programare Matlab, care oferă utilizatorului o interfață grafică prietenoasă. Programul oferă trei opțiuni de rezolvare a calculului circulației de puteri: metoda Newton decuplat ultrarapid ("clasic"), algoritmul *standard PSO* și algoritmul *unified PSO*.

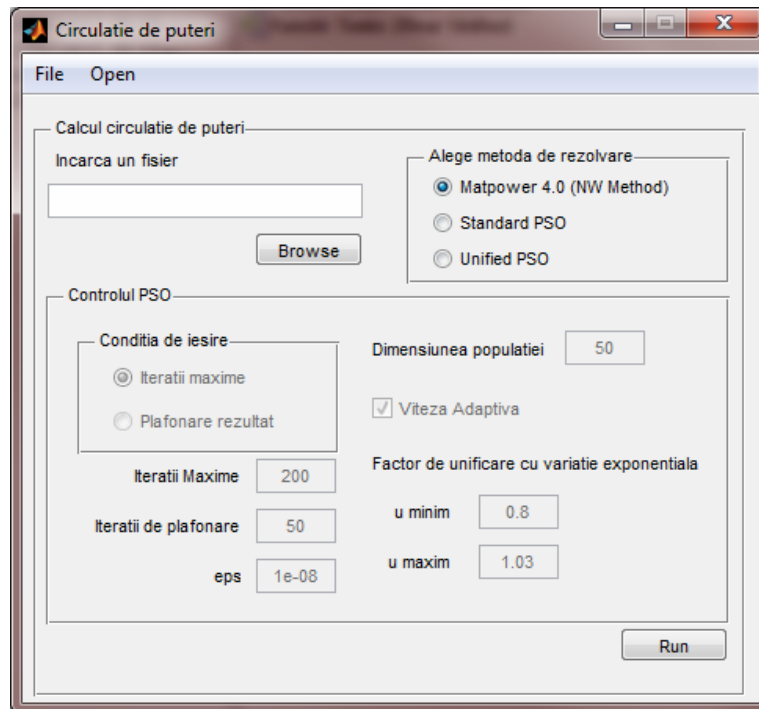
Aplicația a fost astfel concepută încât să poată fi interfațată cu pachetul de programe PowerWorld prin intermediul serverului de automatizare oferit de acesta (SimAuto). Aceasta înglobează și pachetul de programe Matpower. Biblioteca Matpower a fost dezvoltată, în mediul Matlab, de către Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez și Deqiang (David) Gan (cercetători la Cornell University), pentru rezolvarea "clasică" a circulației de puteri și optimizarea "clasică" a regimului permanent normal [Zimm2011].

Soluționarea circulației de puteri prin metoda Newton (variantea decuplat ultrarapid) se face pe baza celor prezentate în capitolul 5.

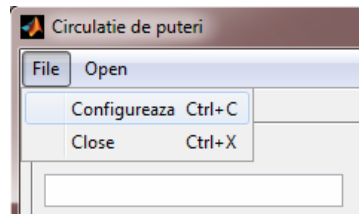
Variantele care utilizează algoritmele de tip PSO utilizează elementele teoretice prezentate în capitolul 6, paragraful 6.1.2. Parametrii folosiți pentru algoritmul PSO au fost aleși în concordanță cu rezultatele prezentate în capitolul 4, rezultate obținute în urma rulării algoritmului pe funcțiile de test.

Utilizatorul are posibilitatea de a configura modalitatea de ieșire, de a opta pentru o viteză adaptivă și de a stabili intervalul de variație al factorului de unificare, acesta fiind definit cu o variație exponențială.

În fig. 7.1.1 se prezintă fereastra principală a aplicației.

Fig. 7.1.1. Fereastra principală a instrumentului soft *Circulație de puteri*

Înainte de prima utilizare a programului este recomandată configurarea acestuia prin accesarea meniului *File>Configureaza* sau folosind combinația de taste *<Ctrl+C>* (Fig 7.1.2).

Fig. 7.1.2. Meniul *File* al instrumentului soft *Circulație de puteri*

Această acțiune va deschide fereastra de configurare a aplicației, care oferă următoarele opțiuni (Fig. 7.1.3):

- interfațarea aplicației cu programul PowerWorld, care poate fi instalat pe calculatorul local sau pe un calculator din rețea care va funcționa ca un server. Pentru interfațarea aplicației în rețea, utilizatorul trebuie să furnizeze numele serverului și datele de logare ale unui utilizator cu drepturi de administrator (serverul care are instalat PowerWorld);
- configurarea directorilor în care vor fi salvate rezultatele. În mod implicit acestea vor putea fi găsite în directorul *Documents/My Documents>Cristian* sau, pentru rularea curentă, pot fi accesate din meniul *Open* al aplicației.

O configurare mai în detaliu se poate realiza prin editarea fișierelor *path.ini* și *config.ini* din directorul *config* al aplicației. Totodată, eventualele erori apărute în timpul rulării programului se pot vizualiza prin accesarea jurnalului de înregistrări salvat în fișierul *log* din directorul *log*.

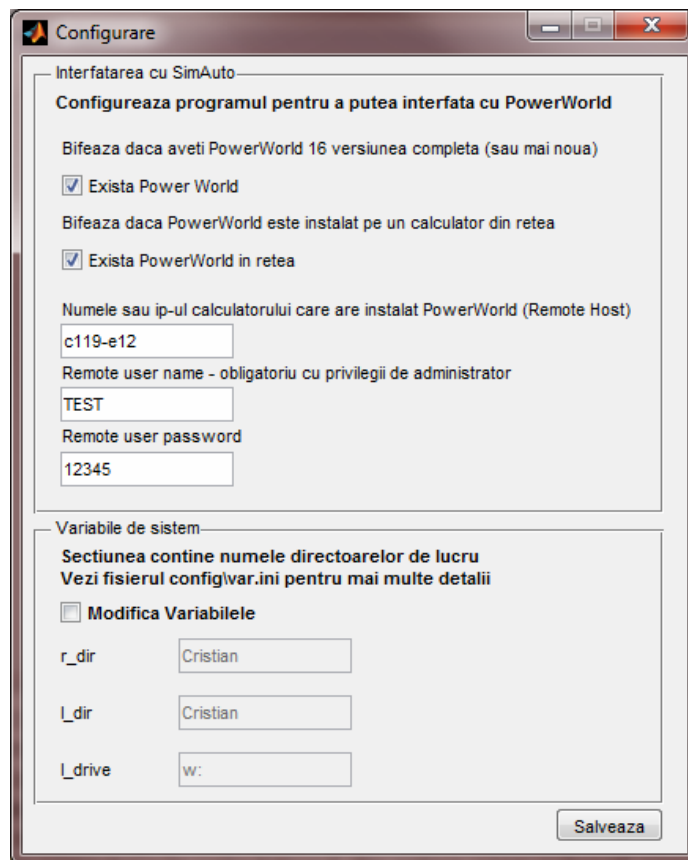


Fig. 7.1.3. Fereastra de configurare a aplicației software *Circulatie de puteri*

Pentru rularea aplicației utilizatorul va trebui să specifice fișierul care conține baza de date corespunzătoare SEE analizat, prin apăsarea butonului *Browse* din fereastra principală.

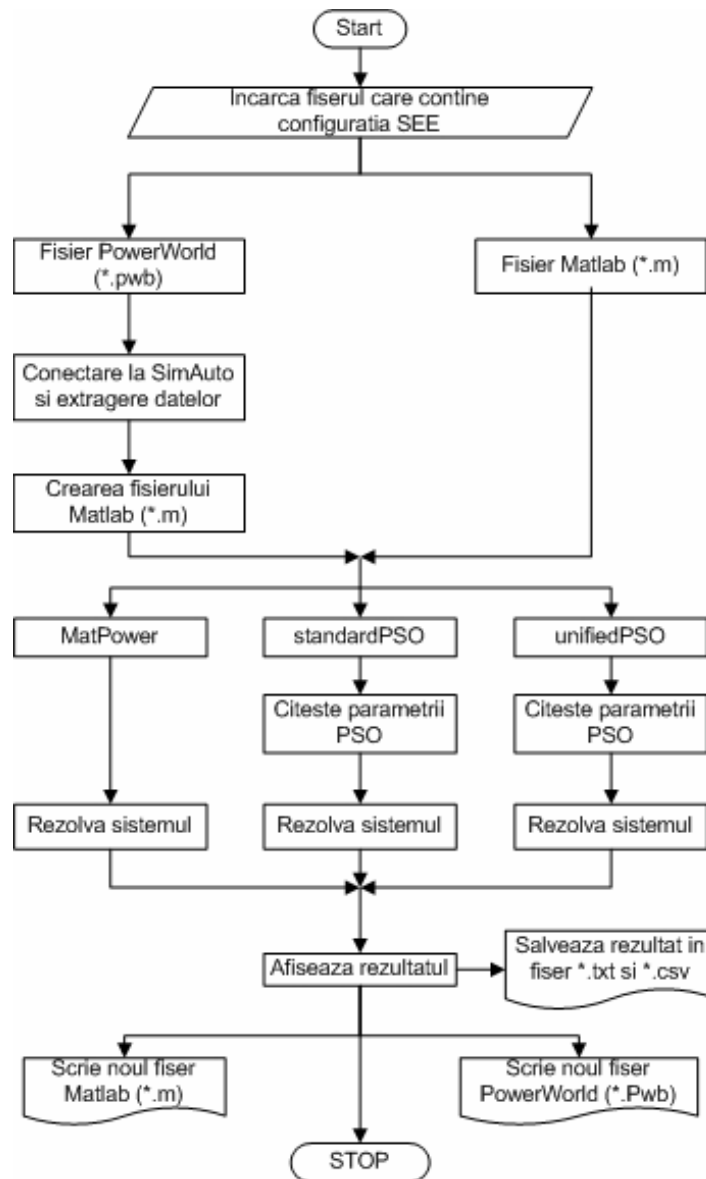
Programul permite încărcarea a două tipuri de fișiere:

- fișiere de tip PowerWorld cu extensia **.pwb*, a căror încărcare este condiționată de prezența serverului SimAuto pe calculatorul local sau pe un alt calculator din rețea și de configurarea corespunzătoare a programului;
- fișiere cu extensia **.m*, care sunt fișiere de tip Matlab, conținând informația despre structura și parametrii sistemului analizat în format text; ele pot fi create și editate cu orice editor de texte. Structura lor este similară cu cea folosită de pachetul de programe Matpower (Anexa 2, CD).

Structura programului de calcul și schema logică de principiu sunt prezentate în fig. 7.1.4.

Fișierele de tip Matlab cu extensia **.m*, care includ configurația sistemului și datele aferente regimului analizat, conțin următoarele informații:

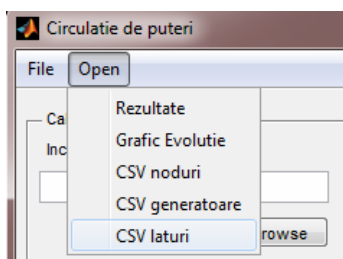
- lista nodurilor SEE (număr, nume etc.);
- modulul și faza tensiunii pentru fiecare nod;
- puterile active, respectiv reactive, consumate în noduri;
- lista elementelor de rețea (număr, nodurile definatorii, tip etc.);
- parametrii elementelor de rețea;
- puterile active generate și tensiunea la bornele generatoarelor;

Fig. 7.1.4. Schema logică a aplicației *Circulatie de puteri*

- limitele inferioare, respectiv superioare, ale tensiunilor nodurilor;
- limitele inferioare, respectiv superioare, ale puterilor active și reactive generate;
- încărcările maxim admisibile din punct de vedere termic aferente elementelor de rețea.

După selectarea fișierului, alegerea algoritmului de calcul al circulației de puteri și configurarea acestuia, se apasă butonul *Run* al aplicației.

La finalizarea calculului, rezultatele obținute se pot accesa apelând meniul *Open* (Fig. 7.1.5) sau prin parcurgerea directorului cu rezultate din *Documents/My Documents*.

Fig. 7.1.5. Meniul *Open* al aplicației software *Circulatie de puteri*

Meniul *Open* oferă următoarele opțiuni:

- *Rezultate* – permite deschiderea fișierului text în care au fost salvate rezultatele (Fig. 7.1.6). Sunt prezentate valorile tensiunilor în nodurile sistemului (modul și fază), puterile active și reactive consumate, puterile active și reactive debitate de fiecare generator, circulația de puteri în ambele sensuri prin elementele de rețea, împreună cu pierderile de putere activă și reactivă, pierderile de putere pe ansamblul sistemului. Se oferă și detalii legate de timpul de calcul, de numărul de iterații executate etc;

```

=====
| Noduri |
=====
Nod      Tip      Tensiune      Generare      Consum      Puteri injectate
#        |      Modul(Kv) DeFazaj(grd) P (MW)  Q (MVar)  P (MW)  Q (MVar)  Pinj(MW)  Qinj(MVar)
-----
1  Slack  237.60      0.0000      105.103  45.292    -      -      105.103  45.292
2  PU     228.80     -2.3654      50.000    9.165    -      -      50.000    9.165
3  PU     228.80     -2.6496      60.000    27.130    -      -      60.000    27.130
4  PQ     222.94     -3.8157      -      -      70.000  40.000   -70.000  -40.000
5  PQ     221.32     -4.7099      -      -      70.000  40.000   -70.000  -40.000
6  PQ     221.17     -4.8035      -      -      70.000  40.000   -70.000  -40.000
-----
Total:    215.103  81.587  210.000  120.000
=====

| Laturi |
=====
Nr.crt   nod_i   nod_j   Pij      Qij      Pji      Qji      Pierderi
#        |   |   |   P (MW)  Q (MVar)  P (MW)  Q (MVar)  P (MW)  Q (MVar)
-----
1        1     2     27.3739  6.0587   -26.6711 -9.1491    0.7028  -3.0904
2        1     4     43.0273  24.1151 -41.9339 -24.1277    1.0935  -0.0127
3        1     5     34.7013  15.1181 -33.6377 -17.6646    1.0636  -2.5465
4        2     3     2.0644   -3.6524  -2.0624  -2.8270    0.0020  -6.4794
5        2     4     32.5616  10.6925 -32.0074 -11.6926    0.5542  -1.0000
6        2     5     16.4658  4.4345  -16.1749 -7.7490    0.2909  -3.3144
7        2     6     25.5793  6.8398  -25.0969 -10.6923    0.4824  -3.8525
8        3     5     17.2035  3.2250  -16.8361 -7.6630    0.3674  -4.4380
9        3     6     44.8589  26.7321 -44.3437 -26.2487    0.5151  0.4834
10       4     5     3.9412   -4.1797  -3.9109  -3.9152    0.0303  -8.0949
11       5     6     0.5596   -3.0081  -0.5593  -3.0590    0.0003  -6.0672
-----
Total:    5.1026  -38.4126
=====

| Generatoare |
=====
Bus  GenId  Ub[p.u]  Pg[MW]  Pmin[MW]  Pmax[MW]  Qg[MVar]  Qmin[MVar]  Qmax[MVar]
-----
1    1     1.0000   105.10  75.00    150.00    45.29     0.00     95.00
2    1     1.0400   50.00   35.00    70.00     9.17     0.00     45.00
3    1     1.0400   60.00   50.00   100.00    27.13     0.00     65.00
=====
Pierderi totale de putere activa [MW] : 5.103
Pierderi totale de putere reactiva [MVar] : -38.413
Numar iteratii executate : 1
Calculul s-a executat in : 0.9 secs

```

Fig. 7.1.6. Structura fișierului *Rezultat.txt* al aplicației software *Circulatie de puteri*

- *Grafic Evoluție* – este accesibil doar pentru algoritmele de tip PSO (Fig. 7.1.7). Acesta prezintă evoluția pas cu pas a algoritmului, fiind reprezentate grafic valorile FOB pentru *gBest* și media FOB pentru întreg roiul de particule (pentru fiecare iterație);

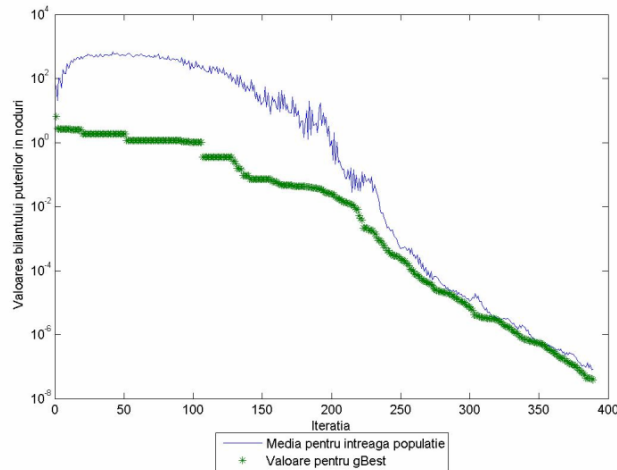


Fig. 7.1.7. Grafic de evoluție al algoritmului PSO

- *CSV noduri* – va deschide fișierul *.csv care conține detaliile legate de nodurile sistemului: numărul nodului, tipul acestuia (generator, consumator sau de echilibrare), nivelul de tensiune, puterea activă și reactivă consumată, numărul zonei din care face parte nodul, modulul și faza tensiunii, limita minimă și maximă a tensiunii (Anexa 2, CD);
- *CSV generatoare* – va deschide fișierul *.csv care conține detaliile legate de generatoarele sistemului: numărul nodului, puterea activă și reactivă generată, limitele minime și maxime pentru puterea activă și reactivă generată, tensiunea la bornele generatorului (Anexa 2, CD);
- *CSV laturi* – va deschide fișierul *.csv care conține detaliile legate de elementele de rețea care compun sistemul: numărul și numele nodurilor care definesc elementul de rețea, tipul, parametrii în unități relative, raportul de transformare, încărcarea maxim admisibilă din punct de vedere termic, circulația de puteri în ambele sensuri, pierderile de putere (Anexa 2, CD).

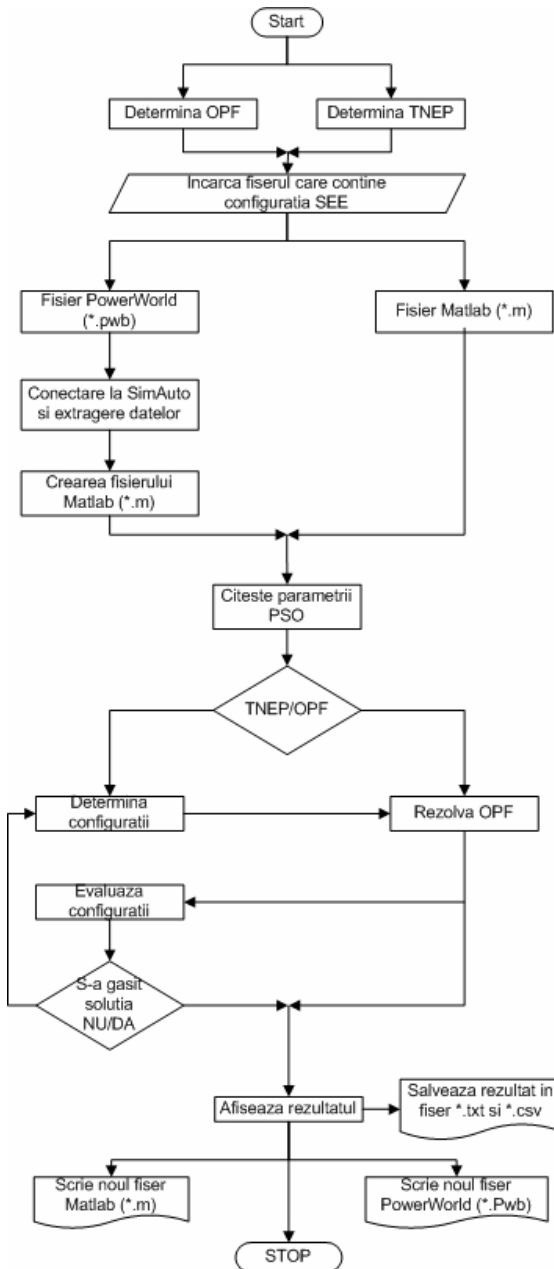
Pentru fiecare rulare a programului sunt salvate în fișierul *Rezultate.txt* atât rezultatele aferente regimului analizat, cât și informațiile legate de timpul de calcul, condițiile de terminare, evoluția calculului iterativ etc. Pentru algoritmele de tip PSO se regăsesc și informații legate de finalizarea calculului și de dimensiunea populației.

Graficul de evoluție este salvat în format *.jpeg, pentru o vizualizare rapidă și ușoară, și în format Matlab (extensia *.fig), pentru a se putea realiza o analiză mai în detaliu a comportamentului algoritmului de tip PSO (prin intermediul Matlab). Prezența unei pante descendente pe grafic indică convergența algoritmului de tip PSO către soluția optimă.

7.2. Instrument soft pentru soluționarea extinderii optime a SEE complexe

7.2.1. Considerații preliminare

În acest subcapitol se prezintă instrumentul soft dezvoltat pentru soluționarea extinderii optime a SEE complexe folosind un algoritm de tip PSO. Aplicația are două componente: prima destinată determinării regimului optim al SEE, iar a doua destinată soluționării extinderii optime a SEE. Schema logică de principiu a aplicației prezintă modul în care cele două componente sunt conectate între ele (Fig. 7.2.1).

Fig. 7.2.1. Schema logică a aplicației *Circulație de puteri*

Aplicația a fost dezvoltată în mediul de programare Matlab, oferind utilizatorului o interfață grafică prietenoasă, care îi permite să determine fie regimul optim al unui SEE, fie extinderea optimă a acestuia. Navigarea între cele două componente ale programului se face prin intermediul butoanelor *OPF Tab/TNEP Tab* din fereastra principală a programului *PSO Optimal Power Flow & TNEP*. Fereastra destinată OPF este prezentată în Fig. 7.2.2, iar cea destinată soluționării extinderii în Fig 7.2.6.

Înainte de prima utilizare a programului este recomandată configurarea acestuia prin accesarea meniului *File>Configureaza* sau folosind combinația de taste <Ctrl+C> (Fig. 7.1.2). Meniul de configurare este același cu cel al aplicației dezvoltate pentru calculul circulației de puteri (subcapitolul anterior), aplicația curentă fiind configurată să profite de avantajele oferite de interfațarea cu programul PowerWorld, atât prin metoda locală, cât și prin cea de tip server.

7.2.2. Determinarea regimului optim de funcționare (OPF)

Pentru determinarea OPF utilizatorul trebuie să specifice fișierul care conține baza de date corespunzătoare SEE analizat, prin apăsarea butonului *Browse* din fereastra principală (Fig. 7.2.2).

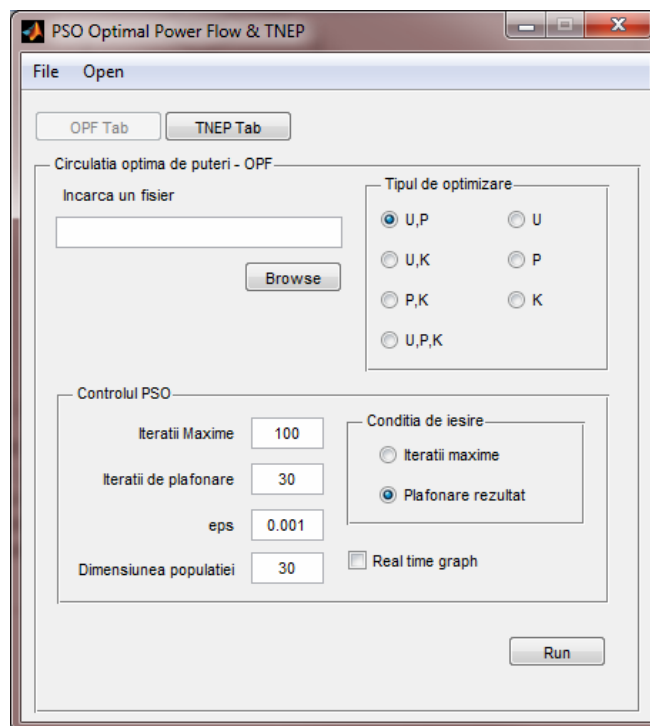


Fig. 7.2.2. Componenta OPF a aplicației software *PSO Optimal Power Flow & TNEP*

În mod similar cu aplicația *Circulație de puteri*, pot fi folosite:

- fișiere de tip PowerWorld cu extensia **.pwb*, a căror încărcare este condiționată de prezența serverului SimAuto pe calculatorul local sau pe un alt calculator din rețea și de configurarea corespunzătoare a programului;
- fișiere cu extensia **.m*, care sunt fișiere de tip Matlab, conținând informația despre structura și parametrii sistemului analizat în format text; ele pot fi create și editate cu orice editor de texte. Structura lor este similară cu cea folosită de pachetul de programe Matpower (Anexa 2, CD).

Secțiunea *Tipul de optimizare* permite utilizatorului să definească variabilele de control, după care se realizează efectiv optimizarea regimului permanent normal. Sunt prezente 7 tipuri de optimizare, reprezentând toate combinațiile posibile care se pot determina pe baza celor 3 tipuri de variabile de control (U – tensiunea la bornele generatoarelor, P – puterea activă generată, K – rapoartele de transformare).

După alegerea tipului de optimizare dorit și configurarea algoritmului PSO, se apasă butonul *Run* pentru determinarea soluției. Rezultatele obținute la finalizarea calculelor pot fi accesate în modul descris în paragraful 7.1.1, meniul *Open* fiind identic cu cel prezentat în Fig. 7.1.5.

Selectarea opțiunii *Real time graph* are ca efect afișarea:

- tensiunii la bornele fiecărui generator pentru *gBest*, în coordonate $U \times U$, media tensiunii la bornele fiecărui generator pentru întreaga populație și tensiunea la bornele fiecărui generator impusă în regimul de bază (Fig. 7.2.3). Acest grafic este afișat pentru optimizări de tipul U și UK;

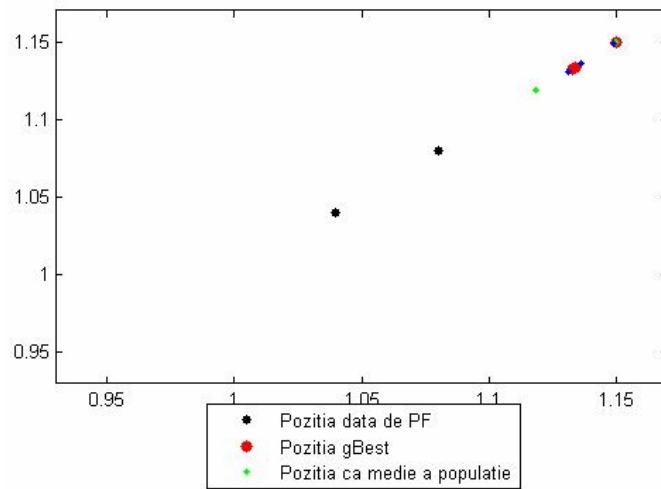


Fig. 7.2.3. Grafic în timp real al tensiunii la bornele geratoarelor

- puterii active a fiecărui generator pentru *gBest*, în coordonate $P \times P$, media puterii active a fiecărui generator pentru întreaga populație și puterea activă a fiecărui generator impusă în regimul de bază (Fig. 7.2.4). Acest grafic este afișat pentru optimizări de tipul P și PK;

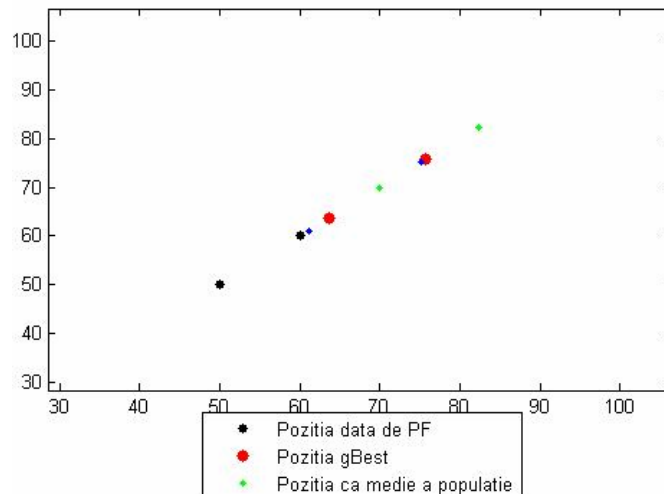


Fig. 7.2.4. Grafic în timp real al puterii active generate

- tensiunii la borne / puterii active a fiecărui generator pentru $gBest$, în coordonate $U \times P$, media tensiunii la borne / puterii active a fiecărui generator pentru întreaga populație și tensiunea la borne / puterea activă impusă în regimul de bază (Fig. 7.2.5). Acest grafic este afișat pentru optimizări de tipul UP și UPK.

Opțiunea *Real time graph* este consumatoare de resurse și va determina creșterea semnificativă a timpului de calcul (la fiecare iterație trebuie plotate valorile corespunzătoare tipului de optimizare ales). Avantajul acestei opțiuni este că oferă o imagine vizuală a evoluției algoritmului PSO și a modului în care algoritmul modifică valorile variabilelor de control față de valorile determinate de calculul circulației de puteri.

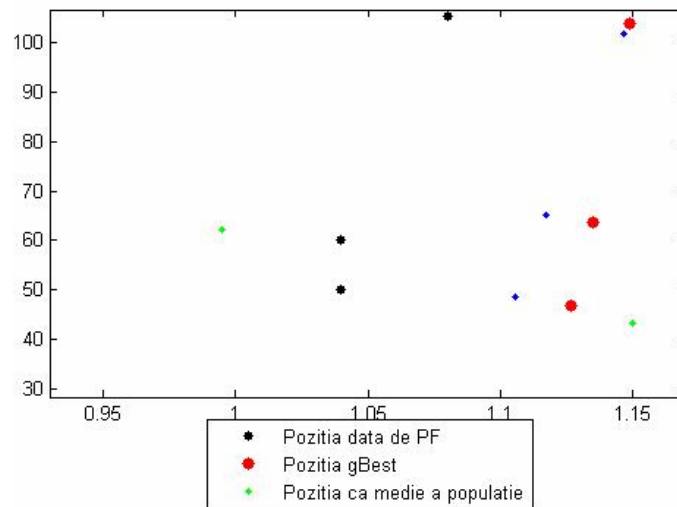


Fig. 7.2.5. Grafic în timp real al tensiunii la borne și al puterii active generate

7.2.3. Soluționarea extinderii optime a SEE (TNEP)

Pentru soluționarea extinderii optime a SEE complexe, utilizatorul trebuie să specifice fișierul care conține baza de date corespunzătoare, prin apăsarea butonului *Browse*, din fereastra principală a aplicației (Fig. 7.2.6). Precum componenta OPF, și componenta TNEP a programului permite utilizarea atât a fișierelor de tip PowerWorld (*.pwd), cât și a celor Matlab (*.m).

Spre deosebire de modul OPF, în modul de soluționare a TNEP utilizatorul va trebui să definească parametrii pentru doi algoritmi PSO:

- algoritmul care va controla populația responsabilă pentru determinarea configurației optime de extindere – secțiunea *Controlul PSO populația TNEP* (se recomandă alegerea opțiunii de ieșire dată de plafonarea rezultatului, un număr maxim de iterații relativ redus și o populație cel mult egală cu numărul de elemente de rețea propuse pentru extindere);
- algoritmul care va controla determinarea OPF pentru configurațiile de extindere obținute – secțiunea *Controlul PSO populația OPF din cadrul TNEP*. Utilizatorul poate configura doar numărul maxim de iterații executate și dimensiunea populației. Tipul de optimizare executat este *UP*, restul parametrilor fiind impuși de program, pe baza experienței.

La finalizarea calculelor, rezultatele se accesează din meniul *Open* (Fig. 7.1.5).

Trebuie precizat că determinarea soluției optime de extindere necesită un timp de calcul mai îndelungat, deoarece la fiecare iterație, pentru fiecare particulă trebuie determinat regimul optim într-o manieră cât mai riguroasă.

Se fac următoarele recomandări privind dimensiunea populației și numărul maxim de iterații pentru cei doi algoritmi PSO din cadrul componentei TNEP a aplicației:

- *PSO TNEP* – se recomandă un număr mic de iterații și o populație maximă de 30 de particule sau egală cu numărul de elemente de rețea;
- *PSO OPF* – se recomandă o dimensiune a populației cuprinsă între 30 și 50 de particule cu un număr ridicat de iterații (până la 5000 în funcție de complexitatea sistemului analizat). Pentru OPF aplicația este configurată să încheie calculele pe criteriul plafonării rezultatului. De aici rezultă că se va ajunge la numărul maxim de iterații doar în cazul în care algoritmul prezintă dificultăți în găsirea optimului.

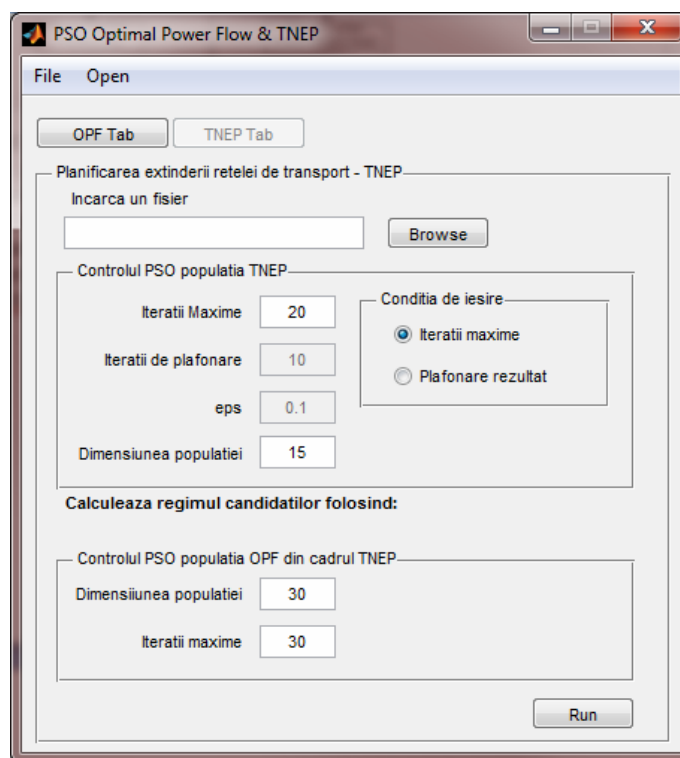


Fig. 7.2.6. Componenta TNEP a aplicației software *PSO Optimal Power Flow & TNEP*

7.3. 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 SEE complexe utilizând tehnici de tip PSO. Instrumentele soft 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 de firmă (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 SEE complexe utilizând tehnici de tip PSO;
- 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;
- salvarea rezultatelor în diferite forme, inclusiv forme compatibile cu alte programe profesionale specializate (Powerworld, MatPower), pentru o procesare ulterioară cât mai ușoară;
- realizarea unor interfețe grafice ușor de utilizat;
- implementarea vizualizării și salvării în diferite forme a graficului evoluției iterative a algoritmului de optimizare de tip PSO;
- implementarea graficului în timp real pentru programul de calcul al optimizării regimului permanent normal.

8. STUDII DE CAZ ȘI REZULTATE

Capitolul 8 constituie principala parte aplicativă a lucrării. Se prezintă rezultatele obținute prin implementarea algoritmului PSO în soluționarea planificării extinderii optime a 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 SEE. Analizele efectuate au pornit de la sisteme test de mici dimensiuni elaborate la Departamentul de Electroenergetică al Universității „Politehnica” din Timișoara (Test 13, Test 25, Test 50, Test 100 [Kilyeni1988a, Kilyeni1988b, Kilyeni2010]) și sisteme test consacrate (IEEE14, IEEE24 RTS, IEEE30), ca apoi să se treacă la un SEE real, de mari dimensiuni – subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest al Sistemului Electroenergetic al României (aria "acoperită" de Dispeceratele Energetice Teritoriale Timișoara, Cluj-Napoca și Craiova).

