

PLANIFICAREA DINAMICĂ A EXTINDERII REȚELELOR DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE UTILIZÂND TEHNICI DE INTELIGENȚĂ ARTIFICIALĂ

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

Ing. Attila Simó

Președinte:	Prof.univ.dr.ing. Petru Andea
Conducător științific:	Prof.univ.dr.ing. Ștefan Kilyeni
Referenți științifici:	Prof.univ.em.dr.ing. Mircea Eremia Prof.univ.dr.ing. Ioan Felea Conf.univ.dr.ing. Constantin Bărbulescu

Data susținerii tezei: 24.X.2014

Seriile Teze de doctorat ale UPT sunt:

- | | |
|---|--|
| 1. Automatică | 9. Inginerie Mecanică |
| 2. Chimie | 10. Știința Calculatoarelor |
| 3. Energetică | 11. Știința și Ingineria Materialelor |
| 4. Inginerie Chimică | 12. Ingineria Sistemelor |
| 5. Inginerie Civilă | 13. Inginerie Energetică |
| 6. Inginerie Electrică | 14. Calculatoare și Tehnologia Informației |
| 7. Inginerie Electronică și Telecomunicații | 15. Ingineria materialelor |
| 8. Inginerie Industrială | 16. Inginerie și Management |

Universitatea Politehnica 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, 2014

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 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 2011 – septembrie 2014, în cadrul studiilor doctorale cu frecvență în domeniul *Inginerie Energetică* la *Universitatea Politehnica Timișoara*, desfășurate în ultimul an în cadrul proiectului POSDRU "Creșterea atractivității și performanței programelor de formare doctorală și postdoctorală pentru cercetători în științe inginerești – ATTRACTING", ID 137070.

Începând din anii de studenție, am avut șansa să particip la soluționarea unor contracte de cercetare încheiate cu C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., Enel Distribuție Banat și Dobrogea, Electrica Muntenia Nord și o serie de agenți economici, strâns legate de tema tezei de doctorat, în cadrul *Centrului de Cercetare pentru Analiza și Optimizarea Regimurilor 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 Conf.dr.ing. Constantin Bărbulescu, pentru ajutorul acordat, pentru observațiile și sfaturile primite, mereu constructive, pentru îndrumarea și colaborarea permanentă.

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

Mulțumesc cadrelor didactice din cadrul Universității Politehnica Timișoara, care au contribuit la formarea și dezvoltarea mea profesională. În mod special îmi exprim gratitudinea față de profesorii mei din cadrul Departamentului de Electroenergetică, care m-au încurajat și mi-au oferit un real ajutor. Doresc să evidențiez în mod special colaborarea fructuoasă cu Prof.dr.ing. Bucur Luștea și Șef lucr.dr.ing. Dan Jigoria-Oprea.

Pe parcursul elaborării tezei am avut o conlucrare deosebit de constructivă cu colegii mei, dr.ing. Dan Cristian, dr.ing. Florin Solomonesc, dr.ing. Răzvan Teslovan, materializată și prin lucrări publicate împreună.

Mulțumesc în mod deosebit, și pe această cale, membrilor comisiei de analiză a tezei de doctorat, Prof.em.dr.ing. Mircea Eremia (Universitatea Politehnica din București), Prof.dr.ing. Ioan Felea (Universitatea din Oradea) și Conf.dr.ing. Constantin Bărbulescu (Universitatea Politehnica 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 soției mele și părinților mei pentru sprijinul și înțelegerea acordate în toți acești ani.

Timișoara, septembrie 2014

Attila Simó

Simó, Attila

**PLANIFICAREA DINAMICĂ A EXTINDERII REȚELELOR
DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE UTILIZÂND
TEHNICI DE INTELIGENȚĂ ARTIFICIALĂ**

Teze de doctorat ale UPT, Seria 13, Nr. 10, Editura Politehnica, 2014,
266 pagini, 74 figuri, 77 tabele

ISSN: 2069-8208

ISBN: 978-606-554-871-8

Cuvinte cheie: sisteme electroenergetice, rețea de transport al energiei electrice, planificarea extinderii, programare dinamică, inteligență artificială, algoritmi evolutivi, particle swarm optimization, algoritmi genetici, strategie energetică, piața de energie electrică, optimizarea regimurilor de funcționare

Rezumat: Tematica tezei se încadrează în preocupările actuale din domeniul managementului sistemelor electroenergetice, al planificării pe termen mediu și lung a dezvoltării rețelelor de transport al energiei electrice. Teza are ca obiectiv principal elaborarea unei metode practice de planificare dinamică a extinderii rețelei de transport din cadrul sistemelor electroenergetice complexe utilizând tehnici de inteligență artificială – PSO (Particle Swarm Optimization) și algoritmi genetici. Abordarea dinamică oferă avantajul obținerii, pe lângă soluția optimă de la finele perioadei de analiză, a soluțiilor pentru etapele intermediare, obținute prin parcurgere prospectivă sau retrospectivă.

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 de programare Matlab, fiind compatibile la nivel de bază de date cu pachete de programe profesionale din domeniu (Power World, Matpower). Ele utilizează la maxim posibilitățile oferite de mediile de programare avansate și de sistemele de calcul actuale.

Aplicațiile concrete se referă atât la sisteme electroenergetice test (proprie sau consacrate) de diverse dimensiuni, cât și la un sistem real de mari dimensiuni – Sistemul Electroenergetic al României (SEN). Soluțiile obținute pentru SEN sunt comparate cu strategiile de extindere cuprinse în planul de perspectivă al Transelectrica, concluziile fiind extrem de interesante.

CUPRINS

CUPRINS	5
ACRONIME	9
LISTA DE FIGURI	11
LISTA DE TABELE	14
1. INTRODUCERE	17
2. PROBLEME ACTUALE PRIVIND SECTORUL ENERGETIC LA SCARĂ EUROPEANĂ. SISTEMUL ELECTROENERGETIC AL ROMÂNIEI	25
2.1. Piața globală de energie electrică.....	25
2.2. Cadrul legislativ și evoluția pieței de energie electrică din România	29
2.3. Situația actuală a sistemului electroenergetic al României	32
2.3.1. Consumul de energie electrică	32
2.3.2. Producerea energiei electrice	38
2.3.3. Rețeaua de transport al energiei electrice	40
2.4. Strategia extinderii sistemului electroenergetic al României	44
2.5. Concluzii	45
3. OPTIMIZAREA PLANIFICĂRII EXTINDERII RET. TENDINȚE ACTUALE ȘI PERSPECTIVE	47
3.1. Metode bazate pe modelarea matematică	48
3.2. Metode euristice și meta-euristice.....	51
3.3. Concluzii	58
4. METODE DE OPTIMIZARE BAZATE PE CALCULUL EVOLUTIV	59
4.1. Calcul evolutiv. Inteligența de tip roi	59
4.2. Algoritmi de tip roi	61
4.2.1. Considerații preliminare	61
4.2.2. Ant Colony Optimization (ACO)	61
4.2.3. Artificial Bee Colony (ABC)	62
4.2.4. Stochastic Diffusion Search (SDS)	63
4.2.5. Particle Swarm Optimization (PSO).....	63
4.3. Prezentarea în detaliu a algoritmului PSO.....	64
4.3.1. Modelul matematic standard.....	64
4.3.2. Ajustarea vitezei.....	65
4.3.3. Spațiul de căutare.....	67

4.3.4. Conceptul de inerție	67
4.3.5. Conceptul de vecinătate.....	68
4.3.6. Alte variante ale algoritmului PSO	69
4.4. Algoritmi genetici	72
4.4.1. Considerații preliminare	72
4.4.2. Algoritmi genetici codificați cu valori binare.....	72
4.4.3. Algoritmi genetici codificați cu valori reale	75
4.5. Concluzii	86
5. PROGRAMARE DINAMICĂ	87
5.1. Prezentarea metodei programării dinamice.....	87
5.2. Optimizarea funcționării de durată a SEE abordată ca problemă de programare dinamică.....	90
5.3. Aplicație privind soluționarea unei probleme simple de extindere a RET	93
5.4. Concluzii	98
6. MODELUL MATEMATIC AL PLANIFICĂRII DINAMICE A EXTINDERII REȚELOR DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE	99
6.1. Versiunea clasică a modelului matematic	99
6.1.1. Analiza regimului permanent normal.....	99
6.1.2. Optimizarea regimului permanent normal (OPF)	106
6.1.3. Planificarea dinamică a extinderii RET	114
6.2. Versiunea pentru algoritmi evolutivi	118
6.2.1. Considerații preliminare	118
6.2.2. Optimizarea regimului permanent normal.....	118
6.2.2.1. Varianta bazată pe algoritmul PSO	118
6.2.2.2. Varianta bazată pe algoritmul GA.....	120
6.2.3. Planificarea extinderii dinamice a RET	122
6.2.3.1. Varianta bazată pe algoritmul PSO	122
6.2.3.2. Varianta bazată pe algoritmul GA.....	125
6.3. Concluzii	127
7. INSTRUMENTE SOFT	129
7.1. Instrumentul soft <i>PowerOptPowerPlanPSO</i>	129
7.1.1. Considerații preliminare	129
7.1.2. Determinarea regimului optim de funcționare (OPF).....	133
7.1.3. Soluționarea extinderii dinamice a RET (DTNEP)	137
7.2. Instrumentul soft <i>PowerOptPowerPlanGA</i>	138
7.2.1. Considerații preliminare	138
7.2.2. Determinarea regimului optim de funcționare (OPF).....	141
7.2.3. Soluționarea extinderii dinamice a RET (DTNEP)	144
7.3. Concluzii	145

8. STUDII DE CAZ ȘI REZULTATE	147
8.1. Considerații preliminare	148
8.2. Sistemul IEEE24 RTS adaptat.....	149
8.2.1. Sistemul IEEE24 RTS adaptat, regimul inițial 2014.....	149
8.2.2. Sistemul IEEE24 RTS adaptat, regimul extins maximal, anul 2034.....	151
8.2.3. Prezentarea soluției optime de extindere	154
8.2.3.1. Considerații preliminare	154
8.2.3.2. Abordarea retrospectivă.....	155
8.2.3.3. Abordarea prospectivă.....	160
8.2.3.4. Concluzii.....	160
8.3. Sistemul Test50	161
8.3.1. Sistemul Test50, regimul inițial 2014	161
8.3.2. Sistemul Test50, regimul extins maximal, anul 2034	163
8.3.3. Prezentarea soluției optime de extindere	167
8.3.3.1. Considerații preliminare	167
8.3.3.2. Abordarea retrospectivă.....	167
8.3.3.3. Abordarea prospectivă.....	172
8.3.3.4. Concluzii.....	172
8.4. Sistemul Electroenergetic al României (SEN)	173
8.4.1. Considerații preliminare	173
8.4.2. SEN, regimul inițial 2014	175
8.4.3. SEN, regimul extins maximal, anul 2034	176
8.4.4. Prezentarea soluției optime de extindere	181
8.4.4.1. Considerații preliminare	181
8.4.4.2. Abordarea retrospectivă.....	181
8.4.4.2.1. Considerații preliminare	181
8.4.4.2.2. Soluția optimă de extindere pentru anul 2034.....	182
8.4.4.2.3. Rezultatele globale ale analizei retrospective	188
8.4.4.3. Abordarea prospectivă.....	190
8.4.4.4. Concluzii.....	192
8.5. Concluzii.....	192
9. CONCLUZII GENERALE ȘI CONTRIBUȚII PERSONALE	193
ANEXE	199
Anexa 1. IEEE24 RTS ADAPTAT	199
A1.1. Sistemul IEEE24 RTS adaptat, regimul inițial 2014	199
A1.2. Sistemul IEEE24 RTS adaptat, regimul extins maximal, anul 2034	201
A1.3. Sistemul IEEE24 RTS adaptat, soluția optimă de extindere, anul 2034	205

Anexa 2. TEST50	207
A2.1. Sistemul Test50, regimul inițial 2014	207
A2.2. Sistemul Test50, regimul extins maximal, anul 2034.....	211
A2.3. Sistemul Test50, soluția optimă de extindere, anul 2034	215
Anexa 3. SEN.....	218
A3.1. SEN, regimul inițial 2014	218
A3.2. SEN, regimul extins maximal, anul 2034	229
A3.3. SEN, soluția optimă de extindere, anul 2034.....	240
BIBLIOGRAFIE	249
SINTEZA PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII	263
ANEXA CD	CD

ACRONIME

ACO – Ant Colony Optimization
AE – Algoritm Evolutiv
AG - Algoritmi Genetici
AIE – Agenția Internațională a Energiei
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
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
GES – Gaze cu efect de seră
GNV – Gol de Noapte Vara
ISPE – Institutul de Studii și Proiectări Energetice
LEA – Linie Electrică Aeriană
LES – Linie Electrică Subterană
LST – Lucru sub Tensiune
MAs – Memetic Algorithms
MPSO – Memetic particle swarm optimization

m.t. – medie tensiune
NSGA – Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm
OECD – Organizația pentru Cooperare Economică și Dezvoltare
(Organisation for Economic Co-operation and Development)
OM – Obiectiv Multiplu
OPCOM – Operatorul Pieței de Energie Electrică
OPF – circulația optimă de puteri (Optimal Power Flow)
OTS – Operatorul de Transport și de Sistem
PF – circulația de puteri (Power Flow)
PIB – Produs Intern Brut
POPF – Probabilistic 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
RR – Relație de restricție
RTS – Reliability Test System
s.c. – simplu circuit
SDFEE – Sucursală de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice
SDS – Stochastic Diffusion Search
SEN – Sistemul Electroenergetic Național al României
SEE – Sisteme ElectroEnergetice
SRE – Surse Regenerabile de Energie
TNEP – planificarea extinderii rețelei electrice de transport
(Transmission Network Expansion Planning)
TR – Transformator
TS – Tabu Search
ATS – Adaptive Tabu Search
UCTE – Uniunea pentru Coordonarea Transportului de Energie Electrică
(Union for the Coordination of Transmission of Electricity)
UE – Uniunea Europeană
UnoDEN – Unitatea Operațională „Dispecerul Energetic Național”
UPSO – Unified Particle Swarm Optimization
VDV – Vârf Dimineață Vara
VEPSO – Vector Evaluated Particle Swarm Optimization
VSI – Vârf de Seară Iarnă.

LISTA DE FIGURI

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
1.	Fig. 2.1.1.	Creșterea producției de energie electrică și a consumului total de energie livrată pentru perioada 2010 - 2040 (TWh)
2.	Fig. 2.1.2.	Producerea netă de energie electrică în țările OCDE și non-OCDE pentru perioada 2010-2040 (TWh)
3.	Fig. 2.1.3.	Producția netă de energie electrică pe regiuni, în țările non-OCDE pentru perioada 2010-2040 (TWh)
4.	Fig. 2.1.4.	Energia electrică generată prognozată la nivel mondial în funcție de sursele primare utilizate (TWh)
5.	Fig. 2.2.1.	Structura pieței de energie
6.	Fig. 2.2.2.	Evoluția pieței de energie în anul 2004
7.	Fig. 2.2.3.	Evoluția gradului de deschidere a pieței de energie electrică în perioada ianuarie 2004 - ianuarie 2013
8.	Fig. 2.3.1.	Consum intern net anual prognozat
9.	Fig. 2.3.2.	Evoluția consumului de energie electrică pe zone geografice
10.	Fig. 2.3.3.	Scenarii de evoluție a consumului intern net de energie electrică în perioada 2008-2030
11.	Fig. 2.3.4.	Puterea disponibilă în centralele electrice din cadrul SEN la 01.01.2013 (22428 MW)
12.	Fig. 2.3.5.	Structura pe resurse primare [GWh %] a producției de energie electrică
13.	Fig. 2.3.6.	Rețeaua de transport al energiei electrice
14.	Fig. 2.3.7.	Proiecte de dezvoltare a RET
15.	Fig. 4.1.1.	Rolul liderului
16.	Fig. 4.3.1.	Topologie tip inel
17.	Fig. 4.3.2.	Topologie de tip stea (global PSO)
18.	Fig. 4.4.1.	Cromozom codificat binar
19.	Fig. 4.4.2.	Încrucișarea într-un singur punct
20.	Fig. 4.4.3.	Încrucișarea în mai multe puncte
21.	Fig. 4.4.4.	Exemplu de mutație
22.	Fig. 4.4.5.	Schema logică a algoritmului genetic cu valori reale
23.	Fig. 4.4.6.	Exemplu de cromozom codificat cu valori reale

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
24.	Fig. 4.4.7.	Exemplu de alegere a unui individ în cazul selecției prin ierarhizare
25.	Fig. 4.4.8.	Poziții posibile ale urmașilor după recombinarea discretă, pentru cromozomi cu două variabile
26.	Fig. 4.4.9.	Spațiu posibil al urmașilor pentru $r \in [-0,1;1,1]$
27.	Fig. 4.4.10.	Poziții posibile ale urmașilor după recombinarea intermediară a) $r \in [0;1]$; b) $r \in [-0,1;1,1]$;
28.	Fig. 4.4.11.	Poziții posibile ale urmașilor după recombinarea liniară a) $r \in [0;1]$; b) $r \in [-0,1;1,1]$
29.	Fig. 5.3.1.	Schema sistemului considerat
30.	Fig. 5.3.2.	Soluționarea prin explorare exhaustivă
31.	Fig. 7.1.1.	Schema logică de principiu a aplicației <i>PowerOptPowerPlanPSO</i>
32.	Fig. 7.1.2.	Fereastra principală a aplicației software <i>PowerOptPowerPlanPSO</i>
33.	Fig. 7.1.3.	Meniul <i>Fisier</i> al aplicației <i>PowerOptPowerPlanPSO</i>
34.	Fig. 7.1.4.	Fereastra de configurare a aplicației <i>PowerOptPowerPlanPSO</i>
35.	Fig. 7.1.5.	Meniul <i>Vizualizare</i>
36.	Fig. 7.1.6.	Componenta OPF a instrumentului soft <i>PowerOptPowerPlanPSO</i>
37.	Fig. 7.1.7.	Structura fișierului <i>Rezultat.txt</i>
38.	Fig. 7.1.8.	Grafic de evoluție al algoritmului PSO
39.	Fig. 7.1.9.	Grafic în timp real pentru tensiunea la bornele geratoarelor
40.	Fig. 7.1.10.	Grafic în timp real pentru puterea activă generată
41.	Fig. 7.1.11.	Grafic în timp real pentru tensiunea la borne și puterea activă generată
42.	Fig. 7.1.12.	Componenta DTNEP a aplicației software <i>PowerOptPowerPlanPSO</i>
43.	Fig. 7.2.1.	Schema logică de principiu a aplicației <i>PowerOptPowerPlanGA</i>
44.	Fig. 7.2.2.	Fereastra principală a instrumentului soft <i>PowerOptPowerPlanGA</i>
45.	Fig. 7.2.3.	Meniul <i>Fisier</i> al instrumentului soft <i>PowerOptPowerPlanGA</i>
46.	Fig. 7.2.4.	Componenta OPF a instrumentului soft <i>PowerOptPowerPlanGA</i>
47.	Fig. 7.2.5.	Meniul <i>Vizualizare</i> al aplicației <i>PowerOptPowerPlanGA</i>
48.	Fig. 7.2.6.	Grafic de evoluție a algoritmului GA
49.	Fig. 7.2.7.	Componenta DTNEP a instrumentului soft <i>PowerOptPowerPlanGA</i>
50.	Fig. 7.2.8.	Configurarea algoritmului pentru determinarea OPF
51.	Fig. 8.2.1.	SEE IEEE24 RTS adaptat– schema monofilară inițială
52.	Fig. 8.2.2.	Schema monofilară a sistemului IEEE24 RTS adaptat extins maximal
53.	Fig. 8.2.3.	Evoluția algoritmului PSO pentru determinarea OPF

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
54.	Fig. 8.2.4.	Structura sistemului IEEE24 RTS adaptat – soluția optimă de extindere pentru anul 2034
55.	Fig. 8.2.5.	Puterea activă generată
56.	Fig. 8.2.6.	Puterea reactivă generată
57.	Fig. 8.2.7.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
58.	Fig. 8.2.8.	Evoluția valorii FOB pentru DTNEP pe parcursul iterațiilor
59.	Fig. 8.3.1.	SEE Test50 – schema monofilară inițială
60.	Fig. 8.3.2.	Structura sistemului Test50 extins maximal
61.	Fig. 8.3.3.	Evoluția algoritmului genetic pentru determinarea OPF
62.	Fig. 8.3.4.	Structura sistemului Test 50 – soluția optimă de extindere pentru anul 2034
63.	Fig. 8.3.5.	Puterea activă generată
64.	Fig. 8.3.6.	Puterea reactivă generată
65.	Fig. 8.3.7.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
66.	Fig. 8.3.8.	Evoluția valorii FOB pentru DTNEP pe parcursul iterațiilor
67.	Fig. 8.4.1.	SEN – schema monofilară inițială
68.	Fig. 8.4.2.	Structura SEN extins maximal
69.	Fig. 8.4.3.	Evoluția PSO pentru determinarea OPF
70.	Fig. 8.4.4.	Structura SEN– soluția optimă de extindere pentru anul 2034
71.	Fig. 8.4.5.	Puterea activă generată
72.	Fig. 8.4.6.	Puterea reactivă generată
73.	Fig. 8.4.7.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
74.	Fig. 8.4.8.	Evoluția valorii FOB pentru DTNEP 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 2.2.1.	Cronologia evoluției în procesul de deschidere a pieței de energie electrică
3.	Tabelul 2.3.1.	Evoluția balanței de energie electrică a României în perioada 2010-2014-2020
4.	Tabelul 2.3.2.	Scenarii de dezvoltare energetică a României - orizont 2030
5.	Tabelul 2.3.3.	Parametrii consumului de energie electrică estimați pentru perioada 2014-2023
6.	Tabelul 2.3.4.	Distribuția puterilor instalate în centralele electrice (01.01.2013)
7.	Tabelul 4.4.1.	Exemplu de populație inițială și valoarea funcției Schwefel
8.	Tabelul 4.4.2.	Rezultatul selecției prin trunchiere
9.	Tabelul 4.4.3.	Rezultatul selecției prin competiție
10.	Tabelul 4.4.4.	Rezultate în diferite etape pentru selecția prin ierarhizare, pentru funcția Schwefel cu $d = 2$ și $nc = 4$
11.	Tabelul 4.4.5.	Rezultatul selecției prin ierarhizare
12.	Tabelul 4.4.6.	Exemplu de recombinare discretă, pentru funcția Schwefel cu $Nvar=4$
13.	Tabelul 4.4.7.	Exemplu de recombinare intermediară, pentru funcția Schwefel cu $Nvar=4$
14.	Tabelul 4.4.8.	Exemplu de recombinare liniară, pentru funcția Schwefel cu $Nvar=4$
15.	Tabelul 4.4.9.	Exemplu mutație aleatoare
16.	Tabelul 4.4.10.	Exemplu mutație cu pas variabil
17.	Tabelul 5.3.1.	Prognoza consumului
18.	Tabelul 5.3.2.	Costuri de trecere de la o schemă la alta actualizate
19.	Tabelul 5.3.3.	Cheltuieli de investiții și de funcționare anuale actualizate
20.	Tabelul 5.3.4.	Rezultate
21.	Tabelul 8.2.1.	Parametri linii electrice aeriene (Anexa 1)
22.	Tabelul 8.2.2.	Parametri transformatoare și autotransformatoare (Anexa 1)
23.	Tabelul 8.2.3.	Date și rezultate noduri, regim de bază (Anexa 1)
24.	Tabelul 8.2.4.	Date generatoare, regim de bază (Anexa 1)

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
25.	Tabelul 8.2.5.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază (Anexa 1)
26.	Tabelul 8.2.6.	Date generatoare, sistem extins maximal (Anexa 1)
27.	Tabelul 8.2.7.	Parametri LEA suplimentare (Anexa 1)
28.	Tabelul 8.2.8.	Parametri transformatoare și autotransformatoare suplimentare (Anexa 1)
29.	Tabelul 8.2.9.	Date și rezultate noduri, sistem extins maximal OPF (Anexa 1)
30.	Tabelul 8.2.10.	Date generatoare, sistem extins maximal OPF (Anexa 1)
31.	Tabelul 8.2.11.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, sistem extins maximal OPF (Anexa 1)
32.	Tabelul 8.2.12.	Rezultatele globale ale prognozei consumului
33.	Tabelul 8.2.13.	Date și rezultate noduri, soluție optimă de extindere dinamică OPF (Anexa 1)
34.	Tabelul 8.2.14.	Date generatoare, soluție optimă de extindere dinamică OPF (Anexa 1)
35.	Tabelul 8.2.15.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, soluție optimă de extindere dinamică OPF (Anexa 1)
36.	Tabelul 8.2.16.	Rezultatele globale ale analizei retrospective
37.	Tabelul 8.2.17.	Rezultatele globale ale analizei prospective
38.	Tabelul 8.3.1.	Parametri linii electrice aeriene (Anexa 2)
39.	Tabelul 8.3.2.	Parametri transformatoare și autotransformatoare (Anexa 2)
40.	Tabelul 8.3.3.	Date și rezultate noduri, regim de bază (Anexa 2)
41.	Tabelul 8.3.4.	Date generatoare, regim de bază (Anexa 2)
42.	Tabelul 8.3.5.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază (Anexa 2)
43.	Tabelul 8.3.6.	Date generatoare, sistem extins maximal (Anexa 2)
44.	Tabelul 8.3.7.	Parametri LEA suplimentare (Anexa 2)
45.	Tabelul 8.3.8.	Parametri transformatoare și autotransformatoare suplimentare (Anexa 2)
46.	Tabelul 8.3.9.	Date și rezultate noduri, sistem extins maximal OPF (Anexa 2)
47.	Tabelul 8.3.10.	Date generatoare, sistem extins maximal OPF (Anexa 2)
48.	Tabelul 8.3.11.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, sistem extins maximal OPF (Anexa 2)
49.	Tabelul 8.3.12.	Rezultatele globale ale prognozei consumului
50.	Tabelul 8.3.13.	Date și rezultate noduri, soluție optimă de extindere dinamică OPF (Anexa 2)
51.	Tabelul 8.3.14.	Date generatoare, soluție optimă de extindere dinamică OPF (Anexa 2)

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
52.	Tabelul 8.3.15.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, soluție optimă de extindere dinamică OPF (Anexa 2)
53.	Tabelul 8.3.16.	Rezultatele globale ale analizei retrospective
54.	Tabelul 8.3.17.	Rezultatele globale ale analizei prospective
55.	Tabelul 8.4.1.	Transferurile suplimentare de putere considerate pentru anul 2019
56.	Tabelul 8.4.2.	Transferurile suplimentare de putere considerate pentru anul 2024
57.	Tabelul 8.4.3.	Transferurile suplimentare de putere considerate pentru anul 2029
58.	Tabelul 8.4.4.	Transferurile suplimentare de putere considerate pentru anul 2034
59.	Tabelul 8.4.5.	Parametri linii electrice aeriene (Anexa 3)
60.	Tabelul 8.4.6.	Parametri transformatoare și autotransformatoare (Anexa 3)
61.	Tabelul 8.4.7.	Date și rezultate noduri, regim de bază (Anexa 3)
62.	Tabelul 8.4.8.	Date generatoare, regim de bază (Anexa 3)
63.	Tabelul 8.4.9.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază (Anexa 3)
64.	Tabelul 8.4.10.	Parametri LEA suplimentare (Anexa 3)
65.	Tabelul 8.4.11.	Parametri transformatoare și autotransformatoare suplimentare (Anexa 3)
66.	Tabelul 8.4.12.	Date și rezultate noduri, sistem extins maximal (Anexa 3)
67.	Tabelul 8.4.13.	Date generatoare, sistem extins maximal (Anexa 3)
68.	Tabelul 8.4.14.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, sistem extins maximal (Anexa 3)
69.	Tabelul 8.4.15.	Date și rezultate noduri, sistem extins maximal OPF (Anexa CD)
70.	Tabelul 8.4.16.	Date generatoare, sistem extins maximal OPF (Anexa CD)
71.	Tabelul 8.4.17.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, sistem extins maximal OPF (Anexa CD)
72.	Tabelul 8.4.18.	Rezultatele globale ale prognozei consumului intern
73.	Tabelul 8.4.19.	Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere dinamică OPF (Anexa 3)
74.	Tabelul 8.4.20.	Date generatoare, soluție optimă de extindere dinamică OPF (Anexa 3)
75.	Tabelul 8.4.21.	Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere dinamică OPF (Anexa 3)
76.	Tabelul 8.4.22.	Rezultatele globale ale analizei retrospective
77.	Tabelul 8.4.23.	Rezultatele globale ale analizei prospective

1. INTRODUCERE

În contextul dezvoltării economice rapide, a progresului societății și a globalizării energia capătă importanță din ce în ce mai mare, devenind o componentă vitală, motiv pentru care în țările dezvoltate, dar în special în cele în curs de dezvoltare se observă o creștere continuă în ceea ce privește cererea de energie electrică. Această tendință în mod firesc conduce la nevoia dezvoltării unor sisteme energetice mai puternice care să poată prelua noua cerere. Astfel, infrastructura energetică a României se află de aproape un deceniu într-o schimbare continuă, răspunzând cerințelor impuse de Uniunea Europeană, legate de: liberalizarea pieței de energie, securitatea alimentării consumatorilor, asigurarea raporturilor de import/export a energiei cu statele UE și non-UE, producerea energiei electrice cu emisii poluante minime și promovarea surselor regenerabile de energie (SRE).

Odată cu apariția conceptului de energie electrică ca o marfă s-a trecut la restructurarea totală a sistemului energetic care inevitabil a condus la apariția unei piețe de energie descentralizate. Prin H.G. 638/2007 gradul de deschidere al pieței a devenit 100% făcând posibilă apariția entităților separate și specializate pe câte un aspect al lanțului tradițional de producere, transport, distribuție și utilizare a energiei electrice. Au apărut producătorii independenți de energie electrică (fără intervenția statului), firme privatizate de distribuție a energiei electrice și cele mai diverse categorii de consumatori. În ceea ce privește transportul energiei electrice și operarea sistemului electroenergetic (SEE) se remarcă apariția Operatorului de Transport și de Sistem (OTS). Piața de energie electrică devine liberă, asta însemnând că OTS pune infrastructura energetică (reprezentată de rețeaua electrică de transport – RET) la dispoziția oricărui participant, conducând astfel 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.

Privind lucrurile pe o scară mai largă, pe continentul European, sistemul de transport European interconectat reprezintă scheletul esențial pentru alimentarea sigură cu energie electrică a consumatorilor. În această direcție s-a dezvoltat sistemul pe parcursul ultimilor 50 de ani, urmărind asigurarea asistenței reciproce între subsistemele naționale. Chiar mai mult de atât, datorită schimbărilor din ultimii 20 de ani sistemul de transport a devenit și platforma pentru a schimba puteri electrice mult mai mari pe întreg continentul. Astfel, dezvoltarea pieței de energie s-a materializat prin schimburi mai ample de energie electrică, cauzând alte circulații de puteri de-a lungul continentului, inevitabil influențate și de dezvoltarea rapidă a energiilor regenerabile.

Dezvoltarea sistemului de transport este afectată din ce în ce mai mult de restricții datorită complexității problemelor legate de producerea, transportul, distribuția și consumul de energie electrică, condițiilor de mediu, schimbărilor climatice și epuizarea resurselor energetice. Realitatea actuală este că operatorii de transport și sistem se confruntă cu dificultăți din ce în ce mai mari în exploatarea SEE complexe, naționale și continentale, datorită miilor de MW tranzitați, fiind nevoiți să funcționeze uneori în regimuri foarte apropiate de limita de stabilitate.

Nu cu foarte mulți ani în urmă, studiile de planificare a extinderii SEE se efectuau în condițiile unei economii centralizate, dispunând astfel de date de intrare

cu un nivel de certitudine relativ ridicat (consum, producție, schimburi internaționale de energie electrică limitate contractate). Capacitățile noi de producere a energiei electrice, precum și marii consumatori, erau stabilite „centralizat” ca amplasare, putere și energie cerută / produsă, ceea ce permitea o analiză de funcționare a rețelilor de transport pe baza criteriilor tehnice și economice (inclusiv de siguranță în funcționare) aplicate întregului sistem (generare – transport – consum), astfel determinând o „rețea națională de transport țintă”, cu o probabilitate de realizare corespunzătoare, credibilă. Analizele și studiile se efectuau considerând, în primul rând sistemul electroenergetic ca un sistem izolat și apoi integrat în diferite interconexiuni. Aceste studii realizate 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) aveau la bază următoarele elemente:

- studii de prognoză de consum pe ansamblu și pe zone;
- studii de analiză a acoperirii curbilor 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 (RET), corelate cu repartiția consumului, dar, mai ales, a surselor pe teritoriu.

În zilele noastre, însă, descentralizarea și interconectarea sistemelor electroenergetice complexe introduc un grad ridicat de incertitudini, ideea analizei SEE ca fiind unul izolat nefiind validă. Realitatea actuală ne arată că obținerea unor informații relevante pentru studiile de dezvoltare a rețelei este limitată datorită caracterului confidențial al datelor care ar trebui obținute de la diferiții participanți la piața de energie (operatori de distribuție, producători, consumatori ș.a.). În aceste condiții OTS trebuie să fie într-un permanent contact cu acești multipli utilizatori ai rețelei pe o parte pentru a putea face față cerințelor utilizatorilor și pe de altă parte pentru a identifica riscurile/incertitudinile cu privire la planificarea extinderii RET. De asemenea, OTS are responsabilitatea de a dezvolta și întreține sistemul, astfel încât acesta să aibă o funcționare stabilă, fiabilă și economică, respectând toate reglementările legislative în vigoare.

Astfel, și în România, conform Codului Tehnic al Rețelei Electrice de Transport, planificarea extinderii rețelei electrice de transport intră în atribuțiile operatorului de transport și sistem (C.N.E.E. Transelectrica S.A.). Acesta este obligat să conceapă un plan de perspectivă pentru fiecare 10 ani succesivi, cu actualizare la 2 ani [CodRET]. Planul de perspectivă al dezvoltării trebuie să prevadă: acoperirea consumului prognozat în condiții de siguranță, prin corelarea acțiunilor cu participării la piața de energie electrică; stabilirea nivelului de rezervă în SEN pentru producerea și transportul energiei electrice la vârf de consum.

În concluzie, planificarea extinderii dinamice optime a rețelei electrice de transport constituie o sarcină extrem de dificilă și de mare răspundere, în special 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 rezumă 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 dinamice a RET din cadrul SEE complexe, folosind tehnici de inteligență artificială, mai precis metode evolutive de tip "roi" – Particle Swarm Optimization (PSO) și Algoritmi Genetici (AG). Utilizarea unor abordări specifice programării dinamice oferă avantajul de a cunoaște și etapele intermediare care trebuie parcurse până la materializarea soluției finale optime de extindere a RET (pe termen mediu sau lung).

Abordarea dinamică a planificării extinderii RET constituie un element de certă noutate, mai ales în condițiile soluționării unor aplicații extrem de consistente. Analiza literaturii de specialitate confirmă aceste afirmații – foarte puține lucrări se referă la o abordare complexă dinamică a planificării extinderii RET, aplicațiile concrete prezentate referindu-se la SEE de dimensiuni reduse.

Metodele de analiză utilizate sunt finalizate prin tehnici originale de soluționare, implementate în instrumente soft proprii, care utilizează la maxim posibilitățile oferite de mediile de programare și de sistemele informatice actuale.

Aplicațiile prezentate în cadrul tezei de doctorat se referă la sisteme test consacrate (IEEE24 RTS adaptat), sisteme test elaborate în cadrul Departamentului de Electroenergetică (Test 50), cât și la un sistem real de mari dimensiuni – Sistemul Electroenergetic al României (SEN). Pe parcursul elaborării tezei de doctorat au fost studiate și alte aplicații interesante, spațiul limitat al unei teze de doctorat făcând imposibilă și prezentarea lor.

Teza de doctorat, extinsă pe 266 de pagini, este structurată pe 9 capitole, prefață, 3 anexe și o listă bibliografică, conținând un număr de 74 figuri, scheme, histogramme și 77 tabele. Pe lângă anexele menționate, există și o anexă consistentă pe suport electronic (CD). Lista bibliografică cuprinde 248 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, prima parte cuprinzând 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.

Partea a doua cuprinde 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, instrumente soft), cât și perspectivele privind direcțiile ulterioare de continuare a investigațiilor. De asemenea, se subliniază utilitatea rezultatelor obținute pentru operatorul de transport și sistem din România, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

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

Obiectivul capitolului 2 constă în prezentarea unei sinteze privind evoluția sectorului energetic, în general și, a sistemelor electroenergetice, în particular.

Prima parte a capitolului cuprinde o evaluare a stadiului actual al evoluției sectorului energetic european. Sunt descrise principalele aspecte legate de situația energetică a Uniunii Europene (UE) și de evoluția sistemului electroenergetic european: evoluția pieței de energie, influența asupra altor sectoare, respectiv impactul asupra mediului, elaborarea unei politici comune în acest domeniu și a instrumentelor de

implementare, adaptarea legislației comunitare, 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. Se evidențiază faptul că planificarea dinamică a extinderii constituie o sarcină dificilă și de mare răspundere datorită liberalizării pieței de energie, mai ales dacă se ține cont de costul investițiilor în acest domeniu, de efectele pe termen lung și de implicațiile legate de dezvoltarea sustenabilă.

A doua parte a acestui capitol tratează evoluția, strategia și politica actuală a României în sectorul energetic, prognoza consumului și perspectiva de extindere a SEN (Sistemul Electroenergetic al României). Se prezintă stadiul actual al dezvoltării SEN (producere, transport și consum de energie electrică), atenția fiind îndreptată în special spre rețeaua de transport al energiei electrice și perspectivele, mai mult sau mai puțin certe, ale evoluției sale viitoare (în viziunea operatorului de transport și sistem – C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.).

Două aspecte cel puțin contradictorii se evidențiază prin analiza situației actuale a RET: 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 rețehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

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

Concluziile acestui capitol conturează 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.

Capitolul 3 are ca obiectiv prezentarea sistematizată a metodelor actuale de soluționare a planificării extinderii rețelei de transport al energiei electrice din cadrul SEE complexe. Se menționează faptul că în acest capitol se discută atât metodele care se utilizează pentru sistemele reglementate, cât și cele referitoare la sisteme dereglementate.

Problema în discuție este o problemă de optimizare neliniară de mari dimensiuni (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. De asemenea, se au în vedere elemente care să înglobeze aspecte legate de capacitatea totală de transfer, de rata de amortizare a investițiilor, de siguranța în funcționare, de impactul asupra mediului etc. Relațiile de restricție acoperă o gamă largă de aspecte, atât tehnice cât și economice.

Metodele de soluționare, pentru problema în discuție sunt împărțite în două mari categorii:

- *metode de optimizare bazate pe modelarea matematică*, din care fac parte cele de programare neliniară, programare liniară, programare liniară cu numere întregi și mixtă etc.;

- *metode euristice și meta- euristice de optimizare*, incluzând algoritmi genetici, metoda roiurilor de particule, algoritmi euristici constructivi, algoritmi evolutivi, metoda coloniilor de furnici, sisteme expert, logică fuzzy etc.

Prin combinarea a două sau mai multe metode există posibilitatea creării și utilizării unor tehnici hibride.

Se remarcă suplimentar faptul că problema poate fi privită în două moduri diferite:

- *abordare statică* – pentru un anumit orizont de timp se determină doar soluția finală de extindere;
- *abordare 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, prin analiză *prospectivă* sau *retrospectivă*.

Capitolul 4 este destinat prezentării unei sinteze privind evoluția algoritmilor genetici, a algoritmilor de tip roi și a particularităților acestora, împreună cu modelele matematice aferente.

În prima parte a capitolului se prezintă câteva aspecte generale pe care le implică tehnica de calcul evolutiv și încadrarea algoritmilor genetici și de tip roi în această categorie. În continuare atenția se îndreaptă spre metoda *particle swarm optimization* (PSO) și diverselor variante ale acestuia. De asemenea, se prezintă 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, sunt prezentate într-o manieră proprie 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 RET.

Partea a doua a capitolului este consacrată *algoritmilor genetici* (AG). Se prezintă principiul de bază al algoritmilor genetici care folosesc variabile binare și celor care utilizează variabile reale. Sunt descrise variantele de operatori genetici: selecție, recombinare și mutație.

Obiectivul capitolului 5 constă în prezentarea elementelor teoretice specifice programării dinamice și a unor exemple teoretice și aplicative sugestive.

Prima parte a capitolului realizează o succintă încadrare teoretică a metodei programării dinamice – o tehnică de optimizare care utilizează o metodologie de selectare a soluției optime în prezența unor condiții restrictive, urmând un proces de decizii în trepte

În partea mediană se prezintă o problemă de optimizare din domeniul ingineriei energetice care poate fi abordată și soluționată prin utilizarea programării dinamice – variantă mult mai avantajoasă decât explorarea exhaustivă a spațiului soluțiilor sau orice altă metodă de căutare euristică sau quasi-euristică.

Ultima parte a capitolului are ca obiect o aplicație simplă de planificare a extinderii unui sistem electroenergetic (SEE) soluționată prin intermediul programării dinamice.

Capitolul 6 are ca obiectiv elaborarea modelului matematic aferent planificării dinamice a extinderii rețelelor de transport al energiei electrice (RET) din cadrul sistemelor electroenergetice (SEE) complexe.

Prima parte a capitolului tratează versiunea "clasică", bazată pe modelarea matematică (în sensul prezentat în capitolul 3). Având în vedere că toate analizele fac uz de un calcul complet de circulație de puteri, se prezintă modelul matematic al analizei regimului permanent normal și cel al optimizării funcționării momentane

a SEE complexe (OPF). Apoi se trece la introducerea elementelor specifice legate de planificarea extinderii RET. Se utilizează un model complet de programare dinamică, ceea ce înseamnă că, pe lângă soluția finală de extindere de la sfârșitul perioadei considerate, rezultă și evoluția procesului de extindere pentru întreaga perioadă (cu alte cuvinte, soluțiile de extindere pentru fiecare an sau pentru etape intermediare de 2, 3, 4 sau 5 ani). Funcția obiectiv ține cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare, înglobând atât costul investițiilor legate de realizarea noilor capacități de transport, cât și cheltuielile de exploatare, precum și câte o componentă legată de siguranța în funcționare, respectiv de capacitatea disponibilă față de limita maximă de încărcare (evident, scalate corespunzător).

Partea a doua a capitolului soluționează problema discutată folosind tehnici de inteligență artificială, în speță algoritmi PSO și GA, prezentați în capitolul 4. Pe baza experienței anterioare [Cristian2013], [Solo2013], aplicarea tehnicilor de calcul evolutiv vizează metoda propriu-zisă de extindere, abordată tot ca o problemă de programare dinamică, și optimizarea regimului de funcționare. Calculul circulației de puteri se realizează în manieră "clasică", utilizând un algoritm Newton decuplat ultrarapid [Kilyeni2010].

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 bazate pe modelarea matematică.

Obiectivul capitolului 7 constă în prezentarea instrumentelor soft realizate în baza celor prezentate în capitolele anterioare. Au fost elaborate două programe de calcul distincte pentru soluționarea tuturor aspectelor legate de planificarea dinamică a extinderii RET din cadrul SEE complexe. Primul utilizează algoritmul PSO, iar al doilea algoritmul GA. Diferența dintre cele două programe constă în tipul algoritmului evolutiv utilizat și în interfața cu utilizatorul (adaptată corespunzător).

Se menționează de la bun început faptul că au fost utilizate și instrumentele soft anterioare realizate pentru abordarea "statică" a planificării extinderii RET. Ele au fost adaptate, îmbunătățite și "reacordate" pe baza experienței acumulate prin utilizarea lor în activitatea desfășurată pe perioada ultimilor doi ani în cadrul *Centrului de Cercetare pentru Analiza și Optimizarea Regimurilor SEE*, condus de Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni [Cristian2013], [Solo2013].

Față de cele precizate în paragraful anterior, partea referitoare la abordarea dinamică a planificării extinderii RET este în întregime originală.

Instrumentele soft elaborate au fost dezvoltate în mediul *Matlab* [Matlab], fiind astfel concepute încât să permită schimbul de informații la nivel de bază de date cu pachetul de programe *PowerWorld* [PowerWorld]. Interfețele realizate permit un schimb de informații bidirecțional legat de topologia sistemului, parametrii elementelor de rețea și mărimile caracteristice ale regimului de funcționare a SEE.

Prima parte a capitolului se referă la instrumentul soft pentru soluționarea dinamică a extinderii optime a RET utilizând algoritmul PSO (*PowerOptPowerPlanPSO*). Sunt descrise principalele componente ale programului de calcul, principiul de funcționare și setările necesare funcționării aplicației.

A doua parte tratează în aceeași manieră instrumentul soft care utilizează algoritmul GA (*PowerOptPowerPlanGA*).

Așa cum rezultă și din numele celor două instrumente soft, ele pot fi utilizate cu succes și pentru optimizarea regimurilor de funcționare a SEE complexe, fără a include și partea de extindere a RET.

Capitolului 8 constituie principala parte aplicativă a lucrării. În acest capitol se prezintă rezultatele obținute în soluționarea planificării extinderii dinamice a rețelelor de transport al energiei electrice (RET) din cadrul sistemelor electroenergetice (SEE) complexe utilizând tehnici de inteligență artificială (algoritmul PSO și algoritmul GA). Elementele teoretice, metodologiile de calcul elaborate și instrumentele soft dezvoltate, care au constituit obiectul capitolelor anterioare, au fost aplicate și utilizate la soluționarea planificării extinderii dinamice a RET (DTNEP) pentru o gamă largă de SEE.

Pentru acest capitol, din motive de spațiu, s-au selectat doar două sisteme test, de dimensiune redusă și medie (IEEE24 RTS adaptat și Test50), și un sistem real de mari dimensiuni – Sistemul Electroenergetic al României (SEN).

Prima parte a capitolului prezintă rezultatele DTNEP obținute pentru sistemele IEEE24 RTS adaptat și Test50, în condițiile unor scenarii de extindere fictive. Pentru fiecare SEE sunt prezentate atât topologia și parametrii elementelor de rețea, cât și rezultatele circulației de puteri pentru regimurile de bază inițiale. Soluțiile de extindere, obținute atât prin abordare dinamică prospectivă cât și retrospectivă, sunt descrise în detaliu, cu toate elementele de rețea noi introduse în sistemul extins, împreună cu regimul optim aferent.

A doua parte a capitolului este dedicată sistemului real de mari dimensiuni – Sistemul Electroenergetic al României. 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. Elementele noi de rețea propuse pentru extindere au fost cele obținute de asemenea de la C.N.T.E.E Transelectrica S.A. – „Planul de perspectivă al RET. Perioada 2014-2023” [Trans2014] – și completate cu alte coridoare de extindere, rezultate în urma analizelor de regim. Pentru evoluția puterilor consumate și generate s-au luat în considerare atât datele din planul de perspectivă amintit mai sus, cât și rezultatele studiilor proprii de prognoză. De asemenea, s-a ținut cont și de posibilitatea unor transferuri de putere semnificative, din zonele excedentare din punctul de vedere al surselor de putere activă spre sistemele electroenergetice vecine (Ungaria, Bulgaria, Serbia, Ucraina și Republica Moldova). Soluțiile de extindere, obținute atât prin abordare dinamică prospectivă cât și retrospectivă, sunt prezentate în detaliu, cu toate elementele noi introduse în sistemul extins, împreună cu regimul optim aferent.

La finele fiecărui subcapitol în parte și la sfârșitul capitolului se prezintă o serie de comentarii și concluzii, cu caracter particular sau mai general, atât legat de soluțiile optime de extindere obținute cât și de evoluția comparativă a procesului de optimizare cu cele două algoritme evolutive utilizate (PSO și GA).

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 oferă o serie de elemente și de rezultate de detaliu referitoare 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 obținute au fost și vor fi valorificate în cadrul unor contracte de cercetare științifică încheiate între Universitatea Politehnică Timișoara, Centrul de Cercetare pentru Analiza și Optimizarea Regimurilor SEE, și Operatorul Național de Transport și de Sistem, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., operatorii de distribuție (Enel, Electrica, CEZ, Eon) și o serie de agenți economici care se ocupă de implementarea

în sistem a resurselor regenerabile de energie. Contractele derulate și finalizate sunt prezentate în lista lucrărilor proprii de la finele tezei ([UPT2009a], [UPT2009b], [UPT2009c], [UPT2012], [UPT2013a], [UPT2013b], [UPT2013c], [UPT2013d], [UPT2013e], [UPT2013f], [UPT2014a], [UPT2014b], [UPT2014c], [UPT2014d], [UPT2014e], [UPT2014f]). De altfel, la baza stabilirii temei tezei de doctorat au stat solicitările OTS 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: 21 de lucrări publicate până la ora actuală, 2 referate științifice și 30 de contracte de cercetare. Așa cum rezultă din lista lucrărilor proprii de la finele tezei de doctorat, 9 au fost prezentate în țară și 12 în străinătate. Se remarcă faptul că 9 lucrări sunt indexate ISI ([Barb2010a], [Barb2014a], [Barb2014b], [Cristian2013a], [Jigoria2009], [Kilyeni2014a], [Kilyeni2014b], [Solo2013a], [Simo2014a]), respectiv alte 9 în Baze de Date Internaționale recunoscute – IEEE, Scopus, Compendex, INSPEC etc. ([Andea2010], [Barb2009], [Barb2013], [Chiosa2010], [Cristian2012], [Cristian2013b], [Cristian2013c], [Kilyeni2010], [Pop2012]).

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

- rafinarea metodelor de soluționare bazate pe tehnici de tip PSO și GA, în scopul creșterii eficienței și ameliorării performanțelor acestora;
- implementarea unor alte clase de metode de soluționare bazate pe tehnici de inteligență artificială, tot cu o abordare bazată pe programarea dinamică;
- abordarea probabilistă a unor elemente componente ale problemei discutate.

2. PROBLEME ACTUALE PRIVIND SECTORUL ENERGETIC LA SCARĂ EUROPEANĂ. SISTEMUL ELECTROENERGETIC AL ROMÂNIEI

Obiectivul capitolului 2 constă în realizarea unei sinteze privind stadiul actual și perspectivele evoluției sectorului energetic, în general, și a sistemelor electroenergetice (SEE), în particular.

Prima parte a capitolului cuprinde o prezentare privind stadiul actual al evoluției sectorului energetic european. Sunt descrise principalele aspecte legate de situația energetică a Uniunii Europene (UE) și de stadiul evoluției sistemului electroenergetic european: evoluția pieței de energie, influența asupra altor sectoare, problema impactului asupra mediului, elaborarea unei politici comune în acest domeniu și a instrumentelor de implementare, adaptarea legislației comunitare, efectele extinderii UE în ultimul deceniu.

A doua parte a acestui capitol tratează evoluția și strategia de dezvoltare a sectorului energetic în România, prognoza consumului și perspectiva de dezvoltare a Sistemului Electroenergetic al României (SEN).

2.1. Piața globală de energie electrică

Asigurarea securității energetice cu energie "curată", ținând cont de limitarea schimbărilor climatice, escaladarea cererii globale de energie și de viitorul nesigur al accesului la resursele energetice devine provocarea majoră pentru UE. Astfel, este necesară dezvoltarea unui sistem energetic puternic și fiabil, care asigură accesul consumatorilor la sursele de energie la prețuri accesibile și de siguranță în alimentare, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și face față cererii de energie electrică în continuă creștere.

În domeniul energiei, pentru perioada următoare, politica UE se bazează pe trei obiective fundamentale:

- **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** – urmărește 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.

Conform rapoartelor publicate de Agenția Internațională a Energiei (AIE), pentru perioada 2010-2040, consumul de energie electrică va înregistra o creștere de aproximativ 2.2% pe an. Energia electrică reprezintă o pondere din ce în ce mai mare din energia totală consumată la nivel mondial. Consumul de energie electrică înregistrează o creștere mai rapidă decât consumul de combustibili lichizi, gaze naturale sau cărbune, efectul creșterii fiind resimțit în toate sectoarele economice. Figura 2.1.1 prezintă diferența între energia electrică generată și cea consumată, pentru perioada 2010 - 2040 [EIA2013].

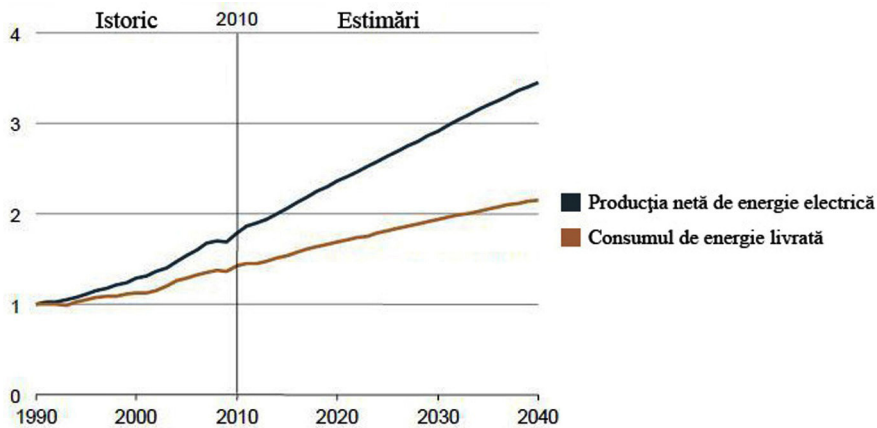


Fig. 2.1.1. Creșterea producției de energie electrică și a consumului total de energie livrată pentru perioada 2010-2040 (TWh)

Conform prognozelor, cea mai puternică creștere privind cererea de energie electrică se va observa în țările non-OCDE (Organizația pentru Cooperare Economică și Dezvoltare), unde mare parte din cerere nici nu este asigurată, spre deosebire de țările membre OCDE în care piețele de energie electrică sunt bine stabilite (fig. 2.1.2). Agenția Internațională pentru Energie (AIE) estimează că 19% din populația lumii nu a avut acces la electricitate în 2010. Mai mult decât atât, aproape 57% din populația Africii rămâne și în prezent fără acces la energie electrică.

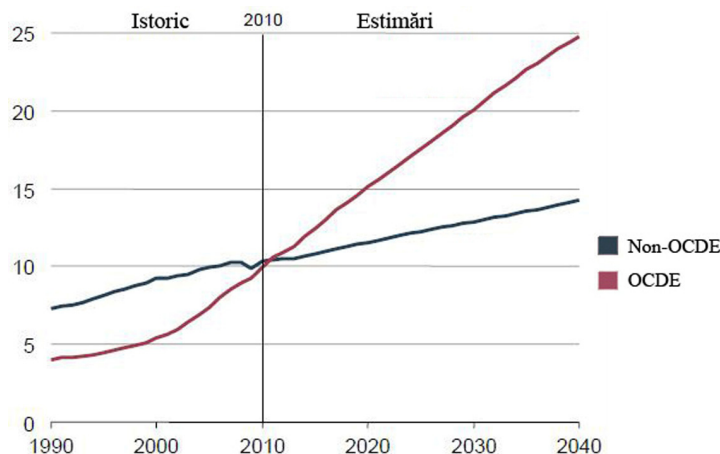


Fig. 2.1.2. Producerea netă de energie electrică în țările OCDE și non-OCDE pentru perioada 2010-2040 (TWh)

Deși în perioada 2008-2009 recesiunea economică 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% în țările membre OCDE, pe când în țările non-OCDE rata de creștere a fost estimată la 9.5% [EIA2011].

Cu privire la producția totală de energie electrică din țările non-OCDE, pentru perioada 2010-2040 se prognozează o creștere medie de 3.1%, cea mai mare dezvoltare înregistrându-se în țările din Asia (India și China) cu o rată de creștere anuală de 3.6% (fig. 2.1.3). La polul opus stau țările membre OCDE unde rata de creștere a producției de energie electrică înregistrează valori mult mai scăzute, cu o valoare medie de 1.1% pe an pentru perioada 2010-2040.

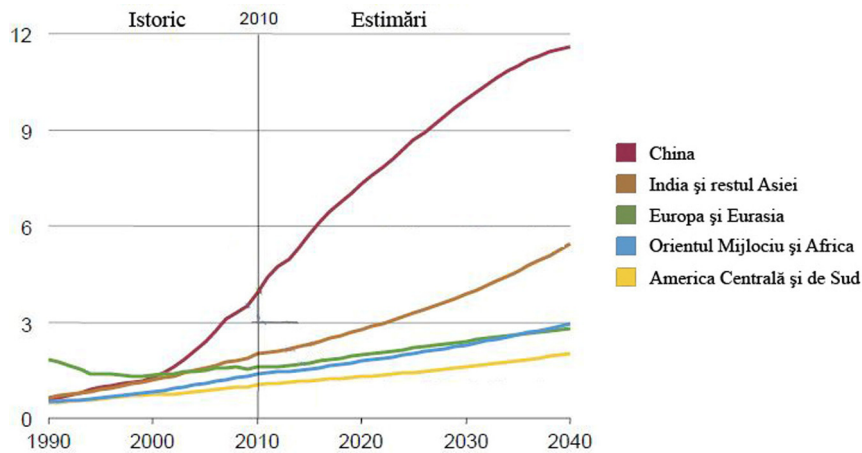


Fig. 2.1.3. Producția netă de energie electrică pe regiuni, în țările non-OCDE pentru perioada 2010-2040 (TWh)

Această creștere continuă a producției de energie electrică se confruntă cu problema rezervelor limitate de combustibili fosili, care în continuare reprezintă principala sursă primară în producerea energiei electrice. De asemenea, se accentuează presiunile legate de protecția mediului, precum: emisii de gaze cu efect de seră și poluanți atmosferici, utilizarea terenurilor, evacuarea de deșeurii de petrol, stocarea deșeurilor radioactive etc. În direcția aceasta Uniunea Europeană a dezvoltat proiectul "Energie - Schimbări Climatice" [EIA2013].

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

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră 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. De asemenea, se urmărește 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.

De-a lungul ultimelor patru decenii ponderea surselor primare de energie utilizate în producerea energiei electrice a suferit mai multe schimbări. Cărbunele continuă să fie combustibilul cel mai utilizat, deși o creștere importantă se înregistrează și în cazul surselor nucleare între anii 1970-1980 și gazelor de sondă între anii 1990-2000. Petrolul ca sursă primară de energie a suferit un declin continuu de la începutul anilor '70 ai secolului trecut datorită faptului că prețul a crescut brusc.

Datorită prețului ridicat al combustibililor fosili înregistrat între 2003 și 2008, combinat cu preocupările legate de mediu, cum ar fi consecințele emisiilor de gaze cu efect de seră, au condus la dezvoltarea unor alternative la combustibilii fosili, atenția îndreptându-se spre energia nucleară și sursele regenerabile de energie [EIA2012]. În tabelul 2.1.1. și fig. 2.1.4. sunt prezentate datele prognozate pentru energia electrică generată, perioada 2010-2040.

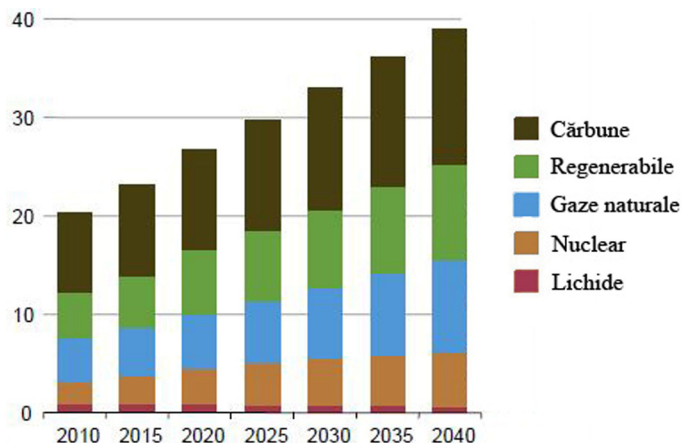


Fig. 2.1.4. Energia electrică generată prognozată la nivel mondial în funcție de sursele primare utilizate (TWh)

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

Regiune	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Modificarea procentuală anuală 2010-2040
OCDE								
Lichid	0.30	0.30	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	-1.10
Gaze Naturale	2.40	2.70	2.90	3.10	3.50	3.90	4.30	2.20
Cărbune	3.50	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	-0.20
Nuclear	2.20	2.10	2.40	2.60	2.70	2.70	2.70	0.70
Regenerabile	1.90	2.40	2.80	3.00	3.20	3.40	3.70	2.20
Total OCDE	10.30	10.80	11.50	12.20	12.90	13.50	14.20	1.10
Non-OCDE								
Lichid	0.60	0.60	0.60	0.60	0.50	0.50	0.50	-0.90
Gaze Naturale	2.10	2.30	2.60	3.10	3.70	4.40	5.00	3.00
Cărbune	4.60	5.90	6.90	8.00	9.00	9.90	10.60	2.90
Nuclear	0.40	0.80	1.30	1.70	2.10	2.50	2.80	6.30
Regenerabile	2.20	2.90	3.70	4.20	4.70	5.30	5.90	3.30
Total OCDE	9.90	12.50	15.10	17.60	20.10	22.60	24.80	3.10
Mondial								
Lichid	0.90	0.90	0.80	0.80	0.70	0.70	0.70	-1.00
Gaze Naturale	4.50	5.00	5.50	6.20	7.20	8.30	9.40	2.50
Cărbune	8.10	9.20	10.10	11.30	12.30	13.20	13.90	1.80
Nuclear	2.60	2.90	3.60	4.30	4.80	5.10	5.50	2.50
Regenerabile	4.20	5.30	6.50	7.20	7.90	8.80	9.60	2.80
Total OECD	20.20	23.30	26.60	29.80	33.00	36.20	39.00	2.30

În ceea ce privește Uniunea Europeană efectele turbulențelor de pe piețele de energie electrică au fost în mare măsură atenuate, ca urmare a liberalizării pieței de energie electrică și a posibilității importului. Cu toate acestea se preconizează schimbări majore. Se prognozează o creștere semnificativă a prețului de energie electrică, datorită investițiilor din sectorul energetic, precum și de creșterea prețului cărbunelui și petrolului. Datorită creșterii cererii de consum se înregistrează o creștere a tarifelor, ulterior reflectată și pe piața internațională. Securitatea aprovizionării, competitivitatea pe piața mondială, obiectivele legate de atenuarea schimbărilor climatice vor putea fi soluționate doar în urma modernizării rețelelor electrice, prin înlocuirea instalațiilor învechite, prin utilizarea mai eficientă a energiei electrice.

Statele membre UE și industria au conștientizat impactul evoluției pieței de energie și a necesității extinderii și funcționării optime a sistemului electroenergetic european. Securitatea aprovizionării cu energie, utilizarea eficientă a resurselor, prețurile accesibile și soluțiile inovatoare fiind cruciale pentru o creștere durabilă și pentru îmbunătățirea calității vieții în Uniunea Europeană [EIA2013].

2.2. Cadrul legislativ și evoluția pieței de energie electrică din România

Sistemul energetic în Uniunea Europeană 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 90% 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 această opțiune, astfel încât deschiderea pieței să fie una totală.

În România, ca de altfel în toate țările membre ale Uniunii Europene 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 [GuvR2011].

Liberalizarea pieței de energie electrică, crearea unei piețe concurențiale 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].

Principalul motiv pentru care s-a trecut la descentralizarea pieței de energie a fost introducerea concurenței ca mecanism de protecție a consumatorilor, urmărindu-se în special ieftinirea energiei electrice, îmbunătățirea serviciilor, creșterea investițiilor etc. Astfel apare conceptul de energie electrică ca o marfă care 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. [Trans2014].

În anul 1990 s-a început restructurarea sistemului energetic și se continuă și astăzi acesta trecând printr-o serie de reforme administrative și legislative.

Ca prim pas 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 în baza H.G. 365 se produce ruperea monopolului integrat vertical RENEL în trei entități: Compania Națională de Energie Electrică (CONEL), Compania Națională Nuclearelectrică S.A. și Regia Autonomă a Activităților Nucleare. Compania Națională de Energie Electrică (CONEL) avea în componență societățile comerciale Transelectrica, Electrica, Termoelectrica și Hidroelectrică. De asemenea, 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;
- Codurile tehnice ale rețelelor;
- Regulamentul de programare și dispecerizare a Sistemului Energetic Național;
- Contractele cadru de vânzare – cumpărare a energiei electrice și pentru tranzacționarea serviciilor de sistem, a serviciului de transport și a serviciului de distribuție;
- 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 s-au stabilit principiile, cadrul și principalele direcții pentru liberalizarea pieței de energie electrică în România, în conformitate cu Directiva 96/92 a UE.

În Iulie 2000 restructurarea sectorului electroenergetic a înregistrat o nouă etapă majoră, 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 S.A. 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 se decide deschiderea pieței, gradul de deschidere fiind 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%.

Prin H.G. nr. 1272/2001 gradul de deschidere a pieței este majorat la 25%, pragul de consum, pentru acreditarea consumatorilor eligibili, fiind stabilit la 40 GWh/an.

La începutul anului 2002, prin Hotărârea de Guvern 48/2002 gradul de deschidere a pieței este majorat 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.

Un an mai târziu 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 2.2.1 și 2.2.2 [OPCOM2004]

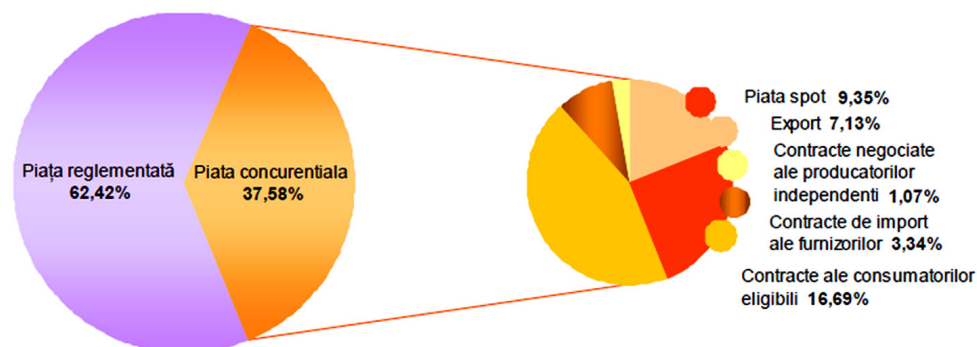


Fig. 2.2.1. Structura pieței de energie

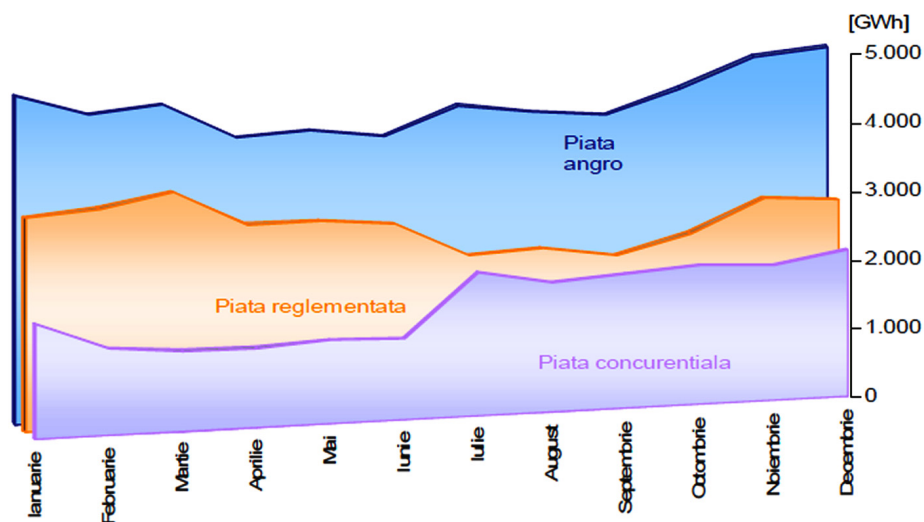


Fig. 2.2.2. Evoluția pieței de energie în anul 2004

După anul 2004 H.G. nr. 644/2005 majorează gradul de deschidere a pieței la 83.5% ca apoi acesta să fie stabilit la 100% prin H.G. nr. 638/2007. Următorul pas după deschiderea integrală a pieței de energie electrică și gaze naturale este ca în Iulie 2011 se pune în aplicare H.G. 930/2010 în urma căreia se înființează S.C. Electrica Furnizare S.A. prin fuziunea fostelor filiale Electrica Furnizare Muntenia Nord, Electrica Furnizare Transilvania Nord și Electrica Furnizare Transilvania Sud. În Iunie 2012 intră pe piața de energie electrică a producătorului S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A., societate comercială înființată prin H.G. 1024/2011, administrată în sistem dualist prin Directorat și Consiliu de Supraveghere și organizată prin fuziunea Societății Naționale a Lignitului Oltenia Târgu Jiu S.A., S.C. Complexul Energetic Turceni S.A., S.C. Complexul Energetic Rovinari S.A. și S.C. Complexul Energetic Craiova S.A. Iulie 2012 este marcată prin intrarea în vigoare a legii nr. 123/2012 Legea energiei electrice și a gazelor naturale.

În tabelul 2.2.1 sunt prezentate principalele etape parcurse în procesul de deschidere a pieței de energie electrică în România.

În perioada Ianuarie 2004 – Ianuarie 2013, energia electrică cerută de consumatorii care și-au schimbat furnizorul și au negociat contractele cu furnizorii implicați care îi alimentau, raportat la consumul total, a înregistrat o creștere continuă. Figura 2.2.3 ilustrează lunar valorile cumulate de la începutul procesului de deschidere a pieței [ANRE2013].

Tabelul 2.2.1. Cronologia evoluției în procesul de deschidere a pieței de energie electrică

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

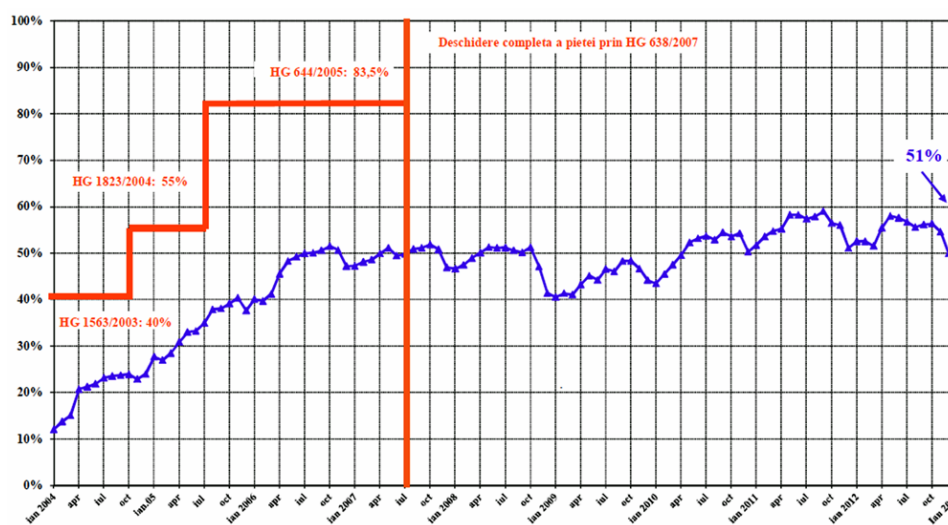


Fig. 2.2.3. Evoluția gradului de deschidere a pieței de energie electrică în perioada ianuarie 2004 - ianuarie 2013

Planificarea atentă a sectorului energetic este 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. Cu excepția centralelor de pompaj și a bateriilor electrice nu există la ora actuală tehnologii capabile să stocheze energia electrică astfel încât aceasta să fie livrată la cerere. Acest lucru face ca alimentarea cu energie electrică să aibă caracteristici speciale, care fac acest serviciu unic în comparație cu alte tipuri de industrii. Produsul final trebuie să fie livrat instantaneu și automat, la cererea consumatorului.

2.3. Situația actuală a sistemului electroenergetic al României

2.3.1. Consumul de energie electrică

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 actuale, Transelectrica a recurs la elaborarea unei prognoze proprii privind perioada 2010-2014-2019 completând ulterior cu scenarii de dezvoltare energetic până în 2030.

Astfel s-a ajuns la următoarele premize și metode aplicate pentru prognoza consumului:

- 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;
- consumul pentru etapele 2019 și 2030 al filialelor de distribuție care au transmis prognoze plauzibile va fi apropiat de valorile transmise;
- consumul pentru etapele 2019 și 2030 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 2.3.1.

În centrele urbane, cum ar fi București, Brașov, Cluj, Timișoara, Constanța, Tulcea, s-a avut în vedere și creșterea consumului peste ritmul de creștere la nivel național, ținându-se seama de anunțurile operatorilor de distribuție, respectiv solicitările de avize tehnice de racordare. De asemenea, s-a ținut cont de o creștere a consumului cu o rată mai accentuată în București, ținându-se seama de 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 10 ani mai rapidă față de media pe țară. În zona Constanța-litoralul Mării Negre, se prognozează de asemenea o creștere mai accentuată a consumului [Trans2014].

Consumul prognozat pentru toate cele trei scenarii: de bază, de consum maxim și de consum minim pentru perioada 2012-2020 este prezentat în fig. 2.3.1 pe baza valorilor din tabelul 2.3.1.

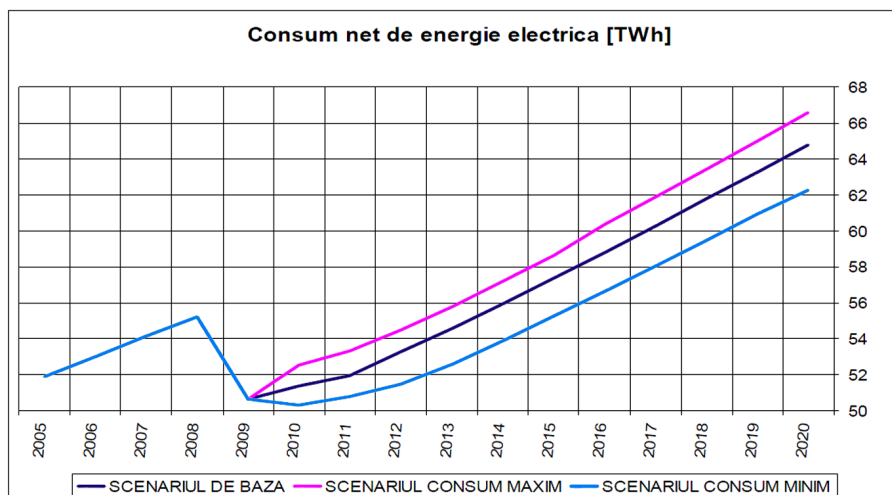


Fig. 2.3.1. Consum intern net anual prognozat

Evoluția consumului de energie electrică în cele opt zone geografice (Moldova, Oltenia, Muntenia Nord, Muntenia Sud, Dobrogea, Transilvania Sud, Banat și Transilvania Nord) care corespund celor opt filiale de distribuție este prezentată în fig. 2.3.2 pentru scenariul de bază - palierul vârf de seară iarna (VSI).