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 Test 13, Test 25, IEEE24 RTS (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. Pe lângă soluția finală de extindere, sunt prezentate și alte variante posibile, rezultate în procesul de optimizare sau pe baza analizei soluției de bază.

A doua parte a capitolului este dedicată sistemului real – subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest 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 [Bărb2009, Pop 2010].

Au fost analizate 3 scenarii de extindere, consumul intern fiind identic (bazat pe studiile de prognoză). Diferențele se referă la transferurile de putere posibile prin sistem.

Soluțiile de extindere sunt prezentate în detaliu, cu toate elementele noi rezultate în sistemul extins, împreună cu regimul optim aferent soluției (repetiție). O atenție specială se acordă și evoluției procesului de optimizare. Pe lângă soluția finală de extindere, sunt prezentate și alte variante posibile, rezultate în procesul 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.

8.1. Prezentarea SEE studiate

8.1.1. Considerații preliminare

SEE selectate pentru a fi prezentate în cadrul acestui capitol sunt atât sisteme test de dimensiuni relativ mai reduse (13, 24, 25 de noduri), cât și un SEE real de mari dimensiuni – subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest al Sistemului Electroenergetic al României (aria "acoperită" de Dispeceratele Energetice Teritoriale Timișoara, Cluj-Napoca și Craiova). Acest sistem va fi referit în continuare ca SEN Vest&Centru.

Sistemele test au fost utilizate în vederea testării algoritmului de optimizare și a instrumentelor soft dezvoltate. Cele trei sisteme selectate sunt următoarele:

- sistemele Test 13, Test 25 [Kilyeni1988a, Kilyeni1988b], elaborate la Departamentul de Electroenergetică al Universității „Politehnica” din Timișoara, având un număr de 13, respectiv 25 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], [daRoch2011], [Son2009], [Contr2000], [Garces2004], [Shres2004].

SEE real SEN Vest&Centru – Subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest al Sistemului Electroenergetic al României (aria "acoperită" de Dispeceratele Energetice Teritoriale Timișoara, Cluj-Napoca și Craiova) – cuprinde 101 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 Vest&Centru 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 13

8.2.1. Considerații preliminare. Test 13 inițial

Sistemul Test 13 a fost dezvoltat în cadrul Catedrei de Electroenergetică a Universității „Politehnica” din Timișoara și reprezintă sistemul cu cea mai redusă complexitate pe care a fost testată aplicația pentru determinarea extinderii optime a SEE [Kilyeni1988a]. Schema monofilară a sistemului este prezentată în Fig. 8.2.1 acesta având următoarele elemente caracteristice:

- număr total de noduri – 13, dintre care 3 noduri generatoare și 10 consumatoare;
- 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.

pierderi P= 5.87 MW
 pierderi Q= -3.66 Mvar

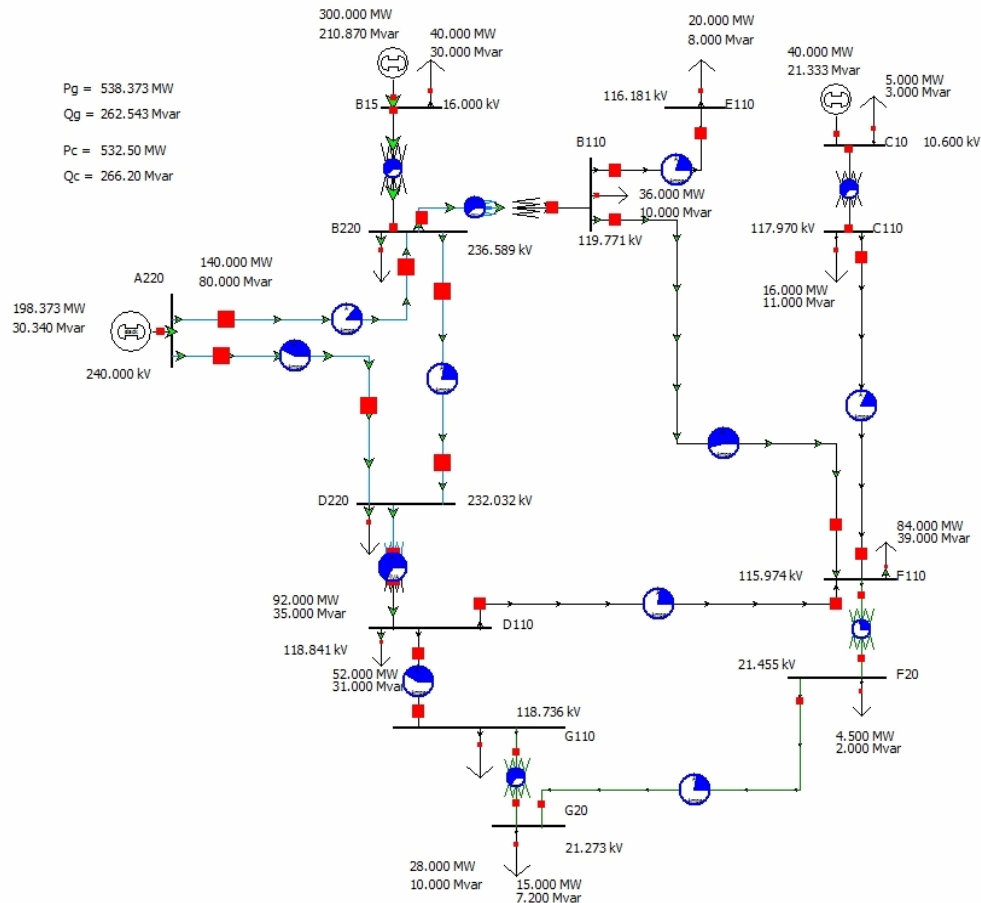


Fig. 8.2.1. SEE Test 13 – schema monofilară inițială

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 8.2.1 – Parametri linii electrice aeriene;
- Tabelul 8.2.2 – Parametri transformatoare și autotransformatoare;
- Tabelul 8.2.3 – Date și rezultate noduri regim de bază (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 8.2.4 – Date generatoare regim de bază;
- Tabelul 8.2.5 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim de bază (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

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	4	220.00	220.00	0.01983	0.11612	0.00000	0.17860
8	10	110.00	110.00	0.05124	0.11818	0.00000	0.00895
1	5	220.00	220.00	0.00847	0.05640	0.00000	0.31557
4	5	220.00	220.00	0.00682	0.03905	0.00000	0.06147
13	12	20.00	20.00	0.60000	0.55000	0.00000	0.00006
8	11	110.00	110.00	0.00157	0.00215	0.00000	0.02662
6	9	110.00	110.00	0.10000	0.20165	0.00000	0.01912
6	10	110.00	110.00	0.03802	0.08099	0.00000	0.02940
7	10	110.00	110.00	0.06860	0.15455	0.00000	0.01186

Tabelul 8.2.2. 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.]
5	8	220.00	110.00	0.00147	0.06050	0.00000	-0.01322	0.94261	0.81136	1.09773
10	12	110.00	20.00	0.02517	0.53240	0.00000	-0.00310	0.97382	0.76345	1.05473
4	6	220.00	110.00	0.00147	0.06050	0.00000	-0.01322	0.96648	0.81136	1.09773
11	13	110.00	20.00	0.02517	0.53240	0.00000	-0.00310	0.97382	0.46364	1.36364
4	2	220.00	15.00	0.00084	0.02382	0.00000	-0.05450	1.04762	0.99524	1.10000
7	3	110.00	10.00	0.00995	0.20763	0.00000	-0.00650	1.04762	0.99524	1.10000

Tabelul 8.2.3. 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]
A220	1	Slack	220.00			1.09091	240.00	0.00	198.37	30.34
B15	2	PV	15.00	40.00	30.00	1.06670	16.00	0.29	260.00	180.87
C10	3	PV	10.00	5.00	3.00	1.06000	10.60	-2.73	35.00	18.33
B220	4	PQ	220.00	140.00	80.00	1.07540	236.59	-2.88	-140.00	-80.00
D220	5	PQ	220.00	92.00	35.00	1.05469	232.03	-3.89	-92.00	-35.00
B110	6	PQ	110.00	36.00	10.00	1.08883	119.77	-6.02	-36.00	-10.00
C110	7	PQ	110.00	16.00	11.00	1.07246	117.97	-6.48	-16.00	-11.00
D110	8	PQ	110.00	52.00	31.00	1.08037	118.84	-7.07	-52.00	-31.00
E110	9	PQ	110.00	20.00	8.00	1.05619	116.18	-7.68	-20.00	-8.00
F110	10	PQ	110.00	84.00	39.00	1.05431	115.97	-7.80	-84.00	-39.00
G110	11	PQ	110.00	28.00	10.00	1.07942	118.74	-7.10	-28.00	-10.00
F20	12	PQ	20.00	4.50	2.00	1.07274	21.45	-9.54	-4.50	-2.00
G20	13	PQ	20.00	15.00	7.20	1.06365	21.27	-10.32	-15.00	-7.20

Tabelul 8.2.4. 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]
A220	1	198.37	30.34	1.0909	0	1000	-60	183
B15	2	300.00	210.87	1.0667	0	420	-38	260
C10	3	40.00	21.33	1.0600	0	60	-10	35

Tabelul 8.2.5. 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	4	240.00	236.60	51.88	-3.65	-51.43	-14.63	0.457	-18.280
8	10	118.80	116.00	19.15	15.08	-18.88	-15.48	0.268	-0.403
1	5	240.00	232.00	146.49	33.99	-144.76	-58.83	1.725	-24.840
4	5	236.60	232.00	59.85	43.49	-59.51	-48.51	0.342	-5.016
13	12	21.30	21.50	-2.16	0.62	2.19	-0.60	0.027	0.018
8	11	118.80	118.70	40.92	16.18	-40.89	-19.25	0.027	-3.068
6	9	119.80	116.20	20.40	6.61	-20.00	-8.00	0.402	-1.390

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]
6	10	119.80	116.00	54.27	19.87	-53.18	-20.92	1.094	-1.046
7	10	118.00	116.00	18.86	3.73	-18.64	-4.57	0.224	-0.837
5	8	232.00	118.80	112.27	72.34	-112.07	-62.26	0.208	10.076
10	12	116.00	21.50	6.70	1.97	-6.69	-1.40	0.010	0.569
4	6	236.60	119.80	110.84	44.99	-110.67	-36.48	0.169	8.508
11	13	118.70	21.30	12.89	9.25	-12.84	-7.82	0.051	1.432
4	2	236.60	16.00	-259.27	-153.85	260.00	180.87	0.732	27.019
7	3	118.00	10.60	-34.86	-14.73	35.00	18.33	0.137	3.599
								5.873	-3.657

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);
- 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 532.5 MW, puterea activă generată de 538.4 MW, pierderile de putere activă fiind de 5.9 MW.

8.2.2. Sistemul Test 13 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 1065 MW, valorile pentru fiecare nod regăsindu-se în Tabelul 8.2.9 (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; au fost introduse două generatoare noi – nodurile 14, 15 (caracteristicile generatoarelor sistemului extins maximal se găsesc în Tabelul 8.2.6).

Tabelul 8.2.6. Caracteristici generatoare sistem extins maximal

Nume Nod	Nr. Nod	P _{min} [MW]	P _{max} [MW]	Q _{min} [MVar]	Q _{max} [MVar]
A220	1	0	800	-80	500
B15	2	0	420	-38	260
C10	3	0	60	-10	35
C10X	14	0	60	-10	35
B15X	15	0	420	-38	260

În continuare se prezintă noile elemente de rețea introduse în sistemul extins maximal:

- autotransformatorul 220/110 între nodurile 4 și 6;
- autotransformatorul 220/110 kV între nodurile 5 și 8;
- transformatorul 2 110/20 kV între nodurile 11 și 13;
- transformatorul 2 110/20 kV între nodurile 10 și 12;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 4 și 5;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 1 și 4;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 6 și 9;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 8 și 10;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 7 și 10;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 8 și 11.

Parametrii elementelor suplimentare de rețea se regăsesc în tabelele 8.2.7, 8.2.8.

Tabelul 8.2.7. 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	4	220.00	220.00	0.01983	0.11612	0.00000	0.17860
8	10	110.00	110.00	0.05124	0.11818	0.00000	0.00895
4	5	220.00	220.00	0.00682	0.03905	0.00000	0.06147
8	11	110.00	110.00	0.00157	0.00215	0.00000	0.02662
6	9	110.00	110.00	0.10000	0.20165	0.00000	0.01912
7	10	110.00	110.00	0.06860	0.15455	0.00000	0.01186

Tabelul 8.2.8. 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.]
5	8	220.00	110.00	0.00147	0.06050	0.00000	-0.01322	0.81136	1.09773
10	12	110.00	20.00	0.02517	0.53240	0.00000	-0.00310	0.76345	1.05473
4	6	220.00	110.00	0.00147	0.06050	0.00000	-0.01322	0.81136	1.09773
11	13	110.00	20.00	0.02517	0.53240	0.00000	-0.00310	0.46364	1.36364

Structura monofilară a sistemului extins maximal este prezentată în Fig. 8.2.2, acesta având următoarele elemente caracteristice:

- număr total de noduri – 15, dintre care 5 noduri generatoare și 10 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 27, dintre care 15 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110 kV și 220 kV și 12 transformatoare și autotransformatoare.

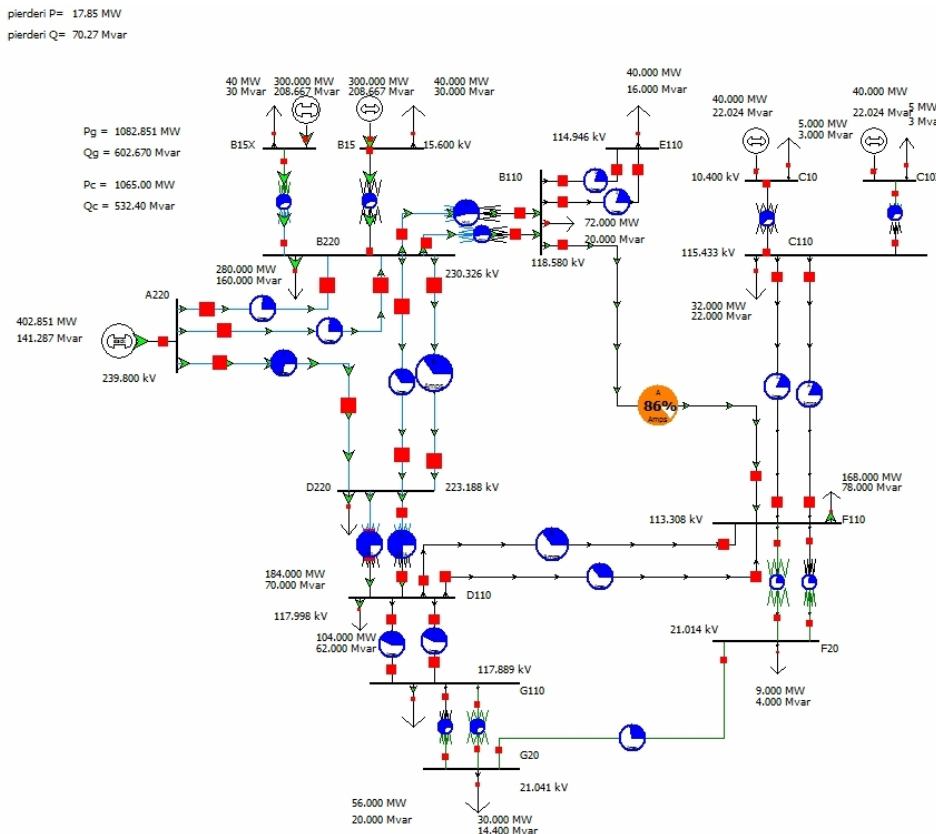


Fig. 8.2.2. Structura sistemului Test 13 extins maximal

Pentru determinarea extinderii optime întâi a fost calculat regimul optim de funcționare al sistemului extins maximal. În acest scop a fost utilizat instrumentul soft propriu (*PSO Optimal Power Flow & TNEP* – componenta OPF cu PSO). Rezultatele obținute pentru OPF sunt prezentate în tabelele:

- Tabelul 8.2.9 – Date și rezultate noduri regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 8.2.10 – Date generatoare regim extins maximal OPF;
- Tabelul 8.2.11 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim extins maximal OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Tabelul 8.2.9. Date și rezultate noduri Test 13 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]
A220	1	Slack	220.00			1.08890	239.56	0.00	189.48	57.32
B15	2	PV	15.00	40.00	30.00	1.07132	16.07	2.98	350.04	206.28
C10	3	PV	10.00	5.00	3.00	1.11163	11.12	-0.05	49.68	28.76
B220	4	PQ	220.00	280.00	160.00	1.07511	236.52	-1.28	-280.00	-160.00
D220	5	PQ	220.00	184.00	70.00	1.03912	228.61	-3.70	-184.00	-70.00
B110	6	PQ	110.00	72.00	20.00	1.11050	122.16	-4.01	-72.00	-20.00
C110	7	PQ	110.00	32.00	22.00	1.10846	121.93	-4.94	-32.00	-22.00
D110	8	PQ	110.00	104.00	62.00	1.10397	121.44	-6.66	-104.00	-62.00
E110	9	PQ	110.00	40.00	16.00	1.07865	118.65	-5.61	-40.00	-16.00
F110	10	PQ	110.00	168.00	78.00	1.07149	117.86	-7.03	-168.00	-78.00
G110	11	PQ	110.00	56.00	20.00	1.10303	121.33	-6.69	-56.00	-20.00
F20	12	PQ	20.00	9.00	4.00	1.09281	21.86	-8.54	-9.00	-4.00
G20	13	PQ	20.00	30.00	14.40	1.08648	21.73	-9.94	-30.00	-14.40
C10X	14	PV	10.00	5.00	3.00	1.11163	11.12	-0.05	49.68	28.76
B15X	15	PV	15.00	40.00	30.00	1.07132	16.07	2.98	350.04	206.28

Tabelul 8.2.10. Date generatoare Test 13 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]
A220	1	189.48	57.32	1.0889	0	800	-80	500
B15	2	390.04	236.28	1.0714	0	420	-38	260
C10	3	54.68	31.76	1.1117	0	60	-10	35
C10X	14	54.68	31.76	1.1117	0	60	-10	35
B15X	15	390.04	236.28	1.0714	0	420	-38	260

Tabelul 8.2.11. Circulații de puteri prin elementele de rețea Test 13 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]
8	11	121.44	121.33	41.58	16.55	-41.56	-19.75	0.027	-3.205
7	10	121.93	117.86	33.41	11.46	-32.71	-11.28	0.706	0.182
6	9	122.16	118.65	20.38	6.48	-20.00	-8.00	0.385	-1.516
8	11	121.44	121.33	41.58	16.55	-41.56	-19.75	0.027	-3.205
1	4	239.56	236.52	24.15	-1.52	-24.04	-18.73	0.111	-20.258
4	5	236.52	228.61	133.98	74.65	-132.56	-73.39	1.420	1.260
1	4	239.56	236.52	24.15	-1.52	-24.04	-18.73	0.111	-20.258
13	12	21.73	21.86	-3.00	2.08	3.06	-2.02	0.068	0.055
1	5	239.56	228.61	141.18	60.37	-139.31	-83.66	1.870	-23.291
4	5	236.52	228.61	133.98	74.65	-132.56	-73.39	1.420	1.260
8	10	121.44	117.86	16.43	22.70	-16.09	-22.97	0.341	-0.274
8	10	121.44	117.86	16.43	22.70	-16.09	-22.97	0.341	-0.274
6	9	122.16	118.65	20.38	6.48	-20.00	-8.00	0.385	-1.516
6	10	122.16	117.86	84.79	13.92	-82.50	-12.53	2.293	1.383
7	10	121.93	117.86	33.41	11.46	-32.71	-11.28	0.706	0.182

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]
11	13	121.33	21.73	13.56	9.75	-13.50	-8.24	0.054	1.514
11	13	121.33	21.73	13.56	9.75	-13.50	-8.24	0.054	1.514
10	12	117.86	21.86	6.04	1.52	-6.03	-0.99	0.008	0.531
5	8	228.61	121.44	110.22	80.19	-110.01	-70.28	0.207	9.913
10	12	117.86	21.86	6.04	1.52	-6.03	-0.99	0.008	0.531
5	8	228.61	121.44	110.22	80.25	-110.01	-70.21	0.207	10.031
4	15	236.52	16.07	-348.84	-166.01	350.04	206.28	1.199	40.273
7	3	121.93	11.12	-49.41	-22.46	49.68	28.76	0.264	6.299
7	14	121.93	11.12	-49.41	-22.46	49.68	28.76	0.264	6.299
4	6	236.52	122.16	98.90	30.10	-98.78	-23.44	0.123	6.655
4	6	236.52	122.16	98.90	30.10	-98.78	-23.44	0.123	6.655
4	2	236.52	16.07	-348.84	-166.01	350.04	206.28	1.199	40.273
								13.918	61.012

Valoarea totală a pierderilor de putere activă pe întreg sistemul, obținută în urma optimizării, este de 13.92 MW față de 17.85 MW pentru regimul de bază. Se observă că în urma optimizării pierderile de putere activă scad cu aproximativ 22%, iar tensiunile în noduri se mențin în limitele menționate anterior, cu o ușoară încălcare a limitei superioare pentru nodul 6 (evitabilă printr-un nou ciclu de optimizare, cu un coeficient de penalizare mărit pentru tensiuni). Generatoarele nu prezintă încălcări ale limitelor minime sau maxime de generare.

Figura 8.2.3 prezintă evoluția algoritmului PSO pentru determinarea OPF. Mărimile reprezentate au următoarele semnificații:

- cu verde deschis sunt reprezentate valorile FOB pentru $gBest$ (soluția OPF). Se observă că FOB are o scădere accentuată pe parcursul primelor 10 iterații;
- cu verde închis sunt reprezentate valorile funcției auxiliare Φ pentru $gBest$. Suprapunerea valorilor lui Φ cu cele ale FOB indică absența unor încălcări ale RR;
- graficul albastru reprezintă valorile medii ale funcției Φ pentru întreaga populație pe parcursul iterațiilor de optimizare. Forma zimțată a acestuia indică faptul că populația prezintă diversitate, explorând eficient spațiul soluțiilor pentru faza inițială a algoritmului. Aplatizarea înregistrată spre final confirmă convergența procesului.

Zona aplatizată a graficului reprezintă încercarea algoritmului de a îmbunătăți cât mai mult valoarea funcției Φ , pentru eliminarea unor încălcări ale RR.

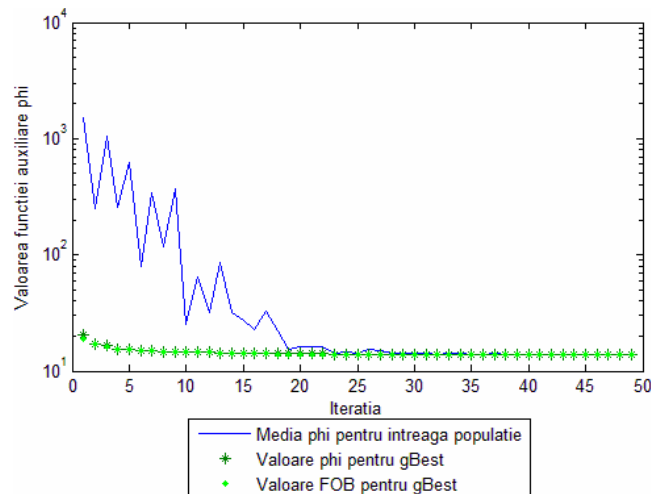


Fig. 8.2.3. Evoluția PSO pentru determinarea OPF

8.2.3. Prezentarea soluției de extindere optimă

Extinderea optimă a sistemului a fost realizată folosind aplicația software *PSO Optimal Power Flow & TNEP* (componenta TNEP cu PSO), soluția fiind obținută în 4 iterații. Soluția optimă de extindere se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 8.2.1):

- autotransformatorul 220/110 kV între nodurile 4 și 6;
- autotransformatorul 220/110 kV între nodurile 5 și 8;
- introducerea transformatorului 2 110/20 kV între nodurile 11 și 13;
- introducerea transformatorului 2 110/20 kV între nodurile 10 și 12;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 4 și 5;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 7 și 10;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 8 și 11.

Dintre elementele RET prezente în sistemul extins maximal nu s-a considerat necesară introducerea:

- circuitului 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 1 și 4;
- circuitului 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 6 și 9;
- circuitului 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 8 și 10.

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în tabelele:

- Tabelul 8.2.12 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 8.2.13 – Date generatoare soluție optimă de extindere regim OPF;
- Tabelul 8.2.14 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Tabelul 8.2.12. 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]
A220	1	Slack	220.00			1.10000	242.00	0.00	191.13	85.79
B15	2	PV	15.00	40.00	30.00	1.06921	16.04	2.53	350.04	206.28
C10	3	PV	10.00	5.00	3.00	1.09778	10.98	-0.43	49.68	28.76
B220	4	PQ	220.00	280.00	160.00	1.07282	236.02	-1.75	-280.00	-160.00
D220	5	PQ	220.00	184.00	70.00	1.04160	229.15	-4.02	-184.00	-70.00
B110	6	PQ	110.00	72.00	20.00	1.10400	121.44	-4.56	-72.00	-20.00
C110	7	PQ	110.00	32.00	22.00	1.09332	120.27	-5.46	-32.00	-22.00
D110	8	PQ	110.00	104.00	62.00	1.10889	121.98	-6.92	-104.00	-62.00
E110	9	PQ	110.00	40.00	16.00	1.03429	113.77	-7.86	-40.00	-16.00
F110	10	PQ	110.00	168.00	78.00	1.05607	116.17	-7.61	-168.00	-78.00
G110	11	PQ	110.00	56.00	20.00	1.10792	121.87	-6.95	-56.00	-20.00
F20	12	PQ	20.00	9.00	4.00	1.08018	21.60	-8.98	-9.00	-4.00
G20	13	PQ	20.00	30.00	14.40	1.08822	21.76	-10.36	-30.00	-14.40
C10X	14	PV	10.00	5.00	3.00	1.09778	10.98	-0.43	49.68	28.76
B15X	15	PV	15.00	40.00	30.00	1.06921	16.04	2.53	350.04	206.28

Tabelul 8.2.13. 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]
A220	1	191.13	85.79	1.1000	0	800	-80	500
B15	2	390.04	236.28	1.0714	0	420	-38	260
C10	3	54.68	31.76	1.1117	0	60	-10	35
C10X	14	54.68	31.76	1.1117	0	60	-10	35
B15X	15	390.04	236.28	1.0714	0	420	-38	260

Tabelul 8.2.14. 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]
8	11	122.00	121.90	42.33	17.27	-42.30	-20.51	0.027	-3.233
7	10	120.30	116.20	33.41	11.34	-32.68	-11.08	0.724	0.261
8	11	122.00	121.90	42.33	17.27	-42.30	-20.51	0.027	-3.233
1	4	242.00	236.00	34.53	9.52	-34.27	-29.06	0.263	-19.542
4	5	236.00	229.20	124.64	62.69	-123.46	-62.81	1.180	-0.113
13	12	21.80	21.60	-1.52	3.31	1.59	-3.25	0.067	0.055
1	5	242.00	229.20	156.60	76.27	-154.25	-96.81	2.353	-20.541
4	5	236.00	229.20	124.64	62.69	-123.46	-62.81	1.180	-0.113
8	10	122.00	116.20	28.11	36.90	-27.20	-35.84	0.914	1.058
6	9	121.40	113.80	41.71	17.25	-40.00	-16.00	1.705	1.251
6	10	121.40	116.20	88.69	23.95	-86.03	-21.71	2.661	2.236
7	10	120.30	116.20	33.41	11.34	-32.68	-11.08	0.724	0.261
11	13	121.90	21.80	14.30	10.51	-14.24	-8.85	0.061	1.653
11	13	121.90	21.80	14.30	10.51	-14.24	-8.85	0.061	1.653
10	12	116.20	21.60	5.30	0.86	-5.29	-0.37	0.006	0.483
5	8	229.20	122.00	108.58	76.19	-108.39	-66.75	0.195	9.434
10	12	116.20	21.60	5.30	0.86	-5.29	-0.37	0.006	0.483
5	8	229.20	122.00	108.58	76.24	-108.39	-66.69	0.195	9.552
4	15	236.00	16.00	-348.84	-165.90	350.04	206.28	1.204	40.382
7	3	120.30	11.00	-49.41	-22.34	49.68	28.76	0.270	6.419
7	14	120.30	11.00	-49.41	-22.34	49.68	28.76	0.270	6.419
4	6	236.00	121.40	101.33	37.74	-101.20	-30.60	0.135	7.140
4	6	236.00	121.40	101.33	37.74	-101.20	-30.60	0.135	7.140
4	2	236.00	16.00	-348.84	-165.90	350.04	206.28	1.204	40.382
								15.568	89.485

Figurile 8.2.4, 8.2.5 și 8.2.6 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.

Caracteristicile configurației optime de extindere sunt următoarele:

- număr total de noduri – 15, dintre care 5 noduri generatoare și 10 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 24, dintre care 12 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110 kV și 220 kV și 12 transformatoare și autotransformatoare.

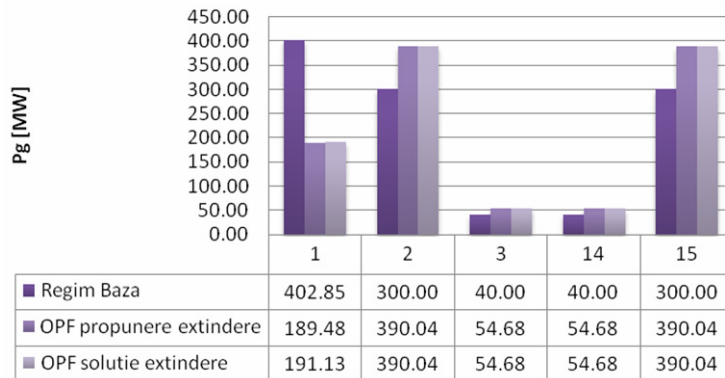


Fig. 8.2.4. Puterea activă generată

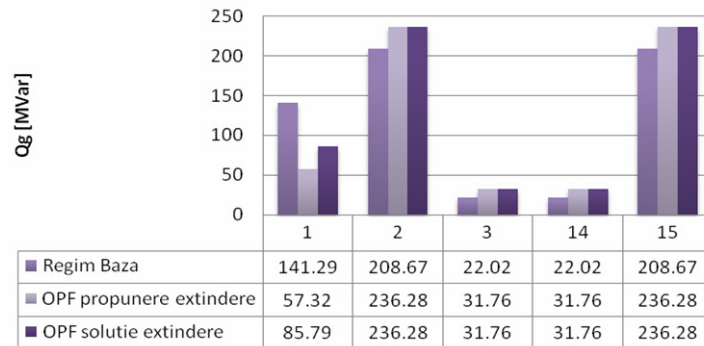


Fig. 8.2.5. Puterea reactivă generată

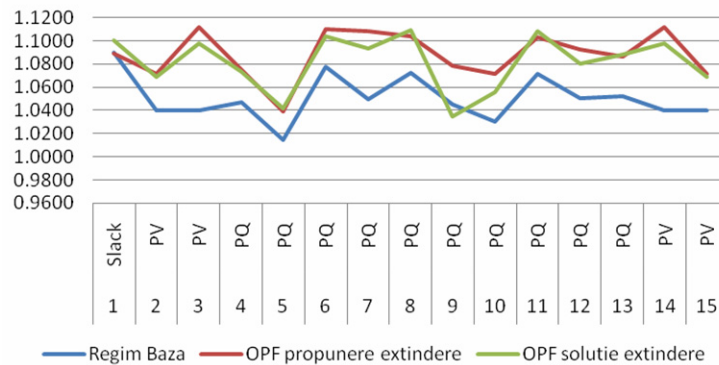


Fig. 8.2.6. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

Figura 8.2.7 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). Datorită dimensiunilor reduse ale sistemului și a numărului mic de linii propuse pentru extindere, se observă că soluția este găsită de la prima iterație și nu se mai îmbunătățește până la terminarea calculelor.

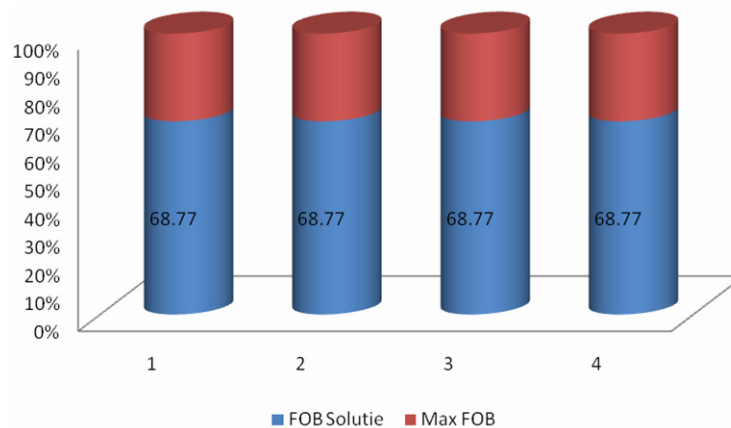


Fig. 8.2.7. Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor

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 8.3.1 – Parametri linii electrice aeriene;
- Tabelul 8.3.2 – Parametri transformatoare și autotransformatoare;
- Tabelul 8.3.3 – Date și rezultate noduri regim de bază (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 8.3.4 – Date generatoare regim de bază;
- 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.]
17	20	110.00	110.00	0.04793	0.09587	0.00000	0.00871
12	9	220.00	220.00	0.00971	0.07169	0.00000	0.08567
22	21	110.00	110.00	0.02066	0.04546	0.00000	0.00411
20	18	110.00	110.00	0.05579	0.26364	0.00000	0.02057
17	19	110.00	110.00	0.04132	0.15703	0.00000	0.01307
21	5	110.00	110.00	0.01736	0.03818	0.00000	0.00339
23	24	110.00	110.00	0.00298	0.00512	0.00000	0.08740
25	21	110.00	110.00	0.04546	0.11405	0.00000	0.01029
19	20	110.00	110.00	0.08265	0.16529	0.00000	0.01513
15	10	220.00	220.00	0.00857	0.05083	0.00000	0.30590
11	12	220.00	220.00	0.01426	0.07851	0.00000	0.11616
13	11	220.00	220.00	0.01922	0.11364	0.00000	0.17037
14	11	220.00	220.00	0.00959	0.09686	0.00000	0.22893
8	7	400.00	400.00	0.00175	0.01800	0.00000	0.46080
23	25	110.00	110.00	0.06198	0.12975	0.00000	0.01198
14	13	220.00	220.00	0.00351	0.02397	0.00000	0.13600
13	15	220.00	220.00	0.00486	0.03172	0.00000	0.17908
15	16	220.00	220.00	0.00455	0.02665	0.00000	0.03872

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	17	220.00	110.00	0.00147	0.06050	0.00000	-0.01322	1.00454	0.80454	1.10454
13	6	220.00	10.50	0.00735	0.22969	0.00000	-0.00270	1.04762	0.99762	1.09762
11	3	220.00	15.00	0.00042	0.01191	0.00000	-0.10880	1.04762	0.99762	1.09762
16	22	220.00	110.00	0.00147	0.06050	0.00000	-0.01320	0.97955	0.80454	1.10454
15	23	220.00	110.00	0.00147	0.06050	0.00000	-0.01320	0.96705	0.80454	1.10454
8	10	400.00	220.00	0.00035	0.01585	0.00000	-0.03630	0.97738	0.80454	1.10454
12	18	220.00	110.00	0.00147	0.06050	0.00000	-0.01320	0.97954	0.80454	1.10454
7	9	400.00	220.00	0.00070	0.03170	0.00000	-0.01810	0.97738	0.80454	1.10454
18	4	110.00	10.00	0.00995	0.20764	0.00000	-0.00650	1.04762	0.99762	1.09762
10	2	220.00	15.00	0.00025	0.01015	0.00000	-0.06200	1.04762	0.99762	1.09762
7	1	400.00	20.00	0.00035	0.01872	0.00000	-0.03750	0.88333	0.78333	0.88333

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]
A24	1	Slack	20.00	80.00	60.00	1.20000	24.00	0.00	738.94	250.66
B15	2	PV	15.00	8.00	6.00	1.05333	15.80	1.41	960.00	359.18
C15	3	PV	15.00	80.00	60.00	1.03330	15.50	-10.61	600.00	374.84
D10	4	PV	10.00			1.06000	10.60	-10.70	50.00	33.14

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]
E110	5	PV	110.00			1.03940	114.33	-16.48	20.00	32.66
F10	6	PV	10.50			1.00457	10.55	-18.28	0.00	30.00
A400	7	PQ	400.00	350.00	120.00	1.02891	411.57	-5.64	-350.00	-120.00
B400	8	PQ	400.00	530.00	140.00	1.02565	410.26	-6.94	-530.00	-140.00
A220	9	PQ	220.00	156.00	50.00	1.03481	227.66	-9.87	-156.00	-50.00
B220	10	PQ	220.00	175.00	22.00	1.06951	235.29	-3.74	-175.00	-22.00
C220	11	PQ	220.00	400.00	210.00	1.03781	228.32	-14.53	-400.00	-210.00
D220	12	PQ	220.00			1.02985	226.57	-13.67	0.00	0.00
F220	13	PQ	220.00	170.00	95.00	0.98087	215.79	-18.15	-170.00	-95.00
G220	14	PQ	220.00	237.00	70.00	0.97454	214.40	-20.03	-237.00	-70.00
H220	15	PQ	220.00			1.00082	220.18	-13.75	0.00	0.00
I220	16	PQ	220.00			0.99945	219.88	-14.50	0.00	0.00
C110	17	PQ	110.00			1.02937	113.23	-16.01	0.00	0.00
D110	18	PQ	110.00	120.00	30.00	1.04305	114.74	-16.16	-120.00	-30.00
J110	19	PQ	110.00	32.00	10.00	1.00981	111.08	-17.90	-32.00	-10.00
K110	20	PQ	110.00	22.00	4.00	1.02102	112.31	-17.22	-22.00	-4.00
L110	21	PQ	110.00	20.00	12.00	1.02400	112.64	-16.58	-20.00	-12.00
I110	22	PQ	110.00	35.00	8.00	1.02133	112.35	-16.11	-35.00	-8.00
H110	23	PQ	110.00	12.00	5.00	1.01503	111.65	-16.40	-12.00	-5.00
M110	24	PQ	110.00	58.00	33.00	1.01188	111.31	-16.52	-58.00	-33.00
N110	25	PQ	110.00	24.00	10.00	1.00811	110.89	-17.19	-24.00	-10.00

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]
A24	1	818.94	310.66	1.2000	0	990	-116	612
B15	2	968.00	365.18	1.0533	0	1050	0	500
C15	3	680.00	434.84	1.0333	0	1200	-75	520
D10	4	50.00	33.14	1.0600	0	50	-10	1000
E110	5	20.00	32.66	1.0394	0	20	0	1000
F10	6	0.00	30.00	1.0300	0	0	0	30

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]
17	20	113.20	112.30	22.11	-2.31	-21.89	1.84	0.223	-0.470
12	9	226.60	227.70	-97.23	4.77	98.11	-7.45	0.873	-2.681
22	21	112.30	112.60	13.49	-12.26	-13.43	11.97	0.065	-0.288
20	18	112.30	114.70	-8.82	-7.67	8.88	5.78	0.065	-1.884
17	19	113.20	111.10	23.59	6.28	-23.36	-6.74	0.236	-0.462
21	5	112.60	114.30	-19.76	-32.49	20.00	32.66	0.237	0.162
23	24	111.70	111.30	58.12	24.23	-58.00	-33.00	0.122	-8.768
25	21	110.90	112.60	-13.08	-9.31	13.19	8.52	0.111	-0.783
19	20	111.10	112.30	-8.64	-3.26	8.71	1.83	0.066	-1.428
15	10	220.20	235.30	-372.70	-55.70	384.72	94.21	12.024	38.502
11	12	228.30	226.60	-17.88	7.66	17.95	-19.70	0.068	-12.041
13	11	215.80	228.30	-62.77	-44.94	63.83	33.82	1.057	-11.121
14	11	214.40	228.30	-105.01	-59.31	106.36	49.75	1.350	-9.560
8	7	410.30	411.60	-132.63	-28.46	132.92	-17.15	0.293	-45.616
23	25	111.70	110.90	11.00	-0.38	-10.92	-0.70	0.073	-1.073
14	13	214.40	215.80	-131.99	-10.69	132.63	2.09	0.645	-8.600
13	15	215.80	220.20	-239.93	-24.44	242.84	25.92	2.918	1.475
15	16	220.20	219.90	48.63	-4.78	-48.52	1.54	0.108	-3.242
11	17	228.30	113.20	45.74	6.59	-45.71	-3.97	0.029	2.618
13	6	215.80	10.50	0.07	-27.70	0.00	30.00	0.065	2.296
11	3	228.30	15.50	-598.05	-307.83	600.00	374.84	1.952	67.016
16	22	219.90	112.30	48.52	-1.54	-48.49	4.26	0.033	2.719

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	23	220.20	111.70	81.22	34.57	-81.12	-28.85	0.106	5.717
8	10	410.30	235.30	-397.37	-111.54	397.92	140.10	0.543	28.566
12	18	226.60	114.70	79.29	14.94	-79.20	-9.97	0.086	4.970
7	9	411.60	227.70	254.54	64.16	-254.11	-42.55	0.434	21.602
18	4	114.70	10.60	-49.68	-25.82	50.00	33.14	0.317	7.324
10	2	235.30	15.80	-957.64	-256.31	960.00	359.18	2.362	102.873
7	1	411.60	24.00	-737.46	-167.00	738.94	250.66	1.477	83.662
								27.938	261.485

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 2509.0 MW, puterea activă generată de 2536.9 MW, pierderile de putere activă fiind de 27.9 MW.

8.3.2. Sistemul Test 25 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 5018.0 MW, valorile pentru fiecare nod regăsindu-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; au fost introduse 4 generatoare noi – nodurile 26, 27, 28, 29 (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]
A24	1	0	1980	-232	1224
B15	2	0	1050	0	500
C15	3	0	1200	-75	520
D10	4	0	50	-10	1000
E110	5	0	40	0	2000
F10	6	0	0	0	30
B15_1	26	0	1050	0	500
F10_1	27	0	0	0	30
D10_1	28	0	50	-10	1000
C15_1	29	0	1200	-75	520

În continuare se prezintă noile elemente de rețea introduse în sistemul extins maximal:

- autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 16 și 22;
- autotransformatorul 2 400/24 kV între nodurile 7 și 1;
- autotransformatorul 2 400/220 kV între nodurile 8 și 10;
- autotransformatorul 2 400/220 kV între nodurile 7 și 9;

- autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 12 și 18;
- autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 11 și 17;
- autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 15 și 23;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 25 și 21;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 19 și 20;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 23 și 24;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 23 și 25;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 20 și 18;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 22 și 21;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 21 și 5;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 17 și 20;
- circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 17 și 19;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 14 și 13;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 14 și 11;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 13 și 11;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 13 și 15;
- 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 12 și 9;
- circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 12;
- circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 8 și 7.

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.]
17	19	110.00	110.00	0.04132	0.15702	0.00000	0.01307
23	24	110.00	110.00	0.00298	0.00512	0.00000	0.08740
25	21	110.00	110.00	0.04545	0.11405	0.00000	0.01029
19	20	110.00	110.00	0.08264	0.16529	0.00000	0.01512
20	18	110.00	110.00	0.05579	0.26364	0.00000	0.02057
8	7	400.00	400.00	0.00175	0.01800	0.00000	0.46080
12	9	220.00	220.00	0.00971	0.07169	0.00000	0.08567
23	25	110.00	110.00	0.06198	0.12975	0.00000	0.01198
15	10	220.00	220.00	0.00857	0.05083	0.00000	0.30590
22	21	110.00	110.00	0.02066	0.04545	0.00000	0.00411
11	12	220.00	220.00	0.01426	0.07851	0.00000	0.11616
13	11	220.00	220.00	0.01922	0.11364	0.00000	0.17037
14	11	220.00	220.00	0.00959	0.09686	0.00000	0.22893
17	20	110.00	110.00	0.04793	0.09587	0.00000	0.00871
21	5	110.00	110.00	0.01736	0.03818	0.00000	0.00339
14	13	220.00	220.00	0.00351	0.02397	0.00000	0.13600
13	15	220.00	220.00	0.00486	0.03171	0.00000	0.17908
15	16	220.00	220.00	0.00455	0.02665	0.00000	0.03872

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_{min} [u.r.]	k_{max} [u.r.]
12	18	220.00	110.00	0.00147	0.06050	0.00000	-0.01320	0.97954	0.80454
8	10	400.00	220.00	0.00035	0.01585	0.00000	-0.03630	0.97738	0.80454
11	17	220.00	110.00	0.00147	0.06050	0.00000	-0.01322	1.00454	0.80454
7	9	400.00	220.00	0.00070	0.03170	0.00000	-0.01810	0.97738	0.80454
16	22	220.00	110.00	0.00147	0.06050	0.00000	-0.01320	0.97955	0.80454
15	23	220.00	110.00	0.00147	0.06050	0.00000	-0.01320	0.96705	0.80454
7	1	400.00	20.00	0.00035	0.01872	0.00000	-0.03750	0.88333	0.78333

Structura monofilară a sistemului extins maximal este prezentată în Fig. 8.3.2, acesta având următoarele elemente caracteristice:

- număr total de noduri – 29, dintre care 10 noduri generatoare și 19 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 58, dintre care 36 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110 kV și 220 kV și 22 transformatoare și autotransformatoare.

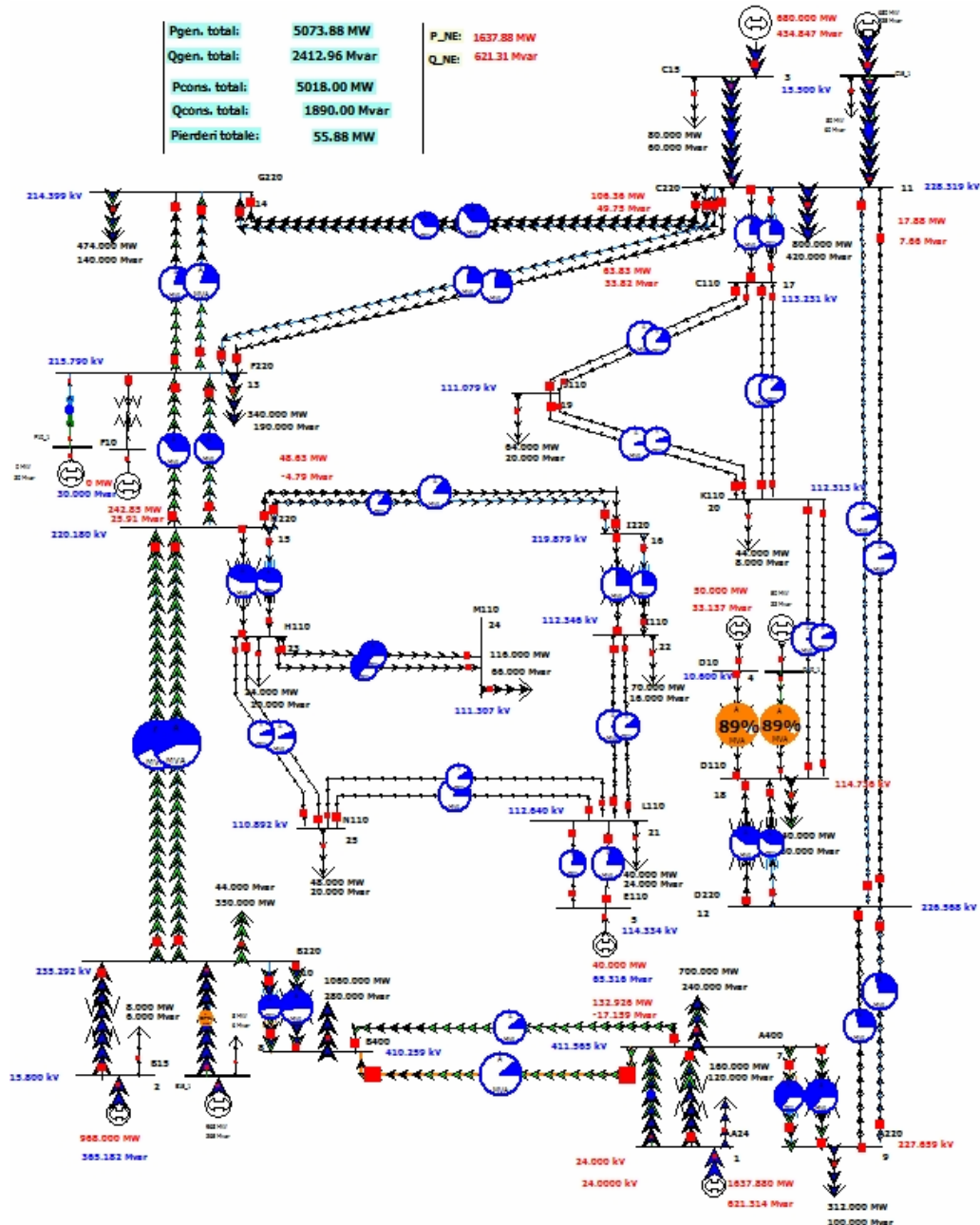


Fig. 8.3.2. Structura sistemului Test 25 extins maximal

Pentru determinarea extinderii optime întâi a fost calculat regimul optim de funcționare al sistemului extins maximal. În acest scop a fost utilizat instrumentul soft propriu (*PSO Optimal Power Flow & TNEP* – componenta OPF cu PSO). Rezultatele obținute pentru OPF sunt prezentate în tabelele:

- Tablul 8.3.9 – Date și rezultate noduri regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tablul 8.3.10 – Date generatoare regim extins maximal OPF;
- Tablul 8.3.11 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim extins maximal OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Tablul 8.3.9. Date și rezultate noduri Test 25 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	Slack	20.00	160.00	120.00	1.22680	24.54	0.00	1379.90	435.38
B15	2	PV	15.00	8.00	6.00	1.07155	16.07	0.03	784.51	274.00
C15	3	PV	15.00	80.00	60.00	1.09284	16.39	-0.60	816.96	420.02
D10	4	PV	10.00			1.07445	10.74	-4.26	50.00	20.73
E110	5	PV	110.00			1.07939	118.73	-12.51	40.00	45.98
F10	6	PV	10.50			1.05560	11.08	-12.31	0.00	30.00
A400	7	PQ	400.00	700.00	240.00	1.05702	422.81	-5.02	-700.00	-240.00
B400	8	PQ	400.00	1060.00	280.00	1.05312	421.25	-6.68	-1060.00	-280.00
A220	9	PQ	220.00	312.00	100.00	1.06840	235.05	-7.50	-312.00	-100.00
B220	10	PQ	220.00	350.00	44.00	1.09654	241.24	-4.00	-350.00	-44.00
C220	11	PQ	220.00	800.00	420.00	1.09821	241.61	-5.39	-800.00	-420.00
D220	12	PQ	220.00			1.07420	236.32	-7.63	0.00	0.00
F220	13	PQ	220.00	340.00	190.00	1.03782	228.32	-12.19	-340.00	-190.00
G220	14	PQ	220.00	474.00	140.00	1.03328	227.32	-13.14	-474.00	-140.00
H220	15	PQ	220.00			1.05119	231.26	-10.22	0.00	0.00
I220	16	PQ	220.00			1.04844	230.66	-10.88	0.00	0.00
C110	17	PQ	110.00			1.08836	119.72	-7.13	0.00	0.00
D110	18	PQ	110.00	240.00	60.00	1.08410	119.25	-9.51	-240.00	-60.00
J110	19	PQ	110.00	64.00	20.00	1.06779	117.46	-9.06	-64.00	-20.00
K110	20	PQ	110.00	44.00	8.00	1.07478	118.23	-8.70	-44.00	-8.00
L110	21	PQ	110.00	40.00	24.00	1.06797	117.48	-12.69	-40.00	-24.00
I110	22	PQ	110.00	70.00	16.00	1.06790	117.47	-12.33	-70.00	-16.00
H110	23	PQ	110.00	24.00	10.00	1.06698	117.37	-12.64	-24.00	-10.00
M110	24	PQ	110.00	116.00	66.00	1.06401	117.04	-12.75	-116.00	-66.00
N110	25	PQ	110.00	48.00	20.00	1.05640	116.20	-13.29	-48.00	-20.00
B15_1	26	PV	15.00	8.00	6.00	1.07155	16.07	0.03	784.51	274.00
F10_1	27	PV	10.50			1.05560	11.08	-12.31	0.00	30.00
D10_1	28	PV	10.00			1.07445	10.74	-4.26	50.00	20.73
C15_1	29	PV	15.00	80.00	60.00	1.09284	16.39	-0.60	816.96	420.02

Tablul 8.3.10. Date generatoare Test 25 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	1539.90	555.38	1.2268	0	1980	-232	1224
B15	2	792.51	280.00	1.0719	0	1050	0	500
C15	3	896.96	480.02	1.0936	0	1200	-75	520
D10	4	50.00	20.73	1.0750	0	50	-10	1000
E110	5	40.00	45.98	1.0800	0	40	0	2000
F10	6	0.00	30.00	1.0565	0	0	0	30
B15_1	26	792.51	280.00	1.0719	0	1050	0	500
F10_1	27	0.00	30.00	1.0565	0	0	0	30
D10_1	28	50.00	20.73	1.0750	0	50	-10	1000
C15_1	29	896.96	480.02	1.0936	0	1200	-75	520

Tabelul 8.3.11. Circulații de puteri prin elementele de rețea Test 25 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]
14	11	227.30	241.60	-162.13	-54.74	164.65	54.20	2.523	-0.541
8	7	421.20	422.80	-179.52	-28.34	180.02	-17.72	0.509	-46.063
25	21	116.20	117.50	-12.63	-6.20	12.71	5.24	0.078	-0.966
19	20	117.50	118.20	-5.33	-2.70	5.35	1.02	0.023	-1.689
17	19	119.70	117.50	26.94	6.82	-26.67	-7.30	0.273	-0.481
23	24	117.40	117.00	58.11	23.27	-58.00	-33.00	0.109	-9.735
23	25	117.40	116.20	11.45	2.61	-11.37	-3.80	0.077	-1.189
25	21	116.20	117.50	-12.63	-6.20	12.71	5.24	0.078	-0.966
22	21	117.50	117.50	12.88	-6.22	-12.85	5.84	0.037	-0.388
19	20	117.50	118.20	-5.33	-2.70	5.35	1.02	0.023	-1.689
20	18	118.20	119.30	5.26	-6.05	-5.23	3.77	0.025	-2.280
17	20	119.70	118.20	33.05	-1.17	-32.61	1.04	0.442	-0.134
8	7	421.20	422.80	-179.52	-28.34	180.02	-17.72	0.509	-46.063
11	12	241.60	236.30	63.07	16.28	-62.54	-27.05	0.534	-10.764
12	9	236.30	235.00	-2.54	4.09	2.55	-13.87	0.007	-9.778
23	25	117.40	116.20	11.45	2.61	-11.37	-3.80	0.077	-1.189
15	10	231.30	241.20	-252.07	-54.86	257.11	49.46	5.040	-5.400
23	24	117.40	117.00	58.11	23.27	-58.00	-33.00	0.109	-9.735
22	21	117.50	117.50	12.88	-6.22	-12.85	5.84	0.037	-0.388
11	12	241.60	236.30	63.07	16.28	-62.54	-27.05	0.534	-10.764
13	11	228.30	241.60	-123.40	-36.39	126.25	33.79	2.850	-2.601
13	11	228.30	241.60	-123.40	-36.39	126.25	33.79	2.850	-2.601
21	5	117.50	118.70	-19.86	-23.08	20.00	22.99	0.140	-0.084
14	11	227.30	241.60	-162.13	-54.74	164.65	54.20	2.523	-0.541
20	18	118.20	119.30	5.26	-6.05	-5.23	3.77	0.025	-2.280
17	20	119.70	118.20	33.05	-1.17	-32.61	1.04	0.442	-0.134
21	5	117.50	118.70	-19.86	-23.08	20.00	22.99	0.140	-0.084
17	19	119.70	117.50	26.94	6.82	-26.67	-7.30	0.273	-0.481
12	9	236.30	235.00	-2.54	4.09	2.55	-13.87	0.007	-9.778
14	13	227.30	228.30	-74.87	-15.26	75.06	1.95	0.186	-13.311
14	13	227.30	228.30	-74.87	-15.26	75.06	1.95	0.186	-13.311
13	15	228.30	231.30	-121.72	-32.69	122.41	17.67	0.692	-15.020
13	15	228.30	231.30	-121.72	-32.69	122.41	17.67	0.692	-15.020
15	10	231.30	241.20	-252.07	-54.86	257.11	49.46	5.040	-5.400
15	16	231.30	230.70	48.01	0.76	-47.91	-4.47	0.095	-3.709
15	16	231.30	230.70	48.01	0.76	-47.91	-4.47	0.095	-3.709
12	18	236.30	119.30	65.08	22.96	-65.02	-19.04	0.058	3.916
12	18	236.30	119.30	65.08	22.96	-65.02	-19.04	0.058	3.916
11	29	241.60	16.40	-814.01	-323.35	816.96	420.02	2.948	96.668
8	10	421.20	241.20	-350.49	-111.66	350.89	134.39	0.409	22.730
11	17	241.60	119.70	60.04	9.08	-60.00	-5.64	0.045	3.440
11	17	241.60	119.70	60.04	9.08	-60.00	-5.64	0.045	3.440
8	10	421.20	241.20	-350.49	-111.66	350.89	134.39	0.409	22.730
18	28	119.30	10.70	-49.75	-14.73	50.00	20.73	0.251	5.999
7	9	422.80	235.00	158.71	45.54	-158.55	-36.14	0.163	9.409
10	2	241.20	16.10	-783.01	-205.84	784.51	274.00	1.499	68.156
7	9	422.80	235.00	158.71	45.54	-158.55	-36.14	0.163	9.409
16	22	230.70	117.50	47.91	4.47	-47.88	-1.78	0.030	2.698
16	22	230.70	117.50	47.91	4.47	-47.88	-1.78	0.030	2.698
18	4	119.30	10.70	-49.75	-14.73	50.00	20.73	0.251	5.999
15	23	231.30	117.40	81.66	36.42	-81.56	-30.87	0.099	5.547
15	23	231.30	117.40	81.66	36.42	-81.56	-30.87	0.099	5.547
10	26	241.20	16.10	-783.01	-205.84	784.51	274.00	1.499	68.156
13	27	228.30	11.10	0.06	-27.87	0.00	30.00	0.059	2.132
13	6	228.30	11.10	0.06	-27.87	0.00	30.00	0.059	2.132

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]
11	3	241.60	16.40	-814.01	-323.35	816.96	420.02	2.948	96.668
7	1	422.80	24.50	-688.74	-147.82	689.95	217.69	1.214	69.869
7	1	422.80	24.50	-688.74	-147.82	689.95	217.69	1.214	69.869
								40.830	332.862

Valoarea totală a pierderilor de putere activă pe întreg sistemul, obținută în urma optimizării, este de 40.83 MW față de 55.88 MW pentru regimul de bază. Se observă că în urma optimizării pierderile de putere activă scad cu aproximativ 26%, iar tensiunile în noduri se mențin în limitele menționate anterior, cu o ușoară încălcare a limitei superioare pentru nodurile de 400 kV (evitabilă printr-un nou ciclu de optimizare, cu un coeficient de penalizare mărit pentru tensiuni). Generatoarele nu prezintă încălcări ale limitelor minime sau maxime de generare.

Figura 8.3.3 prezintă evoluția algoritmului PSO pentru determinarea OPF. Mărimile reprezentate au următoarele semnificații:

- cu verde deschis sunt reprezentate valorile FOB pentru $gBest$ (soluția OPF). Se observă că FOB are o scădere accentuată pe parcursul primelor 10 iterații;
- cu verde închis sunt reprezentate valorile funcției auxiliare Φ pentru $gBest$. Suprapunerea valorilor lui Φ cu cele ale FOB indică absența unor încălcări ale RR;
- graficul albastru reprezintă valorile medii ale funcției Φ pentru întreaga populație pe parcursul iterațiilor de optimizare. Forma zimțată a acestuia indică faptul că populația prezintă diversitate, explorând eficient spațiul soluțiilor pentru faza inițială a algoritmului. Aplatizarea înregistrată spre final confirmă convergența procesului.

Zona aplatizată a graficului reprezintă încercarea algoritmului de a îmbunătăți cât mai mult valoarea funcției Φ , pentru eliminarea unor încălcări ale RR.

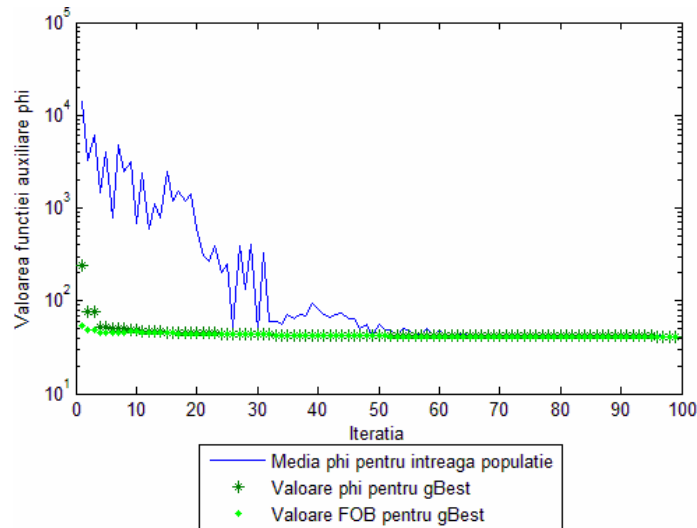


Fig. 8.3.3. Evoluția PSO pentru determinarea OPF

8.3.3. Prezentarea soluției de extindere optimă

Extinderea optimă a sistemului a fost realizată folosind aplicația software *PSO Optimal Power Flow & TNEP* (componenta TNEP cu PSO), soluția fiind obținută în 5 iterații.

- Structura monofilară a soluției de extindere optimă este prezentată în Fig. 8.3.4:
- număr total de noduri – 29, dintre care 10 noduri generatoare și 19 noduri consumatoare;
 - număr total elemente de rețea – 45, dintre care 23 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110, 220 și 400 kV și 22 transformatoare și autotransformatoare.

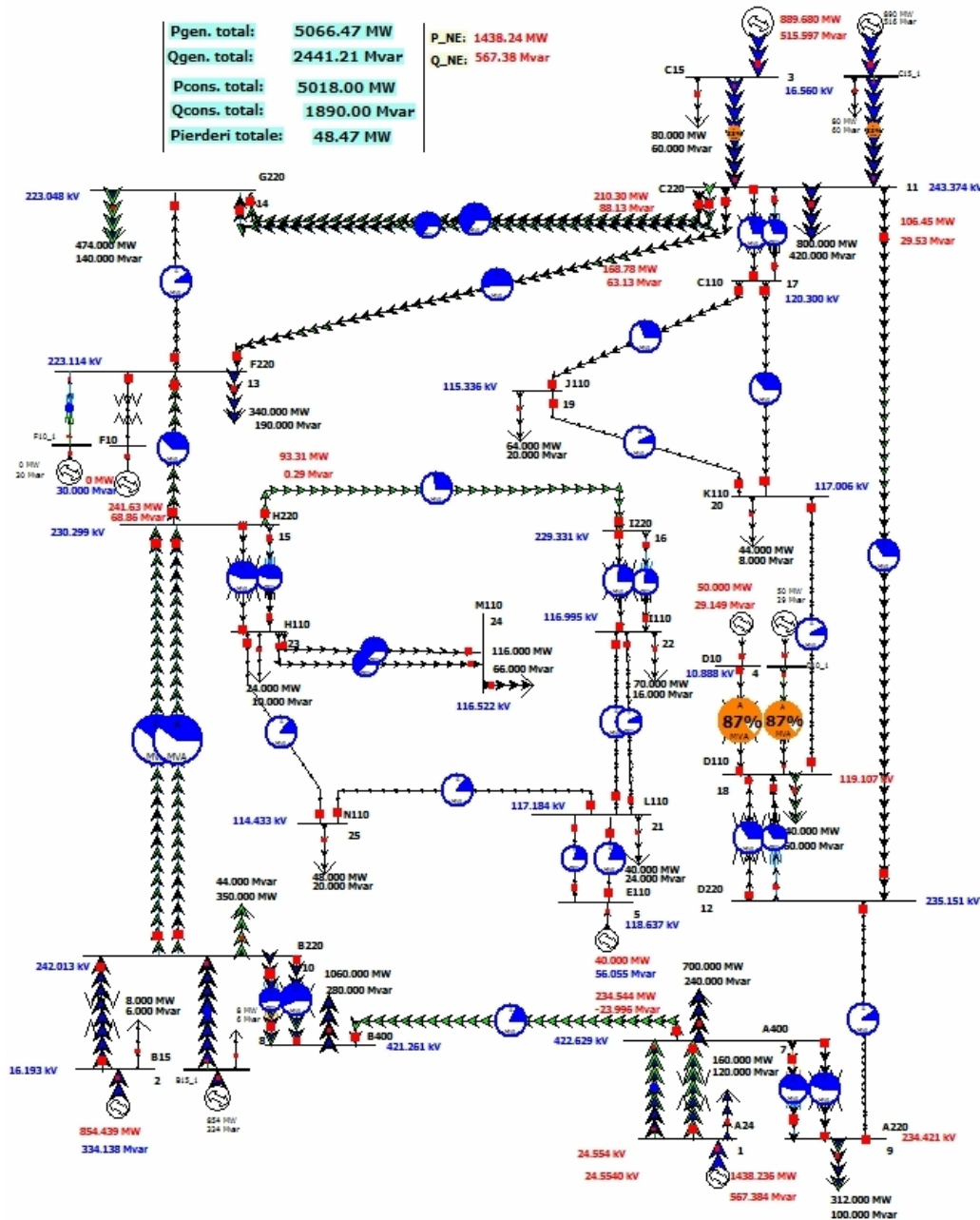


Fig. 8.3.4. Structura sistemului Test 25 – soluția optimă de extindere

Soluția optimă de extindere se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 8.3.1):

- introducerea autotransformatorului 2 220/110 kV între nodurile 16 și 22;
- introducerea autotransformatorului 2 400/24 kV între nodurile 7 și 1;
- introducerea autotransformatorului 2 400/220 kV între nodurile 8 și 10;
- introducerea autotransformatorului 2 400/220 kV între nodurile 7 și 9;
- introducerea autotransformatorului 2 220/110 kV între nodurile 12 și 18;
- introducerea autotransformatorului 2 220/110 kV între nodurile 11 și 17;
- introducerea autotransformatorului 2 220/110 kV între nodurile 15 și 23;
- introducerea circuitului 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 23 și 24;
- introducerea circuitului 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 22 și 21;
- introducerea circuitului 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 21 și 5;
- introducerea circuitului 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 14 și 11;
- introducerea circuitului 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 10

Dintre elementele RET prezente în sistemul extins maximal nu s-a considerat necesară introducerea:

- circuitului 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 25 și 21;
- circuitului 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 19 și 20;
- circuitului 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 23 și 25;
- circuitului 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 20 și 18;
- circuitului 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 17 și 20;
- circuitului 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 17 și 19;
- circuitului 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 14 și 13;
- circuitului 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 13 și 11;
- circuitului 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 13 și 15;
- circuitului 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 16;
- circuitului 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 12 și 9;
- circuitului 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 12;
- circuitului 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 8 și 7.