Tabelul 2.3.1.1. Evoluția balanței de energie electrică a României în perioada 2010-2014-2020

U.M.	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
	realizari				prognozat												
SCENARIUL CONSUM MAXIM																	
Consum intern net anual	TWh	51.9	53.0	54.1	55.2	50.6	52.5	53.3	54.5	56.8	57.2	58.6	60.4	61.9	63.4	65.0	66.6
ritm anual consum	%	2.3	2.2	2.1	2.0	-8.3	3.7	1.50	2.2	2.4	2.5	2.5	3.0	2.5	2.5	2.5	2.4
Solid export-import anual	TWh	2.9	4.2	2.1	4.4	2.5	2.5	3.0	3.0	3.0	3.0	4.0	4.0	4.5	4.5	4.5	4.5
Productie neta anulata	TWh	54.8	57.4	56.4	59.8	53.3	55.0	56.3	57.5	58.8	60.2	62.6	64.4	66.4	67.9	69.5	71.1
Consum net la varf ^a	MW	8102	8151	8681	8589	8247	8183	8330	8527	8801	9078	9334	9670	10000	10315	10573	10862
Productie neta la vfarful de consum ^{aa}	MW		8846	9285	9406	8825	8733	8880	9077	9351	9628	9934	10270	10650	10965	11223	11512
Solid export-import la vf. de consum	MW		695	604	817	578	550	550	550	550	550	600	600	600	650	650	650
SCENARIUL DE BAZA																	
Consum intern net anual	TWh	51.9	53.0	54.1	55.2	50.6	51.4	52.0	53.3	54.6	56.0	57.4	58.8	60.3	61.8	63.3	64.8
ritm anual consum	%	2.3	2.2	2.1	2.0	-8.3	1.4	1.2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	2.4
Solid export-import anual	TWh	2.9	4.2	2.1	4.4	2.5	2.5	3.0	3.0	3.0	3.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Productie neta anulata	TWh	54.8	57.4	56.4	59.8	53.3	53.9	55.0	56.3	57.6	59.0	61.4	62.8	64.3	65.8	67.3	68.8
Consum net la varf ^a	MW	8102	8151	8681	8589	8247	8000	8120	8336	8612	8883	9134	9410	9720	10044	10336	10619
Productie neta la vfarful de consum ^{aa}	MW		8846	9285	9406	8825	8550	8670	8886	9162	9433	9734	10010	10370	10694	10986	11269
Solid export-import la vf. de consum	MW		695	604	817	578	550	550	550	550	550	600	600	650	650	650	650
SCENARIUL CONSUM MINIM																	
Consum intern net anual	TWh	51.9	53.0	54.1	55.2	50.6	50.3	50.8	51.5	52.6	53.9	55.2	56.6	58.0	59.5	60.9	62.3
ritm anual consum	%	2.3	2.2	2.1	2.0	-8.3	-0.7	1.00	1.3	2.2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	2.2
Solid export-import anual	TWh	2.9	4.2	2.1	4.4	2.5	2.5	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5	3.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Productie neta anulata	TWh	54.8	57.4	56.4	59.8	53.3	52.8	53.2	53.9	55.0	56.4	57.7	59.6	62.0	63.5	64.9	66.3
Consum net la varf ^a	MW	8102	8151	8681	8589	8247	7835	7937	8052	8294	8556	8798	9060	9350	9674	9955	10207
Productie neta la vfarful de consum ^{aa}	MW		8846	9285	9406	8825	8385	8487	8602	8844	9106	9398	9660	10000	10324	10605	10857
Solid export-import la vf. de consum	MW		695	604	817	578	550	550	550	550	550	600	600	650	650	650	650
^a exclusiv consumul propriu al centralelor electrice, inclusiv pierderile in rețele - valori instantanee la ora fixa																	
^{aa} exclusiv consumul propriu al centralelor electrice - valori instantanee la ora fixa																	

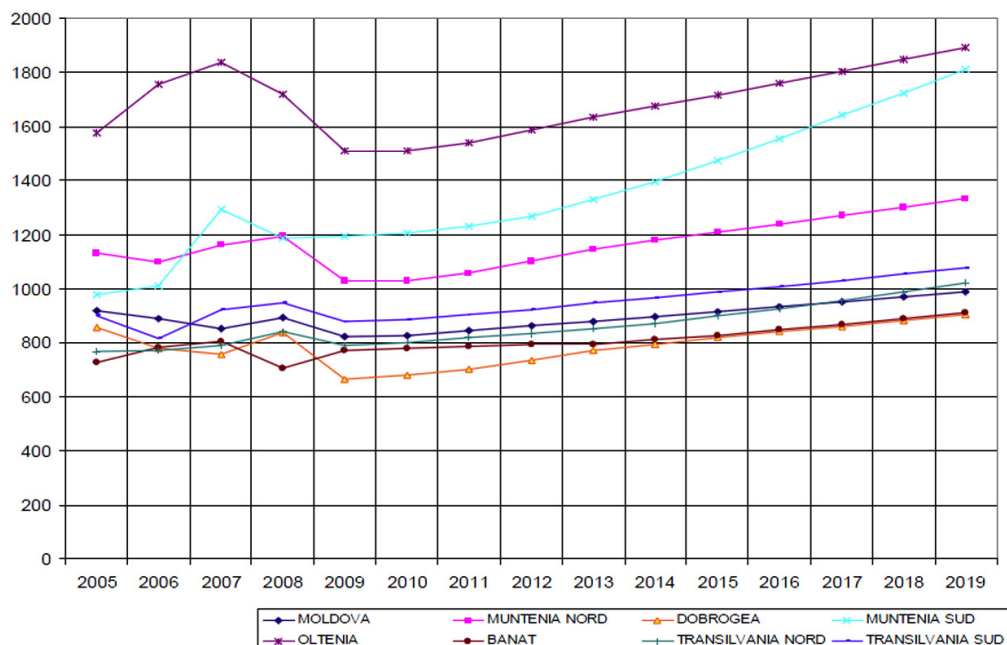


Fig. 2.3.2. Evoluția consumului de energie electrică pe zone geografice

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 luna Ianuarie, ora 19;
- VDV – vârf dimineață vara, a 3-a miercuri din luna Iulie, ora 12;
- GNV – gol de noapte vara, luni înainte de a 3-a miercuri din luna Iulie, ora 3.

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 [Trans2011].

Ca și completare la studiul acesta Transelectrica a pregătit și câteva scenarii privind evoluția consumului de energie electrică cu perspectiva până în 2030 – ca parte integrantă a strategiei energetice naționale, elaborat de ISPE S.A. La elaborarea acestor scenarii s-au avut în vedere previziunile macroeconomice disponibile, în principal, bazându-se pe prognozele elaborate de Comisia Națională de Prognoză privind evoluția PIB.

În acest studiu se propune un scenariu de referință (bază) privind ratele de creștere a consumului, apropiat de scenariul de bază al Transelectrica și două scenarii alternative pesimiste, cu rate mai mici de creștere. Aceste scenarii sunt prezentate în fig. 2.3.3. și tabelul 2.3.2.

Ținând seama de evoluția înregistrată a consumului în anul 2013, s-a luat în considerare și un scenariu suplimentar cu o prognoză de scădere a consumului pe primii patru ani din perioada respectivă.

Parametrii principali, caracteristici consumului de energie electrică estimați pentru perioada 2014-2023 sunt prezentați în tabelul 2.3.3.

Tabelul 2.3.2. Scenarii de dezvoltare energetică a României - orizont 2030

U.M.	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	
SCENARIUL DE REFERINȚĂ TEL																				
Consum intern net de energie electrică	TWh	55.2	50.6	53.4	54.9	55.4	56.5	58.0	59.5	61.1	62.6	64.3	65.9	67.7	69.3	70.9	72.5	74.1	75.7	80.0
<i>ritm anual de creștere</i>	%	-8.3	5.4	2.9	0.8	2.1	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Puterea de vârf netă - consum	MW	8589	8247	8464	8724	8795	8984	9225	9480	9760	10040	10380	10680	10960	11230	11520	11790	12050	12415	13445
Sold export-import	TWh	4.43	2.47	2.92	1.90	1.30	2.70	2.70	3.00	3.20	3.20	3.20	3.50	3.86	3.86	3.86	3.86	3.86	3.86	4.00
sol la variațiile de consum	MW	817	515	784	593	800	800	800	800	800	800	1000	1200	1200	1200	1200	1500	1500	1500	1500
SCENARIUL reformării ISPE*																				
Consum intern net	TWh				56.4	57.9	59.5	61.1	62.7	64.3	66.0	67.7	69.5	71.0	72.5	74.1	75.8	77.4	82.6	
<i>ritm anual de creștere*</i>	%				2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Puterea de vârf netă - consum	MW				9097	9342	9594	9853	10126	10423	10720	11063	11386	11637	11893	12155	12422	12863	13884	
Sold export-import*	TWh				2.70	3.00	3.00	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50
sol la variațiile de consum	MW				500	550	550	550	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
SCENARIUL nefavorabil 1 ISPE*																				
Consum intern net	TWh				55.6	56.4	57.1	57.9	58.8	59.7	60.6	61.6	62.5	63.4	64.4	65.3	66.3	67.2	71.7	
<i>ritm anual de creștere*</i>	%				-8.3	5.4	2.9	1.3	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.3
Puterea de vârf netă - consum	MW				8995	9113	9232	9361	9554	9752	9937	10135	10337	10488	10641	10796	10954	11160	11934	
Sold export-import*	TWh				2.70	2.70	2.70	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
sol la variațiile de consum	MW				450	450	450	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
SCENARIUL nefavorabil 2 ISPE*																				
Consum intern net	TWh				55.6	56.3	57.1	57.7	58.2	58.8	59.4	60.0	60.6	61.2	61.8	62.4	63.1	63.7	66.9	
<i>ritm anual de creștere*</i>	%				-8.3	5.4	2.9	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Puterea de vârf netă - consum	MW				8993	9108	9224	9323	9453	9578	9705	9833	9946	10047	10148	10251	10354	10485	11041	
Sold export-import*	TWh				2.70	2.70	2.70	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
sol la variațiile de consum	MW				450	450	450	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
SCENARIUL MINIM TEL																				
Consum intern net de energie electrică	TWh				54.4	51.7	50.2	49.2	48.7	48.4	48.4	48.7	49.0	49.5	50.1	50.9	51.7	52.4	55.4	
<i>ritm anual de creștere</i>	%				-0.9	-5.0	-3.0	-2.0	-1.0	-0.5	0.0	0.5	0.8	1.0	1.2	1.5	1.5	1.5	1.1	
Puterea de vârf netă - consum	MW				8627	8200	7980	7830	7780	7760	7820	7885	7945	8030	8140	8300	8400	8595	9310	
Sold export-import	TWh				-0.25	0.10	2.70	3.00	3.20	3.20	3.20	3.50	3.86	3.86	3.86	3.86	3.86	3.86	3.86	4.00
sol la variațiile de consum	MW				800	800	800	800	800	800	1000	1200	1200	1200	1200	1500	1500	1500	1500	1500

*Nota: * Scenariile ISPE referința / nefavorabil 1 și 2 sunt construite pe baza soldului export-import și a ritmurilor medii anuale de creștere ale consumului intern de energie electrică pentru perioada 2011-2030 din "Studiu privind direcțiile de dezvoltare a RET din România pentru perioada 2011-2035 - ca parte integrantă a strategiei energetice naționale", elaborat de ISPE*

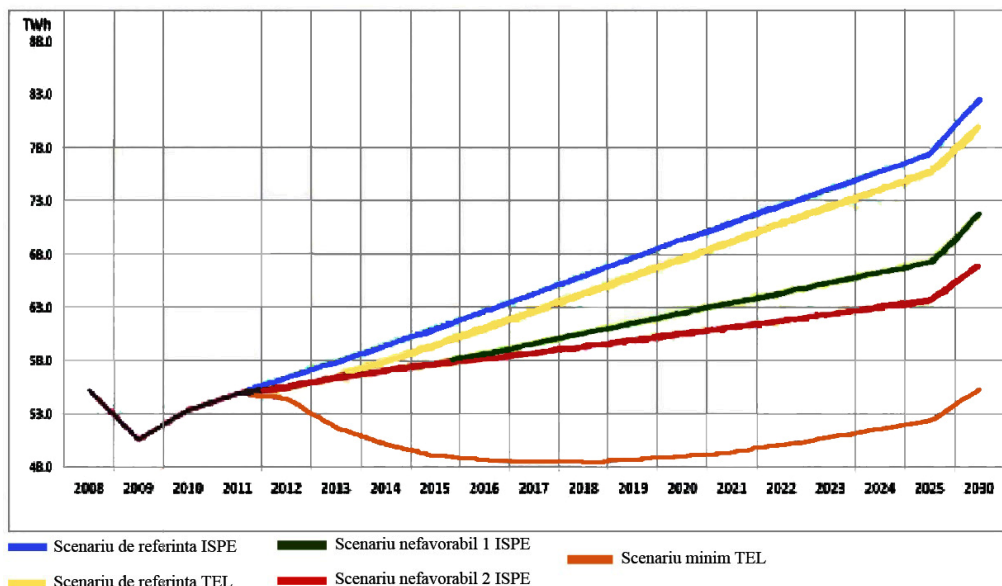


Fig. 2.3.3. Scenarii de evoluție a consumului intern net de energie electrică în perioada 2008-2030

Tabelul 2.3.3. Parametrii consumului de energie electrică estimați pentru perioada 2014-2023

	2008	2009	2010	2011	2012	2014	2018	2023
Energie electrică - consum final [TWh]	48.0	43.6	45.7	47.2	47.5	49.6	55.0	62.4
Pierderi în rețelele electrice [TWh]	7.2	7.0	7.6	7.7	7.9	8.4	9.3	10.1
Consumul intern net de energie electrică (inclusiv pierderile în rețele, exclusiv CPT centrale) [TWh]	55.2	50.6	53.4	54.9	55.4	58.0	64.3	72.5
Durata de utilizare a puterii de vârf [h/an]	6429	6140	6305	6295	6295	6287	6190	6150
Putere de vârf netă - pentru consum [MW]	8589	8247	8464	8795	8795	9225	10380	11790
Sold export-import [TWh]	4.4	2.5	2.9	1.9	1.3	2.7	3.2	3.9
Consum pentru pompaj [TWh]	0.12	0.12	0.27	0.15	0.27	0.27	0.50	1.0
Producția netă de energie electrică [TWh]	59.8	53.2	56.5	57.0	56.9	61.0	68.0	77.4

Analizele realizate indică faptul că diminuarea consumului în zonele de dezvoltare rapidă a surselor regenerabile accentuează necesitatea liniilor care transportă producția acestora către alte zone de consum sau stocare, deoarece capacitatea de absorbție în consumul local scade, iar acest tip de sursă este favorizată în competiția din piața de energie. De asemenea, luând în considerare planul de dezvoltare a RET, analizele nu indică probleme majore privind capacitatea RET de a asigura continuitatea alimentării consumului. Pornind de la valorile de mai sus, au fost estimate valorile consumului la palierele de sarcină caracteristice, acestea fiind considerate în regimuri extreme de funcționare din punct de vedere al circulațiilor normale în rețea [Trans2014].

2.3.2. Producerea energiei electrice

Conform planului de dezvoltare a RET pentru perioada 2014 – 2023, SEN dispunea la data de 01.01.2013 de o putere totală instalată de 18756 MW, din care 33% în centrale hidroelectrice, 7% în centrale nucleare, 50% în centrale termoelectrice pe cărbune și 9% în centrale eoliene [Trans2014].

În puterea instalată nu sunt incluse grupurile aflate în conservare sau casare, retrase din exploatare pentru o perioadă mai lungă de un an, aflate în reabilitare. În schimb, sunt incluse grupurile aflate în probe tehnologice în vederea punerii în funcțiune. Conform metodologiei ENTSO-E, puterea maximă disponibilă netă nu include reducerile permanente de putere și consumul propriu tehnologic în centrale. Pentru centralele hidroelectrice s-a considerat puterea netă. Figura 2.3.4 și tabelul 2.3.4 ilustrează repartitia capacităților de generare în funcție de tipul de combustibil primar folosit.

Tabelul 2.3.4. Distribuția puterilor instalate în centralele electrice (01.01.2013)

Putere instalată	Putere instalată netă [MW]	Putere disponibilă netă [MW]
Total	22428	18756
Centrale hidroelectrice	6563	6196
Centrale nuclearelectrice	1413	1300
Centrale termoelectrice convenționale	12444	9460
Centrale eoliene	1941	1753
Centrale fotovoltaice	29	20
Centrale biomasă	38	27

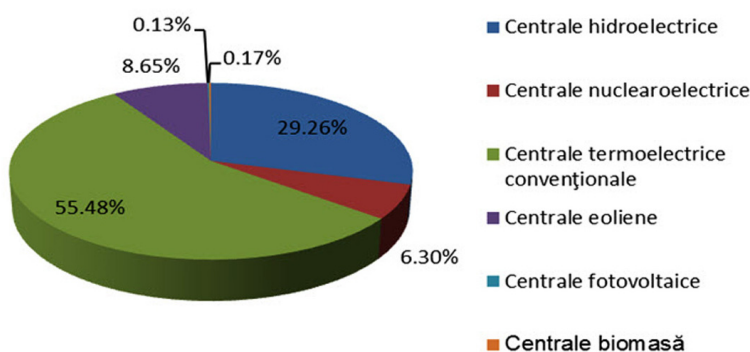


Fig. 2.3.4. Puterea disponibilă în centralele electrice din cadrul SEN în data de 01.01.2013 (22428 MW)

Din punct de vedere al sursei primare de energie, în momentul de față în SEN sunt în funcțiune următoarele tipuri de grupuri generatoare:

- hidroelectrice;
- termoelectrice clasice bazate pe cărbuni;
- termoelectrice clasice bazate pe gaze;
- nuclearelectrice;
- eoliene;
- fotovoltaice;
- termoelectrice bazate pe biomasă.

Despre aceste tipuri de grupuri generatoare 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 194.4 MW (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 condensatie pe lignit din centralele Rovinari și Turceni;
- grupurile eoliene au puteri unitare mai mici de 3 MW, însă prin agrearea unui număr mare de astfel de grupuri rezultă centrale electrice eoliene, care pot ajunge la sute de MW;
- puterea instalată totală în centralele electrice eoliene a evoluat rapid: la sfârșitul anului 2010 fiind 425 MW, la sfârșitul anului 2011 1140 MW, la sfârșitul anului 2012 1941 MW iar în octombrie 2013 2325 MW;
- în 2013 se semnalează apariția observabilă a centralelor pe biomasă, totalizând 41.9 MW.

Ceea ce privește structura pe resurse primare a producției de energie electrică, în 2009 se remarcă o scădere accentuată a contribuției centralelor electrice pe cărbune și hidrocarburi, fiind 16%, respectiv 19% față de anul anterior; pe de altă parte producția centralelor eoliene a crescut cu 23.6% în comparație cu anul 2008. În 2010 această scădere continuă, ajungând la o diminuare de 5%, respectiv 8% față de 2009, datorită faptului că producția centralelor hidroelectrice a crescut cu 30% față de anul anterior [Trans2014].

În 2011 se schimbă situația; alături de creșterea accentuată a contribuției centralelor electrice eoliene de la 0.5% din total producție în 2010 la 2% din total producție în 2011, se remarcă o creștere a producției termoelectrice (cărbuni de la 36% în 2010 la 42% în 2011; hidrocarburi: de la 11% în 2010 la 13% în 2011), datorită faptului că producția în hidrocentrale a scăzut cu 10% comparativ cu anul anterior.

În 2012 se remarcă din nou o creștere semnificativă a contribuției centralelor electrice eoliene, ajungând la 5% din totalul producției în 2012, comparativ cu anul 2011, unde era doar 2%.

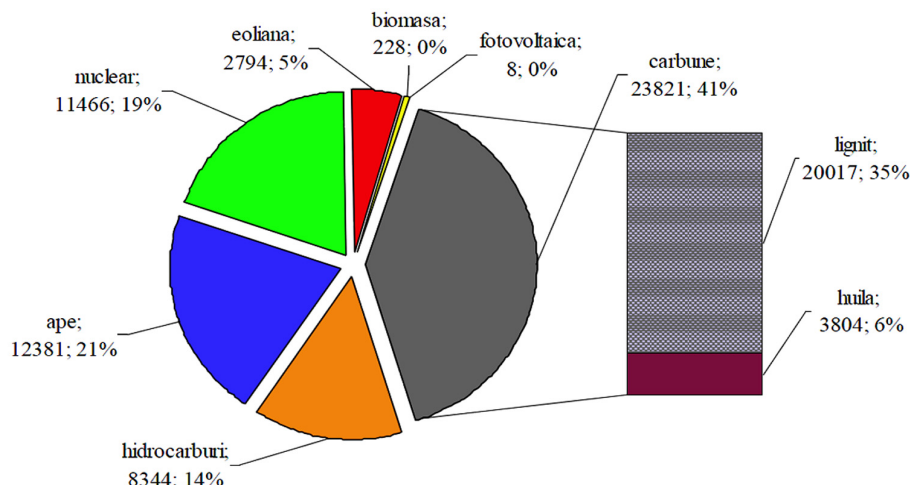


Fig. 2.3.5. Structura pe resurse primare [GWh | %] a producției de energie electrică

În ultimii 10 ani au fost modernizate / re tehnologizate doar o mică parte din centralele termoelectrice, reprezentând aproximativ 10% din puterea instalată. Puterea instalată în grupurile care urmează să fie casate totalizează 2578 MW dintre care 1181 MW vor fi retrași până în 2014 inclusiv.

Se are în vedere că vor intra în re tehnologizare grupuri termoelectrice de condensatie 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 și creșterea puterii disponibile a acestora la 1364 MW.

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], [Trans2011].

2.3.3. Rețeaua de transport al energiei electrice

Rețeaua de transport al energiei electrice (RET), conform legii 123/2012, 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 fig. 2.3.6. De asemenea, RET realizează interconectarea între producători, rețele de distribuție, consumatorii mari și sistemele electroenergetice învecinate.

În cazul României, Operatorul de Transport și de Sistem (OTS) este C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. Rețeaua de transport este instrumentul care permite OTS-ului asigurarea din punct de vedere tehnic a serviciilor cuprinse în obiectul de activitate al C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., conform prevederilor codului tehnic al RET [Trans2014].

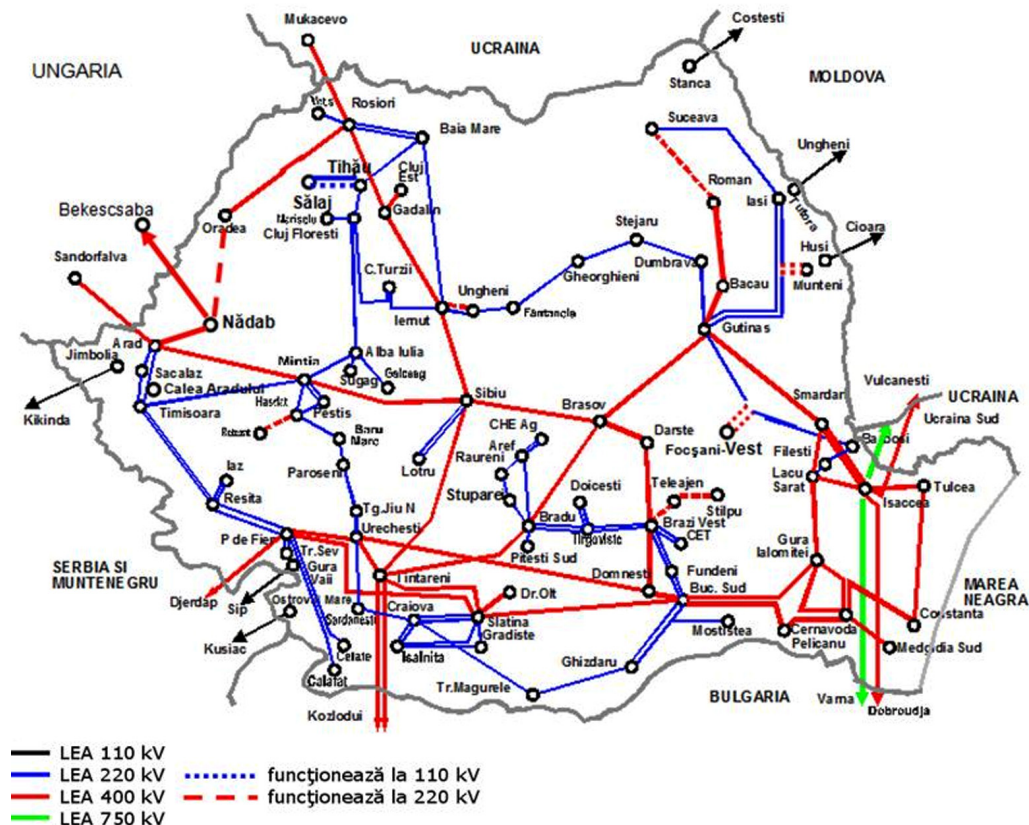


Fig. 2.3.6. Rețeaua de transport al energiei electrice

O bună parte a liniilor și stațiilor electrice care alcătuiesc sistemul național de transport al energiei electrice au fost construite în perioada 1960-1980, la nivelul tehnologic existent în vremea respectivă.

Datorită programului riguros de mentenanță, programelor de rețehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor, starea tehnică reală a acestora se menține la un nivel corespunzător. Investițiile efectuate până în prezent au permis menținerea la standarde europene a infrastructurii de conducere prin dispecer și a infrastructurii necesare funcționării piețelor de energie electrică (rețea națională de fibră optică, sistem de monitorizare și conducere EMS-SCADA etc.) [Trans2014].

Ceea ce privește evoluția RET, pentru dimensionarea optimă a rețelei, astfel încât să se aloce resurse pentru dezvoltare în locurile unde trebuie, să se evite investiții de întărire nejustificate este foarte importantă cunoașterea cât mai exactă a volumului și localizării geografice a consumului, producției și schimburilor de energie electrică. În procesul de planificare a rețelei, problema majoră constă, în ultimii ani, în incertitudinea asupra evoluției parcului de producție, deoarece această dezvoltare se desfășoară descentralizat, ca o consecință a planurilor de afaceri ale investitorilor.

Momentan, nu există un organism intermediar care să coreleze evoluția parcului de producție cu evoluția consumului și care să poată pune la dispoziția OTS un grafic de evoluție în timp, pe care să se bazeze planificarea dezvoltării rețelei. Pentru OTS sursa principală de informare sunt comunicările de intenții primite la solicitarea sa de la producătorii existenți pe piață și cererile de racordare la rețea primite de la potențiali utilizatori, conform legislației în vigoare, privind accesul la rețea de transport.

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. Acestea nu reprezintă un angajament ferm din partea beneficiarilor iar nerespectarea programului propriu anunțat nu prezintă niciun risc pentru aceștia [Trans2014].

În perioada 2008-2013 s-au derulat și finalizat lucrări de mentenanță majoră:

- în anul 2008 s-au efectuat reparații și modernizări pe elementele:
 - LEA 220 kV FAI – Suceava;
 - LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud;
 - LEA 400 kV București Sud – Slatina;
 - LEA 400 kV Isaccea – Smârdan, ambele circuite;
 - LEA 400 kV Jânțăreni – Sibiu;
 - LEA 220 kV Reșița – Iaz;
 - modernizare stație 220/110kV Cluj Florești;
- în anul 2009 s-au efectuat reparații și modernizări pe elementele:
 - LEA 220 kV Urechești – Sărdănești;
 - LEA 220 kV Sărdănești – Craiova Nord;
 - consolidare LEA 220 kV Bradu – Târgoviște – borna 87;
 - LEA 220 kV Peștiș – Mintia, racordare LEA la stația 400/220/110 kV Mintia;
 - modernizare stație 220 kV Stupărei;
- în anul 2010 au fost realizate lucrări de mentenanță majoră sau rețehnologizare:
 - stația Ișalnița 220 kV și 110 kV;
 - stația Baia Mare 3 220/110 kV;
 - stația Gutinaș 110 kV;
 - stația Turnu Măgurele 110 kV;
 - stația Peștiș 220 kV și 110 kV;
- în anul 2011 au fost realizate lucrări de mentenanță majoră sau rețehnologizare:
 - stația Lacu Sărat 220 kV și 110 kV;
 - FAI 110 kV;
 - Cetate 220 kV;
 - Mintia 220 kV;

- în anul 2012 s-au pus în funcțiune:
 - stația 400/110 kV Rahman;
 - stația 400/110 kV Stupina;
 - LEA 220 kV Porțile de Fier - Cetate;
 - LEA 220 kV Cetate - Calafat;
- în anul 2013 s-au pus în funcțiune:
 - stația Mintia 110 kV retehnologizată;
 - stația Brașov 110 kV retehnologizată.

Alte proiecte de retehnologizare/modernizare (aflate în derulare sau proiecte noi) și mentenanță pe care le are în plan C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. sunt:

- retehnologizare stație București Sud 400/220/110/10 kV;
- retehnologizare stație Barboș 220/110 kV;
- retehnologizare stație Tulcea Vest 400/110 kV/m.t.;
- înlocuiri AT și T în stații;
- retehnologizare stație Domnești 400/110 kV/m.t.;
- retehnologizare stație Suceava 110 kV/m.t.;
- retehnologizare stație Ungheni 220/110 kV;
- retehnologizare stație Medgidia Sud 110 kV;
- retehnologizare stație Filești 220 kV;
- retehnologizare stație Timișoara 110 kV;
- retehnologizare stație Arad 110 kV;
- retehnologizare stație Craiova Nord 220/110 kV/m.t.;
- retehnologizare stație Iaz 220/110 kV/m.t.

Pentru creșterea capacității de interconexiune transfrontaliere sunt planificate următoarele dezvoltări ale rețelei [Trans2014]:

- LEA 400 kV d.c. Reșița - Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- trecerea la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz;
- LEA 400 kV Suceava (RO) - Bălți (Republica Moldova).

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

- centrale electrice eoliene și centrale pe cărbuni la Galați/Brăila (corelat și cu Cernavodă): LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș, LEA 400 kV Suceava – Gădălin, stația 400/110 kV Smârdan – modernizare/retehnologizare și extindere;
- pentru unitățile 3 și 4 de la Cernavodă: 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;
- Centrale electrice eoliene: racord intrare – ieșire LEA 400 kV Isaccea – Varna / Isaccea – Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud, stația 400/110 kV Medgidia Sud – extinderea stației de 400 kV și retehnologizarea stației de 110 kV pentru creșterea puterii de rupere a întrerupătoarelor corelat cu creșterea curentului de scurtcircuit.

În fig. 2.3.7. sunt reprezentate proiectele de dezvoltare a RET identificate ca necesare pentru orizontul 2014 – 2023 cuprinse în Planul de dezvoltare a RET perioada 2014 - 2023 elaborat de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și prezentate mai sus [Trans2014].

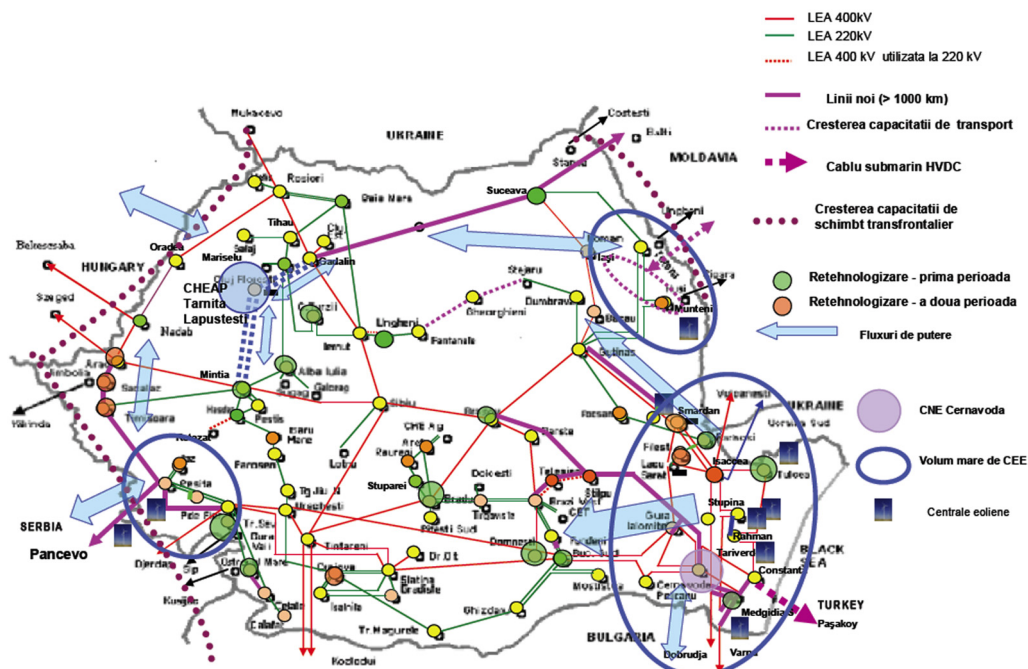


Figura 2.3.7. Proiecte de dezvoltare a RET

2.4. Strategia extinderii sistemului electroenergetic al României

În industria electroenergetică planificarea extinderii sistemelor electroenergetice reprezintă o problemă complexă de o importanță deosebită. În variantă clasică, planificarea extinderii SEE se rezumă 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 [Yu2009], [Pop2010].

Activitatea de planificare privind extinderea și dezvoltarea RET în cadrul SEN se realizează de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., în conformitate cu strategia și politica energetică națională, în baza competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea Energiei Electrice nr. 13/2007. Compania are obligația de a elabora acest plan de perspectivă pentru fiecare 10 ani succesivi, cu actualizare la 2 ani în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie electrică.

Elementele determinante care trebuie luate în considerare în activitatea de planificare privind extinderea sistemului electroenergetic:

- strategia și politica energetică a guvernului;
- disponibilitățile financiare ale companiei;
- necesitățile utilizatorilor SEN;
- direcțiile strategice ale C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.;
- integrarea în piața de energie electrică europeană [Trans2014].

De asemenea, sunt urmărite câteva direcții strategice care au drept scop creșterea eficacității și eficienței serviciului prestat:

- asigurarea infrastructurii adecvate în concordanță cu nivelul de dezvoltare a pieței de energie electrică;
- realizarea mentenanței bazate pe fiabilitate a RET;
- reducerea congestiilor în RET;
- implementarea tehnologiilor noi performante;
- promovarea soluțiilor care conduc la reducerea pierderilor în RET;
- promovarea teleconducerii instalațiilor din stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

În scopul aplicării principiului dezvoltării și utilizării optime a sistemului de transport de energie electrică, s-a implementat structura tarifului zonal de transport, pentru a stimula:

- 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.

Acest sistem nu s-a demonstrat a fi unul suficient de stimulent care să determine producătorii și consumatorii să se amplaseze în zone deficitare, respectiv excedentare; alegerea amplasamentului fiind condiționată în principal de disponibilitatea surselor primare, terenului, forței de muncă etc.

În procesul de elaborare a planului de dezvoltare a RET trebuie parcurse următoarele etape:

- prognoza cererii de energie electrică 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 și pentru fiecare stație;
- prognoze de import/export/tranzit de energie și putere electrică;
- evaluarea stării tehnice a instalațiilor din rețeaua de transport al energiei electrice și a instalațiilor de interconexiune cu sistemele vecine;
- evaluarea importanței stațiilor de transport;
- estimarea disponibilității capacităților de producție, considerând programele de casări, reabilitări și instalare de grupuri noi;
- elaborarea bilanșelor 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 puteri la palierele caracteristice ale curbei de sarcină, în regimuri medii și extreme;
 - pierderile de putere în RET;
 - limitele și valorile curenților și puterilor de scurtcircuit în nodurile RET;
 - analiza și asigurarea rezervelor de stabilitate statică, respectiv a stabilității tranzitorii în funcționarea SEN;
- calculul indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET;
- stabilirea soluțiilor tehnice optime tehnico-economic de dezvoltare și modernizare a RET;
- stabilirea măsurilor de reducere a impactului asupra mediului [Trans2014].

Problema extinderii rețelei de transport poate fi abordată din mai multe puncte de vedere:

1. Din punct de vedere al incertitudinilor din SEE:

- **deterministă:** în care 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;

- **probabilistă**: în care 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.
2. Din punctul de vedere al orizontului de planificare:
- **extindere statică**: 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];
 - **extindere 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.
3. Din punct de vedere al structurii SEE și a pieței de energie:
- **piața reglementată**: se urmărește satisfacerea cererii de sarcină menținând în același timp fiabilitatea și calitatea serviciilor sistemului;
 - **piața dereglementată**: se caracterizează printr-un grad foarte ridicat de incertitudine [Zhao2009], [Cristian2013].

Pentru obținerea unor rezultate cât mai echilibrate din punct de vedere economic și al fiabilității se utilizează simularea Monte Carlo pentru a determina rata deconectării grupurilor generatoare și a liniilor de transport importante. În final, rețeaua de transport se extinde pe baza indicatorilor de fiabilitate (energia probabil nelivrată și pierderea consumului) și impactului economic, indicat prin costul marginal nodal [Braga2003], [Braga2004].

O altă abordare posibilă este extinderea RET utilizând metode meta-euristice: algoritmi genetici, sisteme expert, algoritmi de tip roi, teoria fuzzy, soluția tehnică de tip Pareto [Desta2013], [Rat2013a], [Rat2013b], [Bola2013].

În [Lu2005b] autorii propun un algoritm genetic avansat pentru rezolvarea problemelor de optimizare de tip multi-obiectiv [Mira1998a], [Cadi2010]. Abordări de tip "roi" pentru rezolvarea problemei de extindere optimă a SEE sunt tratate în [Jin2007], [Gao2005], [Verma2009].

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 simplificat.

2.5. Concluzii

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

Uniunea Europeană la ora actuală cuprinde 28 de state membre, la care se adaugă 4 țări candidate și altele 4 potențial candidate. În acest context, putem afirma că piața europeană de energie electrică a devenit o realitate. Activitatea de planificare privind extinderea și dezvoltarea optimă 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.

Ceea ce privește rețea de transport al energiei electrice a României, se evidențiază două aspecte contradictorii: capacitatea de producere și de transport al energiei electrice acoperă practic cerințele actuale de consum, însă majoritatea liniilor

și stațiilor electrice sunt sau se apropie de limita duratei normale de funcționare, fiind realizate la nivelul tehnologic al anilor '60-'80. Cu toate acestea datorită programului riguros de mentenanță, programelor de rețehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor, starea tehnică reală a acestora se menține la un nivel corespunzător.

Datele privind evoluția consumului acoperă o plajă largă de valori prognozate, cu diferențe sensibil mari între valorile "pesimiste" și cele "optimiste". De asemenea, în cazul noilor capacități "verzi" de producere a energiei electrice, unele mai realiste în privința puterii instalate și a termenelor de realizare, altele ușor "fanteziste".

În concluzie, strategiile de extindere a RET trebuie să țină cont de toate aceste aspecte, precum și de cele legate de dezvoltarea durabilă și de mediu, fixând ca etalon 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 "lectură" proprie a evoluției pieței de energie în Uniunea Europeană, a legislației existente în domeniu energetic și a cerințelor impuse;
- statuarea 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 furnizate în mare parte de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.;
- reliefaarea evoluției cadrului legal actual în domeniu, în concordanță cu legislația comunitară corespunzătoare;
- evidențierea necesității unei strategii coerente și riguroase asupra planificării extinderii SEN, 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. OPTIMIZAREA PLANIFICĂRII EXTINDERII RET. TENDINȚE ACTUALE ȘI PERSPECTIVE

Capitolul 3 are ca obiectiv prezentarea sistematizată a metodelor actuale de soluționare a planificării extinderii optime a rețelei de transport al energiei electrice (RET) din cadrul sistemelor electroenergetice (SEE) complexe.

Modelul matematic al planificării extinderii optime a RET constituie în esență o problemă de optimizare dinamică de foarte mari dimensiuni, neliniară (sau liniară într-o primă aproximație), de regulă cu variabile atât reale, cât și întregi (posibil binare). Funcția obiectiv (FOB) are un caracter multicriterial: cuprinde în principal cheltuielile de investiții legate de realizarea noilor capacități de transport, la care se pot adăuga cheltuielile de funcționare, cele legate de penalizarea congestiilor și a nealimentării consumatorilor. De asemenea, se pot avea în vedere și elemente care să înglobeze aspecte legate de capacitatea totală de transfer, de rata de amortizare a investițiilor, de siguranța în funcționare, de impactul asupra mediului etc. Relațiile de restricție acoperă o gamă largă de aspecte, de natură tehnică și economică.

Se discută atât metodele care se utilizează pentru sistemele reglementate, dar mai ales cele referitoare la sisteme dereglementate.

Metodele de abordare pentru problema în discuție sunt împărțite în două mari categorii:

- **metode bazate pe modelarea matematică**, care utilizează tehnicile de soluționare specifice diverselor categorii de metode "clasice" de optimizare (programare neliniară, programare dinamică, programare liniară, programare liniară în numere întregi și mixtă etc.) [Sanch2005], [Algu2009], [Ojeda2010], [Moul2010], [Zeinad2011], [Conejo2012], [Fang2012], [Rabih2013], [Rafa2014], [Nima2014];
- **metode bazate pe tehnici euristice și meta-euristice de optimizare**, incluzând algoritmi genetici, metoda roiurilor de particule, algoritmi euristici constructivi, metode de tip "Tabu Search", "Simulated Annealing" sau "Ant Colony", sisteme expert, logică fuzzy etc. [Galle2000], [Silva2001], [Gao2005], [Galle2009], [Cortes2009], [Torres2011], [Flores2011], [Molina2011], [Fan2012], [Barreto2013], [Rocha2013], [Le2013], [Arabali2014], [Rongrit2014],

Prin combinarea a două sau mai multe metode există posibilitatea creării și utilizării unor tehnici hibride.

În final, se subliniază un aspect extrem de important: problema planificării pe termen mediu și lung a extinderii RET poate fi abordată în două maniere diferite:

- **abordare statică**, în care pentru un anumit orizont de timp se determină doar soluția finală de extindere;
- **abordare dinamică**, în care, pe lângă soluția finală în sine, se determină momentele discrete de timp la care trebuie să se realizeze elementele componente ale planului de extindere sau pentru diverse intervale de timp se stabilesc elementele de rețea care trebuie să fie realizate și puse în funcțiune (analiza fiind realizată "prospectiv" sau / și "retrospectiv").

Din acest punct de vedere, analiza literaturii de specialitate permite formularea unei constatări: sunt foarte puține abordările dinamice și aplicațiile se referă doar la SEE de dimensiuni relativ reduse.

3.1. Metode bazate pe modelarea matematică

Așa cum s-a menționat anterior, problema în discuție este o problemă de optimizare de mari dimensiuni. Scopul urmărit constă în determinarea soluției de extindere a RET pentru care valoarea funcției obiectiv este minimă, cu respectarea unor relații de restricție de natură tehnică și economică [Sepasian2011], [Dewani2012], [Obu2014].

Pentru soluționarea modelului matematic se pot utiliza o gamă largă de modele de optimizare, mai simple sau mai complicate, liniare sau neliniare [SumIm2009]: modele de programare liniară clasică (cu variabile reale), în numere întregi sau mixtă [Garv1970], [Farr1988], [Berry1989], [Seifu1989], [Santos1989], [Pereira2001], [Algu2003], [Hash2003], [Algu2009], [Shah2010], [Li2010], [Moul2010], [Dera2010], [Ma2012], [Hui2012], [Fang2012], [Rafa2014], [Nima2014], programarea neliniară [Ekwu1984], [Hamo2002], [Sanch2005], [Zeinad2011], [Bent2012], [Correa2013], [Rabih2013], programare dinamică [Duson1973], [CIGRE1995], [Ojeda2010], [Conejo2012], tehnici de descompunere [Pere1985], [Pinto1990], [Levi1991], [Lato1994], [Oliv1995], [Sidd1995], [Gran2001], [Lumb2013], algoritmi tip „branch and bound” [Monti2000], [Garcia2001], [Asada2005], [Zhao2009], [Zhao2011], [Sousa2011], [Asada2012] etc.

❖ Programare liniară

O primă abordare a rezolvării problemei planificării extinderii RET apare în [Garv1970], utilizând un model clasic de programare liniară. Date inițiale vizau configurația sistemului, prognoza puterii consumate, respectiv planul de extindere a surselor de putere activă. Metoda de soluționare cuprinde în esență două etape: calculul circulației de puteri cu metode simple, respectiv introducerea noilor linii, criteriul fiind eliminarea supraîncărcării elementelor de rețea. Optimizarea circulației de puteri urma să fie soluționată cu tehnici specifice programării liniare [Kilyeni2012], [Momoh2008].

Metodele de soluționare a problemei extinderii bazate pe programarea liniară pot fi caracterizate prin [Villasana1985]:

- abordarea "statică";
- calcul simplificat al circulației de puteri cu "eliminarea" completă a celei de putere reactivă;
- neglijarea pierderilor de putere activă;
- FOB se referă la minimizarea costului supraîncărcării elementelor de rețea;
- relațiile de restricție (RR) de tip egalitate se referă la bilanțurile de putere activă în nodurile sistemului, respectiv pe ansamblul sistemului;
- RR de tip inegalitate vizează puterile active generate, respectiv pe cele care circulă prin elementele de rețea;
- utilizarea unui model liniar pentru soluționarea circulației de putere activă;
- 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;
- problema de optimizarea liniară rezultată se soluționează cu tehnicile generale cunoscute, respectiv cu cele aferente programării liniare în numere întregi sau mixte [Kilyeni2012], [Momoh2008];
- elementele luate în considerare pentru extindere rezultă prin metode euristice sau sunt generate aleator.

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

Problemele menționate în [Algu2003], sunt soluționate și în [Busta2009], autorii adăugând în plus o tehnică euristică de căutare în spațiul soluțiilor. [Zadeh2010] și [Rafa2014] iau în considerare la planificarea extinderii RET și posibilitatea utilizării conductoarelor fasciculare.

Autorii din [Algu2003] dezvoltă mai departe ideea și în [Algu2009] adaugă suplimentar la expresia FOB un termen care corespunde posibilității ieșirii din funcțiune a unor elemente de rețea (contingente de tipul $N-1$).

În [Li2010] și [Moul2010] se adaugă suplimentar la expresia FOB un termen care ia în considerare aspecte legate de siguranța în funcționare, cel din urmă aplicând și o tehnică de programare "disjunctivă". Termenul respectiv se calculează pe baza unor regimuri contingente obținute cu criteriul $N-1$. [Moul2010] utilizează tot programarea "disjunctivă", oferind posibilitatea considerării și a unor variabile negative, tratate prin tehnicile prezentate în [Kilyeni2012] (se realizează "disjungerea" variabilelor pozitive de cele negative). Aplicațiile se referă la sisteme test (Garver 6 noduri, IEEE 24) și sisteme reale (un subsistem al SEE al Braziliei).

În [Nima2014] pe lângă termenul corespunzător elementelor de siguranță în funcționare, FOB ia în considerare un criteriu care ține cont de considerente de impact asupra mediului, cum ar fi emisiile de CO_2 .

În [Hash2003] întâlnim o altă abordare, pornind de la constatarea că problema planificării extinderii optime a RET este o problemă de optimizare neliniară cu RR mixte, variabilele fiind atât reale cât și întregi [Kilyeni2012], [Momoh2008]. Ca parte componentă, în majoritatea metodelor apare o subrutină de soluționare a problemei de optimizare liniară care rezultă la planificarea efectivă a extinderii, apelată de multe ori, ceea ce 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. În cazul acestei abordări se remarcă următoarele aspecte specifice, unele similare cu cele menționate anterior, altele cu caracter de noutate:

- abordarea "statică" a problemei;
- modelul utilizat pentru soluționarea circulației de putere activă este unul liniar, circulația de putere reactivă fiind complet "elimnată";
- pierderile de putere activă sunt neglijate;
- 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: în prima fază se reduce numărul de variabile și numărul de RR de tip egalitate, iar în etapa următoare se soluționează problema de programare liniară cu un algoritm de tip simplex dual pentru variabilele care violează restricțiile de tip inegalitate, asociată cu o strategie de relaxare [Kilyeni2012], [Momoh2008];
- 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 RR de tip egalitate, urmată de introducerea succesivă a RR 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 [Jabr2013] întâlnim o abordare care se bazează pe un model matematic de programare lineară în numere întregi și mixtă. Pentru soluționarea problemei autorul utilizează descompunerea de tip Bender în cadrul căreia tine cont de caracterul aleator al puterii consumate și al puterii generate de sursele regenerabile de energie.

❖ Programare neliniară

[Correa2013] propune un model neliniar pentru soluționarea problemei în discuție, bazat pe rezolvarea în detaliu a OPF ca problemă de programare neliniară [Kilyeni2012]. Pentru modelarea evoluției consumului și a prețului energiei electrice se propune o metodă care utilizează două procese stocastice. În determinarea flexibilității elementelor de rețea candidate pentru extindere, respectiv pentru a analiza comportarea soluției în diverse condiții de piață, se utilizează o tehnică de simulare de tip Monte Carlo [Felea2000], [Felea2006]. De fapt această tehnică a fost utilizată pentru a analiza impactul surselor distribuite de energie asupra planificării extinderii RET din cadrul SEE complexe.

O metodă interesantă, interactivă, considerată mai eficientă decât cele din paragrafele anterioare se prezintă în [Ekwu1984]. Abordarea are la bază o procedură de optimizare într-o singură etapă, urmată de o analiză amănunțită a 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. Soluționarea acestui model se face 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 de extindere.

❖ Programare dinamică

Programarea dinamică (PD) reprezintă o metodologie de selectare a soluției optime în prezența unor condiții restrictive, urmând un proces de decizii în trepte. Astfel, abordarea "dinamică" a planificării extinderii RET se referă la utilizarea unui model matematic de programare dinamică [Kilyeni2012]. Din gama largă de metode de programare dinamică prezintă interes doar PD discretă, cu orizont finit, aceasta fiind utilizată pentru soluționarea unor probleme de optimizare din domeniul ingineriei sistemelor electroenergetice. Această manieră de 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).

O procedură clasică simplă, bazată pe programarea dinamică, se utilizează în [Duson1973]. Ea utilizează 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 prezentată permite și elaborarea unor soluții apropiate de cea optimă, pe baza experienței proiectanților.

În [CIGRE1995] se 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.

[Ojeda2010] propune o metodă hibridă, formată dintr-un algoritm meta-euristic evolutiv, o tehnică de căutare euristică și una de tip programare dinamică discretă clasică, prospectivă și cu orizont finit. Aplicația se referă la un subsistem de dimensiuni reduse din cadrul SEE al Argentinei.

Și din această prezentare se remarcă numărul extrem de redus de lucrări care realizează o abordare dinamică, în trepte, a planificării extinderii RET din cadrul SEE complexe, așa cum s-a remarcat și în preambulul capitolului. Aplicațiile concrete se referă la sisteme de dimensiuni relativ reduse. Nu s-a găsit un studiu de caz care să trateze un SEE real, având sute de noduri și elemente de rețea. Constatările menționate au stat de fapt la alegerea tematicii tezei de doctorat.

❖ Alte metode bazate pe modelarea matematică

Tehnicile de tip "**branch and bound**" aplică strategii de separare și eliminare a soluțiilor necorespunzătoare, prin fixarea unei limite inferioare și superioare a valorii funcției obiectiv. În [Haff2000] problema extinderii este tratată din perspectiva programării liniare în numere întregi și este rezolvată prin intermediul unui algoritm de tip "branch and bound". Algoritmul este "antrenat" prin intermediul unei baze de cunoștințe specializate, pentru a controla mulțimea potențialilor candidați la soluția de extindere a RET.

În cazul tehnicilor de **descompunere de tip Bender** problema globală este descompusă în două subprobleme: în prima fază se efectuează căutarea soluției optime de extindere, urmând ca după aceea să se determine regimul de funcționare, care analizează soluțiile găsite în prima fază și evidențiază restricțiile încălcate în raport cu variabilele de extindere, prin tăieri de tip Bender. În pasul următor se reia soluționarea primei faze cu restricțiile introduse, după care se repetă a doua fază până la convergența soluției [Pere1985]. În [Lumb2013] se utilizează o schemă similară de descompunere ierarhică, dar cu rotunjirea variabilelor de optimizare la valoarea 1 sau 0. 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. În [Gran2001] și [Rahmani2013] apare o nouă abordare, unde se utilizează un model liniar disjunctiv (0 și 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 sisteme test și la subsisteme ale SEE al Braziliei.

3.2. Metode euristice și meta-euristice

Utilizarea metodele euristice și meta-euristice, de dată relativ recentă, constituie o alternativă viabilă la metodele clasice de optimizare, bazate pe modelarea matematică. Ele se caracterizează prin faptul că determinarea soluției se face print-o serie de aproximări, algoritmul evoluând pe baza unor norme logice sau empirice. Sunt utilizate din ce în ce mai des pentru soluționarea diverselor probleme de optimizare, inclusiv în domeniul ingineriei energetice, oferind posibilitatea de a explora spațiul soluțiilor într-un mod convenabil.

În cazul planificării extinderii optime a RET, metodele euristice se aplică pentru generarea unor soluții posibile, evaluarea și selectarea acestora, până când algoritmul de generare, pe baza criteriilor de evaluare, nu mai este în măsură să găsească o variantă mai bună. Criteriile de evaluare includ costurile de investiții și

cele de funcționare. Abordările mai recente includ în funcția obiectiv și eventualele costuri legate de congestii, de capacitatea disponibilă de transport, de probleme de mediu precum și o serie de aspecte legate de siguranța în funcționare.

Pentru rezolvarea problemei planificării extinderii RET din cadrul SEE complexe se pot utiliza o gamă largă de metode euristice și meta-euristice cum ar fi: algoritmi de tip „roi de particule” [Gao2005], [Esmine2005], [Yan2007], [Bijwe2009], [Torres2011], [Barreto2013], [Rocha2013], [Le2013], algoritmi genetici [Jingdong1997], [Romero1998], [Silva2000], [Gil2001], [Duan2002], [Zao2003], [Feng2003], [Galle2009], [Taylor2009], [Qui2011], [Flores2011], [Fan2012], [Arabali2014], tehnici hibride de inteligență artificială [Yoshi1995], [Alsa2002], [Chun2003], [Dong2012], [Geo2012], rețele neuronale artificiale [Romero1996], [Mosle2012], metoda coloniilor de furnici (Ant Colony) [Fuchs2011], [Monsef2012], sisteme expert [David1991], [Marin1992], [Park1993], [Teive1998], [Gajb2008], tehnici bazate pe logica fuzzy [Kim2002], [Sepasian2012], algoritmi euristici [Romero2003], [Romero2005], [Tavok2012], [Mendo2013a], [Mendo2013b], căutare de tip tabu (Tabu Search) [Wen1997], [Galle2000], [Silva2001], [Galle2009], [Molina2011], [Rongrit2014], recoacere simulată (Simulated Annealing) [Rome1996], [Galle1997], [Cortes2009] etc.

❖ **Metoda roiurilor de particule**

Dezvoltarea metodei roiurilor de particule (Particular Swarm Optimization – PSO) se bazează pe concepte și reguli care guvernează grupurile sociale organizate în natură, cum ar fi roiurile de albine, stolurile de păsări. Modelul a fost dezvoltat de Kennedy și Eberhart (1995) ca un algoritm de optimizare stocastic bazat pe modele de simulare sociale. S-au inspirat din studiile efectuate care au evidențiat faptul că asemenea tipuri de grupuri obțin succese remarcabile în atingerea scopurilor urmărite. Deși grupurile sunt de mari dimensiuni, comportamentul unitar rezultă exclusiv din interacțiunile între membri. Pornind de la aceste idei, au construit algoritmul, care este caracterizat de o populație care se mișcă în spațiul de căutare, indivizii comunicând în permanență între ei. Proprietățile de convergență ale algoritmului sunt determinate de acest mod de comunicare între membrii grupului [Dewani2012].

Deși există unele puncte comune cu metode consacrate, precum cele de calcul evolutiv (a se remarca utilizarea funcției obiectiv, 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 (local best), respectiv cea mai bună valoare a FOB, înregistrată de oricare particulă din vecinătatea sa de-a lungul evoluției acestora (global best).

Diferența esențială dintre PSO și alte tehnici constă în separarea completă a spațiului în care se mișcă particulele de spațiul soluțiilor, așa cum este definit de problemă. Particulele (soluțiile candidate) 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 acestui comportament, metoda roiurilor de particule se pretează la abordarea oricărui tip de problemă de optimizare. De asemenea, oferă o deschidere spre noi orizonturi prin posibilitățile de hibridizare cu alte metode, deterministe sau euristice.

În [Yan2007] se face o analiză interesantă asupra valorii parametrilor specifici algoritmului PSO (dimensiunea populației, viteza maximă admisă, aprecierea convergenței). Autorii propun o metodă discretă de tip PSO, testând algoritmul pe sistemul IEEE de 6 noduri și pe un sistem de 18 noduri, ulterior rezultatele fiind comparate cu cele obținute prin alte metode euristice și meta-euristice (algoritmi genetici, metoda coloniilor de furnici).

O metodă discretă de tip PSO pentru soluționarea planificării extinderii SEE se propune în [Bijwe2009]. În această lucrare problema în discuție este definită ca o problemă de optimizare neliniară mixtă (variabile reale și întregi), iar 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. Algoritmul este încercat pe sistemul test Garver de 6 noduri.

În [Barreto2013] se soluționează problema planificării extinderii RET 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, în c.c. cu ajutorul aplicației MatPower [webMAT]. 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 6, test IEEE 24, și un sistem real cu 46 de noduri din Brazilia.

[Le2013] prezintă o altă metodă de tip PSO pentru soluționarea planificării extinderii optime a RET. Este una dintre puținele lucrări care realizează o abordare dinamică a problemei, oferind evoluția în timp a soluției de extindere, cu luarea în considerare un număr cât mai mare de restricții de natură tehnică și economică. Rezultatele obținute, prezentate doar în sinteză, se referă la sistemul electroenergetic din Vietnam.

❖ Tehnici de calcul de tip evolutiv

Tehnicile de calcul de tip evolutiv beneficiază de o atenție din ce în ce mai ridicată în soluționarea problemelor de optimizare din domeniul ingineriei sistemelor electroenergetice. Avem de a face cu o metodă iterativă bazată pe o tehnică de căutare prin analogie cu evoluția biologică, de tip darwinist. În procesul de căutare și identificare a soluției se utilizează o populație de soluții potențiale, care evoluează prin aplicarea iterativă a unor operatori stocastici. Pentru a ghida această căutare către soluția problemei (soluția optimă), asupra populației se aplică transformări specifice evoluției naturale:

- **selecția** – elementele populației care se apropie cel mai bine de soluția problemei sunt considerate adecvate și sunt favorizate în ceea ce privește șansele lor de supraviețuire, ajungând astfel în generația următoare și participând la generarea de urmași;
- **încrucișarea** – asemănător procesului similar din natură, pornind de la două sau mai multe elemente ale populației, numite părinți, se generează noi elemente, numite urmași. În funcție de calitatea urmașilor (cuantificată prin valoarea unei funcții obiectiv), aceștia își pot înlocui părinții;
- **mutație** – pentru a asigura diversitatea populației, asupra elementelor se aplică transformări cu caracter aleator, ceea ce are ca efect apariția unor trăsături (gene) noi.

În funcție de modul în care este construită populația și de cum este tratată evoluția, tehnicile de calcul evolutiv se încadrează într-una din categoriile:

- a) **algoritmi evolutivi** (AE) – se folosesc 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);
- b) **algoritmi genetici** (AG) – sunt utilizați în special pentru rezolvarea unor probleme de optimizare discretă. 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.

Un algoritm evolutiv pentru soluționarea planificării extinderii SEE este prezentat în [Ceci1999], fiind prezentate rezultatele pentru sistemul test de 6 noduri Garver și pentru sistemul electroenergetic al Mexicului [SumIm2009]. În [Qiu2011] autorii propun o metodă îmbunătățită de calcul evolutiv, utilizând o tehnică auto-adaptivă de modificare a valorii parametrilor de control. De asemenea, în scopul surmontării dificultăților legate de selectarea valorii coeficienților de penalizare din cadrul funcției obiectiv se introduce în algoritm un operator de selecție de tip turneu. Studiul de caz folosit pentru testarea acestei metode se referă la un sistem test de 18 noduri.

În [Palma1996] planificarea extinderii RET este abordată prin intermediul unui algoritm genetic, care utilizează variabile codificate cu valori binare. Scopul este crearea unei metode de extindere dinamică, care să ofere evoluția în timp a soluției de extindere, luând în considerare un număr cât mai mare de restricții de natură tehnică și economică. Rezultatele obținute se referă la sistemul electroenergetic din Chile, pentru o perioadă de 10 ani. În [Romero1998] se propune un algoritm genetic modificat, pentru care obținerea populației inițiale se realizează prin tehnici convenționale de optimizare, mutația fiind inspirată din metoda recoacerii simulate. Un algoritm genetic modificat este propus și în [Gil2001], special pentru SEE de mari dimensiuni, cu validare pe două sisteme reale.

[Esc2004] prezintă o abordare dinamică a planificării extinderii RET. În acest context, rețeaua de transport al energiei electrice este adaptată pas cu pas la evoluția consumului și a producției de energie electrică, ceea ce conduce la investiții anuale inegale. Funcția obiectiv este formată din suma costurilor anuale de investiții și a costurilor anuale de exploatare a sistemului. Algoritmul propus folosește o metodă de inițializare dedicată și o rată de mutație variabilă. El este folosit pentru soluționarea planificării extinderii a două SEE reale: sistemul electroenergetic din Columbia, care are o complexitate medie, și subsistemul de Nord-Nord-Est din cadrul SEE al Braziliei, care prezintă o complexitate relativ mai ridicată.

În [Rid2005] se prezintă un model matematic și o soluție tehnică pentru problema în discuție, în condițiile pieței dereglementate, ținând cont de siguranța în funcționare. Este folosit criteriul de siguranță în funcționare $N-1$. Algoritmul genetic utilizat are ca variabile numărul de circuite noi care pot fi introduse în paralel între două noduri. Se folosește selecția prin competiție și recombinare într-un singur punct. Mutația se realizează prin scăderea sau creșterea numărului de circuite în paralel pentru un element de rețea selectat aleatoriu. FOB nu include și funcțiile de penalizare. Funcțiile de penalizare sunt folosite pentru a determina soluțiile mai puțin fezabile, care sunt apoi îmbunătățite local. Studiile de caz sunt reprezentate de sistemul Garver (6 noduri) și sistemul test IEEE24. Bazat pe același algoritm genetic, [Mur2006] propune o abordare probabilistică pentru rezolvarea extinderii RET, în acest caz luându-se în considerare incertitudinea consumului. Algoritmul este testat pe sistemul Garver (6 noduri) și IEEE24 și se prezintă rezultatele obținute pentru subsistemul de Sud al sistemului electroenergetic al Braziliei, cu o incertitudine a consumului de 5%.

Aceste două lucrări sunt completate de [Romero2007], care tratează planificarea statică și dinamică a extinderii RET. Algoritmul genetic propus pornește de la o populație ce conține doar indivizi fezabili, realizând astfel o scădere a timpului de calcul. Se folosesc operatorii genetici descriși în [Rid2005]. Soluțiile care conduc la deconectarea consumatorilor sunt considerate nefezabile și sunt îmbunătățite local (se introduc linii până când nu mai este necesară deconectarea consumatorilor). Se folosește un mecanism de control al diversității. Astfel nicio soluție rezultată în urma aplicării operatorilor genetici nu este introdusă în noua generație dacă are valoarea FOB mai mică decât minimul populației curente sau dacă este identică cu o soluție

deja existentă în populația curentă. Aplicațiile vizează sistemele Garver (6 noduri), IEEE24 și subsistemul de Sud al sistemului electroenergetic al Braziliei.

Un algoritm genetic pentru extinderea statică a RET este prezentat în [Jalil 2009], în condițiile minimizării pierderilor de putere activă. Variabilele considerate sunt numărul de linii electrice care pot fi construite în paralel și nivelele de tensiune ale acestora, asemănător cu [Rid2005]. Funcția obiectiv are trei termeni: cheltuielile anuale de investiții pentru linii noi, costul anual de investiții pentru stații și costul anual al pierderilor. Relațiile de restricție folosite țin cont de numărul maxim de circuite care pot fi construite în paralel, de capacitate de încărcare a surselor de putere activă și de gradul maxim posibil de încărcare a fiecărei linii (curentul maxim admisibil din punct de vedere termic). Sunt prezentate rezultatele obținute pentru RET din cadrul SEE al Azerbaidjanului.

[Zio2010] propune un AG pentru rezolvarea problemei planificării extinderii RET, considerând ca obiective creșterea siguranței în funcționare și minimizarea costului liniilor electrice noi. Compararea soluțiilor se face folosind criteriul de dominare Pareto, în vederea obținerii unui echilibru între obiectivele optimizării. Studiul de caz se referă la sistemul IEEE RTS 96.

[Golkar2011] prezintă un model bazat pe aspecte economice pentru planul de extindere a RET. Funcția obiectiv este reprezentată de minimizarea costului de investiții și a costului congestiilor pentru un anumit orizont de timp, considerând diferite profiluri de consum. Algoritmul genetic folosit pentru soluționare este testat pe sistemul Garver (6 noduri), respectiv pe RET din cadrul SEE al Azerbaidjanului.

În [Arabali2014] se propune soluționarea problemei extinderii RET în mai multe etape, bazată pe algoritmi genetici de tip NSGA (Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm), în conjuncție cu optimizare probabilistă a circulației de puteri (POPF - Probabilistic Optimal Power Flow). Studiul de caz prezentat în lucrare se referă la sistemul test IEEE24 RTS (care va fi utilizat, pe lângă alte sisteme test și SEE reale, și în cadrul acestei teze de doctorat).

❖ Algoritmi euristici constructivi

Un algoritm euristic constructiv este prezentat în [Romero2003] pentru soluționarea planificării extinderii RET, subiectul fiind abordat ca o problemă de optimizare de tip transport [Kilyeni2012]. În soluționarea problemei se pornește de la metoda propusă în [Garv1970], ajungând în final la un algoritm complex de tip dinamic, cu detalierea soluției pe mai multe etape. Carența semnificativă acestui algoritm constă în faptul că prezintă dificultăți de aplicare pentru sisteme de mari dimensiuni.

O variantă mai eficientă a acestui algoritm este prezentată în [Romero2005], combinat cu determinarea circulației de puteri în c.c., aplicat împreună cu un model de programare liniară mixtă. Cu un algoritm asemănător lucrează și [Isabela2013], cu observația că abordarea problemei este discretă.

❖ Metoda coloniilor de furnici

Metoda coloniilor de furnici (Ant Colony – AC) are la bază comportamentul de căutare a sursei de hrană, caracteristic coloniilor de furnici. Inițial, coloniile de furnici efectuează o căutare aleatorie după hrană în jurul cuibului, urmând ca după ce aceasta a fost găsită, drumul dintre cuib și sursa de hrană să fie marcat cu feromoni. Drumul cel mai scurt dintre mănăncare și cuib prezintă nivelul cel mai ridicat de feromoni, fiind cel mai frecventat. Astfel, 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. Este o modalitate simplă și eficientă de rezolvare a problemelor de tip drum de valoare minimă într-un graf [Kilyeni2012].

Modelul coloniilor de furnici a fost utilizat pentru planificarea extinderii rețelilor de distribuție a energiei electrice în [Olive2004]. Pentru determinarea circulației de puteri în sistem sunt folosite metodele convenționale. 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.

În [Fuchs2011] se utilizează modelul coloniilor de furnici pentru planificarea extinderii rețelilor de transport al energiei electrice, în conjuncție cu problema integrării surselor regenerabile de energie, astfel încât să nu fie afectată calitatea tensiunii și eficiența sistemului de transport. Studiul de caz pentru testarea algoritmului implementat se referă la sistemul electroenergetic din Marea Britanie și la sistemul Nordic (Norvegia, Suedia, Finlanda, Danemarca-Est).

❖ **Sisteme expert**

Spre deosebire de tehnicile convenționale de programare, sistemele expert soluționează problemele complexe prin folosirea raționamentului și nu prin urmărirea unei proceduri. Ele încearcă să simuleze modalitatea de luare a deciziilor de către un expert uman.

Structura unui sistem expert este diferită de arhitectura programelor tradiționale, acestea fiind divizate în două componente:

- componenta fixă, independentă de sistemul expert, numită și mașina de inferență;
- componenta variabilă, reprezentată de baza de cunoștințe.

În [Marin1992] se aplicată metoda sistemelor expert pentru soluționarea planificării extinderii pe termen scurt a RET, 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 regimurile contingente. De asemenea, și în [Gajb2008] se utilizează o tehnică de tip sistem expert, tot pentru planificarea extinderii pe termen scurt a RET din cadrul SEE complexe. Se realizează atât o abordare de tip prospectiv cât și una de tip retrospectiv a problemei, cu indicarea momentului intrării în funcțiune a elementelor suplimentare de rețea. Pe lângă costul anual al investițiilor, funcția obiectiv luată în considerare înglobează costul pierderilor de putere pe ansamblul sistemului, calitatea nivelului tensiunii și numărul de congestii posibile în regimul de bază și în regimuri contingente.

❖ **Căutare de tip tabu**

Căutarea de tip tabu (Tabu Search – TS) se aplică în special pentru probleme de optimizare discrete. Este o metodă iterativă, în care se pornește de la o soluție inițială fezabilă și se încearcă îmbunătățirea ei prin căutări locale succesive între „vecini” („vecin” fiind o soluție care prezintă deosebiri mici față de cea în jurul căreia se face căutarea). Procesul de căutare se consideră terminat atunci când soluția nu se mai poate îmbunătăți.

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 de lungă și de scurtă durată. Cele două componente ale memoriei tabu asigură un echilibru între explorarea spațiului soluțiilor (diversificarea căutării) și găsirea unui optim.

În [Galle2000] se prezintă un algoritm de tip TS de generația a 3-a, în care autorii lucrează cu familii de soluții, procesate în paralel. Acesta cuprinde un mecanism de diversificare a căutării soluțiilor, o tehnică de intensificare, o memorie pe 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] prezintă rezolvarea extinderii pe termen lung a RET utilizând o tehnică de tip TS, luând în calcul și mărirea 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). Studiile de caz se referă la subsisteme din cadrul SEE al Braziliei.

Din [Galle2009] rezultă 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 recoacere simulată și de algoritmi genetici, 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 sistemului.

În [Molina2011] se propune o metodă de tip TS pentru rezolvarea problemei extinderii RET, considerând ca obiective creșterea siguranței în funcționare și minimizarea costului liniilor electrice noi. Compararea soluțiilor se face folosind criteriul de dominare Pareto, în vederea obținerii unui echilibru între obiectivele optimizării. Studiul de caz se referă la sistemul de 6 noduri Garver și la sistemul test IEEE24 RTS.

[Rongrit2014] propune o altă metodă pentru soluționarea problemelor discrete de optimizare – căutarea de tip ATS (Adaptive Tabu Search). Testarea și calibrarea metodei se efectuează utilizând sistemul test IEEE79 RTS adaptat, cu luarea în considerare a surselor regenerabile de energie și a ritmului de dezvoltare a acestora.

❖ **Recoacere simulată**

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. Căldura 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 RET din cadrul SEE complexe. Această variantă elimină dezavantajul convergenței relativ lente la viteze de recoacere reduse. Principala dificultate de implementare a calculului paralel este legată de faptul că recoacerea simulată este modelată printr-un lanț de tip Markov, care este o entitate 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 semnificativă a timpului de calcul.

3.3. Concluzii

Capitolul 3 are ca obiectiv prezentarea sistematizată a metodelor actuale de soluționare a planificării extinderii optime a rețelei de transport al energiei electrice din cadrul SEE complexe. Se discută atât metodele care se utilizează pentru sistemele reglementate, cât și cele referitoare la sisteme dereglementate, cu o piață liberă a energiei electrice.

Modelul matematic al planificării extinderii optime a RET constituie în esență o problemă de optimizare dinamică de foarte mari dimensiuni, neliniară (sau liniară într-o primă aproximație), de regulă cu variabile atât reale, cât și întregi (posibil binare). Funcția obiectiv (FOB) are un caracter multicriterial: cuprinde în principal cheltuielile de investiții legate de realizarea noilor capacități de transport, la care se pot adăuga cheltuielile de funcționare, cele legate de penalizarea congestiilor și a nealimentării consumatorilor. De asemenea, se pot avea în vedere și elemente care să înglobeze aspecte legate de capacitatea totală de transfer, de rata de amortizare a investițiilor, de siguranța în funcționare, de impactul asupra mediului etc. Relațiile de restricție acoperă o gamă largă de aspecte, de natură tehnică și economică.

Metodele de soluționare sunt sistematizate în două mari categorii: metode "clasice", bazate pe modelarea matematică, și metode moderne, euristice și meta-euristice. Abordarea problemei în discuție poate fi: statică (pentru un anumit orizont de timp se determină doar soluția finală de extindere), 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 RET din cadrul SEE complexe, atât cele care la ora actuală pot fi considerate "clasice" (bazate pe modelarea matematică, cât și a celor "moderne" (euristice și meta-euristice, utilizând tehnici de inteligență artificială);
- prezentarea aspectelor caracteristice abordărilor actuale, în condițiile pieței libere a energiei electrice, a dereglementării și a pătrunderii pe scară largă a surselor regenerabile de energie;
- focalizarea unei atenții speciale asupra metodelor de soluționare bazate pe tehnici de inteligență artificială;
- evidențierea clară a faptului că există un număr redus de încercări de abordare dinamică a planificării extinderii RET, aplicațiile concrete referindu-se doar la SEE de dimensiuni relativ reduse;
- critica utilizării unor modele simplificate pentru calculul și optimizarea regimurilor de funcționare;
- pregătirea elementelor pentru capitolele următoare, care se referă la metodele concrete utilizate în lucrare și la studiile de caz realizate.

4. METODE DE OPTIMIZARE BAZATE PE CALCULUL EVOLUTIV

Capitolul 4 are ca obiect tehnicile de inteligență artificială utilizate în cadrul tezei de doctorat, metodele euristice și meta-euristice de optimizare bazate pe calculul evolutiv.

În prima parte a capitolului se prezintă câteva aspecte generale pe care le implică tehnica de calcul evolutiv și încadrarea algoritmilor genetici și de tip roi în această categorie (inclusiv câteva elemente esențiale despre inteligența de tip roi).

În continuare se focalizează asupra metodei *Particle Swarm Optimization* (PSO) și diverselor variante ale acestuia. De asemenea, sunt prezentați parametrii specifici și elementele caracteristice ale algoritmului.

În partea a treia atenția se îndreaptă spre *Algoritmii Genetici* (AG). Se prezintă principiul de bază al algoritmilor genetici care folosesc variabile binare și celor care utilizează variabile reale. În final sunt descrise variantele de operatori genetici (selecție, recombinare și mutație).

4.1. Calculul evolutiv. Inteligența de tip roi

Calculul evolutiv este un subdomeniu al inteligenței artificiale, reprezentând domeniul de investigare al algoritmilor evolutivi. Principiul lor de funcționare constă în dezvoltarea unei populații care este ghidată într-o căutare aleatoare folosind o procesare paralelă pentru a atinge scopul dorit. Elementele care stau la baza calculului evolutiv sunt inspirate din biologie, în special din genetică [SumIm2009].

Algoritmii evolutivi (AE) sunt metode euristice și stocastice de optimizare, iterative, bazate pe populații, care utilizează pentru determinarea unui set de posibile soluții procese inspirate de mecanismele biologice ale evoluției [Wei2010].

Un algoritm evolutiv standard are, la modul general, următoarea structură:

- a) se inițializează populația;
- b) se evaluează populația inițială;
- c) la un pas oarecare k , $k = 1, 2, 3, \dots$ al procesului iterativ de calcul se aplică selecția asupra populației curente, rezultând o serie de noi indivizi;
- d) la același pas k se efectuează recombinarea (încrucișarea), rezultând o serie de noi indivizi;
- e) la același pas k se aplică mutația, rezultând o serie de noi indivizi;
- f) se evaluează fiecare individ;
- g) se actualizează populația, rezultând cea aferentă pasului k ;
- h) se verifică condiția de terminare a procesului de calcul:
 - dacă nu este satisfăcută se augmentează contorul de iterații cu 1 și se sare la punctul c);
 - dacă este satisfăcută, calculul este încheiat, individul "cel mai bun" reprezintă soluția problemei de optimizare.

Cu excepția procedurii de evaluare, care este de obicei bazată pe calculul valorii unei funcții obiectiv (FOB), restul procedurilor și operațiilor constituie trăsăturile distinctive ale fiecărui algoritm evolutiv în parte.

În ultimii 50 de ani algoritmi evolutivi s-au dezvoltat pe trei mari direcții:

- Strategiile Evolutive – au fost introduse de H.P. Schwefel și I. Rechenberg în anii '70 ai secolului trecut. Caracteristica lor principală este că reproducerea se face doar prin mutație [Abra2004], [Bram2011];
- Programarea Genetică – a fost dezvoltată de L.J. Fogel. Este folosită pentru crearea programelor de calculator; cromozomii sunt reprezentați de arbori care au noduri operatori, funcții și operanzi matematici [Felix2007], [Goe2011];
- Algoritmi Genetici – bazele acestor metode au fost puse de John Holland tot în anii '70. De-a lungul anilor, algoritmi genetici au fost adaptați pentru a oferi rezolvări eficiente la probleme complexe de optimizare dintr-o gamă largă de domenii [Jain2000], [Abra2004].

Inteligența de tip roi (Swarm Intelligence) este o sintagmă propusă de Beni G. și Wang J., folosită pentru a desemna o formă de inteligență specifică unui sistem colectiv, format din agenți relativ simpli, particule (fiecare agent în parte reprezentând un subsistem care interacționează cu mediul înconjurător fără a urma un plan prestabilit), capabil să se auto-organizeze, în urma interacțiunilor cu caracter local de tip agent-agent, precum și de tip agent-mediul înconjurător. Organizarea sistemelor de tip roi se produce descentralizat, adică în lipsa oricărei influențe externe [Beni1989], [Berian2010].

Inteligența de tip roi este inteligența colectivă emergentă a grupurilor de simplii agenți. Mecanismul de organizare naturală a roiului inteligent este auto-organizarea: structura globală a roiului apare (emerge) din interacțiunile particulelor (indivizilor, agenților) care compun roiul.

Auto organizarea se bazează pe:

- amplificarea activității cu ajutorul reacției pozitive;
- echilibrarea (stabilizarea) structurii folosind reacția negativă;
- existența interacțiunilor multiple;
- prezența unei componente aleatoare în desfășurarea activității.

Forța care guvernează mecanismul de organizare naturală este denumită stigmergie. Stigmergie = stigma (stimula) + ergon (lucru) = stimulare prin muncă.

Caracteristicile stigmergiei sunt următoarele

- modificarea mediului se petrece ca urmare a interacțiunii agenților;
- activitatea asupra mediului poate fi continuată de oricare individ (agent);
- aceleași acțiuni ale agenților guvernate de reguli simple care conduc la structurile diferite ale mediului depind de starea în care el se află;
- modificările mediului au rol de memorie externă.

Comportamentul indivizilor depinde de problema analizată, el folosind:

- diferențierea pe tipuri de activități (exemplu la albine: mame, lucrătoare, soldați, trântori, regină etc.);
- feromonii – substanțe de marcaj folosite de fiecare individ pentru a-și semnaliza prezența (la furnici).

Comportamentul inteligent al roiului de particule poate fi observat în natură și societate. Sursa principală de inspirație a inteligenței de tip roi se găsește în natură: bancurile de pești, stolurile de păsări, coloniile de furnici. Capacitățile auto-organizatorice remarcabile și comportamentul colectiv care nu poate fi descris doar prin simpla reuniune a comportamentului fiecărui individ a stimulat curiozitatea științifică, dând astfel naștere acestor metode.

Inteligența de tip roi apare prima dată în domeniul optimizării în 1989 printr-un set de algoritmi destinați pentru controlul roboților autonomi [Beni1989]. La scurt timp de la apariția lor în acest domeniu s-au dezvoltat principalii algoritmi de tip roi: Particle Swarm Optimization (PSO), Ant Colony Optimization (ACO), Artificial Bee Colony (ABC) și Stochastic Diffusion Search (SDS).