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în tabelele:

- 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);
- Tabelul 8.3.13 – Date generatoare soluție optimă de extindere regim OPF;
- 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]
A24	1	Slack	160.00	120.00	1.22770	24.55	0.00	20.00	1278.24	447.38
B15	2	PV	8.00	6.00	1.07957	16.19	0.63	15.00	846.44	328.14
C15	3	PV	80.00	60.00	1.10400	16.56	0.04	15.00	809.68	455.60
D10	4	PV			1.08883	10.89	-5.22	10.00	50.00	29.15
E110	5	PV			1.07852	118.64	-12.74	110.00	40.00	56.06
F10	6	PV			1.03435	10.86	-13.85	10.50	0.00	30.00
A400	7	PQ	700.00	240.00	1.05657	422.63	-4.64	400.00	-700.00	-240.00
B400	8	PQ	1060.00	280.00	1.05315	421.26	-6.82	400.00	-1060.00	-280.00
A220	9	PQ	312.00	100.00	1.06555	234.42	-7.32	220.00	-312.00	-100.00
B220	10	PQ	350.00	44.00	1.10006	242.01	-3.67	220.00	-350.00	-44.00
C220	11	PQ	800.00	420.00	1.10624	243.37	-4.61	220.00	-800.00	-420.00
D220	12	PQ			1.06887	235.15	-8.41	220.00	0.00	0.00
F220	13	PQ	340.00	190.00	1.01415	223.11	-13.73	220.00	-340.00	-190.00
G220	14	PQ	474.00	140.00	1.01385	223.05	-14.57	220.00	-474.00	-140.00
H220	15	PQ			1.04682	230.30	-9.79	220.00	0.00	0.00
I220	16	PQ			1.04241	229.33	-11.09	220.00	0.00	0.00

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]
C110	17	PQ			1.09364	120.30	-6.30	110.00	0.00	0.00
D110	18	PQ	240.00	60.00	1.08279	119.11	-10.37	110.00	-240.00	-60.00
J110	19	PQ	64.00	20.00	1.04851	115.34	-10.09	110.00	-64.00	-20.00
K110	20	PQ	44.00	8.00	1.06369	117.01	-9.25	110.00	-44.00	-8.00
L110	21	PQ	40.00	24.00	1.06531	117.18	-12.88	110.00	-40.00	-24.00
I110	22	PQ	70.00	16.00	1.06359	116.99	-12.52	110.00	-70.00	-16.00
H110	23	PQ	24.00	10.00	1.06228	116.85	-12.28	110.00	-24.00	-10.00
M110	24	PQ	116.00	66.00	1.05929	116.52	-12.39	110.00	-116.00	-66.00
N110	25	PQ	48.00	20.00	1.04030	114.43	-13.86	110.00	-48.00	-20.00
B15_1	26	PV	8.00	6.00	1.07957	16.19	0.63	15.00	846.44	328.14
F10_1	27	PV			1.03435	10.86	-13.85	10.50	0.00	30.00
D10_1	28	PV			1.08883	10.89	-5.22	10.00	50.00	29.15
C15_1	29	PV	80.00	60.00	1.10400	16.56	0.04	15.00	809.68	455.60

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]
A24	1	1438.24	567.38	1.2277	0	1980	-232	1224
B15	2	854.44	334.14	1.0804	0	1050	0	500
C15	3	889.68	515.60	1.1060	0	1200	-75	520
D10	4	50.00	29.15	1.0902	0	50	-10	1000
E110	5	40.00	56.06	1.0800	0	40	0	2000
F10	6	0.00	30.00	1.0366	0	0	0	30
B15_1	26	854.44	334.14	1.0804	0	1050	0	500
F10_1	27	0.00	30.00	1.0366	0	0	0	30
D10_1	28	50.00	29.15	1.0902	0	50	-10	1000
C15_1	29	889.68	515.60	1.1060	0	1200	-75	520

Tabelul 8.3.14. Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere 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]
23	25	116.90	114.40	26.23	5.12	-25.83	-5.61	0.396	-0.495
15	10	230.30	242.00	-250.80	-71.21	255.95	66.49	5.151	-4.718
19	20	115.30	117.00	-11.79	-4.49	11.91	3.03	0.115	-1.457
23	24	116.90	116.50	58.11	23.36	-58.00	-33.00	0.110	-9.645
13	15	223.10	230.30	-238.77	-69.20	241.63	68.86	2.864	-0.335
15	16	230.30	229.30	93.31	0.29	-92.95	-2.40	0.362	-2.106
22	21	117.00	117.20	11.45	-9.42	-11.41	9.04	0.039	-0.379
22	21	117.00	117.20	11.45	-9.42	-11.41	9.04	0.039	-0.379
13	11	223.10	243.40	-163.46	-50.84	168.78	63.13	5.324	12.291
17	19	120.30	115.30	53.32	18.22	-52.21	-15.51	1.107	2.706
15	10	230.30	242.00	-250.80	-71.21	255.95	66.49	5.151	-4.718
12	9	235.20	234.40	-29.11	4.29	29.19	-13.46	0.079	-9.173
21	5	117.20	118.60	-19.82	-28.03	20.00	28.03	0.179	0.003
14	13	223.00	223.10	-61.97	1.28	62.10	-14.35	0.133	-13.072
23	24	116.90	116.50	58.11	23.36	-58.00	-33.00	0.110	-9.645
25	21	114.40	117.20	-22.17	-14.39	22.46	13.97	0.287	-0.421
11	12	243.40	235.20	106.45	29.53	-104.97	-35.14	1.477	-5.613
8	7	421.30	422.60	-233.68	-18.41	234.54	-24.00	0.862	-42.405
14	11	223.00	243.40	-206.02	-70.64	210.30	88.13	4.283	17.487
14	11	223.00	243.40	-206.02	-70.64	210.30	88.13	4.283	17.487
20	18	117.00	119.10	6.66	-10.20	-6.60	8.12	0.062	-2.076
17	20	120.30	117.00	64.23	3.14	-62.57	-0.84	1.658	2.303
21	5	117.20	118.60	-19.82	-28.03	20.00	28.03	0.179	0.003
15	23	230.30	116.90	83.33	36.63	-83.22	-30.91	0.103	5.719
13	27	223.10	10.90	0.06	-27.80	0.00	30.00	0.061	2.197
12	18	235.20	119.10	67.04	15.43	-66.98	-11.51	0.058	3.921
8	10	421.30	242.00	-413.16	-130.80	413.73	160.72	0.568	29.920

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U1 [kV]	U2 [kV]	P1 [MW]	Q1 [MVar]	P2 [MW]	Q2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
12	18	235.20	119.10	67.04	15.43	-66.98	-11.51	0.058	3.921
11	29	243.40	16.60	-806.73	-358.55	809.68	455.60	2.954	97.047
8	10	421.30	242.00	-413.16	-130.80	413.73	160.72	0.568	29.920
10	2	242.00	16.20	-844.68	-249.21	846.44	328.14	1.763	78.933
11	17	243.40	120.30	58.82	14.09	-58.77	-10.68	0.044	3.414
11	17	243.40	120.30	58.82	14.09	-58.77	-10.68	0.044	3.414
7	9	422.60	234.40	170.78	53.98	-170.59	-43.27	0.192	10.711
7	9	422.60	234.40	170.78	53.98	-170.59	-43.27	0.192	10.711
18	4	119.10	10.90	-49.72	-22.56	50.00	29.15	0.279	6.594
18	28	119.10	10.90	-49.72	-22.56	50.00	29.15	0.279	6.594
16	22	229.30	117.00	46.48	1.20	-46.45	1.42	0.028	2.618
10	26	242.00	16.20	-844.68	-249.21	846.44	328.14	1.763	78.933
16	22	229.30	117.00	46.48	1.20	-46.45	1.42	0.028	2.618
15	23	230.30	116.90	83.33	36.63	-83.22	-30.91	0.103	5.719
13	6	223.10	10.90	0.06	-27.80	0.00	30.00	0.061	2.197
11	3	243.40	16.60	-806.73	-358.55	809.68	455.60	2.954	97.047
7	1	422.60	24.60	-638.06	-161.98	639.12	223.69	1.062	61.710
7	1	422.60	24.60	-638.06	-161.98	639.12	223.69	1.062	61.710
								48.474	551.211

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.

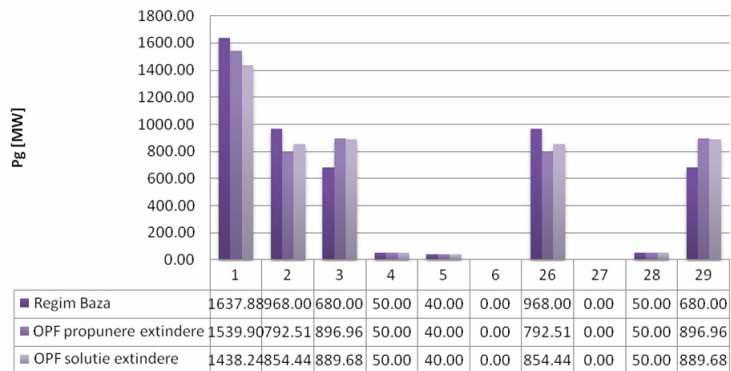


Fig. 8.3.5. Puterea activă generată

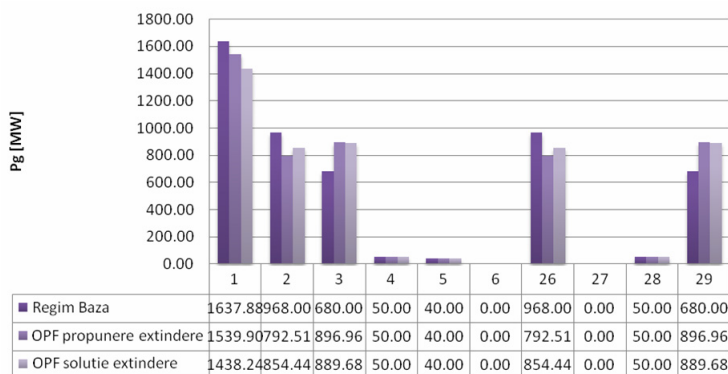


Fig. 8.3.6. Puterea reactivă generată

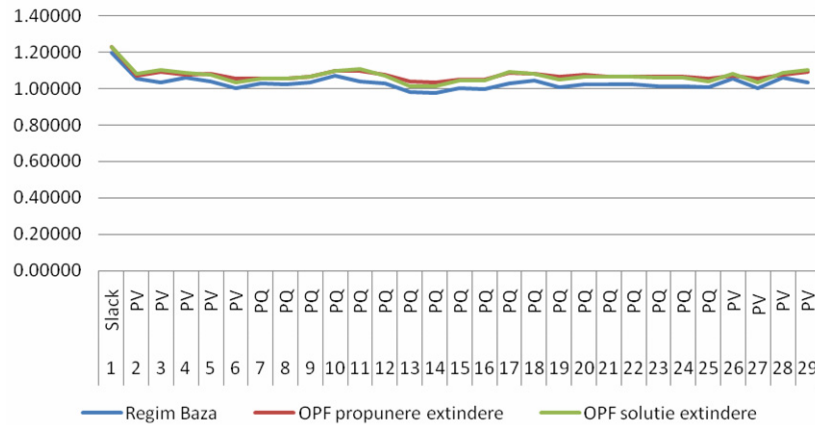


Fig. 8.3.7. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

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 8.3.8 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).

Datorită dimensiunilor relativ reduse ale sistemului și a numărului relativ mic de linii propuse pentru extindere, se observă că soluția este găsită la a doua iterație.

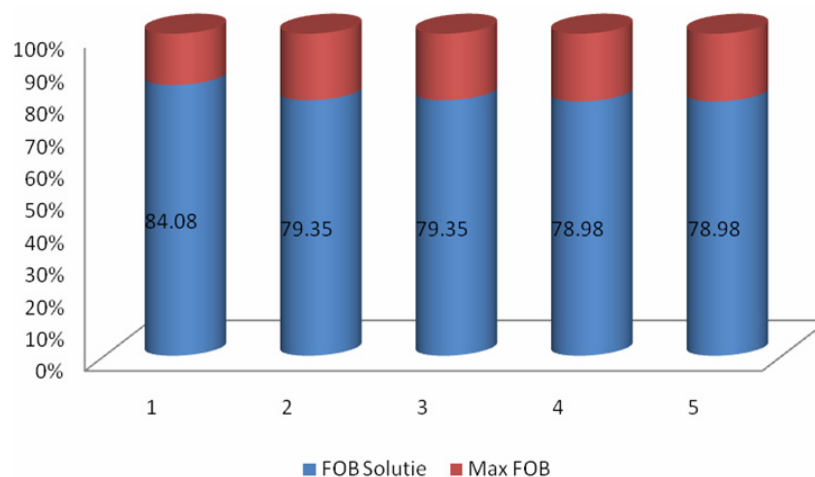


Fig. 8.3.8. Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor

Soluția obținută după prima iterație poate reprezenta o alternativă posibilă la soluția optimă prezentată mai sus. Ea prezintă următoarele elemente în plus față de soluția optimă:

- este introdus suplimentar circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 19 și 20;
- este introdus suplimentar circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 12.

8.4. Sistemul IEEE24 RTS

8.4.1. Considerații preliminare. IEEE24 RTS inițial

Sistemul IEEE 24 RTS (Reliability Test System) [Algu2009] cuprinde 24 noduri și 33 elemente de rețea de tip LEA, fiind cel mai complex sistem test analizat. Schema monofilară este prezentată în Fig. 8.4.1.

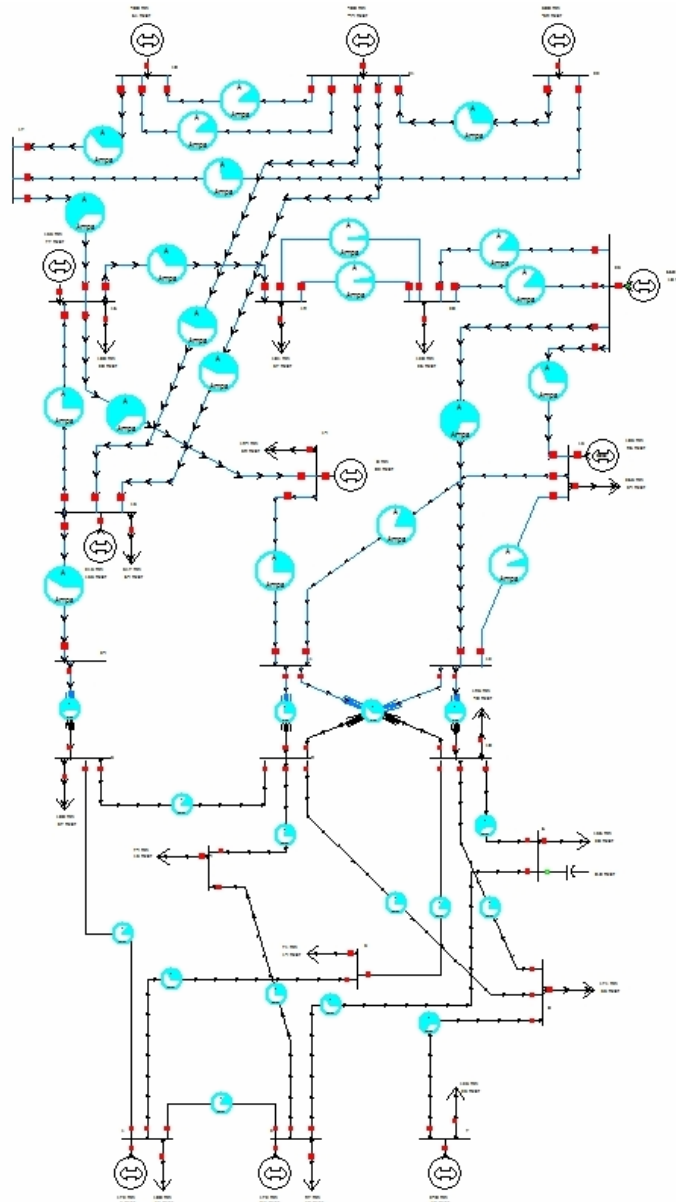


Fig. 8.4.1. SEE IEEE24 RTS – schema monofilară inițială

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:

- 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;
- 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.]
21	22	230.00	230.00	0.00870	0.06780	0.00000	0.14240
19	20	230.00	230.00	0.00510	0.03960	0.00000	0.08330
1	2	138.00	138.00	0.00260	0.01390	0.00000	0.46110
2	6	138.00	138.00	0.04970	0.19200	0.00000	0.05200
3	9	138.00	138.00	0.03080	0.11900	0.00000	0.03220
20	23	230.00	230.00	0.00280	0.02160	0.00000	0.04550
1	3	138.00	138.00	0.05460	0.21120	0.00000	0.05720
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
1	5	138.00	138.00	0.02180	0.08450	0.00000	0.02290
20	23	230.00	230.00	0.00280	0.02160	0.00000	0.04550
4	9	138.00	138.00	0.02680	0.10370	0.00000	0.02810
2	4	138.00	138.00	0.03280	0.12670	0.00000	0.03430
13	11	230.00	230.00	0.00610	0.04760	0.00000	0.09990
14	11	230.00	230.00	0.01110	0.08650	0.00000	0.18180
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	23	230.00	230.00	0.01240	0.09660	0.00000	0.20300
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

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.]
12	9	230.00	138.00	0.00230	0.08390	0.00000	-0.01500	1.00450	0.80450	1.10450
11	9	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
12	10	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

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]
1	1	PV	138.00	108.00	22.00	1.03000	142.14	-6.09	64.00	-14.60
2	2	PV	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	PV	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	Slack	230.00	265.00	54.00	1.03000	236.90	0.00	-81.57	42.10
14	14	PV	230.00	194.00	39.00	1.03000	236.90	3.30	-194.00	43.26
15	15	PV	230.00	317.00	64.00	1.03000	236.90	11.25	-102.00	91.21
16	16	PV	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	PV	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	PV	230.00			1.03000	236.90	17.07	400.00	-44.18
22	22	PV	230.00			1.03000	236.90	22.92	300.00	-38.64
23	23	PV	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
1	1	PV	138.00	108.00	22.00	1.03000	142.14	-6.09	64.00	-14.60
2	2	PV	138.00	97.00	20.00	1.03000	142.14	-6.18	75.00	-41.50

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]
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 8.4.5. 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]
21	22	236.90	236.90	-155.74	20.56	157.79	-19.67	2.054	0.898
19	20	235.00	235.80	-2.72	-12.31	2.73	3.61	0.003	-8.699

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
2	6	142.10	149.00	46.86	-38.71	-45.22	39.24	1.634	0.525
3	9	135.30	137.30	19.06	-18.32	-18.86	15.98	0.207	-2.342
20	23	235.80	236.90	-66.73	-16.61	66.85	12.77	0.124	-3.847
1	3	142.10	135.30	-4.65	22.62	5.00	-27.05	0.350	-4.429
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
1	5	142.10	141.70	57.26	-10.63	-56.57	10.89	0.692	0.260
20	23	235.80	236.90	-66.73	-16.61	66.85	12.77	0.124	-3.847
4	9	136.90	137.30	-35.09	5.63	35.44	-7.05	0.349	-1.424
2	4	142.10	136.90	39.54	19.53	-38.91	-20.63	0.624	-1.096
13	11	236.90	235.60	95.34	-3.02	-94.82	-3.44	0.523	-6.459
14	11	236.90	235.60	121.99	-12.29	-120.43	5.25	1.558	-7.041
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
13	23	236.90	236.90	-162.20	22.75	165.41	-19.31	3.206	3.442
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
12	9	234.20	137.30	144.02	27.91	-143.54	-8.85	0.481	19.061
11	9	235.60	137.30	83.36	31.37	-83.19	-23.48	0.174	7.892
24	3	229.60	135.30	205.06	29.52	-204.07	8.37	0.998	37.888
12	10	234.20	144.90	195.47	-33.71	-194.59	67.49	0.882	33.782
11	10	235.60	144.90	131.89	-33.18	-131.48	49.77	0.410	16.582
								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.

8.4.2. 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 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 (caracteristicile generatoarelor sistemului extins maximal se găsesc 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]
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 10;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 12 și 9;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 24 și 23;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 12 și 10;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 11 și 9;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 16 și 17;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 1 și 2;
- 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 1 și 3;
- 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 138 kV dintre nodurile 1 și 5;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 4 și 9;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 2 și 4;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 21 și 22;
- circuitul 2 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 13 și 11;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 14 și 11;
- circuitul 3 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 12 și 13;
- circuitul 4 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 12 și 23;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 13 și 23;
- 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 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 19 și 20.

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.]
21	22	230.00	230.00	0.00870	0.06780	0.00000	0.14240
19	20	230.00	230.00	0.00510	0.03960	0.00000	0.08330
1	2	138.00	138.00	0.00260	0.01390	0.00000	0.46110
2	6	138.00	138.00	0.04970	0.19200	0.00000	0.05200
3	9	138.00	138.00	0.03080	0.11900	0.00000	0.03220
20	23	230.00	230.00	0.00280	0.02160	0.00000	0.04550
1	3	138.00	138.00	0.05460	0.21120	0.00000	0.05720
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
1	5	138.00	138.00	0.02180	0.08450	0.00000	0.02290
20	23	230.00	230.00	0.00280	0.02160	0.00000	0.04550
4	9	138.00	138.00	0.02680	0.10370	0.00000	0.02810
2	4	138.00	138.00	0.03280	0.12670	0.00000	0.03430
13	11	230.00	230.00	0.00610	0.04760	0.00000	0.09990
14	11	230.00	230.00	0.01110	0.08650	0.00000	0.18180
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	23	230.00	230.00	0.01240	0.09660	0.00000	0.20300
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

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 [u.r.]	k_{min} [u.r.]	k_{max} [u.r.]
12	9	230.00	138.00	0.00230	0.08390	0.00000	-0.01500	1.00450	0.80450	1.10450
11	9	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
12	10	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

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. 8.4.2, 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.

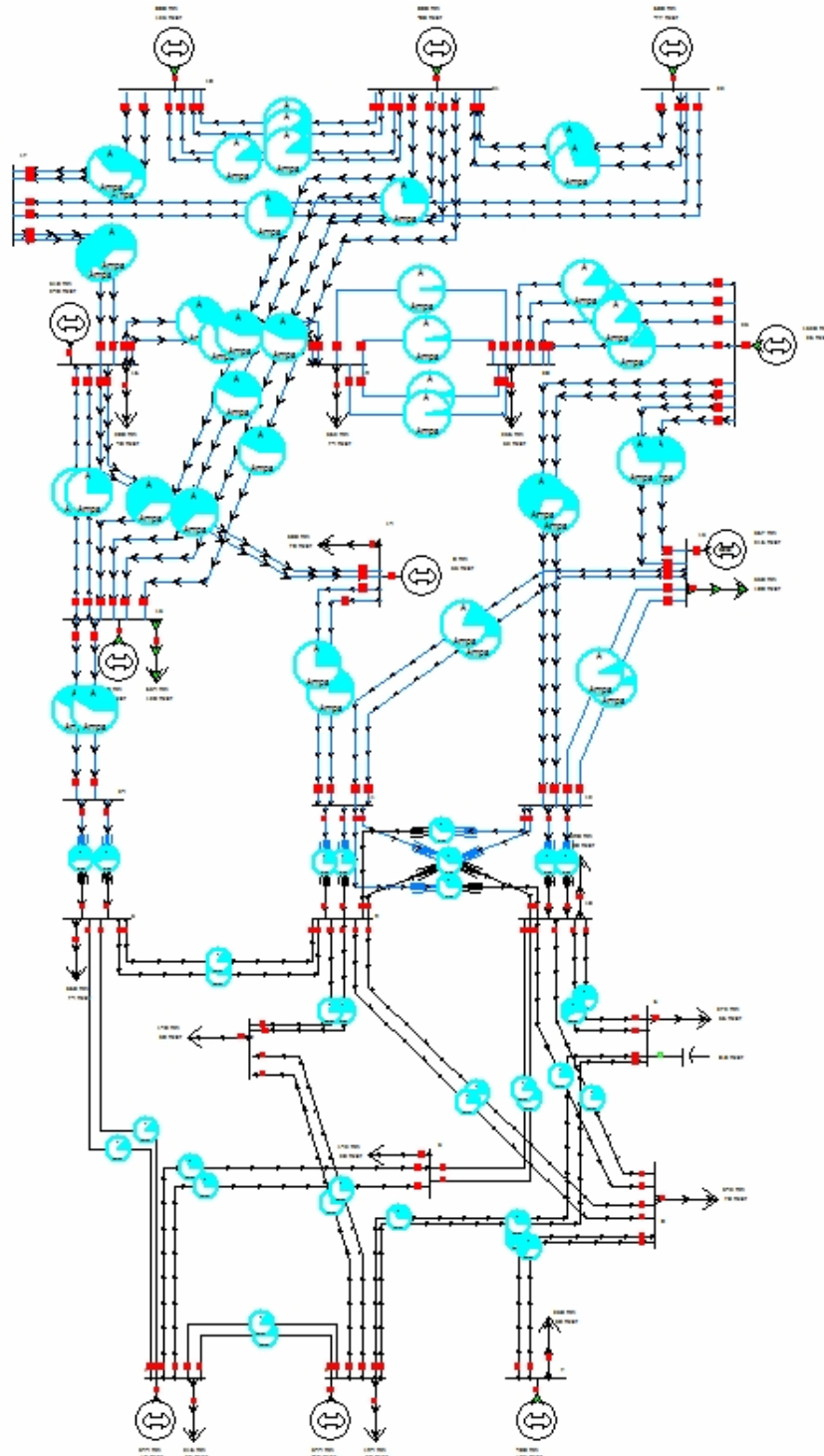


Fig. 8.4.2. Structura sistemului IEEE24 RTS extins maximal

Pentru determinarea extinderii optime întâi a fost calculat regimul optim de funcționare al sistemului extins maximal. În acest scop a fost utilizat instrumentul soft propriu (*PSO Optimal Power Flow & TNEP* – componenta OPF cu PSO). Rezultatele obținute pentru OPF sunt prezentate în tabelele:

- Tabelul 8.4.9 – Date și rezultate noduri regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 8.4.10 – Date generatoare regim extins maximal OPF;
- Tabelul 8.4.11 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim extins maximal OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Tabelul 8.4.9. 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	PV	138.00	216.00	44.00	0.91921	126.85	2.08	184.00	-92.13
2	2	PV	138.00	194.00	40.00	0.92025	127.00	2.07	206.00	-88.15
3	3	PQ	138.00	360.00	74.00	0.90208	124.49	-1.80	-360.00	-74.00
4	4	PQ	138.00	148.00	30.00	0.89574	123.61	-2.15	-148.00	-30.00
5	5	PQ	138.00	142.00	28.00	0.92230	127.28	-1.91	-142.00	-28.00
6	6	PQ	138.00	272.00	56.00	0.97213	134.15	-5.59	-272.00	-56.00
7	7	PV	138.00	250.00	50.00	0.95828	132.24	2.31	281.39	65.32
8	8	PQ	138.00	342.00	70.00	0.91743	126.61	-2.98	-342.00	-70.00
9	9	PQ	138.00	350.00	72.00	0.91474	126.23	-0.50	-350.00	-72.00
10	10	PQ	138.00	390.00	80.00	0.95688	132.05	-2.02	-390.00	-80.00
11	11	PQ	230.00			0.94608	217.60	4.81	0.00	0.00
12	12	PQ	230.00			0.94994	218.49	7.42	0.00	0.00
13	13	Slack	230.00	530.00	108.00	0.96440	221.81	11.30	670.03	23.45
14	14	PV	230.00	388.00	78.00	0.95766	220.26	5.12	-388.00	-42.70
15	15	PV	230.00	634.00	128.00	0.98283	226.05	10.11	-34.00	101.34
16	16	PV	230.00	200.00	40.00	0.98009	225.42	9.83	200.00	94.04
17	17	PQ	230.00			0.98778	227.19	11.86	0.00	0.00
18	18	PV	230.00	666.00	136.00	0.98907	227.49	12.42	41.65	-17.72
19	19	PQ	230.00	362.00	74.00	0.96877	222.82	9.09	-362.00	-74.00
20	20	PQ	230.00	256.00	52.00	0.96975	223.04	10.59	-256.00	-52.00
21	21	PV	230.00			0.99024	227.75	12.77	300.00	-18.00
22	22	PV	230.00			0.99903	229.78	15.98	300.00	-18.11
23	23	PV	230.00			0.97426	224.08	12.23	918.44	82.72
24	24	PQ	230.00			0.94562	217.49	5.91	0.00	0.00
1	1	PV	138.00	216.00	44.00	0.91921	126.85	2.08	184.00	-92.13
2	2	PV	138.00	194.00	40.00	0.92025	127.00	2.07	206.00	-88.15

Tabelul 8.4.10. 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	400.00	-48.13	0.9192	120	400	-48	240
2	2	400.00	-48.15	0.9203	120	400	-48	240
7	7	531.39	115.32	0.9583	180	600	-72	360
13	13	1200.03	131.45	0.9644	200	1200	-144	720
14	14	0.00	35.30	1.0300	0	0	-40	200
15	15	600.00	229.34	0.9828	180	600	-72	360
16	16	400.00	134.04	0.9801	120	400	-48	240
18	18	707.65	118.28	0.9891	300	900	-104	540
21	21	300.00	-18.00	0.9902	300	900	-104	540
22	22	300.00	-18.11	0.9990	300	900	-104	540
23	23	918.44	82.72	0.9743	500	1600	-192	960

Tabelul 8.4.11. 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]
21	22	227.80	229.80	-81.59	-7.07	82.18	-2.41	0.591	-9.485
19	20	222.80	223.00	-61.21	2.39	61.41	-8.62	0.206	-6.228
21	22	227.80	229.80	-81.59	-7.07	82.18	-2.41	0.591	-9.485
1	5	126.90	127.30	65.21	-18.71	-64.03	21.34	1.178	2.626
20	23	223.00	224.10	-125.41	-4.38	125.88	3.69	0.468	-0.685
19	20	222.80	223.00	-61.21	2.39	61.41	-8.62	0.206	-6.228
1	2	126.90	127.00	-0.12	-26.34	0.12	-12.66	0.001	-38.997
2	6	127.00	134.20	53.22	-36.68	-50.86	41.13	2.360	4.457
2	6	127.00	134.20	53.22	-36.68	-50.86	41.13	2.360	4.457
3	9	124.50	126.20	-17.02	-6.32	17.14	4.13	0.119	-2.197
3	9	124.50	126.20	-17.02	-6.32	17.14	4.13	0.119	-2.197
1	3	126.90	124.50	26.91	-1.02	-26.44	-1.91	0.469	-2.929
20	23	223.00	224.10	-125.41	-4.38	125.88	3.69	0.468	-0.685
19	20	222.80	223.00	-61.21	2.39	61.41	-8.62	0.206	-6.228
1	3	126.90	124.50	26.91	-1.02	-26.44	-1.91	0.469	-2.929
1	2	126.90	127.00	-0.12	-26.34	0.12	-12.66	0.001	-38.997
5	10	127.30	132.00	-6.97	-35.34	7.30	34.50	0.329	-0.837
6	10	134.20	132.00	-85.14	-69.13	86.53	-153.57	1.392	-222.708
6	10	134.20	132.00	-85.14	-69.13	86.53	-153.57	1.392	-222.708
7	8	132.20	126.60	140.70	32.66	-137.07	-20.14	3.621	12.522
7	8	132.20	126.60	140.70	32.66	-137.07	-20.14	3.621	12.522
8	9	126.60	126.20	-20.20	5.32	20.44	-8.17	0.233	-2.849
8	9	126.60	126.20	-20.20	5.32	20.44	-8.17	0.233	-2.849
8	10	126.60	132.00	-13.72	-20.18	13.99	17.28	0.265	-2.902
8	10	126.60	132.00	-13.72	-20.18	13.99	17.28	0.265	-2.902
1	5	126.90	127.30	65.21	-18.71	-64.03	21.34	1.178	2.626
2	4	127.00	123.60	49.66	5.26	-48.69	-4.33	0.973	0.929
20	23	223.00	224.10	-125.41	-4.38	125.88	3.69	0.468	-0.685
4	9	123.60	126.20	-25.31	-10.67	25.56	9.31	0.244	-1.357
20	23	223.00	224.10	-125.41	-4.38	125.88	3.69	0.468	-0.685
4	9	123.60	126.20	-25.31	-10.67	25.56	9.31	0.244	-1.357
2	4	127.00	123.60	49.66	5.26	-48.69	-4.33	0.973	0.929
5	10	127.30	132.00	-6.97	-35.34	7.30	34.50	0.329	-0.837
13	11	221.80	217.60	219.31	16.64	-216.12	-0.91	3.184	15.730
13	11	221.80	217.60	219.31	16.64	-216.12	-0.91	3.184	15.730
14	11	220.30	217.60	7.12	3.59	-7.10	-19.88	0.023	-16.291
14	11	220.30	217.60	7.12	3.59	-7.10	-19.88	0.023	-16.291
12	13	218.50	221.80	-131.24	-12.14	132.41	12.10	1.168	-0.036
12	13	218.50	221.80	-131.24	-12.14	132.41	12.10	1.168	-0.036
12	23	218.50	224.10	-188.55	-27.11	190.71	35.68	2.160	8.579
12	23	218.50	224.10	-188.55	-27.11	190.71	35.68	2.160	8.579
13	23	221.80	224.10	-16.70	-17.02	16.75	-1.71	0.045	-18.725
13	23	221.80	224.10	-16.70	-17.02	16.75	-1.71	0.045	-18.725
14	16	220.30	225.40	-201.12	-24.94	203.35	34.60	2.230	9.668
14	16	220.30	225.40	-201.12	-24.94	203.35	34.60	2.230	9.668
15	16	226.10	225.40	28.72	10.25	-28.69	-13.58	0.022	-3.333
15	16	226.10	225.40	28.72	10.25	-28.69	-13.58	0.022	-3.333
15	21	226.10	227.80	-92.18	-5.84	92.74	0.13	0.554	-5.714
15	21	226.10	227.80	-92.18	-5.84	92.74	0.13	0.554	-5.714
15	21	226.10	227.80	-92.18	-5.84	92.74	0.13	0.554	-5.714
15	21	226.10	227.80	-92.18	-5.84	92.74	0.13	0.554	-5.714
15	24	226.10	217.50	138.65	52.11	-137.09	-50.16	1.562	1.950
15	24	226.10	217.50	138.65	52.11	-137.09	-50.16	1.562	1.950
16	17	225.40	227.20	-133.41	-12.41	134.02	11.96	0.615	-0.452
16	17	225.40	227.20	-133.41	-12.41	134.02	11.96	0.615	-0.452

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]
16	19	225.40	222.80	58.75	38.41	-58.59	-41.79	0.160	-3.376
16	19	225.40	222.80	58.75	38.41	-58.59	-41.79	0.160	-3.376
17	18	227.20	227.50	-66.83	-1.65	66.91	-0.65	0.082	-2.301
17	18	227.20	227.50	-66.83	-1.65	66.91	-0.65	0.082	-2.301
17	22	227.20	229.80	-67.20	-10.31	67.82	-6.65	0.625	-16.957
17	22	227.20	229.80	-67.20	-10.31	67.82	-6.65	0.625	-16.957
18	21	227.50	227.80	-23.04	-4.10	23.06	-1.09	0.018	-5.197
18	21	227.50	227.80	-23.04	-4.10	23.06	-1.09	0.018	-5.197
18	21	227.50	227.80	-23.04	-4.10	23.06	-1.09	0.018	-5.197
18	21	227.50	227.80	-23.04	-4.10	23.06	-1.09	0.018	-5.197
19	20	222.80	223.00	-61.21	2.39	61.41	-8.62	0.206	-6.228
11	10	217.60	132.00	127.34	-12.08	-126.92	28.93	0.425	16.849
12	9	218.50	126.20	143.09	41.45	-142.52	-19.38	0.569	22.073
12	9	218.50	126.20	143.09	41.45	-142.52	-19.38	0.569	22.073
11	9	217.60	126.20	95.88	32.87	-95.61	-21.90	0.265	10.974
24	3	217.50	124.50	137.09	50.16	-136.54	-28.77	0.551	21.391
11	9	217.60	126.20	95.88	32.87	-95.61	-21.90	0.265	10.974
24	3	217.50	124.50	137.09	50.16	-136.54	-28.77	0.551	21.391
12	10	218.50	132.00	176.71	-2.20	-175.90	32.87	0.803	30.665
12	10	218.50	132.00	176.71	-2.20	-175.90	32.87	0.803	30.665
11	10	217.60	132.00	127.34	-12.08	-126.92	28.93	0.425	16.849
								57.512	-445.934

Valoarea totală a pierderilor de putere activă pe întreg sistemul, obținută în urma optimizării, este de 57.512 MW față de 95.104 MW pentru regimul de bază. Se observă că în urma optimizării pierderile de putere activă scad cu aproximativ 39%, iar tensiunile în noduri se mențin în limitele menționate anterior, cu o ușoară încălzire a limitei superioare pentru nodul 4 (evitabilă printr-un nou ciclu de optimizare, cu un coeficient de penalizare mărit pentru tensiuni). Generatoarele nu prezintă încălcări ale limitelor minime sau maxime de generare.

Figura 8.4.3 prezintă evoluția algoritmului PSO pentru determinarea OPF. Mărimile reprezentate au următoarele semnificații:

- cu verde deschis sunt reprezentate valorile FOB pentru $gBest$ (soluția OPF). Se observă că FOB are o scădere accentuată pe parcursul primelor 50 de iterații;

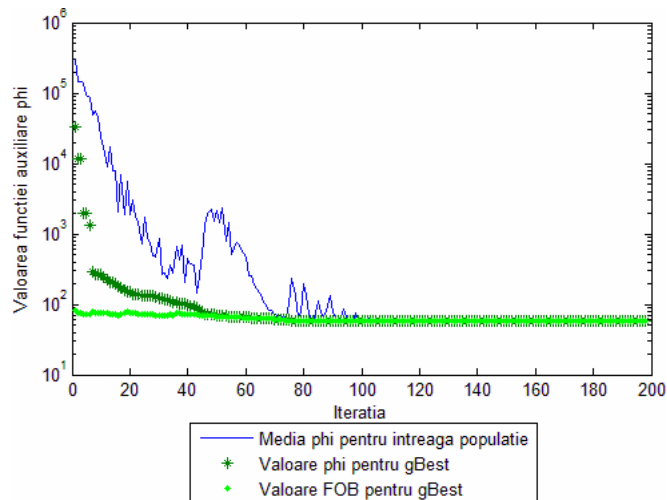


Fig. 8.4.3. Evoluția PSO pentru determinarea OPF

- cu verde închis sunt reprezentate valorile funcției auxiliare Φ pentru $gBest$. Suprapunerea valorilor lui Φ cu cele ale FOB indică absența unor încălcări ale RR;
- pentru primele 80 de iterații valoarea funcției auxiliare Φ este cu mult mai mare decât valoarea FOB, algoritmul reușind totuși să "regleze" valorile variabilele de control astfel încât RR să nu mai fie încălcate;
- graficul albastru reprezintă valorile medii ale funcției Φ pentru întreaga populație pe parcursul iterațiilor de optimizare. Forma zimțată a acestuia indică faptul că populația prezintă diversitate, explorând eficient spațiul soluțiilor pentru faza inițială a algoritmului. Aplatizarea înregistrată spre final confirmă convergența procesului.