Fig. 4.1.1. Roiuri de "particule"

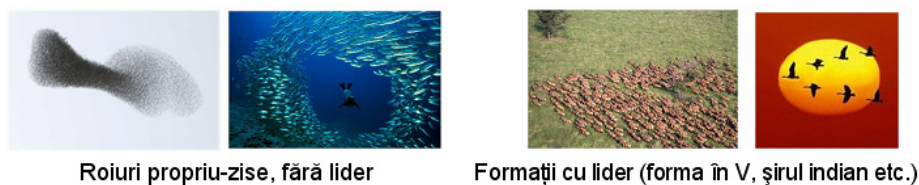


Fig. 4.1.1. Rolul liderului

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 categorisire se datorează în primul rând unor similitudini inerente, cum ar fi: utilizarea unei populații, domeniul de aplicabilitate, căutare stocastică.

4.2. Algoritmi de tip roi

4.2.1. Considerații preliminare

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 [Kwang2008], [Lustrea2010], [Nil2012], [Part2013].

În domeniul optimizării, inteligența de tip roi a apărut în 1989 ca un set de algoritmi destinați pentru controlul roboților autonomi. Șase ani mai târziu au fost dezvoltați principalii algoritmi de tip roi: Ant Colony Optimization (ACO), Artificial Bee Colony (ABC), Stochastic Diffusion Search (SDS) și Particle Swarm Optimization (PSO).

4.2.2. Ant Colony Optimization (ACO)

Ant Colony Optimization (ACO) sau modelul coloniilor de furnici este un algoritm de optimizare stocastic elaborat de Marco 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 [Dorigo2004], [Aba2007], [Lustrea2010], [Cao2010].

Algoritmul este bazat pe un concept care în literatura engleză apare sub numele de stigmergy – fiind o formă de autoorganizare. 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 lăuate 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. Procesul reprezintă o succesiune de secvențe comportamentale de tip stimul-răspuns care contribuie la coordonarea dintre insecte, mediul exterior având rol de canal de comunicare.

Furnicile 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 mănăncare prezintă nivelul cel mai ridicat de feromoni, fiind cel mai frecventat drum; de aici rezultând că atunci când o altă furnică își începe drumul, ea 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 finele 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.

4.2.3. Artificial Bee Colony (ABC)

Artificial Bee Colony (ABC) este unul dintre cei mai recentți algoritmi bazați pe populație (de tip roi), fiind introdus în literatura de specialitate de către Dervis Karaboga în 2005. Este inspirat de comportamentul familiilor de albine [Karaboga2000], [Ash2006], [Lustrea2010], [Atas2011].

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 surse 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. Albinele pasive aleg o poziție pe care o vor evalua în funcție de nivelurile de nectar comunicate de către cele lucrătoare.

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

4.2.4. Stochastic Diffusion Search (SDS)

Stochastic Diffusion Search (SDS) a fost introdus de către J.M. Bishop în 1989 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 [Tsui2002a], [Tsui2002b], [Bishop2004], [Abba2009], [Lustrea2010].

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.

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 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.

În faza de difuzie, fiecare agent pasiv alege în mod aleatoriu un alt agent din populație pentru a comunica cu acesta. Dacă agentul selectat este unul activ, ipoteza memorată de acesta va fi comunicată agentului pasiv, iar 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.

4.2.5. Particle Swarm Optimization (PSO)

Particle Swarm Optimization (PSO) a fost dezvoltat de James Kennedy și Russell Eberhart ca un algoritm de optimizare stocastic bazat pe simularea modelelor sociale din cadrul stolurilor de păsări sau a bancurilor de pești [Kennedy1995], [Nil2012], [Kwang2008], [Lustrea2010].

În cadrul PSO, agenții 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.

Prima punere în practică a PSO a fost în domeniul antrenării rețelelor neuronale și a fost realizată de către Kennedy și Eberhart, 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.

4.3. Prezentarea în detaliu a algoritmului PSO

4.3.1. Modelul matematic standard

Pornind de la cele prezentate în ultimul paragraf al subcapitolului anterior, în cele ce urmează vor fi prezentate pe larg atât conceptele standard cât și variante și modificări aduse PSO pentru a-i îmbunătăți performanțele.

Prezentat din perspectiva modelării matematice (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 al soluțiilor).

După cum s-a menționat 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). Evident, pentru calculul vitezei, algoritmul utilizează informațiile de la pasul anterior al procesului iterativ de calcul.

Roiul este caracterizat atât de o *memorie* pentru întregul colectiv, cât și pentru fiecare particulă în parte. Fiecare particulă va fi caracterizată de o mărime denumită *personal best* ($pBest$), care reprezintă *poziția cea mai bună* pe care aceasta a ocupat-o până la momentul respectiv în spațiul de căutare, t reprezentând iterația curentă:

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

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

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

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

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

În concluzie, un pas al algoritmului PSO se poate scrie sub forma [Kennedy1995]:

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

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

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

unde:

t – iterația curentă;

r_1 și r_2 – variabile aleatoare uniform distribuite în intervalul $[0,1]$;

c_1 și c_2 – constante de accelerare pentru termenul cu caracter cognitiv ($pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t$), respectiv cel cu caracter social ($gBest_j^t - x_{i,j}^t$). Pentru a asigura o convergență cât mai bună a algoritmului, ele pot lua valori în intervalul $[1;2]$.

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

- 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 FOB prezintă mai multe minime locale 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).

Valorile coeficienților de accelerare se aleg pe baza experienței, trebuind să asigure o convergență cât mai bună.

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. 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.

❖ 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:

$$x_j \in [a_j, b_j] \quad (4.3.9)$$

unde a_j și b_j sunt limitele inferioară, respectiv superioară, pentru x_j .

Rezultă limitele inferioară și superioară pentru viteză:

$$v_j^{max} = \frac{b_j - a_j}{k}, \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (4.3.10)$$

$$v_j^{min} = -v_j^{max}, \quad j = 1, 2, \dots, n$$

Valoarea coeficientului k se alege pe baza experienței. Cea mai recomandată valoare este $k = 2$, ceea 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:

$$v_{i,j}^{t+1} = \begin{cases} v_{i,j}^{t+1} & \text{dacă } v_{i,j}^{t+1} \in [v_j^{min}, v_j^{max}] \\ v_j^{min} & \text{dacă } v_{i,j}^{t+1} < v_j^{min} \\ v_j^{max} & \text{dacă } v_{i,j}^{t+1} > v_j^{max} \end{cases}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p, j = 1, 2, \dots, d \quad (4.3.11)$$

❖ 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 to maxIter do
6      For i=1 to np do
7          Actualizează viteza particulei  $i$  (relația 4.3.7)
8          Limitează viteza particulei  $i$  (relația 4.3.11)
9          Actualizează poziția particulei  $i$  (relația 4.3.8)
10     End for
11     For i=1 to np do
12         Actualizează pBest al particulei  $i$  (relația 4.3.3)
13         If (pBest $_i^t \neq$  pBest $_i^{t-1}$ ) then
14             ContorSucces(i) = ContorSucces(i) + 1
15         End if
16     End for
17     Determină gBest (relația 4.3.5)
18     For i=1 to 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

```

Viteza maximă v_j^{max} se determină conform relației 4.3.10, unde k poate fi ales egal cu 1 sau cu \sqrt{d} .

Ideea 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 respectivă 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 *probabilitatea de succes* se adoptă de obicei valoarea 1/5. Această valoare are la bază regula lui Rechenberg referitoare la mutația adaptivă 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].

4.3.3. 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 prin absorbție*: particulele ieșite din domeniul admisibil sunt reinițializate pe poziția cea mai apropiată de limita domeniului, viteza lor fiind adusă la zero;
- *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 aleatoare*: particulele ieșite din domeniul admisibil sunt reinițializate aleatoriu în interiorul domeniului. Ulterior, viteza acestor particule este ajustată conform relației 4.3.12.

$$v_{i,j}^{t+1} = x_{i,j}^{t+1} - x_{i,j}^t \quad (4.3.12)$$

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.

4.3.4. 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:

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

$$i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d$$

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

Conceptul de inerție asigură algoritmului PSO o convergență mai rapidă, roii 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 $\mathbf{S} = \{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_{np}\}$, atunci cei s vecini ai particulei x_i vor fi definiți astfel:

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

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

Dacă g_j 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 a vitezei devine:

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

$$i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d$$

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 (fig. 4.3.1). Acest tip de topologie poartă denumirea de topologie de tip inel, iar parametrul r poartă numele de rază a vecinilor.

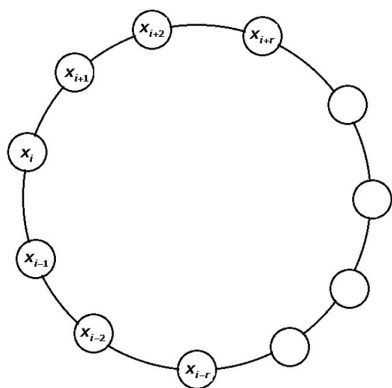


Fig. 4.3.1. Topologie tip inel

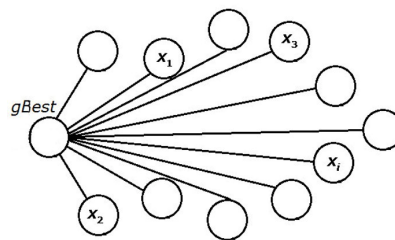


Fig. 4.3.2. Topologie de tip stea (global PSO)

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)

$$NB_i \equiv S, \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (4.3.18)$$

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.

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 $lBest$.

4.3.6. Alte variante ale algoritmului PSO

Există și o serie de variante alternative ale algoritmului PSO, mai mult sau mai puțin diferite în comparație cu cea standard. Dintre aceste se prezintă succint următoarele trei: Unified Particle Swarm Optimization (UPSO), Memetic Particle Swarm Optimization (MPSO) și Vector Evaluated Particle Swarm Optimization (VEPSO).

❖ Unified Particle Swarm Optimization (UPSO)

În cadrul algoritmilor de tip PSO, la fel ca 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:

$$vg_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (gBest_j^t - x_{i,j}^t), \quad (4.3.19)$$

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

iar pentru varianta *local PSO*:

$$vl_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (iBest_j^t - x_{i,j}^t), \quad (4.3.20)$$

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

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

$$v_{i,j}^{t+1} = u \cdot vg_{i,j}^{t+1} + (u - 1) \cdot vl_{i,j}^{t+1}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p, j = 1, 2, \dots, d \quad (4.3.21)$$

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].

❖ 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 inițial de Dawkins [Dawkins1976], 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.

Esența metodei constă în parcurgerea următorilor pași: 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.

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.

❖ Vector Evaluated Particle Swarm Optimization (VEPSO)

Vector evaluated PSO (VEPSO) a fost elaborat de Parsopoulos și Vrahatis [Parso2001], [Parso2004] 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 dintre 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 trebuie 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 globală 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.

Ecuatiile care definesc algoritmul VEPSO sunt:

$$v_{i,j,k}^{t+1} = v_{i,j,k}^t + c_{1,k} \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j,k}^t - x_{i,j,k}^t) + c_{2,k} \cdot r_2 \cdot (gBest_{j,s}^t - x_{i,j,k}^t), \quad (4.3.22)$$

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

$$x_{i,j,k}^{t+1} = v_{i,j,k}^t + x_{i,j,k}^t, \quad k = 1, 2, \dots, K, i = 1, 2, \dots, n_p, j = 1, 2, \dots, d \quad (4.3.23)$$

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 \mathbf{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.

4.4. Algoritmi genetici

4.4.1. Considerații preliminare

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

Americanul John Holland a pus bazele acestei metode în cartea *Adaptation in Natural and Artificial Systems* (1975). Tot în anul 1975 De Jong a testat AG pe funcții matematice în încercarea de a stabili parametri optimi pentru aceștia [Hau2004]. David Goldberg [Gol1989], un student al lui John Holland, a prezentat prima aplicație practică semnificativă soluționată cu un AG, soluționând o problemă complexă de optimizare din domeniul transportului gazelor naturale.

4.4.2. Algoritmi genetici codificați cu valori binare

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

Etapele unui algoritm genetic trebuie să includă:

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

Prezentat din perspectiva modelării matematice (problemă de optimizare neliniară fără restricții), la modul general AG poate fi definit în maniera:

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

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

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

Fiecare cromozom constituie o mulțime de elemente, numărul elementelor fiind de fapt numărul de variabile al funcției f :

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i,1}, x_{i,2}, \dots, x_{i,d}\} \in A, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (4.4.1)$$

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

$$\mathbf{x}_i = \{g_{i,1}^1, g_{i,2}^1, \dots, g_{i,n_{cb}}^1, g_{i,1}^2, g_{i,2}^2, \dots, g_{i,n_{cb}}^2, \dots, g_{i,1}^d, g_{i,2}^d, \dots, g_{i,n_{cb}}^d\} \in A, \quad (4.4.2)$$

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

Numărul de gene ale unei variabile se stabilește în funcție de ordinul de mărime al variabilelor și precizia dorită. Pentru exemplificarea celor de mai sus, în fig. 4.4.1. se prezintă un cromozom care codifică binar trei variabile naturale mai mici decât 64, având valorile 42, 6 și 51. În această situație sunt necesare 6 gene pentru o variabilă, deci lungimea cromozomului va fi $n_g = 3 \cdot 6 = 18$.

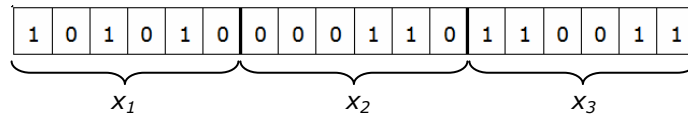


Fig. 4.4.1. Cromozom codificat binar

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

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

Valorile obținute prin evaluare sunt folosite mai departe pentru selecția cromozomilor care au șanse la reproducere. Selecția se face prin păstrarea celor mai buni cromozomi. Fiind o problemă de minimizare, bineînțeles cei mai buni sunt cei pentru care s-au obținut cele mai mici valori ale lui f . În general se păstrează $n_c/2$ cromozomi, aceștia fiind mutați în *bazinul de înmulțire*.

Considerând selecția ca un proces iterativ, găsirea celui mai bun cromozom (\mathbf{x}_{sel}^k – indicele superior se referă la iterație) la o iterație oarecare k se face în maniera:

$$\begin{aligned} f(\mathbf{x}_{sel}^k) &= \min\{f(\mathbf{x}_i^k)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c + 1 - k, \\ \mathbf{P}^{k+1} &= \mathbf{P}^k \setminus \mathbf{x}_{sel}^k, \quad k = 1, 2, \dots, n_c / 2 \end{aligned} \quad (4.4.3)$$

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

Reproducerea se face prin două mecanisme:

- **Încrucișare:**
 - *într-un singur punct* – părinții sunt împărțiți în două în același punct, iar șirurile de gene rezultate sunt schimbate între aceștia (fig. 4.4.2). Se stabilește în mod aleatoriu poziția unei gene (locus), notată ℓ_{inc} și un punct de secționare după acea genă. Dacă se notează cu \mathbf{x}^M , \mathbf{x}^T cromozomii părinți și cu \mathbf{x}^{u1} și \mathbf{x}^{u2} cromozomii urmași, atunci valorile urmașilor vor fi:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}^{u1} &= \{\mathbf{x}_{1 \dots \ell_{inc}}^M, \mathbf{x}_{\ell_{inc}+1 \dots n_g}^T\} \\ \mathbf{x}^{u2} &= \{\mathbf{x}_{1 \dots \ell_{inc}}^T, \mathbf{x}_{\ell_{inc}+1 \dots n_g}^M\} \end{aligned} \quad (4.4.4)$$

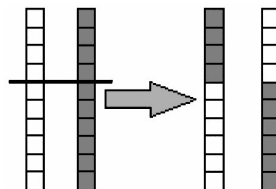


Fig. 4.4.2. Încrucișarea într-un singur punct

- o *în mai multe puncte* – părinții sunt împărțiți în mai multe grupuri de gene în puncte omoloage și bucățile rezultate sunt schimbate între aceștia (fig. 4.4.3). În literatura de specialitate foarte rar se ajunge la mai mult de două puncte de secționare. Considerând n_s puncte de secționare, valorile urmașilor se determină conform relației 4.4.5.

$$\begin{aligned} \mathbf{x}^{u1} &= \{ \mathbf{x}_{1\dots\ell_{inc,1}}^M, \mathbf{x}_{\ell_{inc,1}+1\dots\ell_{inc,2}}^T, \dots, \mathbf{x}_{\ell_{inc,n_s-1}+1\dots\ell_{inc,n}}^M, \mathbf{x}_{\ell_{inc,n_s}+1\dots n_g}^T \} \\ \mathbf{x}^{u2} &= \{ \mathbf{x}_{1\dots\ell_{inc,1}}^T, \mathbf{x}_{\ell_{inc,1}+1\dots\ell_{inc,2}}^M, \dots, \mathbf{x}_{\ell_{inc,n_s-1}+1\dots\ell_{inc,n}}^T, \mathbf{x}_{\ell_{inc,n_s}+1\dots n_g}^M \} \end{aligned} \quad (4.4.5)$$

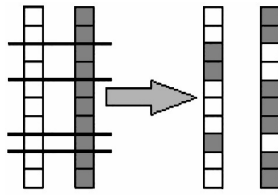


Fig. 4.4.3. Încrucișarea în mai multe puncte

- *Mutație* – modifică valoarea „0” în „1” și invers pentru anumite gene (fig. 4.4.4); Mutația se aplică pe populația rezultată în urma încrucișării. Cromozomii și pozițiile genelor care vor suferi mutație se stabilesc aleatoriu. Se consideră ℓ_{mut} , poziția într-un cromozom oarecare \mathbf{x}_i , a unei gene care va fi modificată. Valoarea genei după mutație va deveni:

$$\mathbf{x}_{i, \ell_{mut}} = 1 - \mathbf{x}_{i, \ell_{mut}}, \quad i \in \{1, 2, \dots, n_c\} \quad (4.4.6)$$

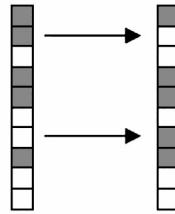


Fig. 4.4.4. Exemplu de mutație

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

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

După reproducere populația rezultată va deveni populația curentă pentru iterația următoare și procesul se reia de la evaluare. Aceste cicluri ale populațiilor poartă denumirea de *generații*. Se notează cu t contorul generațiilor. Calculul se consideră terminat dacă soluția nu mai poate fi îmbunătățită semnificativ pe parcursul mai multor generații.

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

$$\mathbf{P}^{t+1} = \text{Mutație}(\text{Reproducere}(\text{Selecție}(\mathbf{P}^t))) \quad (4.4.7)$$

Teorema schemei, prezentată în [Holl1975] demonstrează convergența unui astfel de algoritm. Pentru enunțarea acestei teoreme se definesc următorii termeni:

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

```
010100
010101
011100
011101
```

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

În cazul unui algoritm cu cromozomi codificați binar, ținând cont de efectul combinat al operatorilor de reproducere, se formulează teorema schemei prin expresia următoare (indicele superior se referă la numărul generației):

$$N(H)^{t+1} \geq \frac{N(H)^t \cdot \bar{f}(H)^t}{\bar{f}^t} \cdot (1 - p) \quad (4.4.8)$$

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

$$p = \chi \cdot \frac{\delta(H)}{L_H} + \mu \cdot o(H) \quad (4.4.9)$$

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

4.4.3. Algoritmi genetici codificați cu valori reale

Se consideră problema de optimizare definită în subcapitolul 4.4.2. Diferența principală dintre cei doi algoritmi constă în reprezentarea cromozomilor. De această dată variabilele sunt reprezentate de o singură genă în sistemul zecimal, deci numărul de gene se identifică cu numărul de variabile, $n_g = d$.

Avantajul principal al acestui algoritm este că oferă acces direct la variabile. În perspectivă, etapele acestui algoritm sunt identice cu cele ale celui binar, însă, în detaliu, operatorii genetici diferă foarte mult. Schema logică simplificată, după care funcționează algoritmul este prezentată în fig. 4.4.5.

În acest paragraf sunt descrise particularitățile algoritmului și diversele moduri de implementare a operatorilor genetici.

Pentru exemplificarea concretă a pașilor algoritmului se ia funcția Schwefel,

$$f = 418.98 \cdot n - \sum_{i=1}^n \left[-x_i \cdot \sin(\sqrt{|x_i|}) \right], x \in [-500; 500] \text{ [Parso2001], [Hau2004].}$$

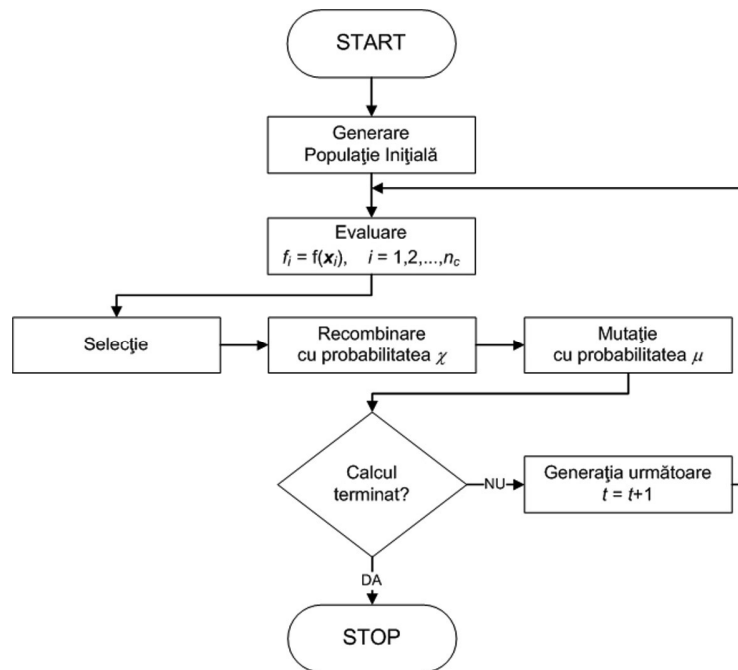


Fig. 4.4.5. Schema logică a algoritmului genetic cu valori reale

❖ Cromozomul. Populația

Cromozomul este reprezentat de un șir de variabile reale $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, \dots, x_d\}$, de lungime d . În fig. 4.4.6 este prezentat un exemplu de cromozom pentru funcția Schwefel având 6 variabile ($d = 6$) cu valori în intervalul $[-500; 500]$.

213,4578	-42,68	485,2354	-134,8745	-245,654	-289,745
-----------------	---------------	-----------------	------------------	-----------------	-----------------

Fig. 4.4.6. Exemplu de cromozom codificat cu valori reale

Populația este formată din mai mulți cromozomi. Numărul de cromozomi dintr-o populație (dimensiunea populației) este notat n_c și trebuie să fie destul de mare pentru a asigura diversitatea populației. Un număr prea mare de cromozomi poate conduce la îngreunarea calcului, calitate a soluției fiind nemodificată.

Populația inițială (tabelul 4.4.1) este generată în mod aleatoriu în intervalul de definiție al funcției $[x_{min}; x_{max}]$, fără nicio restricție, conform relației 4.4.10.

$$\begin{aligned} \mathbf{x}_{i,j} &= (x_{max} - x_{min}) \cdot a_{i,j} + x_{min}, & i &= 1, 2, \dots, n_c \\ a_{i,j} &= \text{aleatoriu în intervalul } [0; 1], & j &= 1, 2, \dots, d \end{aligned} \quad (4.4.10)$$

❖ Evaluarea populației

Funcția f este evaluată pentru fiecare cromozom $\mathbf{x}_i \in X$, iar pe baza valorilor $f_i = f(\mathbf{x}_i) \in Y$, se va face selecția celor mai buni indivizi. Cea mai mică valoare f_i va reprezenta cel mai bun individ dintr-o populație. Individul este considerat un set format din cromozomi și fenotipul corespunzător, adică $\{\mathbf{x}_i, f(\mathbf{x}_i)\}$. Tabelul 4.4.1 prezintă o populație inițială generată aleatoriu și valorile funcției Schwefel corespunzătoare, pentru $d = 2$ și $n_c = 10$.

Tabelul 4.4.1. Exemplu de populație inițială și valoarea funcției Schwefel

Cromozom	x_1	x_2	$f(x_i)$
x_1	354.120	-458.369	1100.900
x_2	-439.191	435.203	821.911
x_3	-4.689	-457.112	1104.100
x_4	260.354	-125.369	823.075
x_5	-434.689	495.698	1367.000
x_6	63.487	-118.235	657.534
x_7	60.112	15.875	790.009
x_8	235.145	135.254	861.107
x_9	412.689	457.203	166.093
x_{10}	-11.254	450.111	520.530

❖ Selecția

Pentru realizarea selecției au fost alese trei metode: selecția prin *trunchiere*, selecția prin *turneu* și cea prin *ierarhizare*.

Deoarece algoritmul prezentat folosește o populație de mărime fixă, în urma selecției vor fi extrasi un număr de cromozomi egal cu n_c .

Selecția prin trunchiere este o metodă foarte ușor de implementat. Parametrul acestei metode este rata de supraviețuire (notată σ) și reprezintă procentul din populație care va avea șansa de a participa la reproducere. Practic, se ordonează populația în ordinea crescătoare a valorilor funcției f și se aleg primii n_{sel} cromozomi, unde $n_{sel} = \sigma \cdot n_c$. În majoritatea cazurilor rata de supraviețuire se recomandă să fie 0.5 (50% din populație). Dacă valoarea este mai mică există riscul de pierdere a diversității, iar dacă este mai mare convergența poate fi înrăutățită. Pentru ca populația rezultată să ajungă la dimensiunea n_c , se creează copii ale indivizilor aleși.

Considerând selecția prin trunchiere un proces iterativ, la o iterație oarecare k găsirea celui mai bun cromozom (\mathbf{x}_{sel}^k) se efectuează în maniera:

$$f(\mathbf{x}_{sel}^k) = \min\{f(\mathbf{x}_i^k)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c + 1 - k, \quad (4.4.11)$$

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

În tabelul 4.4.2 se prezintă rezultatul selecției prin trunchiere cu o rată de supraviețuire $\sigma = 0.5$, aplicată populației din tabelul 4.4.1. Se observă că au fost aleși cei mai buni 5 indivizi și pozițiile lor au fost copiate încă o dată pentru a se asigura mărirea populației. Dacă rata de supraviețuire era de 0.25, pozițiile erau copiate de încă trei ori, iar dacă era de 0.75 erau copiați încă o dată doar primii doi indivizi.

Tabelul 4.4.2. Rezultatul selecției prin trunchiere

Cromozom	$f(x_i)$	Indivizi aleși
x_1	1100.900	9
x_2	821.911	10
x_3	1104.100	6
x_4	823.075	7
x_5	1367.000	2
x_6	657.534	9
x_7	790.009	10
x_8	861.107	6
x_9	166.093	7
x_{10}	520.530	2

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

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

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

La o iterație oarecare k , modul de determinare a celui mai bun cromozom (\mathbf{x}_{sel}^k) se face conform relațiilor 4.4.12. Indivizii aleși nu sunt eliminați din populație, având șansa de a fi aleși de mai multe ori.

$$\begin{aligned} a_i^k &= \text{aleatoriu}, \in \{1, 2, \dots, n_c\}, & i &= 1, 2, \dots, n_{comp} \\ \mathbf{x}_{comp_i}^k &= \mathbf{x}_{a_i}^k, & k &= 1, 2, \dots, n_c \\ f(\mathbf{x}_{sel}^k) &= \min\{f(\mathbf{x}_{comp_i}^k)\} \\ \mathbf{P}^{k+1} &= \mathbf{P}^k, \end{aligned} \quad (4.4.12)$$

În tabelul 4.4.3 se prezintă rezultatul selecției prin trunchiere cu un număr de competitori $n_{comp} = 2$, aplicată populației din tabelul 4.4.1. În situația prezentată în tabelul 4.4.3 au fost aleși cu precădere indivizii 10 și 6, care au valori destul de bune față de minim. Au fost aleși o dată și indivizii 2 și 4 care au valori relativ mari comparate cu minimul, pe când individul 9, care este cel mai bun, nu a fost ales deloc.

Tabelul 4.4.3. Rezultatul selecției prin competiție

Cromozom	$f(\mathbf{x}_i)$	Indivizi aleși
\mathbf{x}_1	1100.900	10
\mathbf{x}_2	821.911	2
\mathbf{x}_3	1104.100	10
\mathbf{x}_4	823.075	6
\mathbf{x}_5	1367.000	10
\mathbf{x}_6	657.534	6
\mathbf{x}_7	790.009	4
\mathbf{x}_8	861.107	6
\mathbf{x}_9	166.093	10
\mathbf{x}_{10}	520.530	6

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

- populația este *sortată descendent* după valorile funcției f ;
- fiecare individ primește un rang de la 1 la n_c – cel mai slab (primul) va primi valoarea 1, iar cel mai bun (ultimul) va primi valoarea n_c (tabelul 4.4.4):

$$\text{rang}_i = \text{rang}(\mathbf{x}_i) = i, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (4.4.13)$$

- se calculează probabilitatea cu care un individ poate fi ales conform relației 4.4.14; cu cât rangul atribuit unui individ este mai mare cu atât crește probabilitatea ca acel individ să fie ales (tabelul 4.4.4);

$$p_i = p(\mathbf{x}_i) = \text{rang}_i / \sum_j \text{rang}_j, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (4.4.14)$$

- se calculează suma cumulativă Sc a probabilităților (tabelul 4.4.4):

$$Sc_i = Sc(\mathbf{x}_i) = \sum_{j=1}^i p_j, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (4.4.15)$$

- se generează un număr aleatoriu în intervalul $[0;1]$ și se alege primul individ cu suma cumulativă corespunzătoare mai mare decât numărul generat; pentru exemplificare (fig. 4.4.7) presupunem că s-a generat numărul aleatoriu 0.281, deci va fi ales individul cu suma cumulativă a probabilităților 0.3 – individul 2.

Tabelul 4.4.4. Rezultate în diferite etape pentru selecția prin ierarhizare, pentru funcția Schwefel cu $d = 2$ și $n_c = 4$

Cromozom	$f(\mathbf{x}_i)$	$\text{Rang}(\mathbf{x}_i)$	$p(\mathbf{x}_i)$	$Sc(\mathbf{x}_i)$
\mathbf{x}_1	1168.625	1	0.1	0.1
\mathbf{x}_2	1043.335	2	0.2	0.3
\mathbf{x}_3	812.698	3	0.3	0.6
\mathbf{x}_4	784.658	4	0.4	1

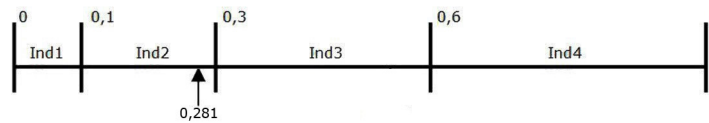


Fig. 4.4.7. Exemplu de alegere a unui individ în cazul selecției prin ierarhizare

Cromozomii sunt aleși printr-un proces iterativ. La o iterație oarecare k , modul de determinare a celui mai bun cromozom (\mathbf{x}_{sel}^k - indicele superior se referă la numărul iterației) se face conform relațiilor 4.4.16. Indivizii aleși nu sunt eliminați din populație, având șansa de a fi aleși de mai multe ori.

a = aleatoriu în intervalul $[0;1]$

$$Sc(\mathbf{x}_{sel}^k) = \min\{Sc(\mathbf{x}_i^k) \mid Sc(\mathbf{x}_i^k) > a\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (4.4.16)$$

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

În tabelul 4.4.5 se prezintă rezultatul selecției prin ierarhizare, aplicată populației din tabelul 4.4.1.

Tabelul 4.4.5. Rezultatul selecției prin ierarhizare

Cromozom	$f(\mathbf{x}_i)$	Indivizi aleși
\mathbf{x}_1	1100.900	9
\mathbf{x}_2	821.911	4
\mathbf{x}_3	1104.100	9
\mathbf{x}_4	823.075	9
\mathbf{x}_5	1367.000	10
\mathbf{x}_6	657.534	2
\mathbf{x}_7	790.009	4
\mathbf{x}_8	861.107	10
\mathbf{x}_9	166.093	8
\mathbf{x}_{10}	520.530	9

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

❖ Recombinarea

La fel ca în cazul algoritmului codificat binar, cromozomii vor forma perechi, fiecare pereche dând naștere la doi urmași. Comentariile legate de perechile de părinți din subcapitolul 4.4.1 rămân valabile.

Reproducerea în cazul cromozomilor codificați cu valori reale se poate face fie prin *recombinare discretă* (încrucișare uniformă), fie prin *recombinare liniară* sau *recombinare intermediară*.

Recombinarea discretă poate fi considerată o încrucișare în mai multe puncte cum este în cazul cromozomilor codificați binar și are dezavantajul de a nu introduce nimic nou în valorile variabilelor, lăsând acest aspect doar în seama mutației. Recombinările liniară și intermediară sunt o alternativă mult mai eficientă, acestea obținând o combinație între valorile părinților.

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

Metodele de recombinare au la bază relația 4.4.17. S-au folosit notațiile: $\mathbf{x}^M, \mathbf{x}^T$ pentru cromozomii părinți și \mathbf{x}^{u1} și \mathbf{x}^{u2} pentru cromozomii urmași.

$$\begin{aligned} \mathbf{x}^{u1} &= \{r \cdot \mathbf{x}_i^M + (1-r) \cdot \mathbf{x}_i^T\} \\ \mathbf{x}^{u2} &= \{r \cdot \mathbf{x}_i^T + (1-r) \cdot \mathbf{x}_i^M\} \end{aligned}, \quad i = 1, 2, \dots, d \quad (4.4.17)$$

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

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

$$\mathbf{r} = \begin{bmatrix} r_{1,1} & r_{1,2} & \dots & r_{1,d} \\ r_{2,1} & r_{2,2} & \dots & r_{2,d} \end{bmatrix}, \quad r = \text{aleatoriu}, \in \{0,1\} \quad (4.4.18)$$

Relația 4.4.17 devine:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}^{u1} &= \{r_{1,i} \cdot \mathbf{x}_i^M + (1-r_{1,i}) \cdot \mathbf{x}_i^T\} \\ \mathbf{x}^{u2} &= \{r_{2,i} \cdot \mathbf{x}_i^T + (1-r_{2,i}) \cdot \mathbf{x}_i^M\} \end{aligned}, \quad i = 1, 2, \dots, d \quad (4.4.19)$$

Variabilele celor doi urmași pot lua următoarele valori:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}_i^{u1} &= \mathbf{x}_i^T, \quad \text{dacă } r_{1,i} = 0 \\ \mathbf{x}_i^{u1} &= \mathbf{x}_i^M, \quad \text{dacă } r_{1,i} = 1 \\ \mathbf{x}_i^{u2} &= \mathbf{x}_i^M, \quad \text{dacă } r_{2,i} = 0 \\ \mathbf{x}_i^{u2} &= \mathbf{x}_i^T, \quad \text{dacă } r_{2,i} = 1 \end{aligned}, \quad i = 1, 2, \dots, d \quad (4.4.20)$$

Folosind această metodă, urmașii pot lua doar un număr finit de valori. În fig. 4.4.8 se prezintă pozițiile posibile ale urmașilor pentru cromozomi cu două variabile. Tabelul 4.4.6 prezintă un exemplu de recombinare intermediară, pentru funcția Schwefel cu patru variabile.

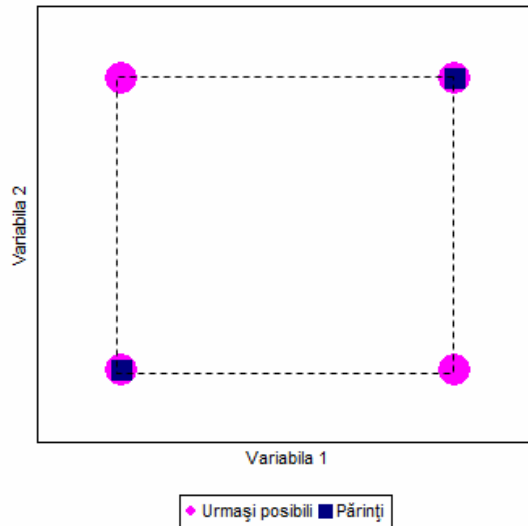


Fig. 4.4.8. Poziții posibile ale urmașilor după recombinarea discretă, pentru cromozomi cu două variabile

Tabelul 4.4.6. Exemplu de recombinare discretă, pentru funcția Schwefel cu $Nvar=4$

\mathbf{x}^M	423.145	-269.421	-65.842	11.224
\mathbf{x}^T	-235.421	86.785	154.875	-368.547
\mathbf{r}	1	0	1	0
	0	1	1	0
\mathbf{x}^{u1}	423.145	86.785	-65.842	-368.547
\mathbf{x}^{u2}	423.145	86.785	154.875	11.224

Recombinarea intermediară introduce cele mai mari modificări în populație. Din nou \mathbf{r} este o matrice de dimensiuni $2 \times d$ (relația 4.4.21), dar valorile sunt generate în intervalul $[0;1]$. Pentru calculul valorilor urmașilor se folosește relația 4.4.19.

$$\mathbf{r} = \begin{bmatrix} r_{1,1} & r_{1,2} & \dots & r_{1,d} \\ r_{2,1} & r_{2,2} & \dots & r_{2,d} \end{bmatrix}, \quad r = \text{aleatoriu în intervalul } [0;1] \quad (4.4.21)$$

Dacă valorile matricei \mathbf{r} sunt generate în intervalul $[0;1]$ se asigură obținerea unor urmași în interiorul limitelor stabilite de variabilele părinților. Aceste limite pot fi depășite dacă valorile lui \mathbf{r} se generează într-un interval mai larg (de exemplu $[-0.1;1.1]$, vezi fig. 4.4.9).

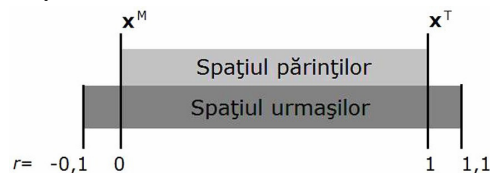


Fig. 4.4.9. Spațiu posibil al urmașilor pentru $r \in [-0.1;1.1]$

Fig. 4.4.10a prezintă spațiul în care pot lua naștere urmașii dacă valorile elementelor matricei r sunt în intervalul $[0;1]$, iar fig. 4.4.10b prezintă situația în care se depășesc limitele intervalului. S-au considerat cromozomi cu două variabile. Tabelul 4.4.7 prezintă un exemplu de recombinare intermediară, pentru funcția Schwefel cu patru variabile.

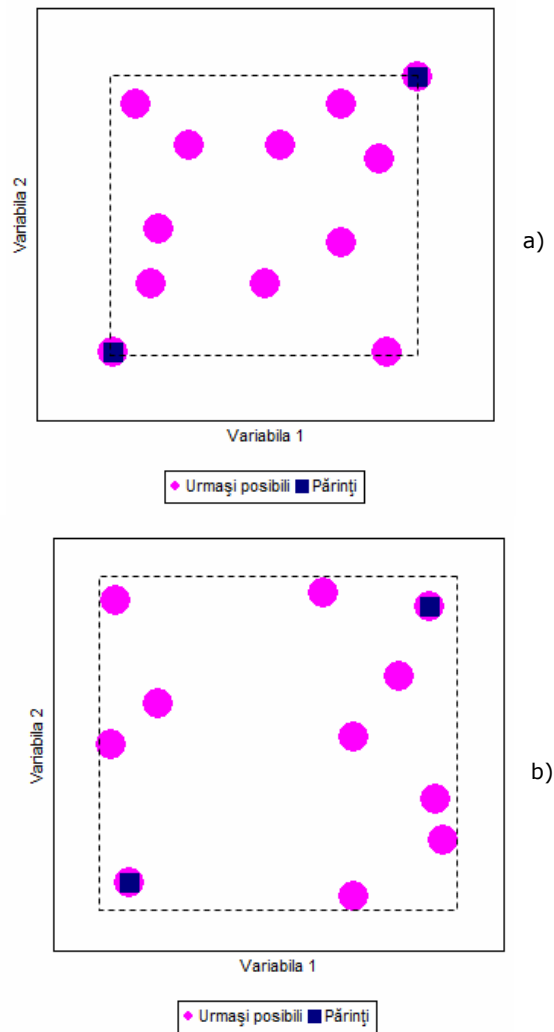


Fig. 4.4.10. Poziții posibile ale urmașilor după recombinarea intermediară
a) $r \in [0;1]$; b) $r \in [-0,1;1.1]$

Tabelul 4.4.7. Exemplu de recombinare intermediară, pentru funcția Schwefel cu $Nvar=4$

x^M	365.478	-102.542	235.112	412.324
x^T	245.122	-368.475	-245.321	421.123
r	0.625478	0.754124	0.254781	0.365412
	0.325641	0.775421	0.189654	0.698452
x^{u1}	320.402	-167.929	-122.677	417.908
x^{u2}	326.285	-308.752	144.057	418.470

În cazul *recombinării liniare*, r este o matrice cu dimensiunile 2×1 (relația 4.4.22), care conține valori generate aleatoriu în intervalul $[0;1]$. Ca și în cazul anterior, limitele acestui interval pot fi depășite. Comentariile de la recombinarea intermediară legate intervalul în care pot lua valori elementele matricei r sunt valabile și aici.

$$r = \begin{bmatrix} r_1 \\ r_2 \end{bmatrix}, \quad r = \text{aleatoriu în intervalul } [0;1] \quad (4.4.22)$$

Pentru această situație se rescrie relația 4.4.17:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}^{u1} &= \{r_1 \cdot x_i^M + (1 - r_1) \cdot x_i^T\} \\ \mathbf{x}^{u2} &= \{r_2 \cdot x_i^T + (1 - r_2) \cdot x_i^M\} \end{aligned}, \quad i = 1, 2, \dots, d \quad (4.4.23)$$

Pentru cromozomi cu două variabile, fig. 4.4.11a prezintă linia pe care pot lua naștere urmașii dacă valorile matricei r sunt în intervalul $[0;1]$, iar fig. 4.4.11b prezintă situația în care se depășesc limitele intervalului.

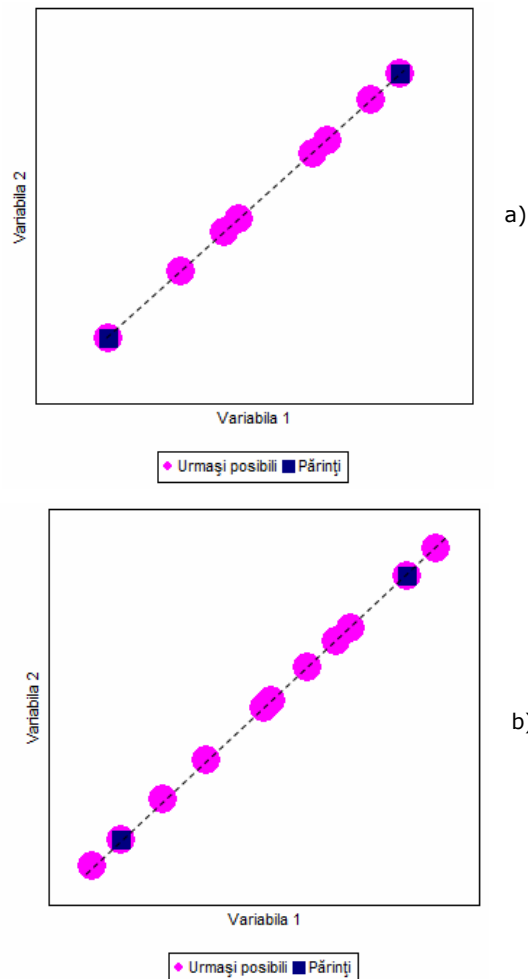


Fig. 4.4.11. Poziții posibile ale urmașilor după recombinarea liniară
a) $r \in [0;1]$; b) $r \in [-0,1;1,1]$

În exemplul de mai jos (tabelul 4.4.8), valorile matricii r au fost generate în intervalul $[-0.25; 1.25]$. Pentru urmașul al doilea valoarea r_2 este 1.236547, deci valorile noilor variabile, vor ieși din limitele stabilite de părinți.

Tabelul 4.4.8. Exemplu de recombinare liniară, pentru funcția Schwefel cu $Nvar = 4$

x^M	365.478	-102.542	235.112	412.324
x^T	245.122	-368.475	-245.321	421.123
r	0.532415			
	1.236547			
x^{u1}	309.201	-226.888	10.469	416.438
x^{u2}	216.652	-431.381	-358.966	423.204

❖ Mutația

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

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

$$x_{i,\ell_{mut}} = a, \quad i \in \{1, 2, \dots, n_c\} \quad (4.4.24)$$

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

În tabelul 4.4.9 se prezintă rezultatele aplicării mutației aleatoare pentru funcția Schwefel, cu $d = 2$ și $n_c = 10$. Rata de mutație este 0.2, în consecință vor suferi mutație 4 variabile ($n_{gm} = 0,2 \cdot 2 \cdot 10 = 4$).

Tabelul 4.4.9. Exemplu mutație aleatoare

Cromozom	Valori după recombinare		Variabilele care vor suferi mutație (Cromozom, genă)	Valori după mutație	
	x_1	x_2		x_1	x_2
x_1	354.120	-458.369		354.120	123.458
x_2	-439.191	435.203		-439.191	435.203
x_3	-4.689	-457.112	(1,2)	-4.689	-457.112
x_4	260.354	-125.369	(4,1)	-365.412	-125.369
x_5	-434.689	495.698		-434.689	495.698
x_6	63.487	-118.235	(7,2)	63.487	-118.235
x_7	60.112	15.875		60.112	265.487
x_8	235.145	135.254	(10,1)	235.145	135.254
x_9	412.689	457.203		412.689	457.203
x_{10}	-11.254	450.111		-125.133	450.111

În [Muh1994] este propusă o metodă de mutație care adaugă sau scade la valoarea curentă a variabilei o cantitate proporțională cu domeniul de definiție. Se consideră ℓ_{mut} , poziția într-un cromozom oarecare x_i , a unei gene care va fi modificată. Relația după care se realizează acest tip de mutație este:

$$x_{i,\ell_{mut}} = x_{i,\ell_{mut}} \pm (x_{\max} - x_{\min}) \cdot pas \cdot 2^{-a \cdot \text{precizie}} \quad (4.4.25)$$

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

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

$$\begin{aligned} pas &= 10^{-1}, 10^{-2}, \dots, 10^{-6} \\ precizie &= 4, 5, \dots, 20 \end{aligned}$$

Pasul mutației pornește de la valoarea 0.1 și poate fi scăzut în trepte (de obicei cu un ordin de mărime), după un anumit număr de iterații, pentru o căutare mai fină în jurul optimului găsit la un moment dat. Din acest motiv această metodă se va denumi în continuare *mutație cu pas variabil*. Numărul de iterații pentru care pasul rămâne neschimbat, depinde de problemă și se stabilește pe baza experienței.

În tabelul 4.4.10 se prezintă rezultatele aplicării mutației cu pas variabil pentru funcția Schwefel, cu $d = 2$ și $n_c = 10$. Rata de mutație este 0.4 deci vor suferi mutație 8 variabile ($n_{gm} = 0,4 \cdot 2 \cdot 10 = 8$). În exemplu pasul este 0.1 și precizia 4.

Tabelul 4.4.10. Exemplu mutație cu pas variabil

Cromozom	Valori după recombinare		Variabilele care vor suferi mutație (Cromozom, genă)	Valori după mutație	
	x_1	x_2		x_1	x_2
x_1	354.120	-458.369	(2,1)	354.120	-458.369
x_2	439.191	435.203	(2,2)	442.924	438.936
x_3	-4.689	-457.112	(4,2)	-4.689	-457.112
x_4	260.354	-125.369	(5,2)	260.354	74.039
x_5	-434.689	495.698	(7,1)	-434.689	500.000
x_6	63.487	-118.235	(7,1)	63.487	-118.235
x_7	60.112	15.875	(9,2)	259.520	215.283
x_8	235.145	135.254	(10,1)	235.145	135.254
x_9	412.689	457.203		412.689	460.936
x_{10}	-11.254	450.111		84.153	450.111

În unele cazuri este posibil să se obțină valori în afara intervalului de definiție, cum foarte probabil s-a întâmplat pentru variabila (5,2). În această situație, variabila care a depășit limita ia valoarea limitei depășite.

❖ Elitismul

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

$$\begin{aligned} f(x_{elit}^t) &= \min\{f(x_i^t)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \\ x_1^{t+1} &= x_{elit}^t \end{aligned} \quad (4.4.26)$$

❖ Criterii de oprire

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

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

4.5. Concluzii

În cadrul acestui capitol au fost prezentate tehnicile de inteligență artificială utilizate în cadrul tezei de doctorat, metodele euristice și meta-euristice de optimizare bazate pe calculul evolutiv.

În prima parte au fost trecute în revistă o serie de aspecte generale pe care le implică tehnica de calcul evolutiv și încadrarea algoritmilor genetici și de tip roi în această categorie (inclusiv câteva elemente esențiale despre inteligența de tip roi).

În continuare atenția a fost concentrată asupra metodei *Particle Swarm Optimization* (PSO) și diverselor variante ale acestuia. De asemenea, sunt prezentați parametrii specifici și elementele caracteristice ale algoritmului.

Obiectul părții a treia au constituit-o *Algoritmii Genetici* (AG): principiul de bază al algoritmilor genetici care folosesc variabile binare și celor care utilizează variabile reale, cu o serie de detalii legate de operatorii genetici (selecție, recombinare și mutație).

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- realizarea unei sinteze originale asupra algoritmilor de optimizare de tip roi, respectiv asupra algoritmilor genetici;
- o "lectură" a ambilor algoritmi care constituie obiectul acestui capitol, în spiritul domeniului de aplicare în cadrul tezei de doctorat.
- 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 vecinătate și cel de inerție;
- sistematizarea modelului matematic al ambelor versiuni ale algoritmului genetic, cea cu codificare cu valori binare și cea cu valori reale, împreună cu detalii legate de cromozomi, populație, evaluarea populației, selecția, recombinarea, elitismul, mutația și criteriile de oprire;
- evidențierea parametrilor "reglabili" din cadrul celor două metode, în vederea sporirii performanțelor de aplicare în problema planificării dinamice a extinderii RET din cadrul SEE complexe.

5. PROGRAMARE DINAMICĂ

Obiectivul capitolului 5 constă în prezentarea elementelor teoretice specifice programării dinamice și a unor exemple teoretice și aplicative sugestive.

Prima parte a capitolului realizează o succintă încadrare teoretică a metodei programării dinamice – o tehnică de optimizare care utilizează o metodologie de selectare a soluției optime în prezența unor condiții restrictive, urmând un proces de decizii în trepte.

În partea mediană se prezintă o problemă de optimizare din domeniul ingineriei energetice care poate fi abordată și soluționată prin utilizarea programării dinamice – variantă mult mai avantajoasă decât explorarea exhaustivă a spațiului soluțiilor sau orice altă metodă de căutare euristică sau quasi-euristică.

Ultima parte a capitolului are ca obiect o aplicație simplă de planificare a extinderii unui sistem electroenergetic (SEE) soluționată prin intermediul programării dinamice.

5.1. Prezentarea metodei programării dinamice

În principiu programarea dinamică (PD) reprezintă o metodologie de selectare a soluției optime în prezența unor condiții restrictive (relații de restricție), urmând un proces de decizii în trepte [Bellman1962], [Snie1992], [Sen1999], [Den2003], [Lew2007], [Kilyeni2012].

Programarea dinamică a fost dezvoltată de către Richard Bellman în 1950 ca metodă generală de optimizare a proceselor de decizie [Bellman1962]. În programarea dinamică cuvântul programare se referă la planificare și nu la programare în sens informatic.

Cuvântul dinamic se referă la maniera în care sunt construite tabelele în care se rețin informațiile și rezultatele referitoare la soluțiile parțiale, în diversele etape ale procesului de luare a deciziilor.

Din gama largă de procedee de programare dinamică se prezintă doar PD discretă, cu orizont finit, aceasta fiind cea care se utilizează pentru soluționarea problemei care constituie obiectul tezei de doctorat – planificarea dinamică a extinderii rețelelor de transport al energiei electrice (RET) din cadrul sistemelor electroenergetice (SEE) complexe. La această categorie de PD deciziile se adoptă la "momente" bine determinate, parcurgându-se un număr finit de pași. De exemplu, planificarea extinderii RET se face pentru o perioadă de 20 de ani, cu un "pas" de 5 ani (ceea ce înseamnă că se pornește de la situația inițială corespunzătoare anului 0 și se caută soluțiile de extindere pentru anul 5, anul 10, anul 15 și anul 20 – corespunde stării finale a SEE).

La modul cel mai general, se consideră un "sistem" (termenul generic, fără nicio legătură cu SEE) pentru care starea inițială Y_0 este caracterizată prin valorile $y_{1,0}, y_{2,0}, \dots, y_{m,0}$ ale celor m variabile de stare y_1, y_2, \dots, y_m . La momentul t_1 se adoptă o decizie D_1 , căreia îi corespund valorile $x_{1,1}, x_{2,1}, \dots, x_{p,1}$ ale celor p variabile

de decizie. Noua stare a sistemului, y_1 , descrisă prin valorile $y_{1,1}, y_{2,1}, \dots, y_{m,1}$ ale variabilelor de stare, caracteristică momentului t_1 , este funcție de starea inițială și decizia adoptată:

$$Y_1 = Y_1(y_0, D_1) \quad (5.1.1)$$

Procedându-se în continuare în mod similar, la momentul t_j se adoptă decizia D_j , căreia îi corespund valorile $x_{1,j}, x_{2,j}, \dots, x_{p,j}$ ale variabilelor de decizie. În urma acestei decizii sistemul trece din starea Y_{j-1} , caracterizată de valorile $y_{1,j-1}, y_{2,j-1}, \dots, y_{m,j-1}$ ale variabilelor de stare, în starea Y_j , caracterizată de valorile $y_{1,j}, y_{2,j}, \dots, y_{m,j}$ ale variabilelor de stare.

Starea Y_j depinde de starea anterioară Y_{j-1} și decizia D_j :

$$Y_j = Y_j(Y_{j-1}, D_j) \quad (5.1.2)$$

În final, la pasul n , caracteristic momentului t_n , sistemul va trece în starea y_n , în urma deciziei D_n :

$$Y_n = Y_n(Y_{n-1}, D_n) \quad (5.1.3)$$

Înlocuind succesiv relațiile de tipul (5.1.2) în relația (5.1.3), rezultă că starea finală a sistemului depinde de starea inițială și de deciziile adoptate:

$$Y_n = Y_n(y_0, D_1, D_2, \dots, D_n) \quad (5.1.4)$$

Mulțimea D_1, D_2, \dots, D_n a deciziilor poartă denumirea de politică decizională sau strategie.

În fiecare moment deciziile trebuie să satisfacă anumite relații de restricție, ceea ce se poate simboliza prin:

$$D_j \in \Delta_j, \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (5.1.5)$$

unde Δ_j reprezintă mulțimea deciziilor posibile la momentul t_j .

Similar, variabilele de stare sunt supuse unor condiții restrictive de diverse tipuri simbolizate prin:

$$Y_j \in \varepsilon_j, \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (5.1.6)$$

unde ε_j reprezintă mulțimea stărilor posibile la momentul t_j .

Modelul descris anterior presupune parcurgerea stărilor sistemului în sens direct, pornind de la starea inițială spre starea finală (*analiză prospectivă*). Similar se poate pune problema parcurgerii stărilor în sens invers, pornind de la starea finală către cea inițială (*analiză retrospectivă*). Aplicațiile concrete din cadrul tezei de doctorat vor fi rezolvate atât prin analiză prospectivă, cât și prin analiză retrospectivă.

Fiecărui pas de soluționare j , $j = 1, 2, \dots, n$, i se atașează o funcție obiectiv (FOB) parțială φ_j , a cărei valoare depinde de decizia D_j și starea Y_j a sistemului la care se ajunge în urma acestei decizii:

$$\varphi_j = \varphi_j(D_j, Y_j) \quad (5.1.7)$$

Valoarea funcției φ_j caracterizează din punctul de vedere al FOB decizia D_j și starea rezultată Y_j , ansamblului strategiei corespunzându-i o funcție obiectiv globală, care „însurează” (înglobează) funcțiile parțiale φ_j :

$$FOB = \varphi_1(D_1, Y_1) + \varphi_2(D_2, Y_2) + \dots + \varphi_n(D_n, Y_n) \quad (5.1.8)$$

În mod obișnuit dintre strategiile posibile se caută acea strategie care maximizează sau minimizează (aduce la extremul dorit) funcția obiectiv din relația (5.1.8). În cazul de față extremul căutat este de tip minim. Strategia care conduce la valoarea extremă a FOB se numește strategie optimă: $D_1^*, D_2^*, \dots, D_n^*$.

Problema de optimizare dinamică se poate formula în maniera următoare: plecând de la o stare inițială Y_0 a sistemului, se cere să se determine strategia optimă $D_1^*, D_2^*, \dots, D_n^*$ care aduce sistemul într-o stare finală Y_n , astfel încât funcția obiectiv să fie minimizată:

$$FOB = F(Y_0, D_1^*, D_2^*, \dots, D_n^*) = \underset{D_j}{\text{Min}} \left[\sum_{j=1}^n \varphi_j(D_j, Y_j) \right] \quad (5.1.9)$$

în condițiile satisfacerii relațiilor de restricție de tipul (5.1.6), (5.1.7).

Soluționarea problemei de optimizare prin explorare exhaustivă a spațiului soluțiilor este deosebit de laborioasă, conducând în majoritatea cazurilor la un volum enorm de calcule. Singura alternativă viabilă este utilizarea metodei programării dinamice.

Programarea dinamică are la baza principiul optimului formulat de R. Bellman: *o strategie optimă are proprietatea că, oricare ar fi "starea" inițială a "sistemului" și "decizia" inițială, "deciziile" rămase trebuie să constituie o strategie optimă în raport cu "starea" care rezultă din prima "decizie"*.

Cu alte cuvinte, pentru a obține o strategie optimă, este necesar ca în fiecare moment să se adopte o decizie optimă [Bellman1962], [Snie1992], [Sen1999], [Den2003], [Lew2007], [Kilyeni2012].

La modul mai general, principiul de mai sus se poate enunța și sub forma: *o strategie optimă are proprietatea că, oricare ar fi "starea" curentă a "sistemului" și "deciziile" adoptate până la "momentul" respectiv, "deciziile" rămase trebuie să constituie o strategie optimă în raport cu "starea" curentă*.

În consecință, rezultă următoarea relație de recurență pentru aplicarea metodei programării dinamice:

$$F_j = \underset{D_j}{\text{Min}} [F_{j-1} + \varphi_j(D_j, Y_j)], \in \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (5.1.10)$$

În general, funcția obiectiv parțială φ_j cuprinde atât "costul" trecerii de la "starea" Y_{j-1} la "starea" Y_j , cât și "costul funcționării" sistemului în "starea" Y_j .

Aplicarea relației de recurență (5.5.10) reduce în mod substanțial numărul de soluții analizate pentru găsirea optimului, în comparație cu metoda explorării exhaustive sau orice altă metodă de căutare euristică sau quasi-euristică în spațiul soluțiilor admisibile.

5.2. Optimizarea funcționării de durată a SEE abordată ca problemă de programare dinamică

Pentru o mai bună înțelegere a elementelor teoretice din subcapitolul anterior, se prezintă o problemă de optimizare din domeniul ingineriei energetice – optimizarea funcționării de durată a SEE – abordată ca o problemă de optimizare dinamică [Kilyeni2012].

Se consideră un SEE care conține atât centrale termoelectrice de diverse tipuri, cât și centrale hidroelectrice. Cunoscându-se curba de sarcină pentru o anumită perioadă de timp se cere să se determine strategia exploatării centralelor electrice în condițiile minimizării cheltuielilor totale pentru perioada respectivă și a satisfacerii unor cerințe de natură tehnică și economică.

Dintre modelele posibile ale acestei probleme se ia în considerare următorul:

- se cunoaște curba de sarcină a sistemului pe un interval de timp T , care se împarte în n intervale Δt_j , $j = 1, 2, \dots, n$ ($j \in J$), cunoscându-se pentru fiecare interval puterea medie P_{cj} (sau pentru fiecare subinterval Δt_j caracteristica de sarcină zilnică este aceeași, cunoscându-se puterea medie P_{cj});
- în fiecare moment (pentru fiecare interval) puterea produsă de centralele sistemului trebuie să fie egală cu puterea cerută de consumatori (pierderile de putere se consideră cuprinse în puterea consumată);
- strategia exploatării centralelor hidroelectrice este dată (se cunosc puterile debitate de aceste centrale în fiecare interval), rezultând din bilanțul puterilor pentru fiecare interval puterea P_j pe care trebuie să o producă centralele termoelectrice;
- se consideră drept centrală electrică mulțimea grupurilor identice dintr-o centrală termoelectrică, notându-se cu I mulțimea centralelor electrice ($i = 1, 2, \dots, m$; $i \in I$);
- puterea debitată de un grup al centralei i în intervalul j , $P_{i,j}$, trebuie să fie cuprinsă, între puterea minimă tehnologică ($P_{\min i}$) și puterea maximă disponibilă ($P_{\max i}$);
- centrala i , $i \in I$, are un număr de m_i grupuri, numărul de grupuri aflate în funcțiune în intervalul j , $x_{i,j}$, fiind limitat superior la valoarea m_i , $i \in I$;
- cunoscându-se caracteristica de cheltuieli $C_i(P_i)$ pentru fiecare centrală i (un grup al centralei i), precum și cheltuielile de pornire C_{pi} pentru un grup al centralei i , se cere să se determine numărul de grupuri în funcțiune pentru fiecare centrală în fiecare interval ($x_{i,j}$, $i \in I$, $j \in J$) și puterile cu care sunt încărcate ($P_{i,j}$, $i \in I$, $j \in J$), astfel încât cheltuielile totale de producere a energiei în intervalul de timp T să fie minim.

Modelul matematic corespunzător este de forma:

□ variabile:

- de stare

$$P_{i,j}, i \in I, j \in J \quad (5.2.1)$$

- de decizie (de optimizare, de control)

$$x_{i,j}, i \in I, j \in J \quad (5.2.2)$$

□ relații de restricție (RR):

- de egalitate

$$\sum_{i \in I} x_{i,j} \cdot P_{i,j} = P_j, \quad j \in J \quad (5.2.3)$$

- de inegalitate

$$P_{\min_i} \leq P_{ij} \leq P_{\max_i}, \quad i \in I \quad (5.2.4)$$

$$0 \leq x_{i,j} \leq m_i, \quad i \in I, \quad j \in J \quad (5.2.5)$$

□ funcția obiectiv (FOB):

$$F = \sum_{j \in J} [\Delta t \cdot \sum_{i \in I} x_{i,j} \cdot C_i(P_{i,j})] + \sum_{i \in I_j^+} [(x_{i,j} - x_{i,j-1}) \cdot C_{pi}] = \text{Minim} \quad (5.2.6)$$

unde I_j^+ reprezintă submulțimea centralelor pentru care $x_{i,j} > x_{i,j-1}$ (este necesară pornirea unor grupuri în momentul trecerii de la intervalul Δt_{j-1} la intervalul Δt_j).

Problema definită mai sus constituie în esență problema optimizării de lungă durată a regimurilor de funcționare pentru un sistem electroenergetic. Modelul matematic dat de relațiile (5.2.1)-(5.2.6) constituie o problemă de programare dinamică: determinarea setului de valori pentru variabilele de decizie $x_{i,j}$, $i \in I$, $j \in J$ și variabilele de stare $P_{i,j}$, $i \in I$, $j \in J$, care conduc la optimul FOB, cu satisfacerea RR.

Așa cum s-a prezentat în subcapitolul anterior, specificul problemelor de programare dinamică constă în procesul de decizie în trepte (determinarea valorii variabilelor de decizie), fiecare decizie având implicații asupra valorii FOB. De data aceasta deciziile se referă la funcționarea sau nefuncționarea (pornirea sau oprirea) diverselor grupuri.

Soluționarea problemei definite de relațiile (5.2.1)-(5.2.6) se poate face prin explorare exhaustivă în modul următor:

a) pentru intervalul Δt_1 se determină toate seturile posibile de valori ale variabilelor

$x_{1,1}, x_{2,1}, \dots, x_{m,1}$, pentru fiecare dintre ele efectuându-se repartizarea optimă a puterii între centrale (soluționată ca o problemă de optimizare neliniară). Calculând primul termen al sumei din relația (5.1.6), cu observația că a doua componentă (legată de pornirea grupurilor) este sigur nulă, rezultă valorile $F_1^1, F_1^2, F_1^3, \dots, F_1^{s_1}$ (unde s_1 este numărul de situații posibile pentru intervalul 1);

b) pornind de la fiecare din situațiile analizate în prima etapă, se procedează în mod analog în privința stabilirii valorilor posibile ale variabilelor $x_{2,1}, x_{2,2}, x_{3,2}, \dots, x_{m,n}$ și a celor corespunzătoare pentru $P_{21}, P_{22}, P_{32}, \dots, P_{m1}$, calculându-se apoi $F_2^2, F_2^2, \dots, F_2^{s_2}$, cu considerarea celui de-al doilea termen din relația (5.2.6):

$$F_2^k = F_1^l + \Delta t_2 \cdot \sum_{i \in I} x_{i,2}^k \cdot C_i(P_{i,2}^k) + \sum_{i \in I_2^+} (x_{i,2}^k - x_{i,1}^l) \cdot C_{pi} \quad (5.2.7)$$

c) pentru un interval oarecare Δt_j se procedează în maniera prezentată pentru intervalul al doilea, calculându-se pentru toate succesiunile de stări din intervalele anterioare și stările posibile pentru intervalul j ($k = 1, 2, \dots, s_k$):

$$F_j^k = F_{j-1}^\ell + \Delta t_j \cdot \sum_{i \in I} x_{i,j}^k \cdot C_i(P_{i,j}^k) + \sum_{i \in I_j^+} (x_{i,j}^k - x_{i,j-1}^\ell) \cdot C_{pi} \quad (5.2.8)$$

d) pentru ultimul interval Δt_n rezultă valorile $F_n^1, F_n^2, \dots, F_n^{s_n}$, dintre care se selectează minimul, care reprezintă chiar valoarea minimă căutată a FOB definită de relația (5.2.6). Reconstituind drumul pe care s-a ajuns din starea inițială în starea finală, se regăsesc valorile variabilelor $x_{i,j}$ și $P_{i,j}$ pentru fiecare interval.

Metoda de explorare exhaustivă are dezavantajul unui volum enorm de calcule, datorită numărului foarte mare de situații care trebuie analizate în etapele superioare. Programarea dinamică înlătură acest dezavantaj, permițând considerarea pentru fiecare interval Δt_j a unui număr mult mai redus de situații.

Se menționează următoarele aspecte suplimentare:

- se pot introduce restricții privind limitarea resurselor primare aflate la dispoziția centralelor într-un anumit interval, ceea ce determină eliminarea strategiilor care conduc la consumuri ce depășesc resursele;
- se poate lua în considerare și necesitatea efectuării reviziilor sau reparațiilor, care pentru grupurile de tipul $i \in I$ introduce relații suplimentare de restricții de forma:

$$\sum_{j \in J} x_{i,j} \cdot \Delta t_j \leq m_i \cdot T_i \quad (5.2.9)$$

unde T_i reprezintă durata de utilizare maximă posibilă a grupurilor de tipul i .

Relațiile de restricție de tipul (5.2.9) complică accentuat soluționarea problemei enunțate.

Problema prezentată este deosebit de complexă, atât din cauza volumului enorm de date și a numărului mare de soluții analizate, cât și a caracterului în general neliniar a caracteristicilor de cheltuieli $c_i(P_{ij})$ din expresia FOB. În aceste condiții chiar și caracteristicile pătratice complică serios soluționarea, recurgându-se din aceste motive la liniarizarea caracteristicilor de cheltuieli. Modelul neliniar definit de relațiile (5.2.1)-(5.2.6) devine liniarizat, soluționarea simplificându-se măcar sub acest aspect.

Analiza modelului matematic descris mai sus și a manierei posibile de soluționare în contextul utilizării programării dinamice conduce la următoarele concluzii de natură practică:

- tehnica de programare dinamică înlocuiește pe cea de explorare exhaustivă a spațiului soluțiilor (sau orice altă metodă euristică sau quasi-euristică de căutare);
- la fiecare pas al procesului dinamic trebuie soluționată o problemă de optimizare clasică, neliniară sau liniară – cu alte cuvinte se poate vorbi despre problemă de programare dinamică cu model neliniar sau problemă de programare dinamică cu model liniar;
- câștigul adus de strategia programării dinamice constă în reducerea numărului de situații în care trebuie soluționată problema de optimizare neliniară sau liniară, cu metode clasice, bazate pe modelarea matematică sau cu tehnici moderne de calcul evolutiv, bazate pe elemente de inteligență artificială.

5.3. Aplicație privind soluționarea unei probleme simple de extindere a RET

Se consideră un exemplu simplu de planificare a extinderii RET: alegerea succesiunii optime a schemelor pentru o rețea de transport a energiei electrice.

Se consideră un sistem de transport al energiei electrice, având configurația prezentată în fig. 5.3.1 (starea inițială a sistemului este reprezentată cu linie continuă, iar elementele de rețea pentru extindere cu linie discontinuă).

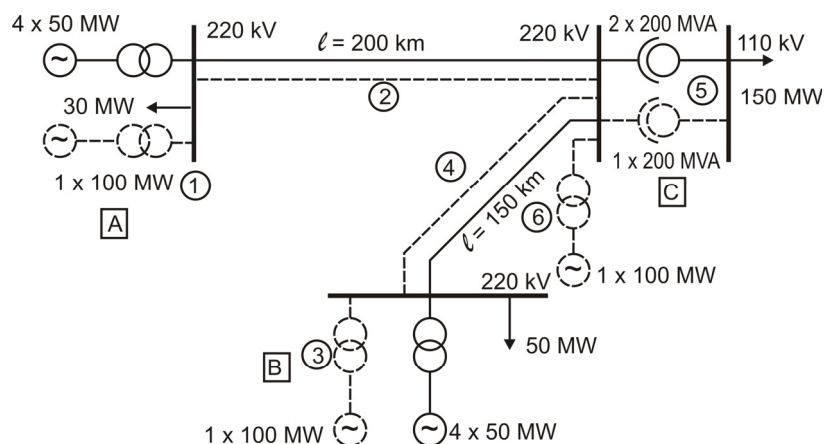


Fig. 5.3.1. Schema sistemului considerat

Pe baza prognozei efectuate pentru cei trei consumatori din localitățile A, B și C au rezultat puterile date în tabelul 5.3.1, penultima linie cuprinzând puterea totală consumată.

Ultima linie a tabelului 5.3.1 cuprinde puterea totală cerută de consumatori augmentată cu 25%, pentru a ține cont de pierderi și de necesitatea asigurării unei rezerve. Toate puterile sunt date în MW.

Tabelul 5.3.1. Prognoza consumului

Consum \ An	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$P_{cons A}$	30	30.6	31.2	31.8	32.4	33.1	33.8	34.5	35.2	35.9
$P_{cons B}$	50	51.5	53.1	54.7	56.3	58.0	59.7	61.5	63.3	65.2
$P_{cons C}$	150	165.0	181.5	199.7	219.6	241.6	265.7	292.3	321.5	353.7
$\sum P_{cons}$	230	247.1	265.8	206.2	308.3	332.7	359.2	388.3	420.0	454.8
$1,25 \cdot \sum P_{cons}$	287.5	308.9	332.2	357.7	385.4	415.8	449.0	485.3	525.0	568.5

În situația inițială, consumul total este de 230 MW, fiind acoperit de grupurile centralelor din A și B (4 x 50 MW putere instalată în fiecare), cu o putere instalată totală de 400 MW. Se cere să se determine varianta optimă de extindere a sistemului, în condițiile asigurării corespunzătoare a alimentării consumatorilor, astfel încât cheltuielile totale pe 10 ani să rezulte minime.

Din analiza schemei inițiale și a regimurilor ulterioare de funcționare, pe baza datelor din tabelul 5.3.1, rezultă următoarele concluzii privind funcționarea sistemului pe 10 ani:

- a) consumatorul cel mai mare este plasat în localitatea C, evoluția sa impunând extinderi de sistem atât în ceea ce privește sursele de putere, cât și LEA;
- b) în primii 5-6 ani schema inițială asigură alimentarea consumatorilor în toate regiunile de funcționare;
- c) între anii 6-8 apare un deficit de putere de 100 MW, iar în anii 9-10 un deficit de ordinul de mărime a 200 MW, fiind necesară introducerea unor surse suplimentare corespunzătoare;
- d) extinderea centralelor din localitățile A și B atrage după sine și necesitatea măririi capacității de transport de la A la C, respectiv de la B la C, prin dublarea liniei de 220 kV corespunzătoare;