Zona aplatizată a graficului reprezintă încercarea algoritmului de a îmbunătăți cât mai mult valoarea funcției Φ , pentru eliminarea unor încălcări ale RR.

8.4.3. Prezentarea soluției de extindere optimă

Extinderea optimă a sistemului a fost realizată folosind aplicația software *PSO Optimal Power Flow & TNEP* (componenta TNEP cu PSO), soluția fiind obținută în 13 iterații.

Structura monofilară a soluției de extindere optimă este prezentată în Fig. 8.4.4:

- număr total de noduri – 24, dintre care 11 noduri generatoare și 13 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 69, dintre care 59 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 138 kV și 230 kV și 10 autotransformatoare.

Soluția optimă de extindere se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 8.4.1):

- 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 24 și 23;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 12 și 10;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 11 și 9;
- autotransformatorul 2 230/138 kV între nodurile 16 și 17;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 1 și 2
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 2 și 6;
- 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 10;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 1 și 5;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 4 și 9;
- circuitul 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 2 și 4;
- circuitul 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 21 și 22;
- circuitul 2 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 13 și 11;
- circuitul 3 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 12 și 13;
- circuitul 4 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 12 și 23;
- 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;

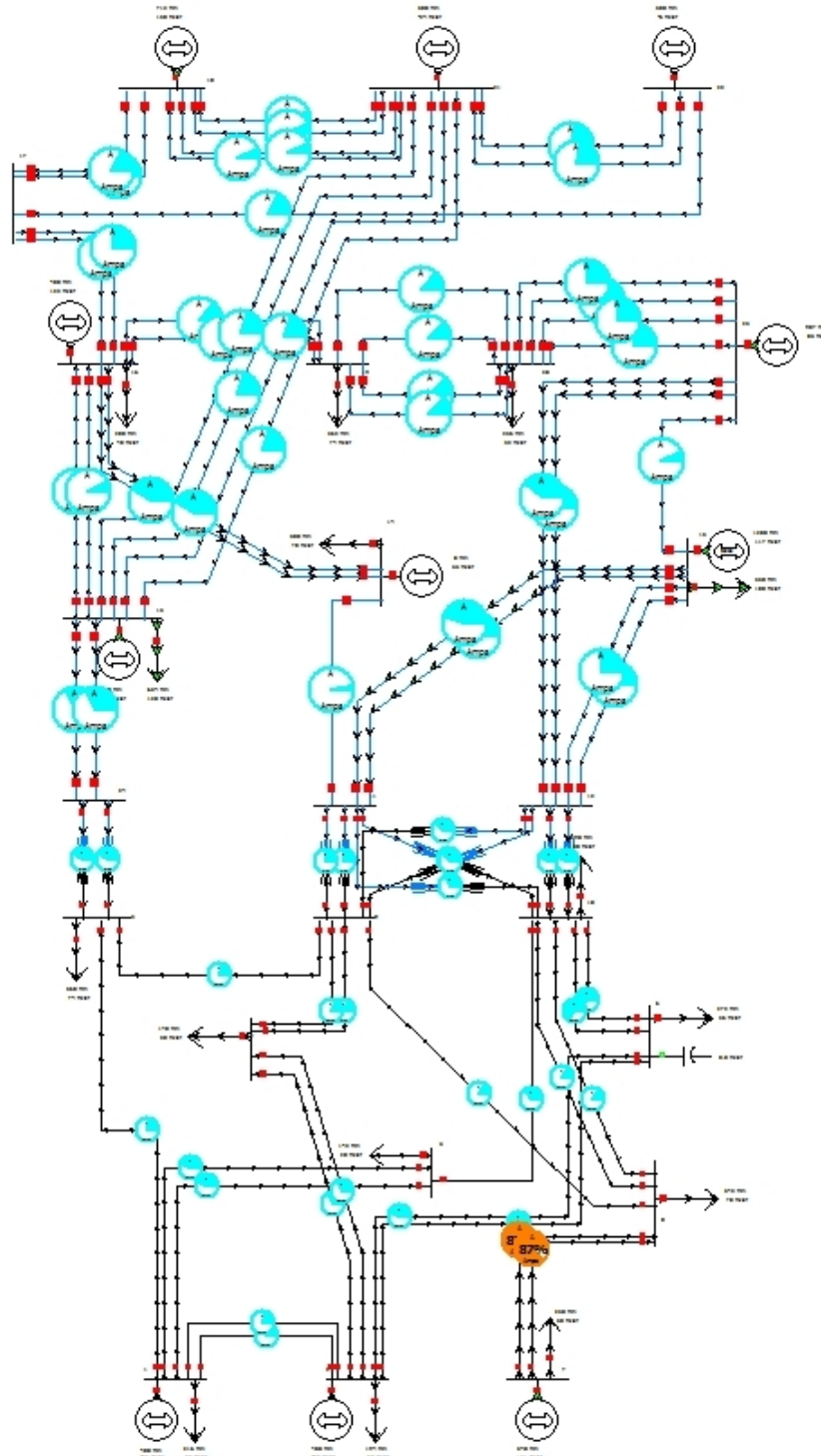


Fig. 8.4.4. Structura sistemului IEEE24 RTS – soluția optimă de extindere

- 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 19 și 20.

Dintre elementele RET prezente în sistemul extins maximal nu s-a considerat necesară introducerea:

- circuitului 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 3 și 9;
- circuitului 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 1 și 3;
- circuitului 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 5 și 10;
- circuitului 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 8 și 9;
- circuitului 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 14 și 11;
- circuitului 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 13 și 23;
- circuitului 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 17 și 22.

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în tabelele:

- Tablul 8.4.12 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tablul 8.4.13 – Date generatoare soluție optimă de extindere regim OPF;
- Tablul 8.4.14 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Tablul 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]
1	1	PV	138.00	216.00	44.00	0.92129	127.14	2.99	184.00	-89.72
2	2	PV	138.00	194.00	40.00	0.92319	127.40	2.94	206.00	-88.07
3	3	PQ	138.00	360.00	74.00	0.90491	124.88	-2.47	-360.00	-74.00
4	4	PQ	138.00	148.00	30.00	0.90145	124.40	-1.43	-148.00	-30.00
5	5	PQ	138.00	142.00	28.00	0.91585	126.39	-1.14	-142.00	-28.00
6	6	PQ	138.00	272.00	56.00	0.98295	135.65	-5.03	-272.00	-56.00
7	7	PV	138.00	250.00	50.00	0.97549	134.62	2.20	289.50	71.39
8	8	PQ	138.00	342.00	70.00	0.93283	128.73	-3.04	-342.00	-70.00
9	9	PQ	138.00	350.00	72.00	0.92253	127.31	0.06	-350.00	-72.00
10	10	PQ	138.00	390.00	80.00	0.96905	133.73	-1.63	-390.00	-80.00
11	11	PQ	230.00			0.95252	219.08	4.98	0.00	0.00
12	12	PQ	230.00			0.95889	220.54	7.56	0.00	0.00
13	13	Slack	230.00	530.00	108.00	0.96890	222.85	11.30	669.98	9.39
14	14	PV	230.00	388.00	78.00	0.97102	223.33	5.23	-388.00	-42.70
15	15	PV	230.00	634.00	128.00	0.99821	229.59	9.98	-34.00	153.10
16	16	PV	230.00	200.00	40.00	0.99352	228.51	9.73	200.00	82.18
17	17	PQ	230.00			1.00109	230.25	11.58	0.00	0.00
18	18	PV	230.00	666.00	136.00	1.00350	230.80	12.26	45.83	-6.08
19	19	PQ	230.00	362.00	74.00	0.98106	225.64	9.07	-362.00	-74.00
20	20	PQ	230.00	256.00	52.00	0.98088	225.60	10.59	-256.00	-52.00
21	21	PV	230.00			1.00489	231.12	12.70	300.00	-23.60
22	22	PV	230.00			1.01582	233.64	16.72	300.00	-6.34
23	23	PV	230.00			0.98471	226.48	12.22	907.43	85.24
24	24	PQ	230.00			0.95550	219.76	5.64	0.00	0.00
1	1	PV	138.00	216.00	44.00	0.92129	127.14	2.99	184.00	-89.72
2	2	PV	138.00	194.00	40.00	0.92319	127.40	2.94	206.00	-88.07

Tablul 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]
1	1	400.00	-45.72	0.9214	120	400	-48	240
2	2	400.00	-48.07	0.9233	120	400	-48	240
7	7	539.50	121.39	0.9756	180	600	-72	360

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]
13	13	1199.98	117.39	0.9689	200	1200	-144	720
14	14	0.00	35.30	1.0300	0	0	-40	200
15	15	600.00	281.10	0.9983	180	600	-72	360
16	16	400.00	122.18	0.9936	120	400	-48	240
18	18	711.83	129.92	1.0036	300	900	-104	540
21	21	300.00	-23.60	1.0050	300	900	-104	540
22	22	300.00	-6.34	1.0159	300	900	-104	540
23	23	907.43	85.24	0.9848	500	1600	-192	960

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]
21	22	231.10	233.60	-105.37	-6.17	106.33	-0.91	0.957	-7.081
19	20	225.60	225.60	-63.20	5.44	63.42	-11.77	0.216	-6.336
1	5	127.10	126.40	69.60	-10.40	-68.33	13.38	1.267	2.979
1	2	127.10	127.40	3.69	-32.88	-3.69	-6.31	0.006	-39.187
20	23	225.60	226.50	-127.42	-1.23	127.89	0.48	0.473	-0.750
19	20	225.60	225.60	-63.20	5.44	63.42	-11.77	0.216	-6.336
2	6	127.40	135.60	55.52	-40.76	-52.86	46.33	2.664	5.563
2	6	127.40	135.60	55.52	-40.76	-52.86	46.33	2.664	5.563
3	9	124.90	127.30	-32.08	-5.73	32.48	4.56	0.394	-1.165
1	2	127.10	127.40	3.69	-32.88	-3.69	-6.31	0.006	-39.187
21	22	231.10	233.60	-105.37	-6.17	106.33	-0.91	0.957	-7.081
20	23	225.60	226.50	-127.42	-1.23	127.89	0.48	0.473	-0.750
20	23	225.60	226.50	-127.42	-1.23	127.89	0.48	0.473	-0.750
19	20	225.60	225.60	-63.20	5.44	63.42	-11.77	0.216	-6.336
6	10	135.60	133.70	-83.14	-74.33	84.42	-154.36	1.279	-228.683
6	10	135.60	133.70	-83.14	-74.33	84.42	-154.36	1.279	-228.683
7	8	134.60	128.70	144.75	35.70	-141.03	-22.83	3.723	12.867
7	8	134.60	128.70	144.75	35.70	-141.03	-22.83	3.723	12.867
8	9	128.70	127.30	-24.80	11.05	25.19	-13.41	0.385	-2.359
8	10	128.70	133.70	-17.57	-17.70	17.84	14.71	0.273	-2.987
8	10	128.70	133.70	-17.57	-17.70	17.84	14.71	0.273	-2.987
1	5	127.10	126.40	69.60	-10.40	-68.33	13.38	1.267	2.979
2	4	127.40	124.40	51.17	3.04	-50.15	-1.97	1.015	1.067
1	3	127.10	124.90	37.42	-3.16	-36.52	1.88	0.901	-1.284
4	9	124.40	127.30	-23.85	-13.03	24.08	11.60	0.234	-1.431
20	23	225.60	226.50	-127.42	-1.23	127.89	0.48	0.473	-0.750
4	9	124.40	127.30	-23.85	-13.03	24.08	11.60	0.234	-1.431
2	4	127.40	124.40	51.17	3.04	-50.15	-1.97	1.015	1.067
5	10	126.40	133.70	-5.33	-54.76	6.13	55.71	0.793	0.948
13	11	222.80	219.10	215.52	12.80	-212.49	1.69	3.038	14.487
13	11	222.80	219.10	215.52	12.80	-212.49	1.69	3.038	14.487
14	11	223.30	219.10	7.10	11.29	-7.05	-27.70	0.052	-16.410
12	13	220.50	222.80	-127.19	-4.31	128.26	3.40	1.073	-0.907
12	13	220.50	222.80	-127.19	-4.31	128.26	3.40	1.073	-0.907
12	23	220.50	226.50	-187.00	-31.65	189.10	39.60	2.099	7.942
12	23	220.50	226.50	-187.00	-31.65	189.10	39.60	2.099	7.942
13	23	222.80	226.50	-17.60	-23.00	17.66	4.13	0.065	-18.865
14	16	223.30	228.50	-197.55	-27.00	199.65	35.42	2.098	8.428
14	16	223.30	228.50	-197.55	-27.00	199.65	35.42	2.098	8.428
15	16	229.60	228.50	28.67	21.64	-28.64	-25.01	0.030	-3.372
15	16	229.60	228.50	28.67	21.64	-28.64	-25.01	0.030	-3.372
15	21	229.60	231.10	-96.90	-3.98	97.49	-1.73	0.594	-5.714
15	21	229.60	231.10	-96.90	-3.98	97.49	-1.73	0.594	-5.714

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U1 [kV]	U2 [kV]	P1 [MW]	Q1 [MVar]	P2 [MW]	Q2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
15	21	229.60	231.10	-96.90	-3.98	97.49	-1.73	0.594	-5.714
15	21	229.60	231.10	-96.90	-3.98	97.49	-1.73	0.594	-5.714
15	24	229.60	219.80	148.12	62.87	-146.33	-59.43	1.789	3.443
15	24	229.60	219.80	148.12	62.87	-146.33	-59.43	1.789	3.443
16	17	228.50	230.30	-125.76	-13.68	126.30	12.44	0.533	-1.239
16	17	228.50	230.30	-125.76	-13.68	126.30	12.44	0.533	-1.239
16	19	228.50	225.60	54.75	44.36	-54.59	-47.87	0.158	-3.515
16	19	228.50	225.60	54.75	44.36	-54.59	-47.87	0.158	-3.515
17	18	230.30	230.80	-83.13	-7.37	83.25	5.32	0.125	-2.046
17	18	230.30	230.80	-83.13	-7.37	83.25	5.32	0.125	-2.046
17	22	230.30	233.60	-86.34	-10.14	87.34	-4.52	1.004	-14.664
18	21	230.80	231.10	-30.17	-4.18	30.20	-1.08	0.030	-5.261
18	21	230.80	231.10	-30.17	-4.18	30.20	-1.08	0.030	-5.261
18	21	230.80	231.10	-30.17	-4.18	30.20	-1.08	0.030	-5.261
18	21	230.80	231.10	-30.17	-4.18	30.20	-1.08	0.030	-5.261
19	20	225.60	225.60	-63.20	5.44	63.42	-11.77	0.216	-6.336
12	10	220.50	133.70	175.93	-6.42	-175.14	36.36	0.782	29.936
12	10	220.50	133.70	175.93	-6.42	-175.14	36.36	0.782	29.936
11	10	219.10	133.70	125.60	-18.97	-125.19	35.44	0.413	16.465
11	10	219.10	133.70	125.60	-18.97	-125.19	35.44	0.413	16.465
12	9	220.50	127.30	138.27	42.38	-137.74	-21.85	0.526	20.530
12	9	220.50	127.30	138.27	42.38	-137.74	-21.85	0.526	20.530
11	9	219.10	127.30	90.41	31.13	-90.18	-21.32	0.233	9.811
24	3	219.80	124.90	146.33	59.43	-145.70	-35.08	0.632	24.355
11	9	219.10	127.30	90.41	31.13	-90.18	-21.32	0.233	9.811
24	3	219.80	124.90	146.33	59.43	-145.70	-35.08	0.632	24.355
								58.740	-391.193

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.

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.

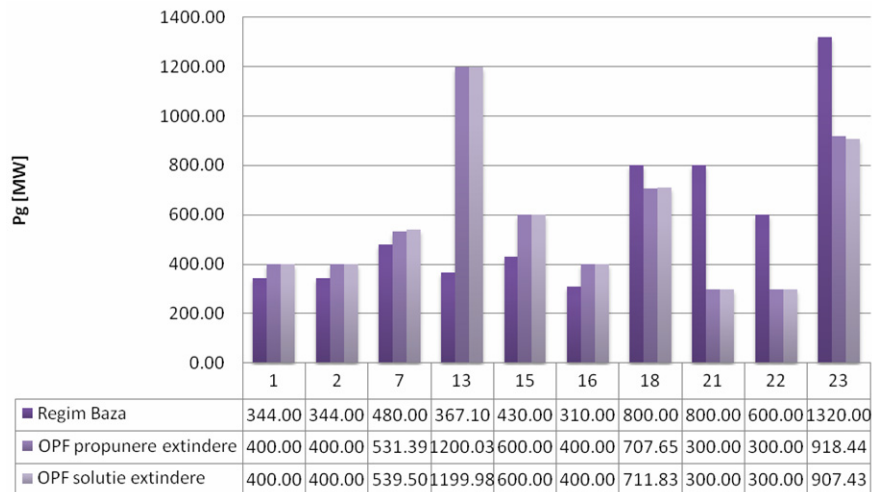


Fig. 8.4.5. Puterea activă generată

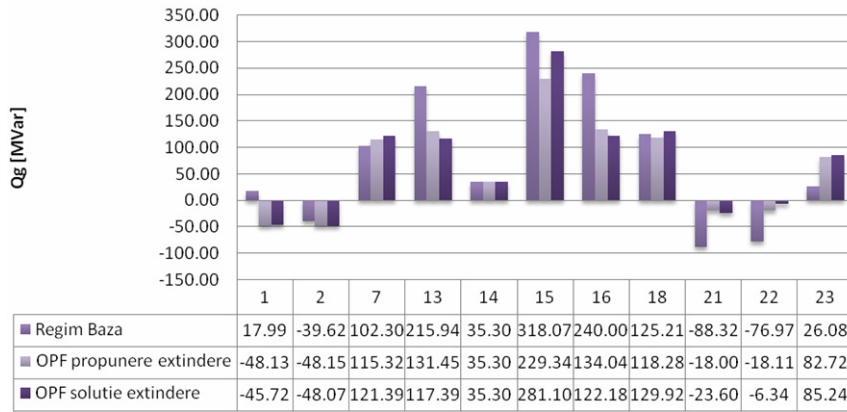


Fig. 8.4.6. Puterea reactivă generată

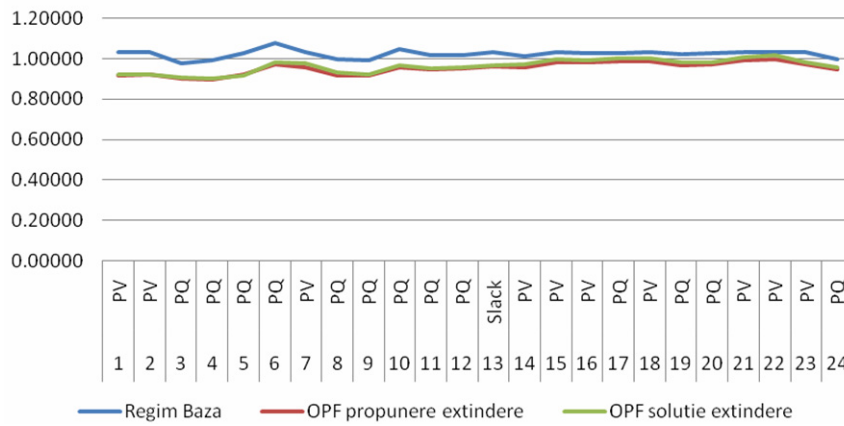


Fig. 8.4.7. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

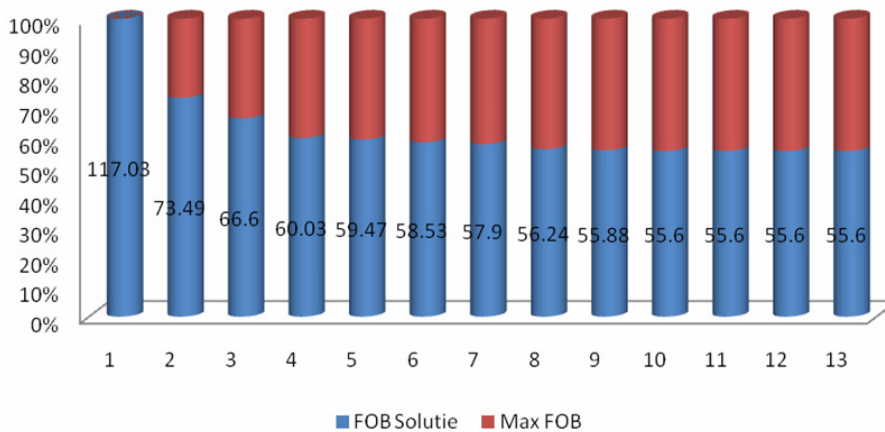


Fig. 8.4.8. Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor

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). 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.

În continuare vor fi prezentate alte două configurații (quasi optime) pentru extindere, rezultate la iterațiile 9 și 8.

Varianta 1 (iterația 9) prezintă, față de soluția optimă următoarele deosebiri:

- nu mai este introdus circuitului 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 19 și 20;
- valoare totală a pierderilor de putere activă în sistem este de 59.336 MW față de 58.740 MW, cea ce reprezintă o creștere de 1.01% față de soluția optimă.

Varianta 2 (iterația 8) prezintă, față de soluția optimă următoarele deosebiri:

- nu mai este introdus circuitului 2 pentru LEA 230 kV dintre nodurile 19 și 20;
- nu mai este introdus circuitului 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 8 și 10;
- este introdus circuitului 2 pentru LEA 138 kV dintre nodurile 1 și 3;
- valoare totală a pierderilor de putere activă în sistem este de 59.707 MW față de 58.740 MW, cea ce reprezintă o creștere de 1.64% față de soluția optimă.

8.5. Sistemul real SEN Vest&Centru

8.5.1. Considerații preliminare. SEN Vest&Centru inițial

Sistemul real SEN Vest&Centru cuprinde subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest al Sistemului Electroenergetic al României (aria "acoperită" de Dispeceratele Energetice Teritoriale Timișoara, Cluj-Napoca și Craiova).

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 – 97, dintre care 23 generatoare și 74 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 126, dintre care 57 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110, 220 și 400 kV, 65 de transformatoare și autotransformatoare și 4 bobine de compensare;
- număr total de generatoare – 40, dintre care 23 de generatoare reale și 17 echivalente.

Lista nodurilor sistemului:

1 Arad 220 kV (28069)	50 Pestiș 220 kV (28066)
2 Arad 400 kV (28008)	51 Porțile de Fier 1 15 kV (29189)
3 Arad A 110 kV (28774)	52 Porțile de Fier 2 15 kV (29190)
4 Arad B 110 kV (28775)	53 Porțile de Fier 3 15 kV (29191)
5 Baia Mare 110 kV (28485)	54 Porțile de Fier 4 15 kV (29192)
6 Baia Mare 220 kV (28093)	55 Porțile de Fier 400 kV (28004)
7 Baia Mare 3 110 kV (28484)	56 Porțile de Fier 5 15 kV (29193)
8 Baru Mare 110 kV (28800)	57 Porțile de Fier 6 15 kV (29250)
9 Baru Mare 220 kV (28064)	58 Porțile de Fier A 220 kV (28047)
10 Békéscsaba 400 kV (10)	59 Porțile de Fier B 220 kV (28046)
11 Calafat 110 kV (28709)	60 Râul Mare 220 kV (28914)
12 Calafat 220 kV (28051)	61 Reșița 220 kV (28052)
13 Câmpia Turzii 220 kV (28088)	62 Reșița A 110 kV (28729)
14 Cetate 1 220 kV (28050)	63 Reșița B 110 kV (28730)
15 Cetate 110 kV (29102)	64 Retezat 1 15 kV (29162)
16 Cluj Est 110 kV (28509)	65 Roșiori 220 kV (28094)

17 Cluj Est 400 kV (28038)	66 Roşiori 400 kV (28039)
18 Đerdap 400 kV (85)	67 Rovinari 3 24 kV (29121)
19 Gădălin 400 kV (28037)	68 Rovinari 4 24 kV (29238)
20 Hăjdat Oţelărie 220 kV (28065)	69 Rovinari 5 24 kV (29119)
21 Hăşdat 110 kV (28795)	70 Rovinari 6 24 kV (29263)
22 Iaz 1 220 kV (28054)	71 Săcălaz 110 kV (28756)
23 Iaz 2 220 kV (28053)	72 Săcălaz 220 kV (28070)
24 Iaz A 110 kV (28736)	73 Săndorfalva 400 kV (75)
25 Iaz B 110 kV (28737)	74 Sibiu 220 kV (28100)
26 Iernut 110 kV (28524)	75 Sibiu 400 kV (28034)
27 Iernut 220 kV (28087)	76 Sibiu Sud A 110 kV (28537)
28 Iernut 400 kV (28036)	77 Sibiu Sud B 110 kV (28538)
29 Iernut 5 15 kV (29159)	78 Jânţăreni 4 400 kV (29264)
30 Iernut 6 15 kV (29160)	79 Timişoara 110 kV (28746)
31 Kozloduy 1 400 kV (22)	80 Timişoara 110 kV (28747)
32 Kozloduy 2 400 kV (23)	81 Timişoara 220 kV (28071)
33 Lotru 1 15 kV (29232)	82 Tîrgu Jiu 220 kV (28062)
34 Lotru 110 kV (28562)	83 Turceni 1 24 kV (29265)
35 Lotru 2 15 kV (29233)	84 Turceni 3 24 kV (29266)
36 Lotru 220 kV (28040)	85 Turceni 4 24 kV (29267)
37 Mintia 110 kV (28787)	86 Turceni 5 24 kV (29268)
38 Mintia 3 15 kV (29260)	87 Turnu Severin 220 kV (28048)
39 Mintia 400 kV (28003)	88 Turnu Severin 220 kV (28049)
40 Mintia 5 15 kV (29169)	89 Turnu Severin Est 110 kV (28719)
41 Mintia 6 15 kV (29262)	90 Ungheni 220 kV (28086)
42 Mintia A 220 kV (28067)	91 Ungheni A 110 kV (28459)
43 Mintia B 220 kV (28068)	92 Ungheni B 110 kV (28460)
44 Mukačevo 400 kV (84)	93 Urecheşti 110 kV (28694)
45 Oradea 400 kV (28096)	94 Urecheşti 220 kV (28045)
46 Oradea II 110 kV (28839)	95 Urecheşti 400 kV (28002)
47 Paroşeni 110 kV (28808)	96 Vetiş 110 kV (28491)
48 Paroşeni 220 kV (28063)	97 Vetiş 220 kV (28095)
49 Pestiş 110 kV (28792)	

Lista grupurilor generatoare:

1 Arad B (echivalent)	21 Porţile de Fier 2, 190 MW
2 Baia Mare (echivalent)	22 Porţile de Fier 3, 190 MW
3 Baru Mare (echivalent)	23 Porţile de Fier 4, 190 MW
4 Calafat (echivalent)	24 Porţile de Fier 5, 190 MW
5 Cetate (echivalent)	25 Porţile de Fier 6, 190 MW
6 Cluj Est (echivalent)	26 Reşiţa B (echivalent)
7 Hăşdat (echivalent)	27 Retezat 1, 100 MW
8 Iaz B (echivalent)	28 Rovinari 3, 300 MW
9 Iernut 5, 200 MW	29 Rovinari 4, 300 MW
10 Iernut 6, 200 MW	30 Rovinari 5, 300 MW
11 Iernut (echivalent)	31 Rovinari 6, 300 MW
12 Lotru 1, 170 MW	32 Săcălaz (echivalent)
13 Lotru 2, 170 MW	33 Sibiu (echilibrare)
14 Lotru (echivalent)	34 Timişoara (echivalent) MW
15 Mintia 3, 190 MW	35 Turceni 1, 300 MW
16 Mintia 5, 190 MW	36 Turceni 3, 300 MW

17 Mintia 6, 190 MW	37 Turceni 4, 300 MW
18 Oradea II (echivalent)	38 Turceni 5, 300 MW
19 Paroșeni (echivalent)	39 Turnu Severin Est (echivalent)
20 Porțile de Fier 1, 190 MW	40 Ungheni A (echivalent)

Lista LEA:

- 1 LEA 400 kV Urechești – Jânțăreni
- 2 LEA 400 kV Urechești – Porțile de Fier
- 3 LEA 400 kV Jânțăreni – Sibiu
- 4 LEA 400 kV Jânțăreni – Kozloduy 2
- 5 LEA 400 kV Jânțăreni – Kozloduy 1
- 6 LEA 400 kV Sibiu – Iernut
- 7 LEA 400 kV Sândorfalva – Arad
- 8 LEA 400 kV Roșiori – Oradea
- 9 LEA 400 kV Oradea – Békéscsaba
- 10 LEA 400 kV Mukačevo – Roșiori
- 11 LEA 400 kV Mintia – Sibiu
- 12 LEA 400 kV Mintia – Arad
- 13 LEA 400 kV Iernut – Gădălin
- 14 LEA 400 kV Gădălin – Roșiori
- 15 LEA 400 kV Gădălin – Cluj Est
- 16 LEA 400 kV Đerdap – Porțile de Fier
- 17 LEA 400 kV Arad – Békéscsaba
- 18 LEA 220 kV Urechești – Tîrgu Jiu
- 19 LEA 220 kV Ungheni – Iernut
- 20 LEA 220 kV Ungheni – Iernut
- 21 LEA 220 kV Tîrgu Jiu – Paroșeni
- 22 LEA 220 kV Săcălaz – Timișoara
- 23 LEA 220 kV Roșiori – Vetiș
- 24 LEA 220 kV Reșița – Timișoara
- 25 LEA 220 kV Reșița – Timișoara
- 26 LEA 220 kV Reșița – Iaz 2
- 27 LEA 220 kV Reșița – Iaz 1
- 28 LEA 220 kV Porțile de Fier B – Porțile de Fier A (cuplă)
- 29 LEA 220 kV Porțile de Fier A – Turnu Severin
- 30 LEA 220 kV Porțile de Fier A – Turnu Severin
- 31 LEA 220 kV Porțile de Fier A – Reșița
- 32 LEA 220 kV Porțile de Fier A – Reșița
- 33 LEA 220 kV Porțile de Fier A – Cetate 1
- 34 LEA 220 kV Porțile de Fier A – Calafat
- 35 LEA 220 kV Pestiș – Mintia B
- 36 LEA 220 kV Pestiș – Mintia A
- 37 LEA 220 kV Paroșeni – Baru Mare
- 38 LEA 220 kV Mintia B – Mintia A
- 39 LEA 220 kV Mintia A – Timișoara
- 40 LEA 220 kV Lotru – Sibiu
- 41 LEA 220 kV Lotru – Sibiu
- 42 LEA 220 kV Iernut – Câmpia Turzii
- 43 LEA 220 kV Iernut – Baia Mare
- 44 LEA 220 kV Hăjdat Oțelărie – Râul Mare
- 45 LEA 220 kV Hăjdat Oțelărie – Pestiș

- 46 LEA 220 kV Hăjdat Oțelărie – Mintia B
- 47 LEA 220 kV Baru Mare – Hăjdat Oțelărie
- 48 LEA 220 kV Baia Mare – Roșiori
- 49 LEA 220 kV Baia Mare – Roșiori
- 50 LEA 220 kV Arad – Timișoara
- 51 LEA 220 kV Arad – Săcălaz
- 52 LEA 110 kV Timișoara – Timișoara
- 53 LEA 110 kV Reșița A – Reșița B (cuplă)
- 54 LEA 110 kV Reșița A – Iaz B
- 55 LEA 110 kV Iaz B – Iaz A (cuplă)
- 56 LEA 110 kV Calafat – Cetate
- 57 LEA 110 kV Arad A – Arad B (cuplă)

Lista transformatoarelor și autotransformatoarelor:

- | | |
|---------------------------------|------------------------------------|
| 1 ATR 220/110 kV Arad | 34 ATR 220/400 kV Porțile de Fier |
| 2 ATR 220/110 kV Baia Mare | 35 ATR 220/400 kV Porțile de Fier |
| 3 ATR 220/110 kV Baia Mare | 36 ATR 220/400 kV Porțile de Fier |
| 4 ATR 220/110 kV Baru Mare | 37 ATR 220/400 kV Roșiori |
| 5 ATR 220/110 kV Calafat | 38 ATR 220/400 kV Sibiu |
| 6 ATR 220/110 kV Cetate | 39 ATR 220/400 kV Sibiu |
| 7 ATR 220/110 kV Hăjdat | 40 ATR 220/400 kV Urechești |
| 8 ATR 220/110 kV Hăjdat | 41 ATR 400/110 kV Arad |
| 9 ATR 220/110 kV Iaz | 42 ATR 400/110 kV Cluj Est |
| 10 ATR 220/110 kV Iaz | 43 ATR 400/110 kV Oradea |
| 11 ATR 220/110 kV Iernut | 44 Trafo 220/15 kV Lotru |
| 12 ATR 220/110 kV Lotru | 45 Trafo 220/15 kV Lotru |
| 13 ATR 220/110 kV Mintia | 46 Trafo 220/15 kV Porțile de Fier |
| 14 ATR 220/110 kV Mintia | 47 Trafo 220/15 kV Porțile de Fier |
| 15 ATR 220/110 kV Paroșeni | 48 Trafo 220/15 kV Porțile de Fier |
| 16 ATR 220/110 kV Pestiș | 49 Trafo 220/15 kV Porțile de Fier |
| 17 ATR 220/110 kV Reșița | 50 Trafo 220/15 kV Porțile de Fier |
| 18 ATR 220/110 kV Reșița | 51 Trafo 220/15 kV Porțile de Fier |
| 19 ATR 220/110 kV Săcălaz | 52 Trafo 220/15 kV Iernut |
| 20 ATR 220/110 kV Sibiu | 53 Trafo 220/15 kV Iernut |
| 21 ATR 220/110 kV Sibiu | 54 Trafo 220/15 kV Mintia |
| 22 ATR 220/110 kV Timișoara | 55 Trafo 220/15 kV Mintia |
| 23 ATR 220/110 kV Timișoara | 56 Trafo 220/15 kV Mintia |
| 24 ATR 220/110 kV Turnu Severin | 57 Trafo 220/15 kV Râul Mare |
| 25 ATR 220/110 kV Turnu Severin | 58 Trafo 400/24 kV Jânțăreni |
| 26 ATR 220/110 kV Ungheni | 59 Trafo 400/24 kV Jânțăreni |
| 27 ATR 220/110 kV Ungheni | 60 Trafo 400/24 kV Jânțăreni |
| 28 ATR 220/110 kV Urechești | 61 Trafo 400/24 kV Jânțăreni |
| 29 ATR 220/110 kV Vetis | 62 Trafo 400/24 kV Urechești |
| 30 ATR 220/400 kV Arad | 63 Trafo 400/24 kV Urechești |
| 31 ATR 220/400 kV Iernut | 64 Trafo 400/24 kV Urechești |
| 32 ATR 220/400 kV Mintia | 65 Trafo 400/24 kV Urechești |
| 33 ATR 220/400 kV Mintia | |

Lista bobinelor de compensare:

- | | |
|---------------------------|---------------------------|
| 1 Mintia (28003) 100 MVAR | 3 Iernut (28087) 100 MVAR |
| 2 Arad (28008) 100 MVAR | 4 Oradea (28096) 100 MVAR |

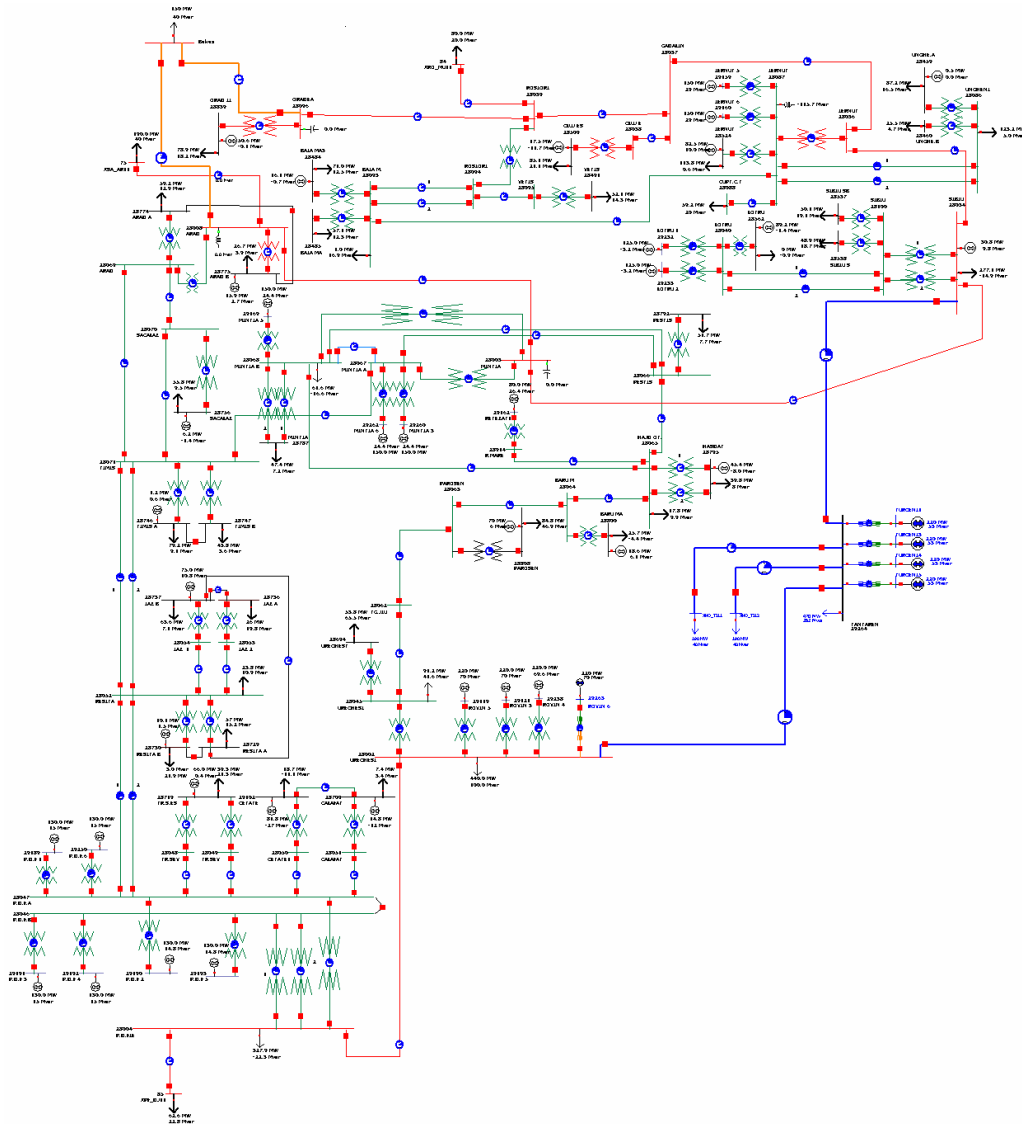


Fig. 8.5.1. SEN Vest&Centru – schema monofilară inițială

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 Est și Sud-Est și Nord-Est ale SEN. Nodul de echilibrare a fost considerat cel aferent barei de 400 kV de la Sibiu (nodul 28034).

Bazele de date au fost elaborate în cadrul programul de calcul PowerWorld, versiunea 16 [Powerworld] și apoi importate de instrumentul soft propriu (*PSO Optimal Power Flow & TNEP*).

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.

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 3 (CD):

- a) Anexa 3, Tabelul A8.5.1 – Parametri liniei electrice aeriene;
- b) Anexa 3, Tabelul A8.5.2 – Parametri transformatoare, autotransformatoare și bobine de compensare;
- c) Anexa 3, Tabelul A8.5.3 – Date și rezultate noduri regim de bază (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- d) Anexa 3, Tabelul A8.5.4 – Date generatoare regim de bază;
- e) Anexa 3, Tabelul A8.5.5 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim de bază (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Compararea rezultatelor obținute cu cele corespunzătoare regimului maxim-seară-iarnă furnizat de către UnODEN evidențiază o bună concordanță atât în ceea ce privește nivelul de tensiune, cât și circulația de puteri. Edificatoare în acest sens este compararea puterii generate în nodul de echilibrare (grupul echivalent conectat pe bara de 400 kV de la Sibiu): 30.79 MW (în loc de 31.12 MW), respectiv 9.83 MVar (în loc de 10.58 MVar).

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 4226.9 MW, puterea activă generată de 4312.2 MW, pierderile de putere activă fiind de 85.3 MW.

8.5.2. Sistemul SEN Vest&Centru 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 2324 MW (față de 1830.6 MW în regimul inițial), respectiv reactivă 624 MVar (față de 465.4 MVar). Modificările consumului pentru fiecare nod se regăsesc în Anexa 3, Tabelul A8.5.9 – Date și rezultate noduri SEN Vest&Centru 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 abordate trei scenarii, care vor fi analizate separat în cadrul extinderii. Tabelul 8.5.1 prezintă valorile transferurilor (consumurilor) de putere activă și reactivă pentru toate cele trei variante.

S-a introdus și exportul potențial către Serbia prin linia de 400 kV (perspectivă) Reșița-Pancevo.

Tabelul 8.5.1. Transferurile de putere prognozate

Nume Nod	Nr. Nod	P _c [MW]				Q _c [MVar]			
		2010	2019			2010	2019		
			Caz 1	Caz 2	Caz 3		Caz 1	Caz 2	Caz 3
Békéscsaba	10	150.00	400.00	500.00	600.00	40.00	10.00	0.00	0.00
Kozloduy 1	22	190.00	200.00	250.00	350.00	40.00	50.00	0.00	0.00
Kozloduy 2	23	190.00	200.00	250.00	350.00	40.00	50.00	0.00	0.00
Sándorfalva	75	190.00	400.00	450.00	500.00	40.00	10.00	0.00	0.00
Mukačevo	84	80.00	100.00	100.00	150.00	20.00	20.00	20.00	20.00
Đerdap	85	62.60	80.00	80.00	80.00	22.80	20.00	20.00	20.00
Urechești	28002	440.00	250.00	200.00	100.00	100.00	100.00	100.00	50.00
Porțile de Fier	28004	327.90	200.00	250.00	250.00	-22.30	50.00	0.00	0.00
Sibiu	28034	277.10	300.00	250.00	250.00	-14.90	20.00	20.00	20.00
Jântăreni	29264	470.00	250.00	200.00	100.00	18.20	100.00	100.00	50.00
Pančevo 1	29269	-	300.00	400.00	450.00	-	50.00	0.00	0.00
Pančevo 2	29272	-	300.00	400.00	450.00	-	50.00	0.00	0.00
		2377.60	2980.00	3330.00	3630.00	283.80	530.00	260.00	160.00

Pentru acoperirea consumului au fost introduse în sistem, conform [Trans2011], următoarele grupuri generatoare:

- două grupuri generatoare de 330 MW de tip termo la Sărdănești;
- trei parcuri eoliene, cu injecție de putere în nodurile Reșița (400 MW), Porțile de Fier (400 MW) și Iaz (400 MW).

Caracteristicile grupurilor generatoare noi introduse se regăsesc în Anexa 3 (CD), Tabelul A8.5.6 – 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 este prezentată în Fig. 8.5.2, acesta prezentând următoarele modificări față de sistemul inițial:

- s-au introdus noduri noi de 400 kV la Reșița, Timișoara și Săcălaz;
- s-au introdus linia de 400 kV Porțile de Fier – Anina – Reșița;
- s-au introdus suplimentar 2 autotransformatoare de 400/220 kV, 400 MVA în stația Porțile de Fier;
- s-a introdus linia 400 kV d.c. Reșița – Pancevo;
- s-a introdus un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Reșița;
- s-au introdus suplimentar 2 autotransformatoare de 220/110 kV, 200 MVA în stația Reșița;
- s-a introdus o bobină de compensare de 100 MVar în stația Reșița;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Reșița – Iaz 1;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Reșița – Iaz 2;
- s-au introdus suplimentar 2 autotransformatoare de 220/110 kV, 200 MVA, în stația Iaz;
- s-a înlocuit linia 220 kV d.c. Reșița – Timișoara cu o linie de 400 kV d.c.;
- s-a introdus un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Timișoara;
- s-a introdus suplimentar un transformator de 220/110 kV, 200 MVA în stația Timișoara;
- s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Timișoara – Mintia;
- s-a înlocuit linia 220 kV Timișoara – Săcălaz – Arad cu o linie de 400 kV;
- s-a introdus circuitului 2 linia 220 kV Timișoara – Săcălaz – Arad (soluție alternativă);
- s-a înlocuit linia 220 kV Timișoara – Arad cu o linie de 400 kV;
- s-a introdus circuitului 2 linia 220 kV Timișoara – Arad (soluție alternativă);
- s-a introdus un transformator de 400/110 kV, 250 MVA la Săcălaz;
- s-a introdus o bobină de compensare de 100 MVar la Săcălaz;
- s-a eliminat autotransformatorul de 220/110 kV de la Săcălaz;
- s-au eliminat autotransformatoarele de 400/220 kV și 220/110 kV din stația Arad;

- s-a introdus suplimentar circuitul 2 axul 220 kV Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat;
- s-a introdus suplimentar un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA în stația Urechești.

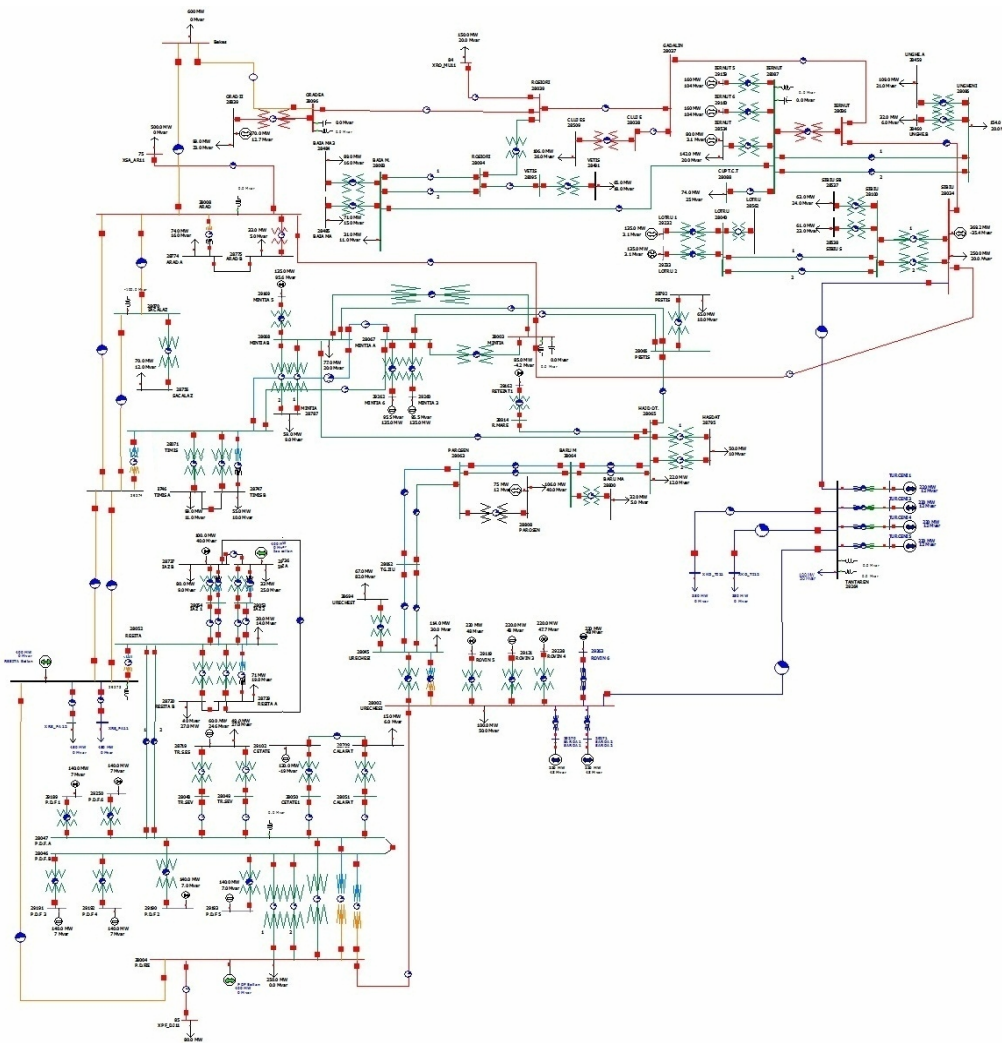


Fig. 8.5.2. Structura sistemului SEN Vest&Centru extins maximal

Parametrii noilor elemente de rețea se regăsesc în Anexa 3, Tabelul A8.5.7 – Parametri LEA suplimentare, și Tabelul A8.5.8 – Parametri transformatoare și autotransformatoare și bobine de compensare suplimentare (CD).

Sistemul extins maximal cuprinde suplimentar (față de cel inițial) 14 LEA de 220, 400 kV, 9 autotransformatoare și 2 bobine de compensare. Caracteristicile globale ale sistemului sunt următoarele:

- număr total de noduri – 102, dintre care 34 noduri generatoare și 68 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 142, dintre care 67 linii electrice aeriene de 110, 220 și 400 kV, 75 de transformatoare și autotransformatoare și 8 bobine;
- număr total de generatoare – 34, dintre care 23 reale și 11 echivalente.

Sistemul extins maximal a fost analizat pentru regimurile rezultate pe baza celor 3 scenarii de transfer de putere prezentate în tabelul 8.5.1. În continuare se prezintă fiecare regim maximal rezultat și soluția de extindere optimă aferentă.

8.5.3. SEN Vest&Centru – transfer de putere 2890 MW

8.5.3.1. Regimul optim de funcționare al sistemului extins maximal

Regimul optim de funcționare a fost determinat utilizând aplicația software proprie (*PSO Optimal Power Flow & TNEP* – componenta OPF). Rezultatele obținute pentru OPF sunt prezentate în Anexa 3 (CD):

- Tabelul A8.5.9 – Date și rezultate noduri regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul A8.5.10 – Date generatoare regim extins maximal OPF;
- Tabelul A8.5.11 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim extins maximal OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Valoarea totală a pierderilor de putere activă pe întreg sistemul, obținută în urma optimizării, este de 167.1 MW față de 199.6 MW pentru regimul de bază, rezultând o scădere de aproximativ 16%. Tensiunile în noduri se mențin în benzile admisibile (menționate anterior), fără a fi înregistrate încălcări ale limitelor.

Figura 8.5.3 prezintă evoluția algoritmului PSO pentru determinarea OPF.

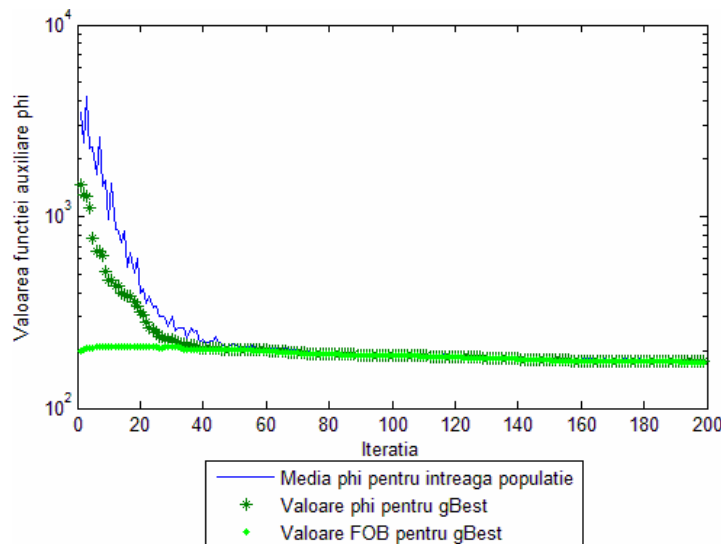


Fig. 8.5.3. Evoluția PSO pentru determinarea OPF

Mărimile reprezentate au următoarele semnificații:

- cu verde deschis sunt reprezentate valorile FOB pentru $gBest$ (soluția OPF). Se observă că FOB are o scădere accentuată pe parcursul primelor 50 de iterații;
- cu verde închis sunt reprezentate valorile funcției auxiliare Φ pentru $gBest$. Suprapunerea valorilor lui Φ cu cele ale FOB indică absența unor încălcări ale RR;
- pentru primele 80 de iterații valoarea funcției auxiliare Φ este cu mult mai mare decât valoarea FOB, algoritmul reușind totuși să "regleze" valorile variabilelor de control astfel încât RR să nu mai fie încălcate;
- graficul albastru reprezintă valorile medii ale funcției Φ pentru întreaga populație pe parcursul iterațiilor de optimizare. Forma zimțată a acestuia indică faptul că populația prezintă diversitate, explorând eficient spațiul soluțiilor pentru faza inițială a algoritmului. Aplatizarea înregistrată spre final confirmă convergența procesului.

Zona aplatizată a graficului reprezintă încercarea algoritmului de a îmbunătăți cât mai mult valoarea funcției Φ , pentru eliminarea unor încălcări ale RR.

Totodată se poate observa că deși dimensiunile sistemului SEN Vest&Centru sunt mult mai mari decât cele ale sistemelor test, numărul de iterații necesare pentru determinarea soluției nu crește simțitor.

8.5.3.2. Prezentarea soluției de extindere

Extinderea optimă a sistemului a fost realizată folosind aplicația software *PSO Optimal Power Flow & TNEP* (componenta TNEP cu PSO), soluția fiind obținută în 11 iterații.

Structura monofilară a soluției de extindere optimă este prezentată în Fig. 8.5.4:

- număr total de noduri – 102, dintre care 34 noduri generatoare și 68 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 143, dintre care 65 linii electrice aeriene de 110, 220 și 400 kV, 70 de transformatoare și autotransformatoare și 8 bobine;
- număr total de generatoare – 34, dintre care 23 reale și 11 echivalente.

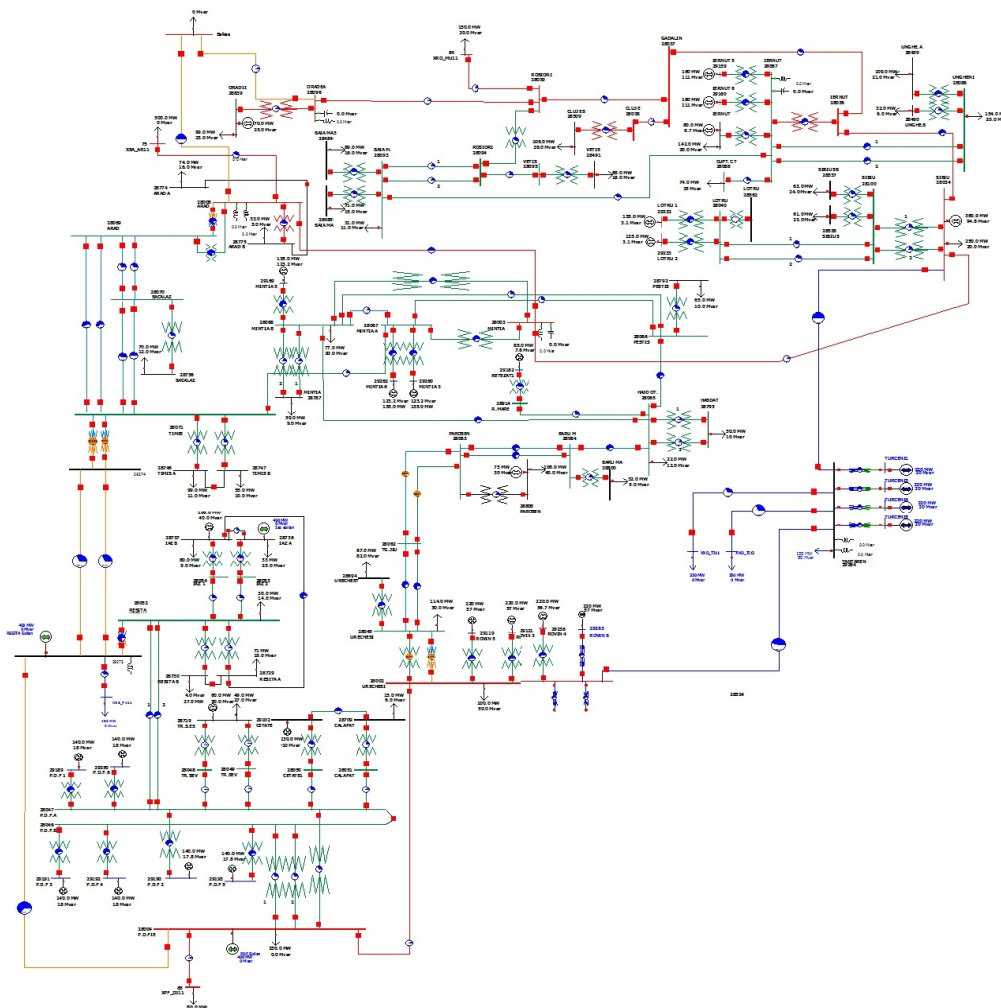


Fig. 8.5.4. Structura sistemului SEN Vest&Centru – soluția optimă de extindere

Soluția optimă de extindere se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 8.5.1):

- introducerea nodurilor noi de 400 kV la Reșița, Timișoara;
- introducerea liniei de 400 kV Porțile de Fier – Anina – Reșița;
- introducerea liniei 400 kV s.c. Reșița – Pancevo;
- introducerea unui autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Reșița;
- introducerea bobinei de compensare de 100 MVar în stația Reșița;
- înlocuirea liniei 220 kV d.c. Reșița – Timișoara cu o linie de 400 kV d.c.;
- introducerea autotransformatorului de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Timișoara;
- introducerea circuitului 2 linia 220 kV Timișoara – Săcălaz - Arad;
- introducerea circuitului 2 linia 220 kV Timișoara – Arad;
- introducerea unui autotransformator suplimentar de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Arad;
- introducerea circuitului 2 axul 220 kV Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni – Baru Mare;
- introducerea unui autotransformator suplimentar de 400/220 kV, 400 MVA în stația Urechești.

Dintre elementele RET prezente în sistemul extins maximal

- nu s-au introdus cele 2 autotransformatoare suplimentare de 400/220 kV, 400 MVA în stația Porțile de Fier;
- nu s-au introdus cele două autotransformatoare suplimentare de 220/110 kV, 200 MVA din stația Reșița;
- nu s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Reșița – Iaz 1;
- nu s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Reșița – Iaz 2;
- nu s-au introdus cele două autotransformatoare suplimentare de 220/110 kV, 200 MVA, în stația Iaz;
- nu s-a introdus autotransformatorul suplimentar de 220/110 kV, 200 MVA în stația Timișoara
- nu s-a introdus circuitul suplimentar 2 linia 220 kV Timișoara – Mintia;
- nu a fost înlocuită linia 220 kV Timișoara – Săcălaz – Arad cu o linie de 400 kV;
- nu a fost înlocuită linia 220 kV Timișoara – Arad cu o linie de 400 kV;
- nu s-a introdus transformatorul de 400/110 kV, 250 MVA la Săcălaz;
- nu s-a introdus bobina de compensare de 100 MVar la Săcălaz;
- nu s-a eliminat autotransformatorul de 220/110 kV de la Săcălaz;
- nu s-au eliminat autotransformatoarele de 400/220 kV și 220/110 kV din stația Arad;
- nu s-a introdus circuitul 2 linia 220 kV Baru Mare – Hășdat.

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în Anexa 3 (CD):

- a) Tabelul A8.5.12 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- b) Tabelul A8.5.13 – Date generatoare soluție optimă de extindere regim OPF;
- c) Tabelul A8.5.14 – 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.

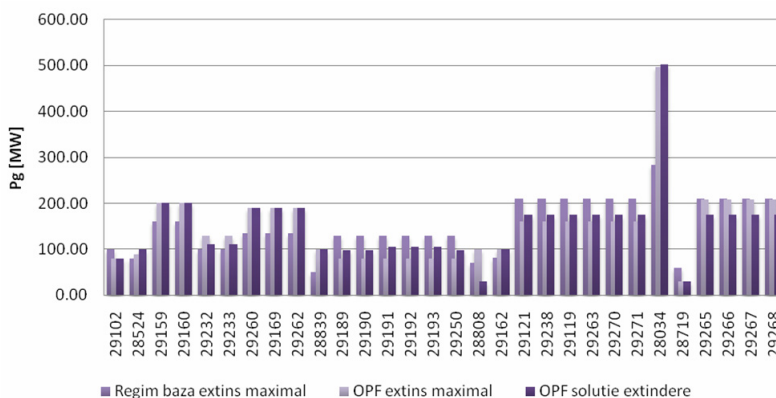


Fig. 8.5.5. Puterea activă generată

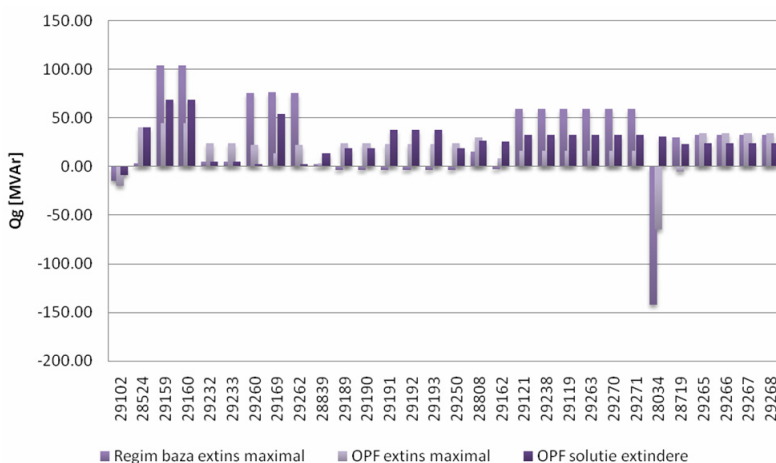


Fig. 8.5.6. Puterea reactivă generată

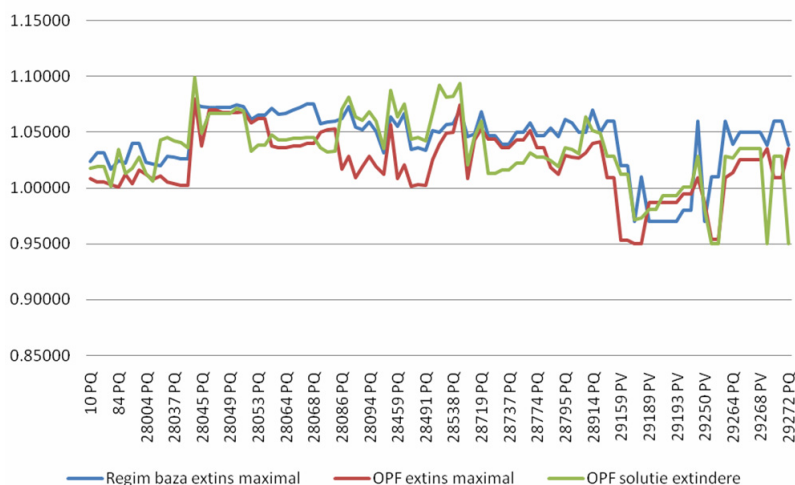


Fig. 8.5.7. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

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). Datorită dimensiunilor sistemului și a numărului relativ mare de elemente de rețea propuse pentru extindere, se observă că valoarea FOB prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării algoritmului.

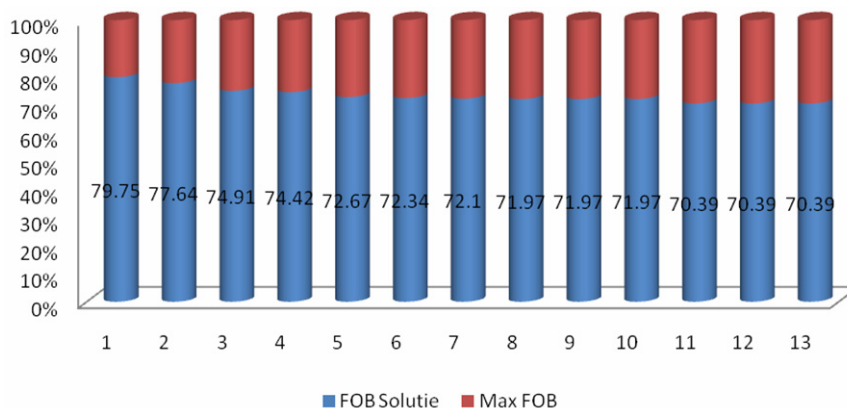


Fig. 8.5.8. Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor

În continuare se prezintă alte două configurații (quasi optime) pentru extindere:

Varianta 1 prezintă, față de soluția optimă următoarele deosebiri:

- înlocuirea liniei 220 kV d.c. Reșița – Timișoara cu o linie de 400 kV s.c. (în loc de d.c. în soluția optimă);
- introducerea circuitului 2 axul 220 kV Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni (în loc de Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni – Baru Mare în soluția optimă).

Varianta 2 prezintă, față de soluția optimă următoarele deosebiri:

- înlocuirea liniei 220 kV d.c. Reșița – Timișoara cu o linie de 400 kV s.c. (în loc de d.c. în soluția optimă);
- introducerea circuitului 2 axul 220 kV Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni (în loc de Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni – Baru Mare în soluția optimă);
- nu se introduce circuitul 2 linia 220 kV Timișoara – Săcălaz - Arad.

8.5.4. SEN Vest&Centru – transfer de putere 3330 MW

8.5.4.1. Regimul optim de funcționare al sistemului extins maximal

Regimul optim de funcționare a fost determinat utilizând aplicația software proprie (*PSO Optimal Power Flow & TNEP* – componenta OPF). Rezultatele obținute pentru OPF sunt prezentate în Anexa 3 (CD):

- Tabelul A8.5.15 – Date și rezultate noduri regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul A8.5.16 – Date generatoare regim extins maximal OPF;
- Tabelul A8.5.17 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim extins maximal OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Valoarea totală a pierderilor de putere activă pe întreg sistemul, obținută în urma optimizării, este de 189.4 MW față de 222.1 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 8.5.9 prezintă evoluția algoritmului PSO pentru determinarea OPF.

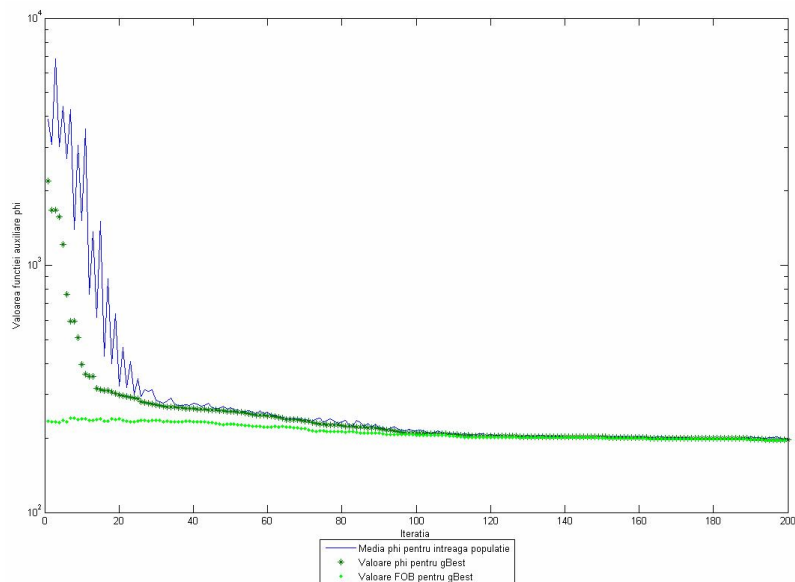


Fig. 8.5.9. Evoluția PSO pentru determinarea OPF

Mărimile reprezentate au următoarele semnificații:

- cu verde deschis sunt reprezentate valorile FOB pentru $gBest$ (soluția OPF). Se observă că FOB are o scădere accentuată pe parcursul primelor 50 de iterații;
- cu verde închis sunt reprezentate valorile funcției auxiliare Φ pentru $gBest$. Suprapunerea valorilor lui Φ cu cele ale FOB indică absența unor încălcări ale RR;
- pentru primele 80 de iterații valoarea funcției auxiliare Φ este cu mult mai mare decât valoarea FOB, algoritmul reușind totuși să "regleze" valorile variabilelor de control astfel încât RR să nu mai fie încălcate;
- graficul albastru reprezintă valorile medii ale funcției Φ pentru întreaga populație pe parcursul iterațiilor de optimizare. Forma zăcută a acestuia indică faptul că populația prezintă diversitate, explorând eficient spațiul soluțiilor pentru faza inițială a algoritmului. Aplatizarea înregistrată spre final confirmă convergența procesului

Zona aplatizată a graficului reprezintă încercarea algoritmului de a îmbunătăți cât mai mult valoarea funcției Φ , pentru eliminarea unor încălcări ale RR.

Totodată se poate observa că deși dimensiunile sistemului SEN Vest&Centru sunt mult mai mari decât cele ale sistemelor test, numărul de iterații necesare pentru determinarea soluției nu crește simțitor.

8.5.4.2. Prezentarea soluției de extindere

Extinderea optimă a sistemului a fost realizată folosind aplicația software *PSO Optimal Power Flow & TNEP* (componenta TNEP cu PSO), soluția fiind obținută în 14 iterații.

Structura monofilară a soluției de extindere optimă este prezentată în Fig. 8.5.10:

- număr total de noduri – 102, dintre care 34 noduri generatoare și 68 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 144, dintre care 66 linii electrice aeriene de 110, 220 și 400 kV, 70 de transformatoare și autotransformatoare și 8 bobine;
- număr total de generatoare – 34, dintre care 23 reale și 11 echivalente.

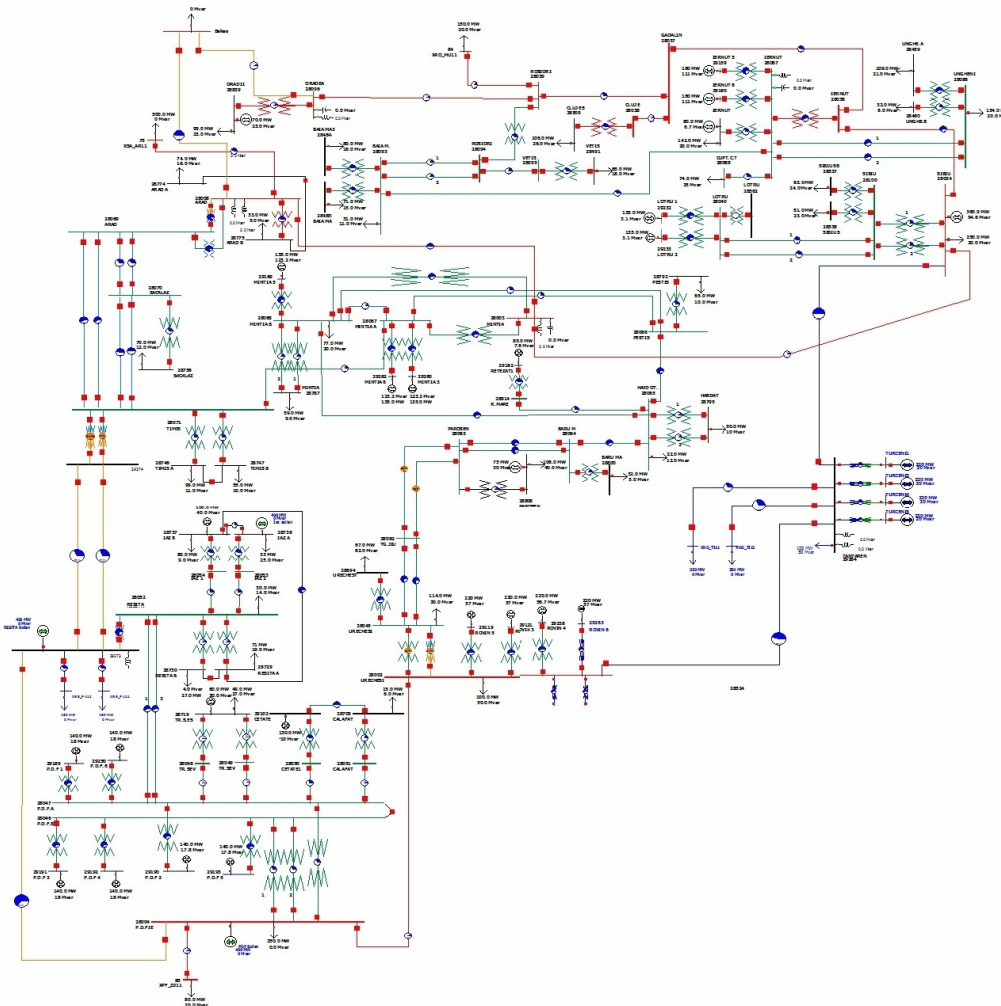


Fig. 8.5.10. Structura sistemului SEN Vest&Centru – soluția optimă de extindere

Soluția optimă de extindere se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 8.5.1):

- introducerea nodurilor noi de 400 kV la Reșița, Timișoara;
- introducerea liniei de 400 kV Porțile de Fier – Anina – Reșița;
- introducerea liniei 400 kV d.c. Reșița – Pancevo;
- introducerea unui autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Reșița;
- introducerea bobinei de compensare de 100 MVar în stația Reșița;
- înlocuirea liniei 220 kV d.c. Reșița – Timișoara cu o linie de 400 kV d.c.;
- introducerea autotransformatorului de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Timișoara;
- introducerea circuitului 2 linia 220 kV Timișoara – Săcălaz - Arad;
- introducerea circuitului 2 linia 220 kV Timișoara – Arad;
- introducerea unui autotransformator suplimentar de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Arad;
- introducerea circuitului 2 axul 220 kV Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni – Baru Mare;
- introducerea unui autotransformator suplimentar de 400/220 kV, 400 MVA în stația Urechești.

Dintre elementele RET prezente în sistemul extins maximal

- nu s-au introdus cele 2 autotransformatoare suplimentare de 400/220 kV, 400 MVA în stația Porțile de Fier;
- nu s-au introdus cele două autotransformatoare suplimentare de 220/110 kV, 200 MVA din stația Reșița;
- nu s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Reșița – Iaz 1;
- nu s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Reșița – Iaz 2;
- nu s-au introdus cele două autotransformatoare suplimentare de 220/110 kV, 200 MVA, în stația Iaz;
- nu s-a introdus autotransformatorul suplimentar de 220/110 kV, 200 MVA în stația Timișoara
- nu s-a introdus circuitul suplimentar 2 linia 220 kV Timișoara – Mintia;
- nu a fost înlocuită linia 220 kV Timișoara – Săcălaz – Arad cu o linie de 400 kV;
- nu a fost înlocuită linia 220 kV Timișoara – Arad cu o linie de 400 kV;
- nu s-a introdus transformatorul de 400/110 kV, 250 MVA la Săcălaz;
- nu s-a introdus bobina de compensare de 100 MVA la Săcălaz;
- nu s-a eliminat autotransformatorul de 220/110 kV de la Săcălaz;
- nu s-au eliminat autotransformatoarele de 400/220 kV și 220/110 kV din stația Arad;
- nu s-a introdus circuitul 2 linia 220 kV Baru Mare – Hășdat.

Față de soluția optimă din paragraful anterior se observă două modificări: introducerea circuitului 2 pentru LEA 400 kV Reșița – Timișoara și a circuitului 2 al liniei 400 kV d.c. Reșița – Pancevo.

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în Anexa 3 (CD):

- Tabelul A8.5.18 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul A8.5.19 – Date generatoare soluție optimă de extindere regim OPF;
- Tabelul A8.5.20 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Figurile 8.5.11, 8.5.12 și 8.5.13 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.

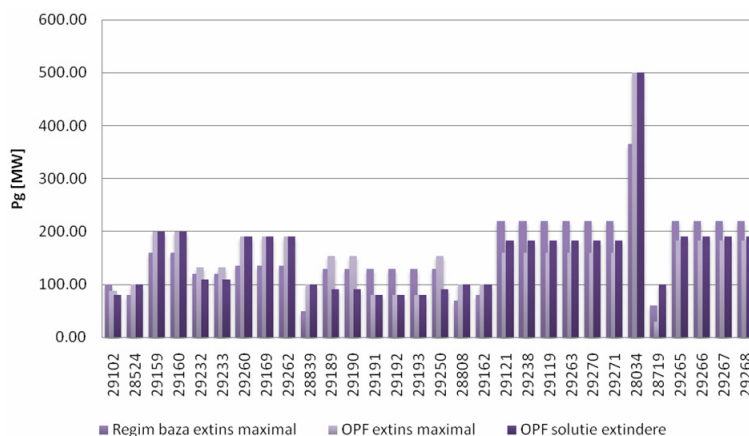


Fig. 8.5.11. Puterea activă generată

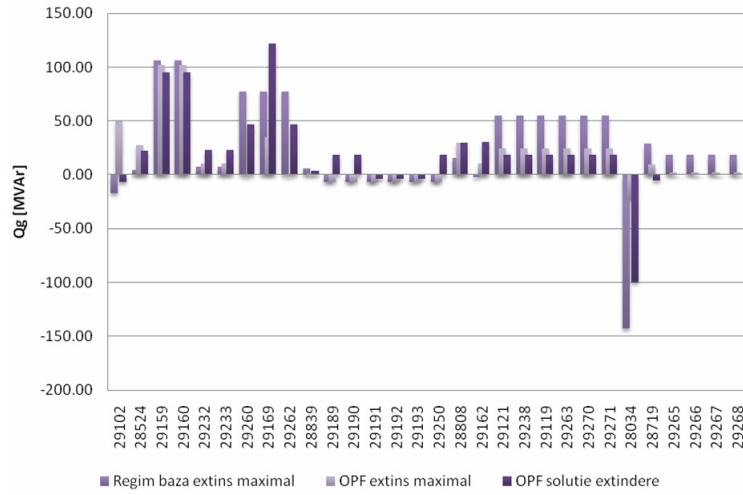


Fig. 8.5.12. Puterea reactivă generată

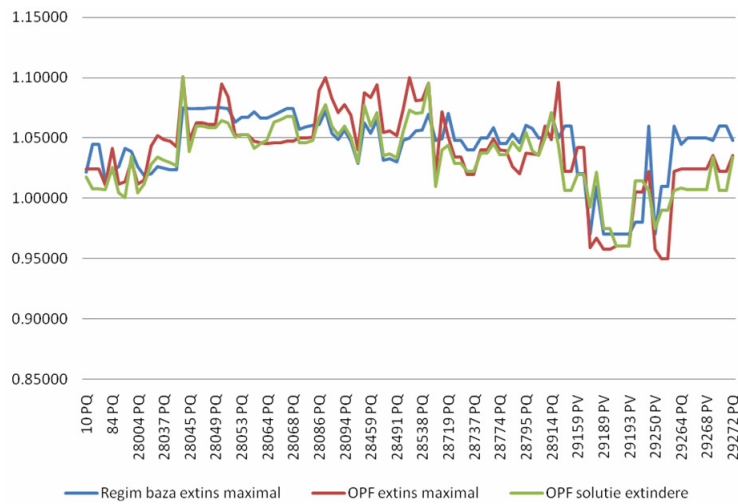


Fig. 8.5.13. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

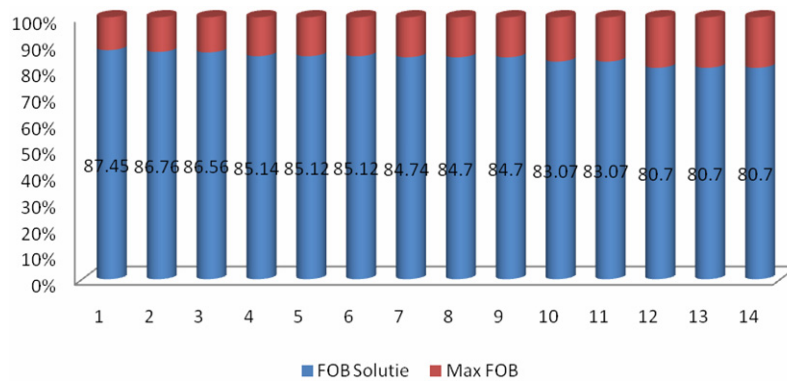


Fig. 8.5.14. Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor

Figura 8.5.14 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). Datorită dimensiunilor sistemului și a numărului relativ mare de elemente de rețea propuse pentru extindere, se observă că valoarea FOB prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării algoritmului.

În continuare se prezintă alte două configurații (quasi optime) pentru extindere:

Varianta 1 prezintă, față de soluția optimă următoarele deosebiri:

- introducerea circuitului 2 axul 220 kV Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni (în loc de Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni – Baru Mare în soluția optimă).

Varianta 2 prezintă, față de soluția optimă următoarele deosebiri:

- introducerea circuitului 2 axul 220 kV Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni (în loc de Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni – Baru Mare în soluția optimă);
- nu se introduce circuitul 2 linia 220 kV Timișoara – Săcălaz - Arad.

8.5.5. SEN Vest&Centru – transfer de putere 3630 MW

8.5.5.1. Regimul optim de funcționare al sistemului extins maximal

Regimul optim de funcționare a fost determinat utilizând aplicația software proprie (*PSO Optimal Power Flow & TNEP* – componenta OPF). Rezultatele obținute pentru OPF sunt prezentate în Anexa 3 (CD):

- Tabelul A8.5.21 – Date și rezultate noduri regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul A8.5.22 – Date generatoare regim extins maximal OPF;
- Tabelul A8.5.23 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim extins maximal OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Valoarea totală a pierderilor de putere activă pe întreg sistemul, obținută în urma optimizării, este de 219.9 MW față de 250.2 MW pentru regimul de bază, rezultând o scădere de aproximativ 13%. Tensiunile în noduri se mențin în benzile admise (menționate anterior), fără a fi înregistrate încălcări ale limitelor.

Figura 8.5.15 prezintă evoluția algoritmului PSO pentru determinarea OPF.

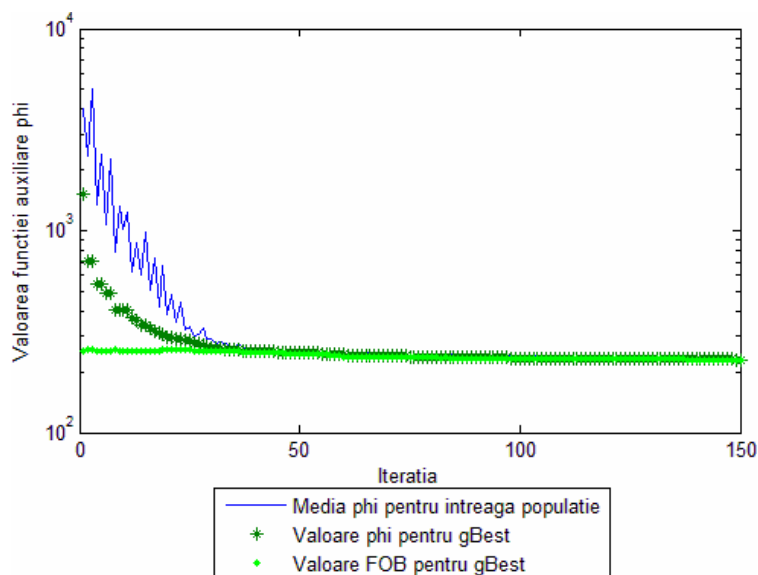


Fig. 8.5.15. Evoluția PSO pentru determinarea OPF

Mărimile reprezentate au următoarele semnificații:

- cu verde deschis sunt reprezentate valorile FOB pentru $gBest$ (soluția OPF). Se observă că FOB are o scădere accentuată pe parcursul primelor 50 de iterații;
- cu verde închis sunt reprezentate valorile funcției auxiliare Φ pentru $gBest$. Suprapunerea valorilor lui Φ cu cele ale FOB indică absența unor încălcări ale RR;
- pentru primele 80 de iterații valoarea funcției auxiliare Φ este cu mult mai mare decât valoarea FOB, algoritmul reușind totuși să "regleze" valorile variabilelor de control astfel încât RR să nu mai fie încălcate;
- graficul albastru reprezintă valorile medii ale funcției Φ pentru întreaga populație pe parcursul iterațiilor de optimizare. Forma zimțată a acestuia indică faptul că populația prezintă diversitate, explorând eficient spațiul soluțiilor pentru faza inițială a algoritmului. Aplatizarea înregistrată spre final confirmă convergența procesului

Zona aplatizată a graficului reprezintă încercarea algoritmului de a îmbunătăți cât mai mult valoarea funcției Φ , pentru eliminarea unor încălcări ale RR.

Totodată se poate observa că deși dimensiunile sistemului SEN Vest&Centru sunt mult mai mare decât cele ale sistemelor test, numărul de iterații necesare pentru determinarea soluției nu crește simțitor.

8.5.5.2. Prezentarea soluției de extindere

Extinderea optimă a sistemului a fost realizată folosind aplicația software *PSO Optimal Power Flow & TNEP* (componenta TNEP cu PSO), soluția fiind obținută în 14 iterații.

Structura monofilară a soluției de extindere optimă este prezentată în Fig. 8.5.16:

- număr total de noduri – 102, dintre care 34 noduri generatoare și 68 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 145, dintre care 66 linii electrice aeriene de 110, 220 și 400 kV, 71 de transformatoare și autotransformatoare și 8 bobine;
- număr total de generatoare – 34, dintre care 23 reale și 11 echivalente.

Soluția optimă de extindere se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 8.5.1):

- introducerea nodurilor noi de 400 kV la Reșița, Timișoara;
- introducerea liniei de 400 kV Porțile de Fier – Anina – Reșița;
- introducerea liniei 400 kV d.c. Reșița – Pancevo;
- introducerea unui autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Reșița;
- introducerea bobinei de compensare de 100 MVar în stația Reșița;
- înlocuirea liniei 220 kV d.c. Reșița – Timișoara cu o linie de 400 kV d.c.;
- introducerea autotransformatorului de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Timișoara;
- introducerea circuitul suplimentar 2 linia 220 kV Reșița – Iaz 1;
- introducerea circuitul suplimentar 2 linia 220 kV Reșița – Iaz 2;
- introducerea a 2 autotransformatoare suplimentare de 220/110 kV, 200 MVA, în stația Iaz;
- înlocuirea liniei 220 kV Timișoara – Săcălaz – Arad cu o linie de 400 kV s.c.;
- introducerea autotransformatorului de 400/110 kV, 250 MVA în stația Săcălaz;
- introducerea bobinei de compensare de 100 MVar la Săcălaz;
- înlocuirea liniei 220 kV Timișoara – Arad cu o linie de 400 kV s.c.;
- eliminarea autotransformatoarele de 400/220 kV și 220/110 kV din stația Arad;
- introducerea circuitul 2 axul 220 kV Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat;
- introducerea unui autotransformator suplimentar de 400/220 kV, 400 MVA în stația Urechești.

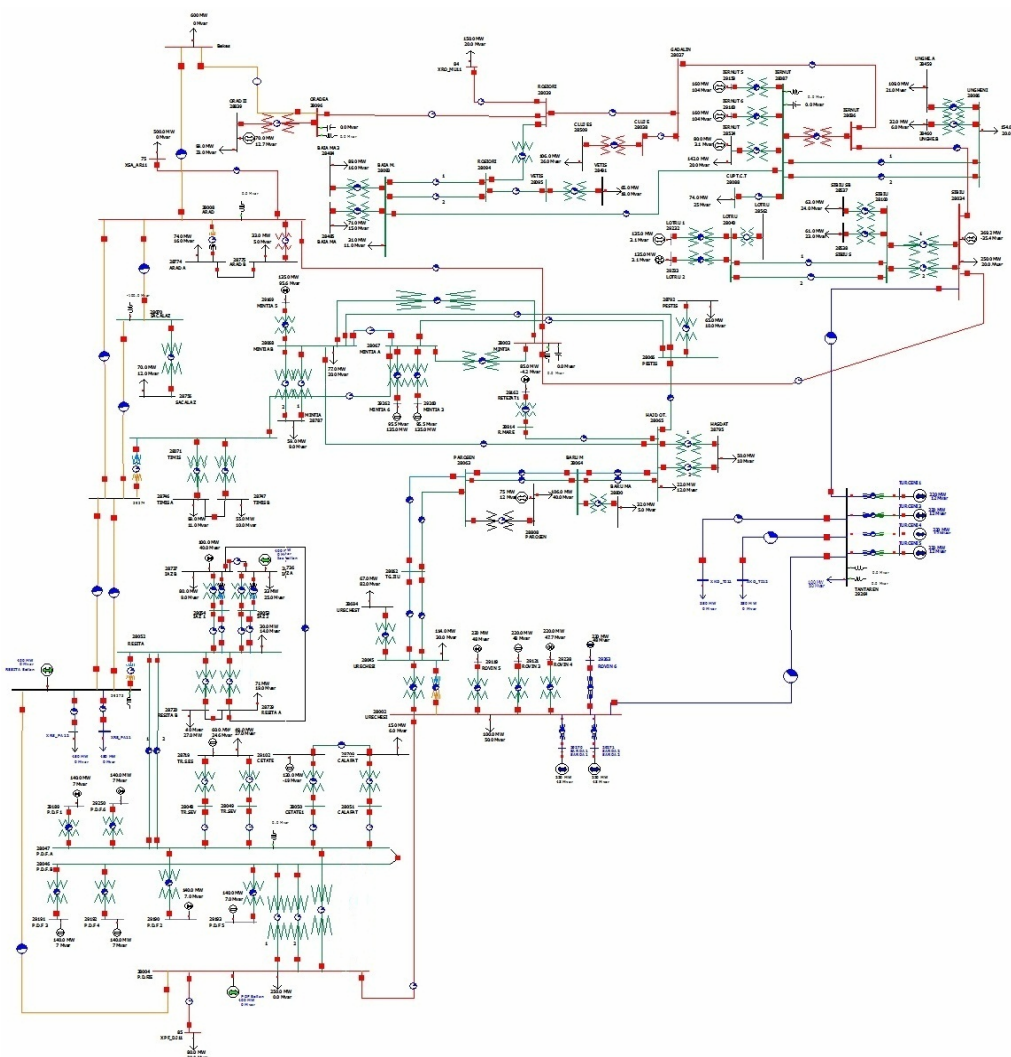


Fig. 8.5.16. Structura sistemului SEN Vest&Centru – soluția optimă de extindere

Față de sistemul extins maximal:

- nu s-au introdus cele 2 autotransformatoare suplimentare de 400/220 kV, 400 MVA în stația Porțile de Fier
- nu s-a introdus autotransformatorul suplimentar de 220/110 kV, 200 MVA în stația Reșița;
- nu s-a introdus autotransformatorul suplimentar de 220/110 kV, 200 MVA în stația Timișoara
- nu s-a introdus circuitul suplimentar 2 linia 220 kV Timișoara – Mintia.

Față de soluțiile optime din paragrafele anterioare se observă că practic au fost utilizate toate "trecherile" de la 220 la 400 kV din lista de extindere maximală (împreună cu modificarea corespunzătoare a structurii autotransformatoarelor). Nici în această soluție nu este necesară introducerea circuitului suplimentar 2 linia 220 kV Timișoara – Mintia.

Soluția determinată corespunde practic în totalitate cu planul de perspectivă al Transelectrica [Trans2011]. Ea cuprinde și câteva elemente suplimentare datorate "tăierii" părții de sud a SEN (introducerea circuitului 2 axul 220 kV Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni – Baru Mare - Hășdat; introducerea unui autotransformator suplimentar de 400/220 kV, 400 MVA în stația Urechești) și considerării unor surse suplimentare de putere, bazate pe energia eoliană, în zona Banat (introducerea circuitului suplimentar 2 liniile 220 kV Reșița – Iaz 1 și Reșița – Iaz 2; introducerea a 2 autotransformatoare suplimentare de 220/110 kV, 200 MVA, în stația Iaz).

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în Anexa 3 (CD):

- Tabelul A8.5.24 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul A8.5.25 – Date generatoare soluție optimă de extindere regim OPF;
- Tabelul A8.5.26 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Figurile 8.5.17, 8.5.18, 8.5.19 prezintă valorile puterilor active și reactive debitate de generatoare, respectiv valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial de bază, cel optim al sistemului extins maximal și cel al soluției de extindere.

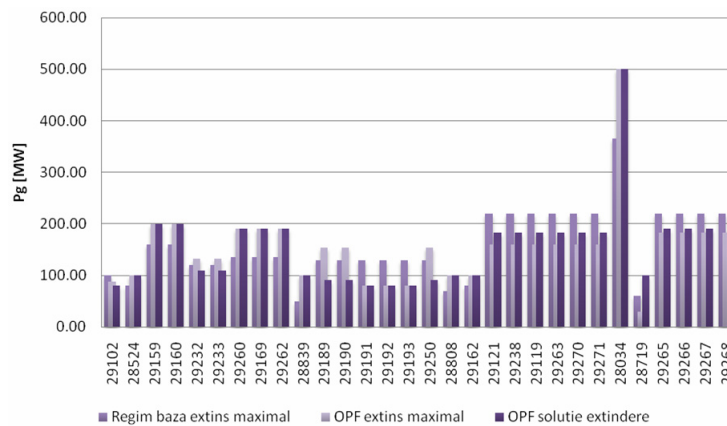


Fig. 8.5.17. Puterea activă generată

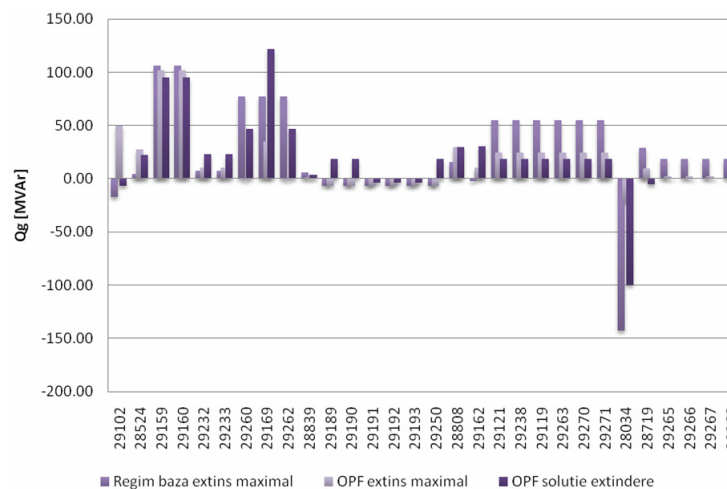


Fig. 8.5.18. Puterea reactivă generată

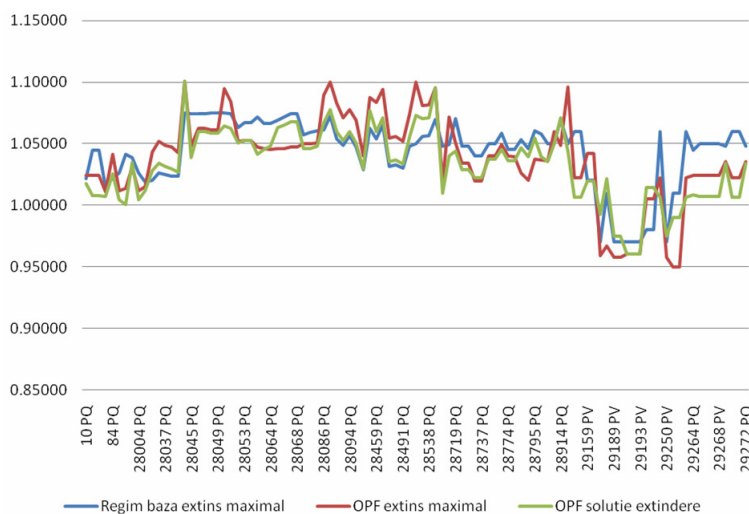


Fig. 8.5.19. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

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.

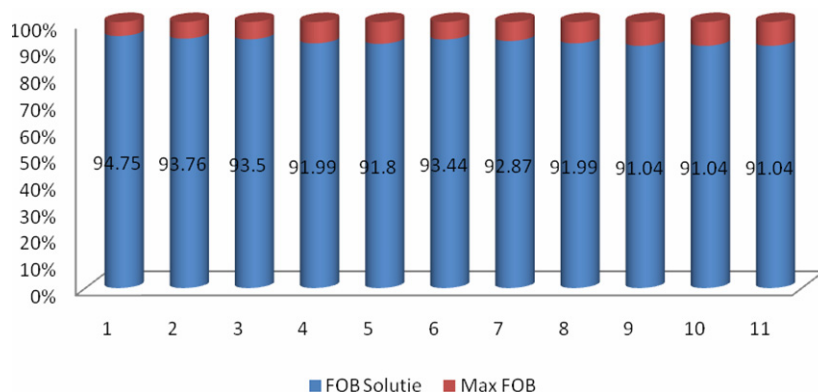


Fig. 8.5.20. Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor

Figura 8.5.20 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). Datorită dimensiunilor sistemului și a numărului relativ mare de elemente de rețea propuse pentru extindere, se observă că valoarea FOB prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării algoritmului.

8.5.6. Comentarii asupra soluțiilor de extindere

Așa cum s-a precizat la începutul acestui subcapitol, studiul de extindere a fost realizat pentru 3 scenarii pentru următorii 9-10 ani (considerate totuși ca foarte optimiste în privința evoluției consumului și transferurilor de putere prin sistem):

- creștere a consumului cu 27% și un transfer de putere prin sistem mărit 25%;
- creștere a consumului cu 27% și un transfer de putere prin sistem mărit 40%;
- creștere a consumului cu 27% și un transfer de putere prin sistem mărit 55%.

Elementele de rețea luate în considerare pentru extindere corespund în linii mari cu cele avute în vedere de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. [Trans2011], la care s-au adăugat trecerea liniei de 220 kV Mintia - Timișoara de la s.c. la d.c. și dublarea axului de 220 kV Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat.

În opinia noastră, rezultatele obținute reflectă faptul că soluțiile maxime preconizate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. sunt viabile în totalitate doar pentru ultimul scenariu, extrem de optimist în ceea ce privește evoluția viitoare a consumului, a capacităților suplimentare de producere a energiei electrice (cele bazate pe energia eoliană în principal) și a transferurilor de putere prin sistem.

8.6. Concluzii

Capitolul 8 reprezintă principala parte aplicativă a lucrării și are ca obiect realizarea unor studii de extindere optimă atât pentru SEE test, cât și pentru un sistem real de mari dimensiuni.

Prima parte a capitolului prezintă rezultatele obținute pentru sistemele Test 13, Test 25, IEEE24 RTS (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, respectiv rezultatele circulației de puteri pentru regimul de bază). Soluția extinderii optime este descrisă în detaliu, cu toate elementele noi rezultate în sistemul extins, împreună cu regimul optim aferent, cu evoluția algoritmului PSO și cu variante alternative posibile.

A doua parte a capitolului este dedicată sistemului real de mari dimensiuni SEN Vest&Centru – subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest al Sistemului Electroenergetic al României (aria "acoperită" de Dispeceratele Energetice Teritoriale Timișoara, Cluj-Napoca și Craiova). S-au analizat 4 scenarii pentru următorii 9-10 ani, cu diverse evoluții pentru consumul din zonă și pentru transferurile de putere prin sistem. Soluțiile găsite sunt comentate 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:

- actualizarea bazelor de date referitoare la cele 3 sisteme test analizate;
- elaborarea unor studii de extindere pentru cele 3 sisteme test;
- actualizarea bazei de date referitoare la sistemul SEN Vest&Centru;
- elaborarea studiilor de extindere pentru sistemul SEN Vest&Centru, luând în considerare 3 scenarii de evoluție a 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.

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:
 - evoluția sectorului energetic, în general, și a SEE, 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;
 - 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 SEE constituie o sarcină extrem de dificilă și de mare răspundere, care implică costuri considerabile de investiții dacă se ține cont de efectele pe termen lung și de implicațiile legate de protecția mediului;
 - analiza atentă a situației actuale din România evidențiază două aspecte contradictorii: capacitatea de transport al energiei electrice (și producere) 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;
 - este de remarcă 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 puteri vehiculate prin sistem) acoperă o plajă largă de valori prognozate, cu diferențe foarte mari între valorile "pesimiste" și cele "optimiste";
 - în cazul noilor capacități "curate" de producere a energiei electrice, unele mai realiste în privința puterii instalate și a termenelor de realizare, altele ușor "fanteziste", situația prezintă diferențe semnificative între valorile „reale” și cele „fanteziste”;
 - strategiile de extindere a SEE trebuie să țină cont de aceste aspecte, precum și de cele legate de dezvoltarea durabilă și de mediu.
- Practicile și mecanismele aferente planificării extinderii SEE, la nivel internațional, respectiv național, conduc la următoarele concluzii:
 - în ultima perioadă, marea majoritate a metodelor consideră planificarea extinderii SEE 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;
 - s-a remarcat o utilizare din ce în ce mai răspândită a manierei de abordare probabilistă, în locul celei deterministe, și luarea în considerare a unor elemente legate de siguranța în funcționare (sau de risc);
 - 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 SEE a condus la următoarele concluzii:
- s-a definitivat modelul matematic al optimizării funcționării momentane a SEE complexe (OPF) și algoritmul de soluționare aferent utilizând metode de tip PSO, ca instrument de analiză utilizat în studiile de extindere;
 - în ceea ce privește planificarea extinderii SEE s-a elaborat un model de căutare în domeniul soluțiilor bazat pe aplicarea unor metode de tip PSO, 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 SEE calculând circulația de puteri în curent continuu, ceea ce înseamnă ipoteze simplificatoare foarte „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 relativ 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 Vest&Centru.
- 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, al pieței de energie și al SEE;
 - prezentarea într-o manieră proprie, graduală, a evoluției pieței de energie în UE, a legislației europene în domeniu energetic, a cerințelor impuse prin dezvoltarea durabilă și protecția mediului;

- reliefarea 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 sistematizată a evoluției 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 apreciate ca fiind posibile, de la cele mai pesimiste până la cele mai optimiste.
- Obiectivul capitolului 3 este trecerea în revistă a metodelor utilizate la planificarea extinderii SEE complexe, subliniindu-se următoarele contribuții:
- realizarea unei sinteze documentate, în viziune proprie, bazată pe un amplu studiu bibliografic, a metodelor utilizate pentru planificarea extinderii SEE complexe, atât cele care la ora actuală pot fi considerate "clasice", cât și a celor "moderne", utilizând tehnici specifice inteligenței artificiale;
 - reliefarea 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
 - 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 de tip roi în cadrul tehnicilor de inteligență artificială, a metodelor de calcul evolutiv, prezentarea algoritmului PSO și "acordarea" sa utilizând funcții matematice de testare consacrate. Contribuțiile aduse sunt următoarele:
- realizarea unei sinteze originale asupra algoritmilor de optimizare de tip roi, ca o categorie distinctă de algoritmi evolutivi;
 - sistematizarea modelului matematic al versiunii de bază a algoritmului PSO, împreună cu detalii legate de ajustarea vitezei, conceptul de viteză adaptivă, domeniul admisibil al soluțiilor, conceptul de inerție și cel de vecinătate etc.
 - sistematizarea modelelor matematice și pentru alte variante ale algoritmului PSO, cu o remarcă specială pentru UPSO (Unified Particle Swarm Optimization);
 - elaborarea unui instrument soft pentru aplicarea PSO pe funcții matematice de test, care are o serie de calități privind interfața grafică, vizualizarea grafică în timp real a evoluției algoritmului, salvarea rezultatelor în diferite forme pentru o procesare ulterioară cât mai ușoară;
 - implementarea în aplicația soft a două variante de PSO (SPSO și UPSO), cu posibilități multiple de modificare a parametrilor specifici;
 - realizarea unei analize aprofundate a comportamentului algoritmilor SPSO și UPSO pentru trei funcții matematice test consacrate (Rosenbrock, Rastrigin și Schwefel), în scopul optimizării performanțelor prin acordarea valorii parametrilor reglabili ai algoritmilor (element esențial din punctul de vedere al asigurării convergenței procesului iterativ de optimizare și al reducerii timpului de calcul).

- 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 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, semidynamic 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 tehnici de tip PSO 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 soluționare de tip PSO;
 - adaptarea modelului matematic de optimizare a circulației de puteri pentru SEE complexe (OPF) cerințelor impuse de aplicarea unei tehnici de soluționare de tip PSO;
 - elaborarea unui model matematic sistematizat, complet, detaliat, pentru planificarea extinderii optime a SEE complexe utilizând tehnici de tip PSO;
 - prezentarea în detaliu a unor aspecte practice de implementare, necesare pentru elaborarea unor programe de calcul performante;
 - argumentarea, pe baza unor studii de caz concludente, a inoportunității utilizării tehnicilor de tip PSO la calculul circulației de puteri în SEE complexe, concluzie care contrazice părerile exprimate și rezultatele prezentate (fără detalii) de alți autori (evident, aplicarea tehnicilor de tip PSO pentru studiile de OPF și pentru planificarea extinderii SEE complexe nu se pune sub semnul întrebării, așa cum va rezulta în următoarele două capitole).
- 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 SEE complexe utilizând tehnici de tip PSO;
 - 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;

- salvarea rezultatelor în diferite forme, inclusiv forme compatibile cu alte programe profesionale specializate (Powerworld, MatPower), pentru o procesare ulterioară cât mai ușoară;
 - realizarea unor interfețe grafice ușor de utilizat;
 - implementarea vizualizării și salvării în diferite forme a graficului evoluției iterative a algoritmului de optimizare de tip PSO;
 - implementarea graficului în timp real pentru programul de calcul al optimizării regimului permanent normal.
- Capitolul 8 este în întregime original, cuprinzând principala parte aplicativă a tezei. Se pot scoate în evidență următoarele contribuții originale:
- actualizarea bazelor de date referitoare la cele 3 sisteme test analizate;
 - elaborarea unor studii de extindere pentru cele 3 sisteme test: Test 13, Test 25, IEEE24 RTS;
 - actualizarea bazei de date referitoare la sistemul SEN Vest&Centru (subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest al Sistemului Electroenergetic al României (aria "acoperită" de Dispeceratele Energetice Teritoriale Timișoara, Cluj-Napoca și Craiova);
 - elaborarea studiilor de extindere pentru sistemul SEN Vest&Centru, luând în considerare 3 scenarii de evoluție a 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 22 lucrări proprii până în prezent, 2 sunt acceptate pentru a fi prezentate în 2013 la conferințe consacrate din Europa [Cristian2013a], [Cristian2013b], 3 au fost susținute în cadrul workshop-urilor organizate prin intermediul proiectului „Prin burse doctorale spre cercetarea de nivel european” ID 50783 [Cristian2011a], [Cristian2011c], [Cristian2012a], 2 sunt rapoarte științifice elaborate în cadrul programului de cercetare doctorală [Cristian2011d], [Cristian2012c], 17 au fost publicate în reviste de prestigiu și volumele unor manifestări științifice recunoscute din țară sau străinătate [Andea2010a], [Andea2010b], [Barb2010a], [Barb2010b], [Barb2011a], [Barb2011b], [Borlea2010], [Chiosa2010], [Cristian2009], [Cristian2011b], [Cristian2012b], [Frigura2010], [Jigoria2011a], [Jigoria2011b], [Jigoria2011c], [Kilyeni2010], [Solomonesc2012] și 3 sunt publicate în țară. Dintre lucrările menționate una este cotate ISI Thomson, iar 13 sunt indexate în Baze de Date Internaționale recunoscute (IEEE, Compendex, Scopus, INSPEC etc.).

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 SEE complexe:

- "dinamizarea" modelului matematic – abordarea problemei extinderii SEE 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 tehnici de tip PSO, în scopul creșterii eficienței și ameliorării performanțelor acestora;
- implementarea unor alte clase de metode de soluționare bazate pe tehnici de inteligență artificială;
- abordarea probabilistă a unor elemente componente ale problemei discutate;
- extinderea analizei la ansamblul sistemului electroenergetic al României și pentru un orizont mai larg de timp (până în anul 2030).

BIBLIOGRAFIE

1. [Abido2002] Abido M.A., Optimal power flow using particle swarm optimization, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol.24, nr.7, 2002, pp.563-571
2. [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
3. [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
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 D., **Cristian D.**, Pop O., Jigoria-Oprea D., Conventional vs. Alternative Energy Sources Overview. Part I. Energy and Environment, *Proceedings of the IEEE 8th International Conference on Computational Cybernetics and 9th International Conference on Technical Informatics, ICC-CONTI 2010*, Timișoara, România, 2010, pp.595-600
9. [Andea2010b] 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*, Timișoara, România, 2010, pp.601-606
10. [ANRE2011] Raport privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna septembrie 2011, *Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei*, ANRE, 2011
11. [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
12. [Barb2009] Bărbulescu C., Managementul congestiilor în condițiile pieței libere a energiei, Teză de doctorat, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, 2009
13. [Barb2010a] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Mnerie D., **Cristian D.**, Simo A., Deregulated Power Market Congestion Management, *Proceedings of the 15th IEEE Mediterranean Electromechanical Conference, MELECON2010*, Valletta, Malta, 2010, pp.654-659
14. [Barb2010b] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., **Cristian D.P.**, Jigoria-Oprea D., Congestion management using open power market environment electricity trading, *Proceedings of the 45th International Universities’ Power Engineering Conference, UPEC2010*, Cardiff, Wales - UK, 2010, pp.1-6

15. [Barb2011a] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., **Cristian P.D.**, Solomonesc F., Ungureanu D., Deregulated Environment Transmission Expansion Planning, Proceedings of the International Conference on Computer as Tool, EUROCON2011, Lisbona, Portugalia, 2011, pp.1-4
16. [Barb2011b] Bărbulescu C., **Cristian P.D.**, Solomonesc F., Kilyeni Șt., Congestion Management Driven Transmission Expansion Planning, Proceedings of the 46th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2011, Soest, Germania, 2011, pp.1-6
17. [Beni1989] Beni G., Wang J., Swarm intelligence in cellular robotic systems, Dario P., Sandini G., Aebischer P., Robotics and biological systems: Towards a new bionics, NATO ASI Series, Series F: Computer and System Science, Springer, Vol.102, 1993, pp.703-712
18. [Bergh2001] van den Bergh F., An Analysis of Partile Swarm Optimizers, Faculty of Natural and Agricultural Science, University of Pretoria, Pretoria, 2001
19. [Berian2010] Berian S., Cercetări Privind Potențialul Transdisciplinar al Mecatronicii, Teză de doctorat, Facultatea de Mecanică, Universitatea Tehnică din Cluj-Napoca, 2010
20. [Bergen200] Bergen A.R., Vittal V., Power Systems Analysis, Prentice Hall, 200
21. [Berry1989] Berry P. E., Dunnnett R.M., Contingency constrained economic dispatch algorithm for transmission planning, IEE Proceedings, vol.136, nr.4, 1989, pp.238-244
22. [Bijaya2011] Bijaya K. P., Yuhui S., Meng-Hiot L., Handbook of Swarm Intelligence, Concepts, Principles and Applications, Springer, Berlin Heidelberg, 2011
23. [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
24. [Bishop1989] Bishop J. M., Stochastic searching network, Proceedings of the 1st IEE Conference on Artificial Neural Networks, Reading University, Londra, UK, 1989, pp.329-331
25. [Bishop1992] Bishop J.M., Torr P., The stochastic search network, Linggard R., Myers D.J., Nightingale C. (Eds.), Neural networks for images, speech and natural language, Chapman & Hall, New York, S.U.A., 1992, pp.370-387
26. [Bonabeau1999] Bonabeau E., Dorigo M., Theraulaz G., Swarm intelligence: From natural to artificial systems, Oxford University Press, S.U.A., 1999
27. [Borlea2010] Borlea I., Kilyeni Șt., Bărbulescu C., **Cristian D.**, Substation Ancillary Services Fuel Cell Power Supply. Part 1. Solution Overview, Proceedings of the IEEE 8th International Conference on Computational Cybernetics and 9th International Conference on Technical Informatics, ICC-CONTI 2010, Timișoara, România, 2010, pp.585-588
28. [Braga2003] Braga A.S., Saraiva J.T., Transmission expansion planning and long term marginal prices calculation using simulated annealing, IEEE Power Tech Conference, Bologna, Italia, vol.2, 2003, 7 pp.
29. [Braga2004] Braga A.S., Saraiva J.T., Long term transmission expansion planning – a simulated annealing based multiyear algorithm including long term marginal prices, International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems PMAPS, Ames, Iowa, S.U.A., 2004, pp.551-556
30. [Busta2009] Bustamante-Cedeño E., Arora S., Multi-step simultaneous changes Constructive Heuristic Algorithm for Transmission Network Expansion Planning, Electric Power Systems Research, vol.79, nr.4, 2009, pp.586-594
31. [Buygi2003] Buygi M.O., Shanechi H.M., Balzer G., Shahidehpour M., Transmission planning approaches in restructured power systems, IEEE Power Tech Conference, Bologna, Italia, vol.2, 2003, 7 pp.
32. [Buygi2004] Buygi M., Transmission Expansion Planning in Deregulated Power Systems, Teză de doctorat, Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Darmstadt, 2004

33. [Buygi2004a] Buygi M.O., Shanechi H.M., Balzer G., Shahidehpour M., Pariz N., Market-based transmission expansion planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.19, nr.4, 2004, pp.2060-2067
34. [Buygi2004b] Buygi M.O., Balzer G., Shanechi H.M., Shahidehpour M., Pariz N., Market-based transmission expansion planning: fuzzy risk assessment, IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies DRPT, Hong Kong, China, vol.2, 2004, pp.427-432
35. [Buygi2004c] Buygi M.O., Balzer G., Shanechi H.M., Shahidehpour M., Pariz N., Market-based transmission expansion planning: stakeholders' desires, IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies DRPT, Hong Kong, China, vol.2, 2004, pp.433-438
36. [Buygi2004d] Buygi M.O., Shahidehpour M., Shanechi H.M., Balzer G., Market based transmission planning under uncertainties, International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems PMAPS, Ames, Iowa, S.U.A., 2004, pp.563-568
37. [Cadi2010] Cadini F., Zio E., Petrescu C.A., Optimal expansion of an existing electrical power transmission network by multi-objective genetic algorithms, Electric Power Systems Research, Elsevier, vol.95, 2010, pp.173-181
38. [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.
39. [Ceci1999] Ceciliano J. L., Nieva R., Transmission network planning using evolutionary programming, Proc. Congress on Evolution Computation (CEC 1999), Washington DC, S.U.A., vol.3, 1999, pp.1796-1803
40. [Chan2007] Chan F.T.S., Tiwari, M.K. Swarm Intelligence Focus on Ant and Particle Swarm Optimization, I-Tech Education and Publishing, Viena, Austria, 2007
41. [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
42. [Chiosa2010] Chiosa N., Kilyeni Șt., **Cristian P.D.**, Bărbulescu C., Simo A., Power quality monitoring for substation ancillary services, Proceedings of the 45th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2010, Cardiff, Wales - UK, 2010, pp.1-6
43. [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
44. [CIGRE1995] CIGRE WG 37.10, Methods for planning under uncertainty: toward flexibility in power system development, Electra, no. 161, 1995, pp. 143-163
45. [Contr2000] Contreras J., Wu F. F., A kernel-oriented algorithm for transmission expansion planning, Power Systems, IEEE Transactions on, vol.16, nr.4, 2001, pp.936-938
46. [Corte2009] Cortes-Carmona M., Palma-Behnke R., Moya, O., Transmission Network Expansion Planning by a Hybrid Simulated Annealing Algorithm, 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, IASP 2009, 2009, pp.1-7
47. [Cristian2009] **Cristian P.D.**, Biriescu M., Sorandaru C., Data acquisition and processing tool for alternative regimes of rotary induction machines, Proceedings of the 8th International Power Systems Conference, PSC2009, Timișoara, România, 2009, pp.141-148
48. [Cristian2011a] **Cristian P. D.**, Solomonesc F., Kilyeni Șt., Andea P., 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, 2011, pp.1-4

49. [Cristian2011b] **Cristian P.D.**, Solomonesc F., Kilyeni Șt., Andea P., Transmission expansion planning. Artificial intelligence based methods overview, Zilele Academice Timișene, ZAT2011, Timișoara, România, 2011, pp.1-6
50. [Cristian2011c] **Cristian P.D.**, Artificial intelligence methods applied in transmission expansion planning. Particle swarm optimization, Workshop nr.2 „Cercetări doctorale în domeniul tehnic” Contract: POSDRU/88/1.5/S/50783 „Prin burse doctorale spre cercetare de nivel european”, Universitatea „Politehnică” din Timișoara, Timișoara, România, 2011, pp.1-4
51. [Cristian2011d] **Cristian P.D.**, Raport științific nr.1 cu rezultate intermediare ale cercetării, Universitatea „Politehnică” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Departamentul de Electroenergetică, Timișoara, 2011
52. [Cristian2012a] **Cristian P.D.**, Load Flow Computation Using PSO Algorithm, 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, 2012, pp.1-4
53. [Cristian2012b] **Cristian P.D.**, Bărbulescu C., Simo A., Kilyeni Șt., Solomonesc F., Load Flow Computation Particle Swarm Optimization Algorithm, Proceedings of the 47th International Universities’ Power Engineering Conference, UPEC2012, Londra, UK, 2012, pp.1-6
54. [Cristian2012c] **Cristian P.D.**, Raport științific nr.2 cu rezultate intermediare ale cercetării, Universitatea „Politehnică” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Departamentul de Electroenergetică, Timișoara, 2012
55. [daRoch2011] da Rocha M.C., Saraiva J.T., Discrete Evolutionary Particle Swarm Optimization for Multiyear Transmission Expansion Planning, Proceedings of the 17th Power Systems Computation Conference PSCC, Stockholm, Suedia, 2011, pp.1-8
56. [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
57. [David2001] David A.K., Wen F.S., Transmission planning and investment under competitive electricity market environment, IEEE PES Summer Meeting, Vancouver, Canada, vol.3, 2001, pp.1725-1730
58. [Dawkins1976] Dawkins R., The selfish gene, Ed a 2-a, Editura Oxford University Press, New York, 1989
59. [Dehgh2010] Dehghan S., Saboori H., Kazemi A., Jadid S., Transmission network expansion planning using a DEA-based benders decomposition, Proceedings of the 18th Iranian Conference on Electrical Engineering, Isfahan, Iran, 2010, pp.955-960
60. [deMeyer2004] de Meyer K., Foundations of Stochastic Diffusion Search, Teză de doctorat, Department of Cybernetics, University of Reading, UK, 2004
61. [deSouza2005] de Souza Z., Lambert-Torres G., Esmin A.A.A., A hybrid particle swarm optimization applied to loss power minimization, IEEE Transactions on Power Systems, vol.20, nr.2, 2005, pp.859-866
62. [Dorigo2004] Dorigo M., & Stützle T., Ant colony optimization. Journal of Artificial Intelligence, Elsevier, vol.165, nr.2, 2005, pp.261-264
63. [Duan2002] Duan G., Yu Y., Problem-specific genetic algorithm for power transmission system planning, Electric Power Systems Research, vol.61, 2002, pp.41-50
64. [Duso1973] Duso 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
65. [EIA2011] International Energy Outlook 2011, Energy Information Administration, Office of integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, 2011
66. [EIA2012] International Energy Outlook 2012, Energy Information Administration, Office of integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, 2012

67. [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
68. [El-Hawary2008] El-Hawary M.E., Introduction to electrical power systems, John Wiley & Sons, IEEE Press, 2008
69. [Eremia1985] Eremia M., Crişciu H., Ungureanu B., Bulac C., Analiza asistată de calculator a regimurilor sistemelor electroenergetice, Editura Tehnică Bucureşti, 1985
70. [Eremia2006] Eremia M., Electric Power Systems. Vol I: Electric networks, Editura Academiei Române, Bucureşti, 2006
71. [Esmín2005] Esmín 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
72. [Fan2008] Fan H., Cheng H., Ying Z., Jiang F., Shi F., Transmission system expansion planning based on stochastic chance constrained programming with security constraints, Proceedings of the 3rd International Conference on Electric Utility Deregulation DRPT, Nanjing, China, 2008, pp.909-914
73. [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
74. [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
75. [Felea2000] Felea I., Coroiu N., Fiabilitatea şi mentenanţa echipamentelor electrice, Editura Tehnică, Bucureşti, 2000
76. [Felea2006] Felea I., Dziţac S., Fiabilitatea echipamentelor şi sistemelor energetice. Aplicaţii, Editura Universităţii din Oradea, Oradea, 2006
77. [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
78. [Frigura2010] Frigura-Iliasa F., **Cristian D.**, Mihet L., Vătău D., A Few Aspects Concerning the Thermal Connection of ZnO Based Varistors, Proceedings of the 45th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2010, Cardiff, Wales - UK, 2010, pp.1-6
79. [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
80. [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
81. [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
82. [Galle1998a] 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
83. [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
84. [Galle2009] Gallego R.A., Rider M.J., Romero R., Garcia A.V., A specialized genetic algorithm to solve the short term transmission network expansion planning, IEEE Power Tech Conference, 2009, Bucureşti, Romania, pp.1-7
85. [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
86. [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

87. [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
88. [Gavrilaş1999] Gavrilaş M., Calcul numeric cu aplicații în Turbo Pascal, Editura Gh. Asachi, Iași, 1999.
89. [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
90. [Glover2006] Glover J.D., Sarma M.S., Power system analysis and design, Fourth Edition, Prentice Hall, 2006.
91. [Gomez2004] Gomez J.F., Khodr H.M., Oliveira P.M., Ocque L., Yusta J.M., Villasana R., Urdaneta A.J., Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits, IEEE Transactions on Power Systems vol.19, nr.2, 2004, pp.996-1004
92. [Grech1993] Grech-Cini H.J., McKee G.T. Locating the mouth region in images of human faces. Proceedings of SPIE - The International Society for Optical Engineering, Sensor Fusion, Boston, USA Vol.2059, pp.458-465
93. [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, 2020, pp. 581-588
94. [GuvR2007] Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020, HG 1069/2007
95. [GuvR2011] Elemente de strategie energetică pentru perioada 2011-2035, Direcții și obiective strategice în sectorul energiei electrice, Ministerul Economiei și Finanțelor, 2011, <http://www.fonduri-structurale.ro>
96. [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
97. [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
98. [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
99. [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
100. [Haupt2004] Randy L. Haupt, Sue Ellen Haupt, Practical genetic algorithms, Ed. a 2-a, Editura John Wiley & Sons, New York, SUA, 2004
101. [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
102. [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
103. [IEA2009] World Energy Outlook, International Energy Agency, 2009
104. [Jigoria2011a] Jigoria-Oprea D., Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Prostean G., Solomonesc F., **Cristian P.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, 2011, pp.95-100

105. [Jigoria2011b] Jigoria-Oprea D., Kilyeni Șt., Bărbulescu 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, IEEEIC2011, Roma, Italia, 2011, pp.1-4
106. [Jigoria2011c] Jigoria-Oprea D., **Cristian P.D.**, Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Large Wind Farm Integration in Large Power Systems. Case Study: Western Romanian Power System, Proceedings of the 46th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2011, Soest, Germania, 2011, pp.1-6
107. [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
108. [Jing1997] Jingdong X., Guoqing T., The application of genetic algorithms in the multi-objective transmission network planning, Proceedings of the 4th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, 1997, pp.338-341
109. [Kand2001] Kandil M.S., Debeiky S.M. El, Hasanin N.E., Hybrid mathematical and rule-based system for transmission network planning in open access schemes, IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution, vol.148, nr.5, 2001, pp.455-462
110. [Karaboga2005] Karaboga, D., An idea based on honey bee swarm for numerical optimization. Technical Report TR06, Erciyes University, Engineering Faculty, Computer Engineering Department, 2005.
111. [Kaze2010] Kazerooni A.K., Mutale J., Transmission Network Planning Under Security and Environmental Constraints,, IEEE Transactions on Power Systems, vol.25, nr.2, 2010, pp.1169-1178
112. [Kennedy1995] Kennedy J., Eberhart, R.C., Particle swarm optimization, Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks, Perth, Australia, 1995, pp.1942-1948
113. [Kilyeni1988a] Kilyeni Șt., 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
114. [Kilyeni1988b] Kilyeni Șt., Nemeș 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
115. [Kilyeni2007a] Kilyeni Șt., 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
116. [Kilyeni2009a] Kilyeni Șt., 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
117. [Kilyeni2008] Kilyeni Șt., 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
118. [Kilyeni2010] Kilyeni Șt., Tehnice numerice de analiză asistată de calculator a regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice, Ed. a 2-a, Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 2010
119. [Kilyeni2010a] Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Jigoria-Oprea D., **Cristian P.D.**, Simo A., Software Tool Developed for Deregulated Power System Analysis, Journal of Sustainable Energy, vol.1, no. 1, 2010, pp.87-96
120. [Kilyeni2011] Kilyeni Șt., Metode numerice. Algoritme, programe de calcul, aplicații în energetică, Ed. A 4-a, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2011

121. [Kilyeni2012] Kilyeni Șt., Tehnici de optimizare în inginerie energetică, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2012
122. [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 Conf., vol.1, 2002, pp.535-540
123. [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
124. [Lato2003] Latorre-Bayona G., Cruz R.D., Areiza J.M., Villegas A., Classification of publications and models on transmission expansion planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.18, nr.2, 2003, pp.938-946
125. [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
126. [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
127. [Lu2005b] Lu M., Dong Z.Y., Saha T.K., A framework for transmission planning in a competitive electricity market, Asia Pacific IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, Dalian, China, 2005, pp.1-6
128. [Lu2007] Lu W., Bompard E., Napoli R., Jiang X., Heuristic procedures for transmission planning in competitive electricity markets, Electric Power Systems Research, Elsevier, vol.77, 2007, pp.1337-1348
129. [Ma2008] Ma C., Liang J., Niu X., Zhang H., Zhang P., On transmission expansion planning considering security risk in competitive electricity markets, 3rd International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies DRPT, 2008, Nanjing, China, pp.1004-1008
130. [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
131. [Maniezzo2004] Maniezzo V., Gambardella L.M., de Luigi F., Ant Colony Optimization, Istituto Dalle Molle di Studi sull'Intelligenza Artificiale (IDSIA), Faculty of Informatics of the University of Lugano, 2004, pp.1-21
132. [Matlab] Users guide, <http://www.mathworks.com/>
133. [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
134. [Micu2007] Micu D.D., Ceclan A., Metode numerice. Aplicații în ingineria electrică. Programe și algoritmi Mathcad, Editura Mediamira
135. [Mira1998a] Miranda V., Proenca L.M., Probabilistic choice vs. risk analysis conflicts and synthesis in power system planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.13, nr.3, 1998, pp.1038-1043
136. [Mira1998b] Miranda V., Proenca L. M., Why Risk Analysis Outperforms Probabilistic Choice as the Effective Decision Support Paradigm for Power System Planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.13, 1998, pp.643-648
137. [Momoh2008] Momoh A.J., Electric power system applications of optimization, Howard University, Second Edition, CRC Press, 2008
138. [Moul2010] Moulin L.S., Poss M., Sagastizábal C., Transmission expansion planning with re-design, Energy Systems, vol.1, nr.2, 2010, pp.113-139
139. [Năslău2005] Năslău P., Negrea R., Cădariu L., Căruntu B., Popescu D., Balmez M., Dumitrașcu C., Matematici asistate de calculator, Politehnica, Timișoara, 2005.

140. [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
141. [OPCOM2004] Raport anual 2004, Operatorul pieței de energie electrică din România, SC OPCOM SA, 2004
142. [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 (early Access Articles)*, vol.PP, nr.99, 2012, pp.1-6
143. [Orth2001] Orths A., Schmitt A., Styczynski A. Z., Verstege J., Multi-criteria optimization methods for planning and operation of electrical energy systems, *Electrical Engineering*, vol.83, 2001, pp.251-258
144. [Parso2002a] Parsopoulos, K.E., Tasoulis, D.K., & Vrahatis, M.N., Multi-objective optimization using parallel vector evaluated particle swarm optimization, *Proceedings of the 2004 IASTED International Conference on Artificial Intelligence and Applications (AIA 2004)*, Innsbruck, Austria (Vol.2, pp.823-828).
145. [Parso2002b] Parsopoulos, K. E., & Vrahatis, M. N. (2001). Modification of the particle swarm optimizer for locating all the global minima. In V. Kurkova, N.C. Steele, R. Neruda, & M. Karny (Eds.), *Artificial Neural Networks and Genetic Algorithms* (pp.324-327). Wien: Springer
146. [Parsop2010] Konstantinos E. Parsopoulos, Michael N. Vrahatis, *Particle Swarm Optimization and Intelligence: Advances and Applications*, Editura IGI Global, Hershey SUA, 2010
147. [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
148. [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
149. [Pop2010] Pop D.M., Contribuții privind planificarea extinderii sistemelor electroenergetice complexe, Teză de doctorat, Universitatea „Politehnica”, Timișoara 2010
150. [Powerworld] Powerworld, User’s guide: <http://www.powerworld.com/>
151. [Precup2007] Precup R.E, *Matematici asistate de calculator. Algoritmuri*, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2007.
152. [Qu2010] Qu G., Cheng H., Yao L., Ma Z., Zhu Z., Transmission surplus capacity based power transmission expansion planning, *Electric Power Systems Research*, Elsevier, vol.80, 2010, pp.196-203
153. [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
154. [Rome1994] Romero, R. Monticelli A., A hierarchical decomposition approach for transmission expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.9, nr.1, 1994, pp. 373-380
155. [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
156. [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
157. [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

158. [Rudnick2012] Rudnick H., Ferreira R., Mocarquer S., Barroso L., Transmission expansion in fast growing economies and the challenges of renewables integration, IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, SUA, 2012, pp.1-8
159. [Salom2010] Salomon C.P., Lambert-Torres G., Martins H.G., Ferreira C., Costa C.I., Load flow computation via Particle Swarm Optimization, 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications INDUSCON, 2010, Sao Paulo, Brazilia, pp.1-6
160. [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
161. [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
162. [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
163. [Seifi2011] Seifi H., Sepasian M.S., Electric Power System Planning Issues, Algorithms and Solutions, Springer, Berlin, 2011
164. [Shari2008] Shariati H., Askarian H., Javidi M.H., Razavi F., Transmission expansion planning considering security cost under market environment, 3rd International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies DRPT, 2008, Nanjuing, China, pp.1430-1435
165. [Shay2009] Shayeghi H., Mahdavi M., Kazemi A., Discrete Particle Swarm Optimization Algorithm Used for TNEP Considering Network Adequacy Restriction, International Journal of Electrical and Electronics Engineering, vol.3, nr.1, 2009 pp. 8-15
166. [Shay2010] Shayeghi H., Mahdavi M., Kazemi A., Shayanfar H.A., Studying effect of bundle lines on TNEP considering network losses using decimal codification genetic algorithm, Elsevier, Energy Conversion and Management, vol.51, nr.12, 2010, pp.2685-2691.
167. [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
168. [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
169. [Shres2004] 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
170. [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;
171. [Silva2000] 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, nr.3, 2000, pp.1168-1175
172. [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
173. [Solomonesc2012] Solomonesc F., Teslovan R., Bărbulescu C., Kilyeni Şt., **Cristian P.**, Genetic Algorithm Power Flow Computing Approach, Proceedings of the 47th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2012, Londra, UK, 2012, pp.1-6

174. [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
175. [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
176. [Styc1999] Styczynski Z. A., Power network planning using game theory, Proceedings of the 13th Power Systems Computation Conference, Trondheim, Norvegia, 1999, pp.607-613
177. [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
178. [SumIm2009b] Sum-Im T., A Novel Differential Evolution Algorithmic Approach to Transmission Expansion Planning, Teză de doctorat, Department of Electronic and Computer Engineering, Brunel University, Uxbridge, 2009
179. [Sun2000] Sun H.B., Yu D.C., A multiple-objective optimization model of transmission enhancement planning for independent transmission company, Proceedings IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol.4, 2000, pp.2033-2038
180. [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
181. [Torres2012] Torres S.P., Castro C.A., Parallel particle swarm optimization applied to the static Transmission Expansion Planning problem, Proceedings of the 6th Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition, Montevideo, Uruguay, 2012, pp.1-6
182. [Trans2011] Planul de perspectivă al RET. Perioada 2010-2014 și orientativ 2019, CNTEE Transelectrica SA, București, 2010
183. [TrEnerg2010] Considerații privind sistemul energetic național și evoluția pieței de energie electrică, <http://www.transenergo.ro>, 2010
184. [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
185. [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
186. [webABC] <http://mf.erciyes.edu.tr/abc/>
187. [webPSO] http://www.scholarpedia.org/article/Particle_swarm_optimization
188. [webSDS] http://www.scholarpedia.org/article/Stochastic_diffusion_search
189. [Weise2009] Weise T., Global Optimization Algorithms and Theory and Application, Ebook, <http://www.it-weise.de> (self-published), Germania, 2009
190. [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
191. [Whitaker2002] Whitaker, R. M., & Hurley, S. (2002). An agent based approach to site selection for wireless networks, Proceedings of the 2002 ACM Symposium on Applied Computing, Madrid, Spania, 2002, pp.574-577
192. [wikiABC] http://en.wikipedia.org/wiki/Artificial_bee_colony_algorithm
193. [wikiEC] http://en.wikipedia.org/wiki/Evolutionary_computation, 2012.
194. [wikiMeme] <http://en.wikipedia.org/wiki/Meme>
195. [Woolf2003] Woolf T.F., Global transmission expansion: Recipes for success, Editura PennWell, Tulsa, 2003
196. [Wu2006] Wu F. F., Zheng F. L., Wen F. S., Transmission investment and expansion planning in a restructured electricity market, *Energy*, vol.31, 2006, pp.954-966

197. [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
198. [Yu2006] Yu Q., Gao J., Duan X., Elasticity modeling for transmission network expansion planning in deregulated power system, Proceedings of the 42nd International Universities Power Engineering Conference UPEC, 2007, Brighton, UK, pp.57-61
199. [Yu2009] Yu H., Chung C.Y., Wong K.P., Zhang J.H., A chance constrained transmission network expansion planning method with consideration of load and wind farm uncertainties, IEEE Transactions on Power Systems, vol.24, nr.3, 2009, pp.1568-1576
200. [Yumbla2008] Onate Yumbla P.E., Ramirez J.M., Coello Coello C.A., Optimal Power Flow Subject to Security Constraints Solved With a Particle Swarm Optimizer, IEEE Transactions on Power Systems, vol.23 nr.1, 2008, pp.33-40;
201. [Zadeh2010] Zadeh S.J., Hosseyni 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
202. [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
203. [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
204. [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
205. [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
206. [Zimm2011] Zimmerman R.D., Murillo-Sánchez C.E., Thomas R.J., MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education, IEEE Transactions on Power Systems, vol.26, nr.1, 2011, pp.12-19
207. [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
208. [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
209. [2007c] Contract UPT 790/2007, Studiu privind regimurile de funcționare a subsistemului deservit de ST Timisoara în perspectiva extinderii la 400 kV, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni
210. [2009a] Contract UPT 47/209, Studiu privind oportunitatea 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
211. [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 D., **Cristian D.**, Pop O., Jigoria-Oprea D., Conventional vs. Alternative Energy Sources Overview. Part I. Energy and Environment, Proceedings of the IEEE 8th International Conference on Computational Cybernetics and 9th International Conference on Technical Informatics, ICC-CONTI 2010, Timișoara, România, 2010, pp.595-600
2. [Andea2010b] 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, Timișoara, România, 2010, pp.601-606
3. [Barb2010a] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Mnerie D., **Cristian D.**, Simo A., Deregulated Power Market Congestion Management, Proceedings of the 15th IEEE Mediterranean Electromechanical Conference, MELECON2010, Valletta, Malta, 2010, pp.654-659
4. [Barb2010b] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., **Cristian D.P.**, Jigoria-Oprea D., Congestion management using open power market environment electricity trading, Proceedings of the 45th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2010, Cardiff, Wales - UK, 2010, pp.1-6
5. [Barb2011a] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., **Cristian P.D.**, Solomonesc F., Ungureanu D., Deregulated Environment Transmission Expansion Planning, Proceedings of the International Conference on Computer as Tool, EUROCON2011, Lisbona, Portugalia, 2011, pp.1-4
6. [Barb2011b] Bărbulescu C., **Cristian P.D.**, Solomonesc F., Kilyeni Șt., Congestion Management Driven Transmission Expansion Planning, Proceedings of the 46th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2011, Soest, Germania, 2011, pp.1-6
7. [Borlea2010] Borlea I., Kilyeni Șt., Bărbulescu C., **Cristian D.**, Substation Ancillary Services Fuel Cell Power Supply. Part 1. Solution Overview, Proceedings of the IEEE 8th International Conference on Computational Cybernetics and 9th International Conference on Technical Informatics, ICC-CONTI 2010, Timișoara, România, 2010, pp.585-588
8. [Chiosa2010] Chiosa N., Kilyeni Șt., **Cristian P.D.**, Bărbulescu C., Simo A., Power quality monitoring for substation ancillary services, Proceedings of the 45th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2010, Cardiff, Wales - UK, 2010, pp.1-6
9. [Cristian2009] **Cristian P.D.**, Biriescu M., Sorandaru C., Data acquisition and processing tool for alternative regimes of rotary induction machines, Proceedings of the 8th International Power Systems Conference, PSC2009, Timișoara, România, 2009, pp.141-148
10. [Cristian2011a] **Cristian P. D.**, Solomonesc F., Kilyeni Șt., Andea P., 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, 2011, pp.1-4
11. [Cristian2011b] **Cristian P.D.**, Solomonesc F., Kilyeni Șt., Andea P., Transmission expansion planning. Artificial intelligence based methods overview, Zilele Academice Timișene, ZAT2011, Timișoara, România, 2011, pp.1-6

12. [Cristian2011c] **Cristian P.D.**, Artificial intelligence methods applied in transmission expansion planning. Particle swarm optimization, Workshop nr.2 „Cercetări doctorale în domeniul tehnic” Contract: POSDRU/88/1.5/S/50783 „Prin burse doctorale spre cercetare de nivel european”, Universitatea „Politehnică” din Timișoara, Timișoara, România, 2011, pp.1-4
13. [Cristian2011d] **Cristian P.D.**, Raport științific nr.1 cu rezultate intermediare ale cercetării, Universitatea „Politehnică” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Departamentul de Electroenergetică, Timișoara, 2011
14. [Cristian2012a] **Cristian P.D.**, Load Flow Computation Using PSO Algorithm, 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, 2012, pp.1-4
15. [Cristian2012b] **Cristian P.D.**, Bărbulescu C., Simo A., Kilyeni Șt., Solomonesc F., Load Flow Computation Particle Swarm Optimization Algorithm, Proceedings of the 47th International Universities’ Power Engineering Conference, UPEC2012, Londra, UK, 2012, pp.1-6
16. [Cristian2012c] **Cristian P.D.**, Raport științific nr.2 cu rezultate intermediare ale cercetării, Universitatea „Politehnică” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Departamentul de Electroenergetică, Timișoara, 2012
17. [Cristian2013a] **Cristian D.P.**, Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Solomonesc F., Teslovan R., Techniques for Optimal Power Flow. Parameters Tuning by Mathematical Test Functions, International IEEE Conference PowerTech, Grenoble, France, 2013, (acceptată, în curs de publicare)
18. [Cristian2013b] **Cristian D.P.**, Bărbulescu C., Kilyeni Șt. Teslovan R., Simo A., PSO Based OPF Algorithm, International IEEE Eurocon Conference, Zagreb, Croatia, 2013, (acceptată, în curs de publicare)
19. [Frigura2010] Frigura-Iliasa F., **Cristian D.**, Mihet L., Vătău D., A Few Aspects Concerning the Thermal Connection of ZnO Based Varistors, Proceedings of the 45th International Universities’ Power Engineering Conference, UPEC2010, Cardiff, Wales - UK, 2010, pp.1-6
20. [Jigoria2011a] Jigoria-Oprea D., Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Prostean G., Solomonesc F., **Cristian P.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, 2011, pp.95-100
21. [Jigoria2011b] Jigoria-Oprea D., Kilyeni Șt., Bărbulescu 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, IEEEIC2011, Roma, Italia, 2011, pp.1-4
22. [Jigoria2011c] Jigoria-Oprea D., **Cristian P.D.**, Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Large Wind Farm Integration in Large Power Systems. Case Study: Western Romanian Power System, Proceedings of the 46th International Universities’ Power Engineering Conference, UPEC2011, Soest, Germania, 2011, pp.1-6
23. [Kilyeni2010a] Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Jigoria-Oprea D., **Cristian P.D.**, Simo A., Software Tool Developed for Deregulated Power System Analysis, Journal of Sustainable Energy, vol.1, no. 1, 2010, pp.87-96
24. [Solomonesc2012] Solomonesc F., Teslovan R., Bărbulescu C., Kilyeni Șt., **Cristian P.**, Genetic Algorithm Power Flow Computing Approach, Proceedings of the 47th International Universities’ Power Engineering Conference, UPEC2012, Londra, UK, 2012, pp.1-6