- e) indiferent de soluția adoptată pentru acoperirea necesarului de putere, în ultimii 2-3 ani se impune introducerea celui de-al treilea autotransformator de 200 MVA în stația C, din motive de siguranță în funcționare.

În scopul satisfacerii cerințelor impuse se iau în considerare următoarele soluții, extinderile propuse fiind marcate în fig. 5.3.1 cu linie întreruptă:

- a) instalarea unui grup de 100 MW în centrala A și dublarea liniei de 220 kV AC (elementele suplimentare 1 și 2);
- b) instalarea unui grup de 100 MW în centrala B și dublarea linie de 220 kV BC (elementele suplimentare 3 și 4);
- c) construirea unei centrale electrice cu putere instalată de 100 MW în localitatea C (elementul suplimentar 6);
- d) extinderea stației din C cu un autotransformator de 200 MVA (elementul suplimentar 5).

În consecință rezultă un număr de 7 stări posibile ale sistemului:

- starea 1: schema inițială;
- starea 2: schema inițială și elementele suplimentare 1 și 2;
- starea 3: schema inițială și elementele suplimentare 3 și 4;
- starea 4: schema inițială și elementele suplimentare 6;
- starea 5: schema inițială și elementele suplimentare 1, 2, 3, 4 și 5;
- starea 6: schema inițială și elementele suplimentare 1, 2, 5 și 6;
- starea 7: schema inițială și elementele suplimentare 3, 4, 5 și 6.

Bazat pe faptul că nu se admit treceri de la o stare la alta cu înlăturarea unor elemente de sistem deja introduse, rezultă că de la starea *a* se poate trece la oricare altă stare în orice moment, de la starea *b* numai la stările *e* și *f*, de la starea *c* numai la *e* și *g*, de la *d* numai la *f* și *g*, iar stările *e*, *f*, *g* sunt stările finale posibile. O cercetare exhaustivă ar trebui să urmărească toate traseele posibile de la starea inițială la una din stările finale, ceea ce ar însemna analiza a 216 cazuri (fig. 5.3.2).

Aplicarea metodei programării dinamice diminuează foarte mult numărul de situații analizate; totuși, pentru a reduce calculele la un nivel rezonabil, se iau în considerare numai următoarele 4 stări ale sistemului studiat:

- starea 1: schema inițială;
- starea 2: schema inițială și elementele suplimentare 1 și 2;
- starea 3: schema inițială și elementele suplimentare 1, 2, 5 și 6;
- starea 4: schema inițială și elementele suplimentare 1, 2, 3, 4 și 5.

Evident starea inițială este starea 1, de la care sunt posibile treceri la toate celelalte stări, de la starea 2 se poate trece la stările 3 și 4, iar stările 3 și 4 sunt stările finale posibile.

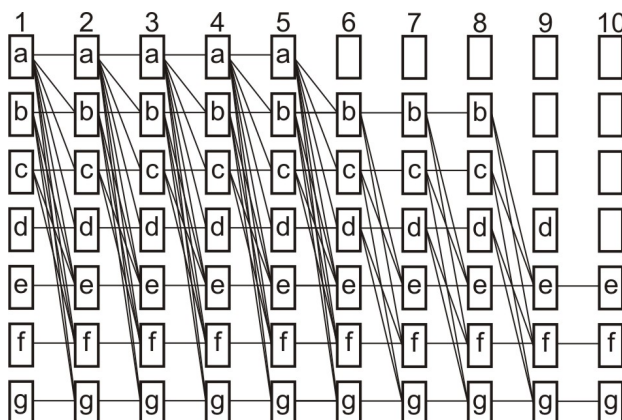


Fig. 5.3.2. Soluționarea prin explorare exhaustivă

Pe baza analizei anterioare efectuate se pot stabili și alte relații de restricție de tipul (6.2.5) și (6.2.6), care se pot enunța în forma următoare:

- în anii 1-5 sistemul se poate afla în oricare dintre cele patru stări;
- în anii 6-8 sistemul se poate afla în starea 2, 3 sau 4;
- în anii 9-10 sistemul se poate afla numai în starea 3 sau 4.

Deciziile legate de metoda programării dinamice se referă la trecerea sistemului dintr-o stare în alta, existând posibilitatea adoptării lor în orice moment, în limitele fixate de relațiile de restricție.

Relația de recurență se pune (5.1.10) sub forma:

$$F_{j,b} = \text{Min}_a [F_{j-1,a} + \varphi_{j,a \rightarrow b}] \quad (5.3.1)$$

unde a reprezintă schema pe care s-a funcționat în anul $j-1$, iar b reprezintă schema pe care se funcționează în anul j , trecerea de la schema a la schema b făcându-se în anul j . Termenul $\varphi_{j,a \rightarrow b}$ are expresia

$$\varphi_{j,a \rightarrow b} = \varphi_{1j,a \rightarrow b} + \varphi_{2j,b} \quad (5.3.2)$$

unde $\varphi_{1j,a \rightarrow b}$ reprezintă cheltuielile de trecere de la schema a la schema b în anul j , iar $\varphi_{2j,b}$ cheltuielile de investiție și exploatare în anul j , funcționându-se cu schema b . În relația (6.3.1) $F_{j-1,a}$ reprezintă costul total de funcționare până în anul $j+1$ inclusiv (în anul $j-1$ cu schema a), iar $F_{j,b}$ costul total de funcționare până în anul j inclusiv (în anul j cu schema b).

În tabelul 5.3.2 se dau costurile de trecere de la o stare la alta a sistemului, în unități bănești, pentru fiecare dintre trecerile posibile. Deoarece variantele trebuie comparate între ele reducând costurile la anul inițial, costurile de trecere s-au reactualizat la anul de referință, considerând o rată anuală de actualizare constantă pentru fiecare an, de 5%.

În tabelul 5.3.3 sunt trecute cheltuielile de investiții și exploatare raportate la un an, pentru fiecare din cele patru stări posibile și cei 10 ani de funcționare (în unități bănești, actualizate cu o rată constantă de 5%). Pentru simplificare, nu s-a ținut cont de variația lor cu modificarea puterii consumate.

Tabelul 5.3.2. Costuri de trecere de la o schemă la alta actualizate

Stări sistem \ Anul	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 → 2	7	6.66	6.35	6.05	5.76	5.48	5.22	4.97	4.74	4.51
1 → 3	15	14.28	13.60	12.96	12.34	11.75	11.19	10.66	10.16	9.67
1 → 4	14	13.33	12.70	12.05	11.51	10.97	10.44	9.95	9.47	9.02
2 → 4	8	7.62	7.25	6.91	6.58	6.27	5.97	5.68	5.41	5.15
2 → 4	7	6.66	6.35	6.05	5.76	5.48	5.22	4.97	4.74	4.51

Tabelul 5.3.3. Cheltuieli de investiții și de funcționare anuale actualizate

Stare sistem \ Anul	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	50	47.61	45.35	43.19	41.13	39.17	37.31	35.53	33.84	32.23
2	75	71.43	68.03	64.78	61.70	58.76	55.96	53.30	50.76	48.34
3	95	90.47	86.17	82.06	78.16	74.43	70.89	67.51	64.30	61.24
4	85	80.95	77.09	73.42	69.92	66.60	63.43	60.40	57.53	54.79

În scopul găsirii strategiei optime, se aplică relația de recurență (5.3.1), rezultatele fiind date în tabelul 5.3.4. Pentru anul 1 situația este clară, deoarece termenul $F_{j-1,a}$ are valoarea 0, iar pentru fiecare stare există o singură posibilitate, nefiind necesară selectarea minimului.

Pentru anul 2 în cazul funcționării cu schema 1 există din nou o singură posibilitate. Pentru funcționarea cu schema 2 există două posibilități:

$$\begin{aligned}
 F_{2,2} &= \text{Min} \left\{ (F_{1,1} + \varphi_{1,2,1 \rightarrow 2} + \varphi_{2,2,2}); (F_{1,2} + \varphi_{1,2,2 \rightarrow 2} + \varphi_{2,2,2}) \right\} = \\
 &= \text{Min} \left\{ (50 + 6.66 + 71.43); (82 + 0 + 71.43) \right\} = \\
 &= \text{Min} \{128.1; 153.4\} = 128.1
 \end{aligned} \tag{6.3.3}$$

Se reține pentru calculele ulterioare doar valoarea minimă, marcându-se în tabelul 5.3.4 prin subliniere.

Pentru funcționarea cu schema 3 există trei posibilități în anul 2: în anul 1 s-a funcționat cu schema 1 și se trece la schema 3; în anul 1 s-a funcționat cu schema 2 și se trece la schema 3; în anul 1 s-a funcționat cu schema 3 și în anul 2 la fel. Aplicarea relației (5.3.1) conduce la:

$$\begin{aligned}
 F_{2,3} &= \text{Min} \left\{ (F_{1,1} + \varphi_{2,1 \rightarrow 3}); (F_{1,2} + \varphi_{2,2 \rightarrow 3}); (F_{1,3} + \varphi_{2,3 \rightarrow 3}) \right\} = \\
 &= \text{Min} \left\{ (50 + 14.28 + 90.47); (82 + 7.62 + 90.47); (110 + 0 + 90.47) \right\} = \\
 &= \text{Min} \{154.7; 180.1; 200,5\} = 154.7
 \end{aligned} \tag{6.3.4}$$

$$\begin{aligned}
 F_{2,4} &= \text{Min} \left\{ (F_{1,1} + \varphi_{2,1 \rightarrow 4}); (F_{1,2} + \varphi_{2,2 \rightarrow 4}); (F_{1,4} + \varphi_{2,4 \rightarrow 4}) \right\} = \\
 &= \text{Min} \left\{ (50 + 13.33 + 80.95); (82 + 6.66 + 80.95); (99 + 0 + 80.95) \right\} = \\
 &= \text{Min} \{144.3; 169.6; 180\} = 144.3
 \end{aligned} \tag{6.3.5}$$

Se procedează în mod analog pentru anii următori, rezultatele fiind prezentate în tabelul 6.3.4 (în detaliu pentru anii 1, 2, 3 și în sinteză pentru anii 4-10). În pozițiile care sunt eliminate de relațiile de restricție nu se trece nimic.

Tabelul 5.3.4. Rezultate

Starea <i>a</i>	Starea <i>b</i>	Anul		
		1	2	3
1	1	$0+0+50=\underline{50}^*$	$50+0+47.61=97.61^*$	$97.61+0+45.35=\underline{143.0}^*$
1	2	$0+7+75=\underline{82}$	$50+6.66+71.43=\underline{128.1}$	$97.61+6.35+68.03=\underline{172.0}$
2	2	-	$82+0+71.43=153.4$	$128.1+0+68.03=196.1$
1	3	$0+15+95=\underline{110}$	$50+14.21+90.47=\underline{154.7}$	$97.61+13.6+86.17=\underline{197.4}$
2	3	-	$82+7.62+90.47=180.1$	$128.1+7.25+86.17=221.5$
3	3	-	$110+0+90.47=200.5$	$154.7+0+86.17=240.9$
1	4	$0+14+85=\underline{99}$	$50+13.33+80.95=\underline{144.3}$	$97.61+12.7+77.09=\underline{187.4}$
2	4	-	$82+6.66+80.95=169.6$	$128.1+6.35+77.09=211.5$
4	4	-	$99+0+80.95=180$	$144.3+0+77.09=221.4$

Starea <i>a</i>	Starea <i>b</i>	Anul							
		4	5	6	7	8	9	10	
1	1	186.2*	<u>227.3*</u>	-	-	-	-	-	-
1	2	<u>213.8</u>	<u>253.6</u>	<u>291.5*</u>	-	-	-	-	-
2	2	236.8	275.5	312.4	<u>347.5*</u>	<u>400.8*</u>	-	-	-
1	3	<u>238.0</u>	<u>276.7</u>	<u>313.5</u>	-	-	-	-	-
2	3	261.0	298.5	334.3	<u>368.4</u>	<u>420.7*</u>	<u>470.5*</u>	-	-
3	3	279.4	316.1	351.1	384.5	435.9	485.0	<u>531.7</u>	-
1	4	<u>228.5</u>	<u>267.6</u>	<u>305.4</u>	-	-	-	-	-
2	4	251.5	289.5	326.7	<u>360.2</u>	<u>412.8*</u>	<u>463.0</u>	-	-
4	4	260.8	298.4	334.2	368.8	429.6	470.4	<u>517.5*</u>	-

Pentru fiecare an și fiecare schemă este subliniată valoarea minimă $F_{j,b}$, corespunzătoare situației în care în anul j se funcționează cu schema b , aceasta fiind valoarea cu care se lucrează în continuare.

Pentru fiecare an se selectează, dintre valorile subliniate, valoarea "minimum minimorum" (însemnată cu asterisc în tabel), schema corespunzătoare fiind preferată pentru anul respectiv.

Parcurgând toate valorile cu asterisc rezultă strategia optimă de extindere a sistemului:

- în primii cinci ani se funcționează cu schema 1,
- în anul 6 se trece la schema 2 și se funcționează astfel în anii 6-8,
- în anul 9 se trece la schema 4, sistemul rămânând în această stare până în final.

Costul total minim corespunzător strategiei optime (valoarea FOB) este de 517.8 unități bănești.

Exemplul prezentat este relativ simplu, soluția fiind observabilă și fără aplicarea programării dinamice. Totuși, procesul de soluționare a evidențiat cu claritate modul de aplicare a metodei de programare dinamică, fără a depăși un volum rezonabil de calcule.

5.4. Concluzii

În capitolul 5 a fost prezentată o sinteză a elementelor teoretice specifice programării dinamice, alături de câteva exemple teoretice și aplicative adecvate scopului propus.

Prima parte a capitolului realizează o succintă încadrare teoretică a metodei programării dinamice – o tehnică de optimizare care utilizează o metodologie de selectare a soluției optime în prezența unor condiții restrictive, urmând un proces de decizii în trepte. Apoi se prezintă o problemă de optimizare din domeniul ingineriei energetice care poate fi abordată și soluționată prin utilizarea programării dinamice – variantă mult mai avantajoasă decât explorarea exhaustivă a spațiului soluțiilor sau orice altă metodă de căutare euristică sau quasi-euristică.

Ultima parte a capitolului are ca obiect o aplicație simplă de planificare a extinderii unui SEE soluționată prin intermediul programării dinamice.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- realizarea unei succinte sinteze teoretice originale asupra metodei programării dinamice;
- evidențierea avantajelor utilizării programării dinamice în raport cu tehnicile de explorarea exhaustivă a spațiului soluțiilor sau alte metode de căutare euristică sau quasi-euristică;
- prezentarea modelului matematic al optimizării funcționării de durată a SEE, cu o formulare adecvată pentru soluționarea sa ca o problemă de programare dinamică.
- realizarea unui studiu de caz simplu, de planificare dinamică a extinderii unui SEE, în scopul clarificării mecanismului de lucru al programării dinamice.

6. MODELUL MATEMATIC AL PLANIFICĂRII DINAMICE A EXTINDERII REȚELOR DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE (DTNEP)

Capitolul 6 are ca obiectiv elaborarea modelului matematic aferent planificării dinamice a extinderii rețelelor de transport al energiei electrice (RET) din cadrul sistemelor electroenergetice (SEE) complexe.

Prima parte a capitolului tratează versiunea "clasică", bazată pe modelarea matematică (în sensul prezentat în capitolul 3). Având în vedere că toate analizele fac uz de un calcul complet de circulație de puteri, se prezintă modelul matematic al analizei regimului permanent normal și cel al optimizării funcționării momentane a SEE complexe (OPF). Apoi se trece la introducerea elementelor specifice legate de planificarea extinderii RET. Se utilizează un model complet de programare dinamică, ceea ce înseamnă că, pe lângă soluția finală de extindere de la sfârșitul perioadei considerate, rezultă și evoluția procesului de extindere pentru întreaga perioadă (cu alte cuvinte, soluțiile de extindere pentru fiecare an sau pentru etape intermediare de 2, 3, 4 sau 5 ani). Funcția obiectiv ține cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare, înglobând atât costul investițiilor legate de realizarea noilor capacități de transport, cât și cheltuielile de exploatare, precum și câte o componentă legată de siguranța în funcționare, respectiv de capacitatea disponibilă față de limita maximă de încărcare (evident, scalate corespunzător).

Partea a doua a capitolului soluționează problema discutată folosind tehnici de inteligență artificială, în speță algoritmi PSO și GA, prezentați în capitolul 4. Pe baza experienței anterioare [Cristian2013], [Solo2013], aplicarea tehnicilor de calcul evolutiv vizează metoda propriu-zisă de extindere, abordată tot ca o problemă de programare dinamică, și optimizarea regimului de funcționare. Calculul circulației de puteri se realizează în manieră "clasică", utilizând un algoritm Newton decuplat ultrarapid [Kilyeni2010].

6.1. Versiunea clasică a modelului matematic

6.1.1. Analiza regimului permanent normal

Analiza regimului permanent normal (calculul circulației de puteri) 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 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], [Momoh2008], [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 matricilor sau alte proceduri asemănătoare (diagonalizare sau triunghiularizare) [Kilyeni2011], [Gavrilaș1999], [Precup2007].

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 $i = \overline{1, c}$.

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.

Conform [Kilyeni2010], [Eremia2006], [Momoh2008], [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:

$$\begin{cases} f_{P_i} = U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] - (P_{g_i} + P_{c_i}) = 0, & i = \overline{1, n} \\ f_{Q_i} = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] - (Q_{g_i} + Q_{c_i}) = 0, & i = \overline{1, n} \end{cases} \quad (6.1.1)$$

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_{g_i}), $i \in G$ – g necunoscute;
- δ_i , $i \in N \setminus e$ – $(n-1)$ necunoscute;
- P_i (P_{g_i}), $i = e$ – 1 necunoscută;

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

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

$$\begin{cases} P_{ij} = U_i^2 \cdot (G_{\ell_{ij}} + G_{\ell_{i0}}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \\ Q_{ij} = -U_i^2 \cdot (B_{\ell_{ij}} + B_{\ell_{i0}}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \end{cases} \quad (6.1.2)$$

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (6.1.3)$$

$$\begin{cases} P_{ji} = U_j^2 \cdot (G_{\ell_{ij}} + G_{\ell_{j0}}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + B_{\ell_{ij}} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)] \\ Q_{ji} = -U_j^2 \cdot (B_{\ell_{ij}} + B_{\ell_{j0}}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell_{ij}} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - B_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)] \end{cases} \quad (6.1.4)$$

$$S_{ji} = \sqrt{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2} \quad (6.1.5)$$

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, respectiv 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]:

$$\begin{cases} \Delta P_{ij} = P_{ij} + P_{ji} = U_i^2 \cdot G_{\ell_{i0}} + U_j^2 \cdot G_{\ell_{j0}} + G_{\ell_{ij}} \cdot (U_i^2 + U_j^2) - 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot G_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \\ \Delta Q_{ij} = Q_{ij} + Q_{ji} = -U_i^2 \cdot B_{\ell_{i0}} - U_j^2 \cdot B_{\ell_{j0}} - B_{\ell_{ij}} \cdot (U_i^2 + U_j^2) + 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot B_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad (6.1.6)$$

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

$$\begin{cases} \Delta P = \sum_{ij \in R} \Delta P_{ij} = \sum_{i \in N} P_i = \sum_{i \in G} P_{gi} + \sum_{i \in N} P_{ci} \\ \Delta Q = \sum_{ij \in R} \Delta Q_{ij} = \sum_{i \in N} Q_i = \sum_{i \in G} Q_{gi} + \sum_{i \in N} Q_{ci} \end{cases} \quad (6.1.7)$$

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

$$\begin{cases} \Delta P_{ij\text{transv}} = U_i^2 \cdot G_{\ell_{i0}} + U_j^2 \cdot G_{\ell_{j0}} \\ \Delta Q_{ij\text{transv}} = -U_i^2 \cdot B_{\ell_{i0}} - U_j^2 \cdot B_{\ell_{j0}} \end{cases} \quad (6.1.8)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{ij\text{long}} = G_{\ell_{ij}} \cdot (U_i^2 + U_j^2) - 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot G_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \\ \Delta Q_{ij\text{long}} = -B_{\ell_{ij}} \cdot (U_i^2 + U_j^2) + 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot B_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad (6.1.9)$$

Soluționarea sistemului neliniar de ecuații (6.1.1) 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):

$$U_i^0 = 1, \quad i \in C; \quad \delta_i^0 = 0(\delta_e), \quad i \in N \setminus e \quad (6.1.10)$$

- 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 (6.1.1);
c) la același pas k se calculează coeficienții sistemului liniar în corecții

$$\mathbf{J} \cdot \Delta \mathbf{x} = -\mathbf{f} \quad (6.1.11)$$

unde $\Delta \mathbf{x}$ este vectorul corecțiilor, iar \mathbf{f} este vectorul valorilor funcțiilor (6.1.1),

$$\Delta \mathbf{x} = \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \mathbf{U} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \vdots \\ \Delta U_n \end{bmatrix} \quad (6.1.12); \quad \mathbf{f} = \begin{bmatrix} \mathbf{f}_P \\ \mathbf{f}_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_{p1} \\ f_{p2} \\ \vdots \\ f_{pn} \\ f_{q1} \\ f_{q2} \\ \vdots \\ f_{qn} \end{bmatrix} \quad (6.1.13)$$

iar \mathbf{J} este matricea jacobiană, partiționată corespunzător: \mathbf{J}_1 (derivatele parțiale ale funcțiilor de putere activă în raport cu fazele tensiunilor), \mathbf{J}_2 (derivatele parțiale ale funcțiilor de putere activă în raport cu modulele tensiunilor), \mathbf{J}_3 (derivatele parțiale ale funcțiilor de putere reactivă în raport cu fazele tensiunilor) și \mathbf{J}_4 (derivatele 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_{p1}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{p1}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{p1}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial f_{p2}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{p2}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{p2}}{\partial \delta_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 & \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_{pn}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{pn}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{pn}}{\partial U_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_{q1}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{q1}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{q1}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial f_{q2}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{q2}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{q2}}{\partial \delta_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 & \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} & \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 (6.1.14)$$

elementele submatricelor jacobiene având expresiile:

- elementele submatricei \mathbf{J}_1 :

⇒ elementele diagonale:

$$\frac{\partial f_{pi}}{\partial \delta_i} = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_j \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in N \setminus e \quad (6.1.15)$$

$$\frac{\partial f_{pe}}{\partial \delta_e} = 1 \quad (\text{valoare fictivă, } f_{pe} = 0) \quad (6.1.16)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$\frac{\partial f_{P_i}}{\partial \delta_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in N \setminus e, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (6.1.17)$$

$$\frac{\partial f_{P_e}}{\partial \delta_j} = 0, \quad j \in N \setminus e \quad (\text{valori fictive, } f_{P_e} = 0) \quad (6.1.18)$$

$$\frac{\partial f_{P_i}}{\partial \delta_e} = 0, \quad i \in N \setminus e \quad (\text{valori fictive, } \delta_e = 0) \quad (6.1.19)$$

• elementele submatricei \mathbf{J}_2 :

⇒ elementele diagonale:

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{P_i}}{\partial U_i} = 2 \cdot U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C \quad (6.1.20)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{P_i}}{\partial U_i} = 0, \quad i \in G \quad (\text{valori fictive, } U_i = \text{const.}) \quad (6.1.21)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{P_i}}{\partial U_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in N \setminus e, j \in C, j \neq i \quad (6.1.22)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{P_e}}{\partial U_j} = 0, \quad j \in N, j \neq e \quad (\text{valori fictive, } f_{P_e} = 0) \quad (6.1.23)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{P_i}}{\partial U_j} = 0, \quad i \in N \setminus e, j \in G, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } U_j = \text{const.}) \quad (6.1.24)$$

• elementele submatricei \mathbf{J}_3 :

⇒ elementele diagonale:

$$\frac{\partial f_{Q_i}}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C \quad (6.1.25)$$

$$\frac{\partial f_{Q_i}}{\partial \delta_i} = 0, \quad i \in G \quad (\text{valori fictive, } f_{Q_i} = 0, i \in G) \quad (6.1.26)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$\frac{\partial f_{Q_i}}{\partial \delta_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (6.1.27)$$

$$\frac{\partial f_{Q_i}}{\partial \delta_j} = 0, \quad i \in G, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } f_{Q_i} = 0, i \in G) \quad (6.1.28)$$

$$\frac{\partial f_{Q_i}}{\partial \delta_e} = 0, \quad i \in C \quad (\text{valori fictive, } \delta_e = 0) \quad (6.1.29)$$

• elementele submatricei \mathbf{J}_4 :

⇒ elementele diagonale:

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Q_i}}{\partial U_i} = -2 \cdot U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C \quad (6.1.30)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_i} = 0, \quad i \in G \quad (\text{valori fictive, } f_{Qi} = 0, U_i = \text{const.}, i \in G) \quad (6.1.31)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C, j \in C, j \neq i \quad (6.1.32)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_j} = 0, \quad i \in G, j \in C, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } f_{Qi} = 0, i \in G) \quad (6.1.33)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_j} = 0, \quad i \in C, j \in G, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } U_j = \text{const.}, j \in G) \quad (6.1.34)$$

d) se soluționează sistemul linear în corecții (6.1.11), 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:

$$\begin{cases} \delta_i^k = \delta_i^{k-1} + \Delta\delta_i^{k-1}, & i \in N \setminus e \\ U_i^k = U_i^{k-1} + U_i^{k-1} \cdot \left(\frac{\Delta U_i}{U_i}\right)^{k-1} = U_i^{k-1} \cdot \left[1 + \left(\frac{\Delta U_i}{U_i}\right)^{k-1}\right], & i \in C \end{cases} \quad (6.1.35)$$

f) se calculează puterile reactive generate $Q_{gi}, i \in G$, din condițiile $f_{qi} = 0, i \in G$ (6.1.1):

$$Q_{gi} = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] - Q_{ci}, \quad i \in G \setminus e \quad (6.1.36)$$

g) se verifică respectarea limitelor impuse pentru puterile reactive generate ($i \in G$) 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:

$$\begin{aligned} \text{Max}_i \left\{ \left| f_{pi}^k \right| \right\} &\leq \varepsilon, \quad i \in N \setminus e \\ \text{Max}_i \left\{ \left| f_{qi}^k \right| \right\} &\leq \varepsilon, \quad i \in C \end{aligned} \quad (6.1.37)$$

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 b);

i) se calculează puterile activă și reactivă generată în nodul de echilibrare, P_{ge}, Q_{ge} ,

din condițiile $f_{pe} = 0, f_{qe} = 0$:

$$\begin{cases} P_{ge} = U_e^2 \cdot G_{ee} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_e \cdot U_j \cdot [G_{ej} \cdot \cos(\delta_e - \delta_j) + B_{ej} \cdot \sin(\delta_e - \delta_j)] - P_{ce} \\ Q_{ge} = -U_e^2 \cdot B_{ee} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_e \cdot U_j \cdot [G_{ej} \cdot \sin(\delta_e - \delta_j) - B_{ej} \cdot \cos(\delta_e - \delta_j)] - Q_{ce} \end{cases} \quad (6.1.38)$$

j) se calculează circulațiile de puteri pe elementele de rețea ((6.1.2) - (6.1.5)), pierderile de putere pe elementele de rețea ((6.1.6), (6.1.8), (6.1.9)), bilanțurile de puteri pe zone și pe ansamblul sistemului (6.1.7).

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].

Termenul „decuplat” este legat de reducerea dimensiunilor sistemului liniar de ecuații în corecții: sistemul de ordinul $2n$ (6.1.11) se înlocuiește cu două de ordinul n .

Analiza modului de calcul a elementelor submatricelor jacobiene (6.1.15)-(6.1.34), bazată pe valori concrete ale mărimilor pentru SEE reale evidențiază următoarele aspecte:

- în general $G_{ii} \ll B_{ii}$ și $G_{ij} \ll B_{ij}$, deoarece pentru elementele de rețea uzuale $R \ll X$ (parametrii „longitudinali”) și $G \ll B$ (parametrii „transversali”);
- unghiurile $(\delta_i - \delta_j)$ au valori relativ mici (în mod 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

$$\mathbf{J}_2 = \mathbf{J}_3 = \mathbf{0} \quad (6.1.39)$$

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:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta U}{U} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{f}_P \\ \mathbf{f}_Q \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{matrix} \mathbf{J}_1 \cdot \Delta \delta = -\mathbf{f}_P \\ \mathbf{J}_4 \cdot \left[\frac{\Delta U}{U} \right] = -\mathbf{f}_Q \end{matrix} \quad (6.1.40)$$

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 $f_{p_i}, i \in N \setminus e$ (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;

$$\mathbf{J}_1 \cdot \Delta \delta = -\mathbf{f}_P \quad (6.1.41)$$

e1) se calculează noile valori ale unghiurilor tensiunilor, conform (6.1.35);

b2) se calculează noile valori ale funcțiilor $f_{q_i}, i \in C$ (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;

$$\mathbf{J}_4 \cdot \left[\frac{\Delta U}{U} \right] = -\mathbf{f}_Q \quad (6.1.42)$$

e2) se calculează noile valori ale modulelor tensiunilor, conform (6.1.35).

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 *cos* valoarea 1;
- se neglijează complet partea reală a elementelor matricei \mathbf{Y}_n ($G_{ij} = 0$);
- se consideră că toate tensiunile au valoarea 1.

În aceste condiții, elementele submatricelor jacobiene devin:

a) elementele submatricei \mathbf{J}_1 :

⇒ elementele diagonale efective:

$$\frac{\partial f_{pi}}{\partial \delta_i} \approx -\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n B_{ij} \approx -B_{ii}, \quad i \in N \setminus e \quad (6.1.43)$$

⇒ elementele nediagonale efective:

$$\frac{\partial f_{pi}}{\partial \delta_j} = -B_{ij}, \quad i \in N \setminus e, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (6.1.44)$$

b) elementele submatricei \mathbf{J}_4 :

⇒ elementele diagonale efective:

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_i} = -B_{ii}, \quad i \in C \quad (6.1.45)$$

⇒ elementele nediagonale efective:

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_j} = -B_{ij}, \quad i \in C, j \in C, j \neq i \quad (6.1.46)$$

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 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].

6.1.2. Optimizarea regimului permanent normal (OPF)

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], [Momoh2008], [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:

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n) = \text{MINIM} \quad (6.1.47)$$

$$g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, p \quad (6.1.48)$$

$$g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0, \quad j = p+1, p+2, \dots, m \quad (6.1.49)$$

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 bilanșurile de puteri în nodurile SEE, iar cele de inegalitate, definite de funcțiile $g_j, j = p+1, p+2, \dots, m$, la limitarea valorilor unor mărimi.

Soluționarea unor asemenea probleme de optimizare neliniară se poate realiza eficient numai cu metodele prezentate în [Kilyeni2012], [Eremia2006], [Momoh2008], [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 complet al optimizării regimului permanent normal reprezintă în esență, o problemă de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni, având forma definită de relațiile (6.1.47) - (6.1.49) care definesc variabilele (de stare și de optimizare), relațiile de restricție (RR) și funcția obiectiv (FOB).

Mărimile care intervin în relațiile (6.2.4) - (6.2.22) 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 δ – 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;
- U_i^{\min} și U_i^{\max} , $i \in N$ – limitele inferioară și superioară ale valorii tensiunii;
- K_{ij} , $ij \in T$ – raportul de transformare al transformatorului și autotransformatorului (modulul raportului de transformare la autotransformatoarele cu reglaj longo-transversal) ij ;
- \mathbf{K} – vectorul rapoartelor de transformare;
- K_{ij}^{\min} și K_{ij}^{\max} , $ij \in T$ – limitele inferioară și superioară ale lui K_{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 , $i \in G$ – coeficienții caracteristicii $C_i(P_{gi})$.

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

- variabile:

⇒ de stare (cele corespunzătoare circulației de puteri):

$$\delta_i, i \in N \setminus e, P_{ge}, U_i, i \in C, Q_{gi}, i \in G \quad (6.1.50)$$

și, eventual,

$$P_{ij}, Q_{ij}, ij \in R, S_{ij}, ij \in R \text{ sau } I_{ij}, ij \in R \quad (6.1.51)$$

⇒ de optimizare:

$$U_i, i \in G, P_{gi}, i \in G \setminus e, K_{ij}, ij \in T \quad (6.1.52)$$

- RR:

⇒ de tip egalitate (corespunzătoare bilanțurilor de puteri în noduri):

$$\begin{cases} P_i(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}) - P_{gi} - P_{ci} = 0, & i \in N \\ Q_i(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}) - Q_{gi} - Q_{ci} = 0, & i \in N \end{cases} \quad (6.1.53)$$

unde puterile P_i și Q_i au expresiile:

$$\begin{cases} P_i = U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j \in N \\ j \neq i}} U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], & i \in N \\ Q_i = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j \in N \\ j \neq i}} U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], & i \in N \end{cases} \quad (6.1.54)$$

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

$$P_{ge}^{min} \leq P_{ge} \leq P_{ge}^{max} \quad (6.1.55)$$

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max}, \quad i \in G \quad (6.1.56)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in C \quad (6.1.57)$$

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (6.1.58)$$

$$S_{ij}^{min} \leq S_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (6.1.59)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max}, \quad i \in G \setminus e \quad (6.1.60)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in G \quad (6.1.61)$$

$$K_{ij}^{min} \leq K_{ij} \leq K_{ij}^{max}, \quad ij \in T \quad (6.1.62)$$

unde puterile $S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$ au expresiile:

$$\begin{cases} P_{ij} = U_i^2 \cdot (G_{\ell_{ij}} + G_{\ell_{i0}}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \\ Q_{ij} = -U_i^2 \cdot (B_{\ell_{ij}} + B_{\ell_{i0}}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \end{cases} \quad (6.1.63)$$

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (6.1.64)$$

- funcția obiectiv (FOB):

$$FOB = \sum_{i \in G} C_i(P_{gi}) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) = \text{Minim} \quad (6.1.65)$$

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} :

$$C_i(P_{gi}) = a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i, \quad i \in G \quad (6.1.66)$$

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

$$S_{ij}^{**} = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij} \leq S_{ij}^{\max} \\ S_{ij}^{\max} & \text{dacă } S_{ij} > S_{ij}^{\max} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (6.1.67)$$

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:

$$\begin{aligned} \Phi = & \sum_{i \in G} (a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) + \\ & + \sum_{i \in N \setminus e} \lambda_{pi} \cdot (P_i - P_{gi} - P_{ci}) + \sum_{i \in C} \lambda_{qi} \cdot (Q_i - Q_{ci}) + \\ & + r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*)^2 + r_q \cdot \sum_{i \in G} P_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*)^2 + r_u \cdot \sum_{i \in C} P_{ui} \cdot (U_i - U_i^*)^2 + \\ & + r_p \cdot \sum_{ij \in R} P_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*)^2 + r_s \cdot \sum_{ij \in R} P_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*)^2 \end{aligned} \quad (6.1.68)$$

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:

$$P_{ge}^* = \begin{cases} P_{ge} & \text{dacă } P_{ge}^{\min} \leq P_{ge} \leq P_{ge}^{\max} \\ P_{ge}^{\min} & \text{dacă } P_{ge} < P_{ge}^{\min} \\ P_{ge}^{\max} & \text{dacă } P_{ge} > P_{ge}^{\max} \end{cases} \quad (6.1.69)$$

$$Q_{gi}^* = \begin{cases} Q_{gi} & \text{dacă } Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \\ Q_{gi}^{\min} & \text{dacă } Q_{gi} < Q_{gi}^{\min} \\ Q_{gi}^{\max} & \text{dacă } Q_{gi} > Q_{gi}^{\max} \end{cases}, \quad i \in G \quad (6.1.70)$$

$$U_i^* = \begin{cases} U_i & \text{dacă } U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \\ U_i^{\min} & \text{dacă } U_i < U_i^{\min} \\ U_i^{\max} & \text{dacă } U_i > U_i^{\max} \end{cases}, \quad i \in C \quad (6.1.71)$$

$$P_{ij}^* = \begin{cases} P_{ij} & \text{dacă } P_{ij}^{\min} \leq P_{ij} \\ P_{ij}^{\min} & \text{dacă } P_{ij} < P_{ij}^{\min} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (6.1.72)$$

$$S_{ij}^* = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij}^{\min} \leq S_{ij} \\ S_{ij}^{\min} & \text{dacă } S_{ij} < S_{ij}^{\min} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (6.1.73)$$

Modelul matematic discutat corespunde unei probleme 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 a modelului matematic este următorul (indicele superior se referă la ciclul de optimizare c , respectiv la iterația de optimizare o):

- Se inițializează variabilele de control $U_i^0, i \in G, P_{gi}^0, i \in G \setminus e, K_{ij}^0, ij \in T$, și coeficienții de ponderare $p_{qi}, i \in G; p_{ui}, i \in C; p_{pij}, ij \in R; p_{sij}, ij \in R$.
- Pentru un anumit ciclu de optimizare, $c = 1, 2, 3, \dots$ (corespunzător unui set de valori ale coeficienților de penalizare) se aleg valorile acestora $r_{pe}^c, r_q^c, r_u^c, r_p^c, r_s^c$, pe baza experienței.
- 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 $U_i^{o-1}, i \in G, P_{gi}^{o-1}, i \in G \setminus e, K_{ij}^{o-1}, ij \in T$ 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 – $\delta_i^{o-1}, i \in N \setminus e, P_{ge}^{o-1}, U_i^{o-1}, i \in C, Q_{gi}, i \in G$, respectiv circulațiile de puteri prin elementele de rețea – $P_{ij}^{o-1}, Q_{ij}^{o-1}, ij \in R, S_{ij}^{o-1}, ij \in R$.
- Se verifică respectarea RR de inegalitate (6.1.55) – (6.1.59) 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 (6.1.69) – (6.1.73)), apoi se calculează valoarea FOB, FOB^{o-1} (6.1.65), și a funcției auxiliare Φ, Φ^{o-1} (6.1.68).
- 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:

$$\begin{cases} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial \delta_k} \right)^{o-1} = 0, & k \in N \setminus e \\ \left(U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} \right)^{o-1} = 0, & k \in C \end{cases} \quad (6.1.74)$$

de unde rezultă valorile multiplicatorilor Lagrange: $\lambda_{pk}^{o-1}, k \in N \setminus e; \lambda_{qk}^{o-1}, k \in C$. Derivatele parțiale din relația (6.1.74) au expresiile [Kilyeni2010]:

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

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Phi}{\partial \delta_k} = & \left[(2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k) \cdot \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \right] + \sum_{i \in G \setminus k} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \right] + \left(\lambda_{pk} \cdot \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \right) + \\ & + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left(\lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \right) + \left(\lambda_{qk} \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} \right) + \sum_{i \in C \setminus k} \left(\lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} \right) + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial \delta_k} + \\ & + 2 \cdot r_q \cdot p_{qk} \cdot (Q_{gk} - Q_{gk}^*) \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G \setminus k} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} \right] + \quad , k \in N \setminus e \\ & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_k} \right] \end{aligned} \quad (6.1.75)$$

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

$$\begin{aligned} U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} = & \sum_{i \in G} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \left(\lambda_{pk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left(\lambda_{pi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right) + \\ & + \left(\lambda_{qk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in C \setminus k} \left(\lambda_{qi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right) + 2 \cdot r_{pe} \cdot p_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_e}{\partial U_k} + \\ & + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_u \cdot p_{uk} \cdot (U_k - U_k^*) \cdot U_k \quad , k \in C \\ & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right] \end{aligned} \quad (6.1.76)$$

Ținând cont de expresiile (6.1.54) ale puterilor injectate în noduri, 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 precizate în paragraful 6.1.1.

Ținând cont de expresiile (6.1.63) ale puterilor care circulă prin elementele de rețea, derivatele lui P_{ij} și Q_{ij} , respectiv S_{ij} , în raport cu modulele și fazele tensiunilor au expresiile date în [Kilyeni2010].

f) Se determină componentele gradientului \mathbf{g}^{o-1} pentru toate variabilele de optimizare, cu relații de forma (6.1.66) - (6.1.68):

$$g_{U_k}^{o-1} = \left(U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} \right)^{o-1}, \quad k \in G \quad (6.1.77)$$

$$g_{P_{gk}}^{o-1} = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial P_{gk}} \right)^{o-1}, \quad k \in G \setminus e \quad (6.1.78)$$

$$g_{K_{xy}}^{o-1} = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial K_{xy}} \right)^{o-1}, \quad xy \in T \quad (6.1.79)$$

unde:

$$\begin{aligned}
 U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} = & \left[(2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right] + \sum_{i \in G \setminus k} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \\
 & + \sum_{\substack{j=k \\ ij \in R}}^{i=k \text{ sau}} \left(TP_{ij} \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right) + \left(\lambda_{pk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left(\lambda_{pi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right) + \\
 & + \sum_{i \in C} \left(\lambda_{qi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right) + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_e}{\partial U_k} + \quad , k \in G \\
 & + 2 \cdot r_q \cdot p_{qk} \cdot (Q_{gk} - Q_{gk}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G \setminus k} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right] + \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{j=k \\ ij \in R}}^{i=k \text{ sau}} \left[p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{j=k \\ ij \in R}}^{i=k \text{ sau}} \left[p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right]
 \end{aligned} \tag{6.1.80}$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{gk}} = 2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k - \lambda_{pk} \quad , \quad k \in G \setminus e \tag{6.1.81}$$

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Phi}{\partial K_{xy}} = & \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}}^{i=x \text{ sau} / \text{si}} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right] + \sum_{\substack{j=y \\ ij \in R}}^{i=x \text{ sau} / \text{si}} \left(TP_{ij} \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{xy}} \right) + \sum_{i \in N \setminus e} \left(\lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right) + \sum_{i \in C} \left(\lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right) + \\
 & + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial K_{xy}} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right] + \quad , \quad xy \in T \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{j=y \\ ij \in R}}^{i=x \text{ sau} / \text{si}} \left[p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{xy}} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{j=y \\ ij \in R}}^{i=x \text{ sau} / \text{si}} \left[p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{xy}} \right]
 \end{aligned} \tag{6.1.82}$$

Ținând cont de expresiile (6.1.54) ale puterilor injectate în noduri, 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 precizate în paragraful 6.1.1. Pe baza expresiilor (6.1.63) ale puterilor care circulă prin elementele de rețea, derivatele lui P_{ij} și Q_{ij} , respectiv S_{ij} , în raport cu modulele și fazele tensiunilor au expresiile date în [Kilyeni2010]. Ținând cont de maniera de reprezentare a transformatoarelor și autotransformatoarelor în studiile de sistem [Kilyeni2010] și de expresiile (6.1.54) ale puterilor injectate în noduri, rezultă derivatele acestora în funcție de rapoartele de transformare [Kilyeni2010]. Pe baza expresiilor (6.1.63) ale puterilor care circulă prin elementele de rețea, derivatele acestora în funcție de rapoartele de transformare rezultă ca în [Kilyeni2010].

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

$$\text{Max}_{k \in G} \{g_{U_k}^{0-1}\} < \varepsilon \tag{6.1.83}$$

$$\text{Max}_{k \in G \setminus e} \{g_{Pgk}^{o-1}\} < \varepsilon \quad (6.1.84)$$

$$\text{Max}_{xy \in T} \{g_{Kxy}^{o-1}\} < \varepsilon \quad (6.1.85)$$

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.
- i) Se determină componentele direcției de deplasare d^{o-1} pentru metoda gradientului conjugat, calculând în prealabil valoarea scalarului β^{o-1} [Kilyeni2012]:

$$\beta^{o-1} = \frac{\sum_{k \in G} (g_{Uk}^{o-1})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-1})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{Kxy}^{o-1})^2}{\sum_{k \in G} (g_{Uk}^{o-2})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-2})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{Kxy}^{o-2})^2} \quad (6.1.86)$$

$$d_{Uk}^{o-1} = -g_{Uk}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Uk}^{o-2}, \quad k \in G \quad (6.1.87)$$

$$d_{Pgk}^{o-1} = -g_{Pgk}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Pgk}^{o-2}, \quad k \in G \setminus e \quad (6.1.88)$$

$$d_{Kxy}^{o-1} = -g_{Kxy}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Kxy}^{o-2}, \quad xy \in T \quad (6.1.89)$$

- 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:

$$U_k^o = U_k^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{Uk}^{o-1}, \quad k \in G \quad (6.1.90)$$

$$p_{gk}^o = p_{gk}^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{Pgk}^{o-1}, \quad k \in G \setminus e \quad (6.1.91)$$

$$K_{xy}^o = K_{xy}^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{Kxy}^{o-1}, \quad xy \in T \quad (6.1.92)$$

- 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:

$$U_k^o = \begin{cases} U_k^o & \text{dacă } U_k^{\min} \leq U_k^o \leq U_k^{\max} \\ U_k^{\min} & \text{dacă } U_k^o < U_k^{\min} \\ U_k^{\max} & \text{dacă } U_k^o > U_k^{\max} \end{cases}, \quad k \in G \quad (6.1.93)$$

$$p_{gk}^o = \begin{cases} p_{gk}^o & \text{dacă } p_{gk}^{\min} \leq p_{gk}^o \leq p_{gk}^{\max} \\ p_{gk}^{\min} & \text{dacă } p_{gk}^o < p_{gk}^{\min} \\ p_{gk}^{\max} & \text{dacă } p_{gk}^o > p_{gk}^{\max} \end{cases}, \quad k \in G \quad (6.1.94)$$

$$K_{xy}^o = \begin{cases} K_{xy}^o & \text{dacă } K_{xy}^{\min} \leq K_{xy}^o \leq K_{xy}^{\max} \\ K_{xy}^{\min} & \text{dacă } K_{xy}^o < K_{xy}^{\min} \\ K_{xy}^{\max} & \text{dacă } K_{xy}^o > K_{xy}^{\max} \end{cases}, \quad xy \in T \quad (6.1.95)$$

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

În [Kilyeni2010] sunt prezentate o serie de comentarii practice legate de utilizarea și implementarea pe calculator a algoritmului de optimizare.

Se remarcă și cu această ocazie complexitatea modelului matematic prezentat, în contrast cu modelul mult mai simplu și "aerisit" legat de utilizarea metodelor de calcul evolutiv la soluționarea OPF (subcapitolul 6.2).

6.1.3. Planificarea dinamică a extinderii RET

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 operatorilor de transport și sistem;
- abordarea dinamică a planificării extinderii RET se impune ca o necesitate, trebuind să ofere atât soluția (soluțiile) optime de extindere la finele unei perioade de 20-30 de ani, cât și eșalonarea în timp a transpunerii în viață a acestei (acestor) soluții;
- aplicațiile concrete consistente ale tezei se referă la ansamblul sistemului electro-energetic al României (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 sau a analizei mai multor scenarii posibile de evoluție în timp a consumului și a noilor capacități de generare.

Din acest punct de vedere, teza de doctorat se înscrie în preocupările existente de mai mulți ani în cadrul *Centrului de Cercetare pentru Analiza și Optimizarea Regimurilor SEE*, concretizate prin soluționarea unor contracte de cercetare științifică, realizarea unor teze de doctorat și elaborarea și publicarea unui număr mare de lucrări științifice în acest domeniu în perioada 2007-2014.

În acest context, [Pop2009] abordează planificarea extinderii RET din cadrul SEE complexe ca o problemă de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni, soluționată cu metodele clasice de optimizare specifice modelării matematice. Se propune un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor fezabile, având un caracter static sau semidynamic retrospectiv (fără a face uz de tehnicile de programare dinamică). Funcția obiectiv este de tip multicriterial, înglobând cheltuielile legate de funcționarea

sistemului, cheltuielile de investiție privind extinderea RET, elemente de siguranță în funcționare și de capacitatea totală de transfer disponibilă.

O a doua teză de doctorat [Jigoria2009] își focalizează atenția asupra impactului resurselor regenerabile de energie – parcurile eoliene de mare putere (zona Dobrogea, sudul Moldovei, sudul și vestul Banatului în cazul României). Tehnicile de optimizare utilizate sunt tot cele bazate pe modelarea matematică, abordarea fiind tot "statică" (se oferă soluția doar pentru finele unei perioade de studiu).

[Cristian2013] și [Solo2013] realizează tot o analiză "statică", dar metodele de optimizare utilizate sunt din domeniul inteligenței artificiale, al calculului evolutiv: un algoritm de tip PSO, respectiv un algoritm genetic. Aplicațiile vizează două zone consistente din cadrul SEN.

A cincia teză [Teslovan2014] continuă preocupările privind utilizarea tehnicilor de inteligență artificială, cu observația că aplicațiile concrete se referă la planificarea extinderii rețelelor de distribuție a energiei electrice, tot printr-o abordare practică "statică". Analizele se extind și asupra integrării surselor regenerabile de energie și a reconfigurării (fiind vorba de rețele de distribuție).

Noutatea adusă de teza de față se referă în principal la abordarea "dinamică" a planificării extinderii rețelelor de transport al energiei electrice din cadrul SEE complexe, încadrând analiza în domeniul problemelor de programare dinamică, așa cum au fost ele prezentate în capitolul 5.

Așa cum s-a precizat în capitolul 5, programarea dinamică (PD) reprezintă o metodologie de selectare a soluției optime în prezența unor condiții restrictive (relații de restricție), urmând un proces de decizii în trepte. Cu alte cuvinte, la o analiză în sens direct (prospectivă), se determină succesiv "deciziile" (soluțiile) de extindere la finele unor perioade de câțiva ani (de exemplu 5 ani), în spiritul principiului optimului formulat de R. Bellman (*o strategie optimă are proprietatea că, oricare ar fi "starea" inițială a "sistemului" și "decizia" inițială, "deciziile" rămase trebuie să constituie o strategie optimă în raport cu "starea" care rezultă din prima "decizie"*). Soluția obținută la sfârșitul ultimei perioade constituie opțiunea finală de extindere a RET. Revenind în sens invers, se regăsesc soluțiile de extindere parțiale pentru etapele intermediare.

Pentru a concretiza lucrurile, în scopul unei prezentări mai facile, abordarea dinamică a planificării extinderii optime se exemplifică pentru următoarele momente concrete de timp (utilizate în cadrul capitolului 8, referitor la toate studiile de caz realizate):

- anul 2014 – momentul inițial;
- anul 2019;
- anul 2024;
- anul 2029;
- anul 2034 – momentul final.

Considerarea unui "pas" de 5 ani pentru evoluția dinamică a procesului de optimizare este justificată de două elemente: durata totală avută în vedere (20 de ani), respectiv caracterul și durata investițiilor legate de realizarea efectivă a obiectivelor din domeniul sectorului energetic, la modul general, și a liniilor electrice de înaltă tensiune și stațiilor electrice, în particular.

Problema de optimizare dinamică referitoare la planificarea extinderii RET este abordată în ambele maniere posibile (prezentate în capitolul 5):

- analiză prospectivă (parcurgere în sens direct);
- analiză retrospectivă (parcurgere în sens invers).

Înainte de demararea efectivă a studiului de planificare a extinderii optime a RET trebuie să se rezolve două probleme:

- prognoza consumului de putere pentru perioada analizată, însoțită de corelarea capacităților de producere;
- definirea domeniului maxim al soluțiilor admisibile, cu alte cuvinte lista maximală a elementelor de rețea care pot să figureze în soluția optimă finală corespunzătoare sfârșitului perioadei de analiză (anul 2034 în cazul nostru).

Analiza prospectivă presupune că se pleacă de la situația inițială corespunzătoare anului 2014, determinându-se succesiv, pas cu pas (parcurs în sens direct), soluțiile de extindere pentru fazele următoare: anii 2019, 2024, 2029, 2034. Rezultatul (rezultatele) obținute pentru anul 2034 reprezintă de fapt soluția finală (soluțiile finale) pentru sfârșitul perioadei analizate de 20 de ani.

La fiecare etapă a analizei dinamice prospective domeniul admisibil al soluțiilor s-a considerat a fi cel definit de situația de extindere maximală, din care s-au eliminat elementele de rețea deja introduse. Față de această manieră de lucru adoptată în cadrul tezei de doctorat, se mai pot adăuga o serie de condiții suplimentare (o anumită LEA poate fi construită numai după un anumit an, o anumită LEA trebuie neapărat realizată până la o dată limită înainte de anul final, o anumită LEA trebuie obligatoriu pusă în funcțiune la un anumit moment al intervalului de analiză etc.). Aceste restricții suplimentare se pot introduce simplu în modelul adoptat în lucrare, fără a modifica metoda propusă de soluționare.

Pentru fiecare etapă (moment de timp intermediar) în parte, se realizează o soluționare "statică" a planificării extinderii, problema de optimizare neliniară aferentă fiind rezolvată cu metodele de optimizare "clasice" (modelare matematică). Determinarea soluției se realizează printr-un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor fezabile, abordare sigur preferabilă față de o tehnică de explorare exhaustivă,

Analiza retrospectivă presupune că se pleacă de la situația de extindere maximală corespunzătoare anului 2034, determinându-se succesiv, pas cu pas (parcurs în sens invers), soluțiile de extindere pentru toate fazele: anii 2034, 2029, 2024, 2019. Rezultatul (rezultatele) obținute pentru anul 2034 reprezintă de fapt soluția finală (soluțiile finale) pentru finele perioadei analizate de 20 de ani.

La fiecare etapă a analizei dinamice retrospective domeniul admisibil al soluțiilor se definește pe baza rezultatului (rezultatelor) de la pasul anterior, cu observația că rămân valabile în totalitate, în condiții similare, comentariile referitoare la această problemă, expuse la abordarea prospectivă.

La fel ca la abordarea prospectivă, pentru fiecare etapă (moment de timp intermediar) în parte, se realizează o soluționare "statică" a planificării extinderii, problema de optimizare neliniară aferentă fiind rezolvată cu metodele de optimizare "clasice" (modelare matematică). Determinarea soluției se realizează printr-un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor fezabile, abordare sigur preferabilă față de o tehnică de explorare exhaustivă.

Utilizarea ambelor sensuri de parcurs (prospectivă și retrospectivă) oferă posibilitatea comparării soluțiilor intermediare obținute (cele aferente anilor 2019, 2024, 2029) și, mai ales, a soluției finale, aferente anului 2034.

Așa cum s-a menționat anterior, 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 (6.1.65));
- 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 (6.1.65) precum și a pierderilor de putere pe ansamblul SEE.

Al doilea criteriu necesită cunoașterea costului echivalat anual al investițiilor legate de realizarea noilor linii de transport al energiei electrice (pentru fiecare linie în parte sau valori unitare – cost / km – pe tipodimensiuni de LEA).

Al treilea criteriu prevede calculul unui factor de risc procentual, în maniera prezentată în [Ma2008], [Fan2008], [Sfari2008], pentru toate contingențele de tip $N-1$:

$$r^{\%} = \frac{\sum_{k=1}^{n_{\ell}} q^k \cdot r^k}{\sum_{k=1}^{n_{\ell}} q^k} = \frac{\sum_{k=1}^{n_{\ell}} q^k \cdot p_r^k \left\{ |S_{ij}^k| > S_{ij}^{\max}, ij \in R \right\}}{\sum_{k=1}^{n_{\ell}} q^k} \cdot 100 \quad (6.1.96)$$

unde q_i – probabilitatea de deconectare a elementului de rețea (liniei) i , n_{ℓ} – numărul linii electrice care intră în discuție la contingențe, 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

$$0 \leq \sum_{k=1}^{n_{\ell}} q^k \cdot p_r^k \left\{ |S_{ij}^k| > S_{ij}^{\max}, ij \in R \right\} \leq \sum_{k=1}^{n_{\ell}} q^k \quad (6.1.97)$$

rezultând că

$$0 \leq r^{\%} \leq 100 \quad (6.1.98)$$

Pentru obținerea lui r^k se utilizează modelarea probabilistă 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]:

$$TATC = \sum_{\substack{ij \in L \\ |S_{ij}| < S_{ij}^{\max}}} (S_{ij}^{\max} - |S_{ij}|) \quad (6.1.99)$$

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 .

6.2. Versiunea pentru algoritmi evolutivi

6.2.1. Considerații preliminare

În cadrul acestui subcapitol problema discutată se soluționează folosind tehnici de inteligență artificială, în speță algoritmi PSO și GA, prezentați în capitolul 4. Pe baza experienței anterioare [Cristian2013], [Solo2013], aplicarea tehnicilor de calcul evolutiv vizează metoda propriu-zisă de extindere, abordată tot ca o problemă de programare dinamică, și optimizarea regimului de funcționare. Calculul circulației de puteri se realizează în manieră "clasică", prezentată în subcapitolul anterior [Kilyeni2010].

În cele ce urmează se prezintă metoda de soluționare adoptată pentru optimizarea regimului permanent normal (versiuni îmbunătățite față de cele anterioare [Cristian2013], [Solo2013]), respectiv pentru planificarea dinamică a extinderii RET din cadrul SEE complexe.

6.2.2. Optimizarea regimului permanent normal

6.2.2.1. Varianta bazată pe algoritmul PSO

Metoda propusă pentru soluționarea optimizării regimului permanent normal (OPF) prin metoda PSO are la bază elementele teoretice prezentate în subcapitolul 4.3, respectiv modelul matematic al OPF, prezentat în paragraful 6.1.2.

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

$$\begin{aligned}
 f(\mathbf{x}) = FOB = \Phi(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) = & \sum_{i \in G} (a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^*) + \\
 & + \sum_{i \in N \setminus e} \lambda_{pi} \cdot (P_i - P_{gi} - P_{ci}) + \sum_{i \in C} \lambda_{qi} \cdot (Q_i - Q_{ci}) + \\
 & + r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*)^2 + r_q \cdot \sum_{i \in G} p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*)^2 + r_u \cdot \sum_{i \in C} p_{ui} \cdot (U_i - U_i^*)^2 + \\
 & + r_p \cdot \sum_{ij \in R} p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*)^2 + r_s \cdot \sum_{ij \in R} p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*)^2
 \end{aligned} \quad (6.2.1)$$

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 variabilelor de optimizare (relația (6.2.3)), $U_i, i \in G, P_{gi}, i \in G \setminus e, K_{ij}, ij \in TR, \Omega_{ij}, ij \in TLT$ (TR – submulțimea transformatoarelor și autotransformatoarelor reglante, în număr de tr – cele care sunt prevăzute cu reglaj de tensiune sub sarcină; TLT – submulțimea autotransformatoarelor prevăzute cu reglaj longo-transversal, numărul lor fiind tlt).

În consecință, particula este formată practic din $d = 2g - 1 + tr + tlt$ componente: $U_i, i \in G, P_{gi}, i \in G \setminus e, K_{ij}, ij \in TR, \Omega_{ij}, ij \in TLT$ [Yumbra2008], [Abido2002], [Esmine2005]. n_p este numărul total de particule din cadrul roiului:

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.2)$$

$$\begin{aligned}
 \mathbf{x}_i = \{ & \{U_{i,1}, U_{i,2}, \dots, U_{i,g}\}, \{P_{gi,1}, P_{gi,2}, \dots, P_{gi,g-1}\}, \\
 & \{K_{i,1}, K_{i,2}, \dots, K_{i,tr}\}, \{\Omega_{i,1}, \Omega_{i,2}, \dots, \Omega_{i,tlt}\} \}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p
 \end{aligned} \quad (6.2.3)$$

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) [Michael2010], [Bergh2001], [Chan2007].

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

$$\begin{aligned} U_{i,j} &\in [0.90; 1.1], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, g \\ P_{g,i,j} &\in [P_{g,i,j}^{\min}; P_{g,i,j}^{\max}], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, g-1 \\ K_{i,j} &\in [K_{i,j}^{\min}; K_{i,j}^{\max}], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, tr \\ \Omega_{i,j} &\in [\Omega_{i,j}^{\min}; \Omega_{i,j}^{\max}], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, tlt \end{aligned} \quad (6.2.4)$$

Evaluarea particulelor se va face pe baza FOB definită în relația 6.2.1. 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:

$$\mathbf{x}_i^0 = \{ \{U_{i,1}^0, U_{i,2}^0, \dots, U_{i,g}^0\}, \{P_{g,i,1}^0, P_{g,i,2}^0, \dots, P_{g,i,g-1}^0\}, \{K_{i,1}^0, K_{i,2}^0, \dots, K_{i,tr}^0\}, \{\Omega_{i,1}^0, \Omega_{i,2}^0, \dots, \Omega_{i,tlt}^0\} \}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.5)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{v}_i^0 &= \{ \{vu_{i,1}^0, vu_{i,2}^0, \dots, vu_{i,g}^0\}, \{vp_{i,1}^0, vp_{i,2}^0, \dots, vp_{i,g-1}^0\}, \\ &\{vk_{i,1}^0, vk_{i,2}^0, \dots, vk_{i,tr}^0\}, \{v\Omega_{i,1}^0, v\Omega_{i,2}^0, \dots, v\Omega_{i,tlt}^0\} \} = \\ &\{ \{0, 0, \dots, 0\}, \{0, 0, \dots, 0\}, \{0, 0, \dots, 0\}, \{0, 0, \dots, 0\} \}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \end{aligned} \quad (6.2.6)$$

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 (6.2.1)) 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):

$$FOB(\mathbf{pbest}_i^0) = FOB(\mathbf{x}_i^0), \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.7)$$

$$\mathbf{pbest}_i^0 = \{x_{i,1}^0, x_{i,2}^0, \dots, x_{i,d}^0\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.8)$$

$$FOB(\mathbf{gbest}^0) = \text{Min} \{ FOB(\mathbf{pbest}_1^0), FOB(\mathbf{pbest}_2^0), \dots, FOB(\mathbf{pbest}_{n_p}^0) \} \quad (6.2.9)$$

$$\mathbf{gBest}^0 = \{gbest_1^0, gbest_2^0, \dots, gbest_d^0\} \quad (6.2.10)$$

- 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 (4.3.19), (4.3.20), (4.3.21) – alte variante ale algoritmului):

$$v_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (gBest_j^t - x_{i,j}^t), \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (6.2.11)$$

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 4.3.2;
- 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):

$$x_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + x_{i,j}^{t+1}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (6.2.12)$$

- 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 4.3.3 – 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)):

$$FOB(\mathbf{pbest}_i^{t+1}) = \text{Min} \{FOB(\mathbf{x}_i^t), FOB(\mathbf{x}_i^t), \dots, FOB(\mathbf{x}_i^t)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.13)$$

$$\mathbf{pbest}_i^{t+1} = \{pbest_{i,1}^{t+1}, pbest_{i,2}^{t+1}, \dots, pbest_{i,d}^{t+1}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.14)$$

$$FOB(\mathbf{gbest}^{t+1}) = \text{Min} \{FOB(\mathbf{pbest}_1^{t+1}), FOB(\mathbf{pbest}_2^{t+1}), \dots, FOB(\mathbf{pbest}_{n_p}^{t+1})\} \quad (6.2.15)$$

$$\mathbf{gBest}^{t+1} = \{gbest_1^{t+1}, gbest_2^{t+1}, \dots, gbest_d^{t+1}\} \quad (6.2.16)$$

- 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 numărul 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. 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).

6.2.2.2. Varianta bazată pe algoritmul GA

Așa cum s-a precizat în subcapitolul anterior, modelul matematic al optimizării regimului permanent normal pentru SEE complexe poate fi văzut ca o problemă de optimizare neliniară cu restricții, de mari dimensiuni. El a fost prezentat în detaliu în paragraful 6.1.2.

Metoda de soluționare a optimizării circulației de puteri prin algoritmi genetici a fost realizată în baza elementelor teoretice prezentate în subcapitolul 4.4 – algoritmul genetic cu valori reale.

Funcția $f(\mathbf{x})$ care trebuie minimizată (funcția obiectiv a problemei de optimizare) este cea în relația 6.2.1.

Populația $\mathbf{P} = \{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_{nc}\}$ reprezintă o mulțime de soluții posibile. Fiecare cromozom din populație este de fapt vectorul variabilelor de optimizare, $U_i, i \in G$, $P_{gi}, i \in G \setminus e$, $K_{ij}, ij \in TR$, $\Omega_j, ij \in TLT$ (TR – submulțimea transformatoarelor și autotransformatoarelor reglante, în număr de tr – cele care sunt prevăzute cu reglaj de tensiune sub sarcină; TLT – submulțimea autotransformatoarelor prevăzute cu reglaj longo-transversal, numărul lor fiind t/t).

Cromozomul va avea lungimea $d = 2g - 1 + tr + tlt$ și poate fi scris în forma:

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.2.17)$$

$$\mathbf{x}_i = \{\{U_{i,1}, U_{i,2}, \dots, U_{i,g}\}, \{P_{gi,1}, P_{gi,2}, \dots, P_{gi,g-1}\}, \{K_{i,1}, K_{i,2}, \dots, K_{i,tr}\}, \{\Omega_{i,1}, \Omega_{i,2}, \dots, \Omega_{i,tlt}\}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.2.18)$$

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

$$\begin{aligned} U_{i,j} &\in [0.90; 1.1], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, g \\ P_{gi,j} &\in [P_{gi,j}^{\min}; P_{gi,j}^{\max}], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, g - 1 \\ K_{i,j} &\in [K_{i,j}^{\min}; K_{i,j}^{\max}], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, tr \\ \Omega_{i,j} &\in [\Omega_{i,j}^{\min}; \Omega_{i,j}^{\max}], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, tlt \end{aligned} \quad (6.2.19)$$

În faza de evaluare, fiecărui cromozom îi va fi atribuită o valoare în baza funcției obiectiv dată în relația 6.2.1. Calculul se consideră terminat dacă pentru un număr de iterații stabilit dinainte, soluția nu mai poate fi îmbunătățită.

În aceste condiții, pașii algoritmului sunt următorii:

a) se inițializează în mod aleator, în domeniul de definiție, cei n_c cromozomi care compun populația:

$$\mathbf{x}_i^0 = \{\{U_{i,1}^0, U_{i,2}^0, \dots, U_{i,g}^0\}, \{P_{gi,1}^0, P_{gi,2}^0, \dots, P_{gi,g-1}^0\}, \{K_{i,1}^0, K_{i,2}^0, \dots, K_{i,tr}^0\}, \{\Omega_{i,1}^0, \Omega_{i,2}^0, \dots, \Omega_{i,tlt}^0\}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.2.20)$$

b) se calculează, pe cale clasică (algoritmul Newton decuplat ultrarapid) circulația de puteri corespunzătoare valorilor curente ale variabilelor de optimizare, pentru fiecare dintre cei n_c cromozomi (cu puterile reactive generate lăsate libere);

c) se evaluează populația inițială pe baza valorii FOB (relațiile (6.2.27)); algoritmul este neapărat elitist, astfel cel mai bun individ este salvat în \mathbf{x}_{elit}^0 :

$$f(\mathbf{x}_{elit}^0) = \min\{FOB(\mathbf{x}_i^0)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.2.21)$$

d) la un pas oarecare t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se aplică unul dintre procedeele de selecție prezentate în subcapitolul 4.4; în urma selecției va rezulta o populație $\mathbf{x}_{sel,i}$, $i = 1, 2, \dots, n_c$, a cărei membri vor avea șanse la recombinare;

e) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se formează $n_{pr} = \chi \cdot n_c / 2$ perechi de cromozomi care vor fi supuși recombinării și $n_{pc} = n_c / 2 - n_{pr}$ perechi ce vor fi copiate nealterate;

f) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se formează câte doi urmași din cele n_{pr} perechi prin una din cele trei variante de recombinare descrise de relațiile 4.3.17-4.4.23;

g) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se calculează numărul de gene din populația formată la pasul anterior, ce vor suferi mutație: $n_{gm} = \mu \cdot d \cdot n_c$; genele sunt modificate conform uneia dintre relațiile 4.4.24-4.4.25;

h) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, primul cromozom din populația rezultată la pasul anterior este înlocuit cu cel mai bun din vechea populație:

$$\mathbf{x}_1^{t+1} = \mathbf{x}_{elit}^t \quad (6.2.22)$$

i) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se calculează prin metode clasice pentru toată populația, circulația de puteri corespunzătoare valorilor curente ale variabilelor de optimizare, se evaluează populația curentă pe baza valorii FOB (relația 6.2.1) și se determină noua valoare \mathbf{x}_{elit} :

$$f(\mathbf{x}_{elit}^{t+1}) = \min\{FOB(\mathbf{x}_i^{t+1})\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.2.23)$$

j) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se verifică condiția de terminare a calculelor: imposibilitatea ameliorării valorii $FOB(\mathbf{x}_{elit})$. Dacă această condiție este satisfăcută calculul iterativ se consideră terminat, regimul definit de ultimul \mathbf{x}_{elit} constituind regimul optim; în caz contrar, se mărește cu 1 numărul 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 4.4.2, 4.4.3. De asemenea, s-au utilizat considerentele practice prezentate la finele subcapitolului 5.2 (evident, cele care sunt aplicabile și pentru un algoritm de tip GA).

6.2.3. Planificarea extinderii dinamice a RET

6.2.3.1. Varianta bazată pe algoritmul PSO

Așa cum s-a precizat în capitolul 5, programarea dinamică (PD) reprezintă o metodologie de selectare a soluției optime în prezența unor condiții restrictive (relații de restricție), urmând un proces de decizii în trepte. Cu alte cuvinte, la o analiză în sens direct (prospectivă), se determină succesiv "deciziile" (soluțiile) de extindere la finele unor perioade de câțiva ani (de exemplu 5 ani), în spiritul principiului optimului formulat de R. Bellman (*o strategie optimă are proprietatea că, oricare ar fi "starea" inițială a "sistemului" și "decizia" inițială, "deciziile" rămase trebuie să constituie o strategie optimă în raport cu "starea" care rezultă din prima "decizie"*). Soluția obținută la sfârșitul ultimei perioade constituie opțiunea finală de extindere a RET. Revenind în sens invers, se regăsesc soluțiile de extindere parțiale pentru etapele intermediare.

Pentru a concretiza lucrurile, în scopul unei prezentări mai facile, abordarea dinamică a planificării extinderii optime se exemplifică pentru următoarele momente concrete de timp (utilizate în cadrul capitolului 8, referitor la toate studiile de caz realizate): anul 2014 – momentul inițial; anul 2019; anul 2024; anul 2029; anul 2034 – momentul final.

Considerarea unui "pas" de 5 ani pentru evoluția dinamică a procesului de optimizare este justificată de două elemente: durata totală avută în vedere (20 de ani), respectiv caracterul și durata investițiilor legate de realizarea efectivă a obiectivelor din domeniul sectorului energetic, la modul general, și a liniilor electrice de înaltă tensiune și stațiilor electrice, în particular.

Problema de optimizare dinamică referitoare la planificarea extinderii RET este abordată în ambele maniere posibile (prezentate în capitolul 5):

- analiză prospectivă (parcurs în sens direct);
- analiză retrospectivă (parcurs în sens invers).

Înainte de demararea efectivă a studiului de planificare a extinderii optime a RET trebuie să se rezolve două probleme:

- prognoza consumului de putere pentru perioada analizată, însoțită de corelarea capacităților de producere;
- definirea domeniului maxim al soluțiilor admisibile, cu alte cuvinte lista maximală a elementelor de rețea care pot să figureze în soluția optimă finală corespunzătoare sfârșitului perioadei de analiză (anul 2034 în cazul nostru).

Analiza prospectivă presupune că se pleacă de la situația inițială corespunzătoare anului 2014, determinându-se succesiv, pas cu pas (parcurs în sens direct), soluțiile de extindere pentru fazele următoare: anii 2019, 2024, 2029, 2034. Rezultatul (rezultatele) obținute pentru anul 2034 reprezintă de fapt soluția finală (soluțiile finale) pentru sfârșitul perioadei analizate de 20 de ani.

La fiecare etapă a analizei dinamice prospective domeniul admisibil al soluțiilor s-a considerat a fi cel definit de situația de extindere maximală, din care s-au eliminat elementele de rețea deja introduse. Față de această manieră de lucru adoptată în cadrul tezei de doctorat, se mai pot adăuga o serie de condiții suplimentare (o anumită LEA poate fi construită numai după un anumit an, o anumită LEA trebuie neapărat realizată până la o dată limită înainte de anul final, o anumită LEA trebuie obligatoriu pusă în funcțiune la un anumit moment al intervalului de analiză etc.). Aceste restricții suplimentare se pot introduce simplu în modelul adoptat în lucrare, fără a modifica metoda propusă de soluționare.

Pentru fiecare etapă (moment de timp intermediar) în parte, se realizează o soluționare "statică" a planificării extinderii, problema de optimizare neliniară aferentă fiind rezolvată cu metodele bazate pe utilizarea tehnicilor de calcul evolutiv: PSO și GA.

Analiza retrospectivă presupune că se pleacă de la situația de extindere maximală corespunzătoare anului 2034, determinându-se succesiv, pas cu pas (parcurs în sens invers), soluțiile de extindere pentru toate fazele: anii 2034, 2029, 2024, 2019. Rezultatul (rezultatele) obținute pentru anul 2034 reprezintă de fapt soluția finală (soluțiile finale) pentru finele perioadei analizate de 20 de ani.

La fiecare etapă a analizei dinamice retrospective domeniul admisibil al soluțiilor se definește pe baza rezultatului (rezultatelor) de la pasul anterior, cu observația că rămân valabile în totalitate, în condiții similare, comentariile referitoare la această problemă, expuse la abordarea prospectivă.

La fel ca la abordarea prospectivă, pentru fiecare etapă (moment de timp intermediar) în parte, se realizează o soluționare "statică" a planificării extinderii, problema de optimizare neliniară aferentă fiind rezolvată cu metodele bazate pe utilizarea tehnicilor de calcul evolutiv: PSO și GA.

Utilizarea ambelor sensuri de parcurs (prospectivă și retrospectivă) oferă posibilitatea comparării soluțiilor intermediare obținute (cele aferente anilor 2019, 2024, 2029) și, mai ales, a soluției finale, aferente anului 2034.

Așa cum s-a menționat anterior, 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 (6.1.65));
- 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).

Cuantificarea acestor criterii se face în maniera prezentată în paragraful 6.1.3, relațiile (6.1.96 - 6.1.99).

Derularea efectivă a calculelor pentru un anumit pas al DTNEP se realizează în maniera prezentată în subcapitolul 4.3, referitor la algoritmul de optimizare de tip PSO.

Funcția $f(\mathbf{x})$ care trebuie minimizată (funcția obiectiv a problemei de optimizare) rezultă prin însumarea celor patru 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 [Rocha2011], [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 în cauză 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:

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.24)$$

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) [Michael2010], [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:

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

$$\mathbf{x}_i^0 = \{x_{i,1}^0, x_{i,2}^0, \dots, x_{i,d}^0\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.25)$$

$$\mathbf{v}_i^0 = \{v_{i,1}^0, v_{i,2}^0, \dots, v_{i,d}^0\} = \{0, 0, \dots, 0\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.26)$$

b) 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):

$$FOB(\mathbf{pbest}_i^0) = FOB(\mathbf{x}_i^0), \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.27)$$

$$\mathbf{pbest}_i^0 = \{x_{i,1}^0, x_{i,2}^0, \dots, x_{i,d}^0\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.28)$$

$$FOB(\mathbf{gbest}^0) = \text{Min} \{FOB(\mathbf{pbest}_1^0), FOB(\mathbf{pbest}_2^0), \dots, FOB(\mathbf{pbest}_{n_p}^0)\} \quad (6.2.29)$$

$$\mathbf{gBest}^0 = \{gbest_1^0, gbest_2^0, \dots, gbest_d^0\} \quad (6.2.30)$$

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 (4.3.19), (4.3.20), (4.3.21) – alte variante ale algoritmului):

$$v_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (gBest_j^t - x_{i,j}^t), \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (6.2.31)$$

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 subcapitolul 4.3;
- 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):

$$x_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + x_{i,j}^{t+1}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (6.2.32)$$

- 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)):

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

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

$$FOB(\mathbf{gbest}^{t+1}) = \text{Min}\{FOB(\mathbf{pbest}_1^{t+1}), FOB(\mathbf{pbest}_2^{t+1}), \dots, FOB(\mathbf{pbest}_{n_p}^{t+1})\} \quad (6.2.35)$$

$$\mathbf{gbest}^{t+1} = \{gbest_1^{t+1}, gbest_2^{t+1}, \dots, gbest_d^{t+1}\} \quad (6.2.36)$$

- 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 mărește cu 1 numărul 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 subcapitolul 4.3.

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 PSO au confirmat viabilitatea algoritmului simplificat: au rezultat aceleași soluții optime, dar cu timp de calcul considerabil redus.

6.2.3.2. Varianta bazată pe algoritmul GA

În acest paragraf se prezintă doar derularea efectivă a calculelor pentru un anumit pas al DTNEP, care se realizează în maniera prezentată în subcapitolul 4.4, referitor la algoritmul de optimizare de tip GA codificat binar.

Elementele precizate în paragraful anterior referitor la ansamblul DTNEP sunt valabile în totalitate și pentru GA.

Funcția $f(\mathbf{x})$ care trebuie minimizată (funcția obiectiv a problemei de optimizare) rezultă prin însumarea celor trei componente menționate în paragraful anterior, scalate corespunzător.

Populația $\mathbf{P} = \{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_{n_c}\}$ reprezintă o mulțime de soluții posibile. Fiecare cromozom din populație este format din starea (conectat/deconectat) elementelor de rețea propuse drept candidați la extindere. Deoarece stările pot fi reprezentate prin caractere din alfabetul binar („0” și „1”), se justifică folosirea versiunii binare a algoritmului genetic.

Cromozomul va avea lungimea d și poate fi scris în următoarea formă:

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.2.37)$$

În faza de evaluare, fiecărui cromozom îi va fi atribuită o valoare în baza funcției obiectiv descrisă în paragraful anterior. Calculul se consideră terminat dacă pentru un număr de iterații stabilit dinainte, soluția nu mai poate fi îmbunătățită.

În aceste condiții, pașii algoritmului sunt următorii:

a) se inițializează în mod aleator, cu valori 0 și 1, cei n_c cromozomi care compun populația:

$$\mathbf{x}_i^0 = \{x_{i,1}^0, x_{i,2}^0, \dots, x_{i,d}^0\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (6.2.38)$$

b) se determină, folosind AG prezentat în paragraful 6.2.2, regimul optim de funcționare pentru configurația reprezentată de fiecare cromozom;

c) se evaluează populația inițială pe baza valorii FOB ; algoritmul este neapărat elitist, astfel cel mai bun individ este salvat în \mathbf{x}_{elit}^0 :

$$f(\mathbf{x}_{elit}^0) = \min\{FOB(\mathbf{x}_i^0)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.2.39)$$

d) la un pas oarecare t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se aplică unul dintre procedeele de selecție prezentate în subcapitolul 4.4 (cu toate că sunt metode prezentate la AG cu valori reale pot fi folosite cu succes și în cazul AG binari, deoarece sunt independente de tipul codificării variabilelor); în urma selecției va rezulta o populație $\mathbf{x}_{sel,i}$, $i = 1, 2, \dots, n_c$, a cărei membrii vor avea șanse la recombinare;

e) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se formează $n_{pr} = \chi \cdot n_c / 2$ perechi de cromozomi care vor fi supuși încrucișării și $n_{pc} = n_c / 2 - n_{pr}$ perechi ce vor fi copiate nealterate;

f) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se formează câte doi urmași din cele n_{pr} perechi prin încrucișare într-unul sau mai multe puncte conform relațiilor 4.4.4, 4.4.5 și 4.4.6;

g) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se calculează numărul de gene din populația formată la pasul anterior, ce vor suferi mutație: $n_{gm} = \mu \cdot d \cdot n_c$; genele sunt modificate conform relației 4.4.24 și 4.4.25;

h) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, primul cromozom din populația rezultată la pasul anterior este înlocuit cu cel mai bun din vechea populație:

$$\mathbf{x}_1^{t+1} = \mathbf{x}_{elit}^t \quad (6.2.40)$$

i) la același pas t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se optimizează circulația de puteri pentru configurațiile reprezentate de fiecare cromozom, se evaluează populația curentă pe baza valorii FOB și se determină noua valoare \mathbf{x}_{elit} :

$$f(\mathbf{x}_{elit}^{t+1}) = \min\{FOB(\mathbf{x}_i^{t+1})\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (6.2.41)$$

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

Punctul i) 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 GA, în maniera precizată în paragraful precedent pentru algoritmul PSO.

6.3. Concluzii

În capitolul 6 are ca obiectiv elaborarea modelului matematic aferent planificării dinamice a extinderii rețelelor de transport al energiei electrice (DTNEP) din cadrul sistemelor electroenergetice complexe.

În prima parte a capitolului s-a prezentat versiunea "clasică", bazată pe modelarea matematică. Având în vedere că toate analizele fac uz de un calcul complet de circulație de puteri, se prezintă modelul matematic al analizei regimului permanent normal și cel al optimizării funcționării momentane a SEE complexe. Apoi s-au introdus elementele specifice legate de planificarea extinderii RET, rezultând un model complet de programare dinamică, ceea ce înseamnă că, pe lângă soluția finală de extindere de la sfârșitul perioadei considerate, rezultă și evoluția procesului de extindere pentru întreaga perioadă (cu alte cuvinte, soluțiile de extindere pentru fiecare an sau pentru etape intermediare de 2, 3, 4 sau 5 ani). Funcția obiectiv ține cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare, înglobând atât costul investițiilor legate de realizarea noilor capacități de transport, cât și cheltuielile de exploatare, precum și câte o componentă legată de siguranța în funcționare, respectiv de capacitatea disponibilă față de limita maximă de încărcare (evident, scalate corespunzător).

Partea a doua a capitolului a soluționat problema discutată folosind tehnici de inteligență artificială, în speță algoritmi PSO și GA, prezentați în capitolul 4. Aplicarea tehnicilor de calcul evolutiv vizează metoda propriu-zisă de extindere, abordată tot ca o problemă de programare dinamică, în maniera menționată mai sus, și optimizarea regimului de funcționare. Calculul circulației de puteri se realizează în manieră "clasică", utilizând un algoritm Newton decuplat ultrarapid.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- realizarea unei sinteze a modelelor matematice corespunzătoare optimizării regimului permanent normal, cu reliefaarea volumului foarte mare de calcule în cazul soluționării complete a problemei de programare neliniară corespunzătoare, utilizând tehnici clasice de optimizare, bazate pe modelarea matematică;
- adaptarea modelului matematic al OPF cerințelor impuse de aplicarea unei tehnici de soluționare bazate pe calculul evolutiv;

- abordarea dinamică a planificării extinderii RET, prin elaborarea unui model complet, bazat pe posibilitățile oferite de programarea dinamică (se menționează numărul redus de lucrări în literatura de specialitate care fac uz de abordarea dinamică a TNEP, aplicațiile pentru SEE reale, de mari dimensiuni, lipsind cu desăvârșire);
- considerarea unei funcții obiectiv care ține cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare referitoare la DTNEP;
- integrarea în acest model a unor tehnici perfecționate de calcul evolutiv (PSO și GA), care soluționează atât problema de extindere în sine, cât și OPF.

7. INSTRUMENTE SOFT

Obiectivul capitolului 7 constă în prezentarea instrumentelor soft realizate în baza celor prezentate în capitolele anterioare. Au fost elaborate două programe de calcul distincte pentru soluționarea tuturor aspectelor legate de planificarea dinamică a extinderii RET din cadrul SEE complexe. Primul utilizează algoritmul PSO, iar al doilea algoritmul GA. Diferența dintre cele două programe constă în tipul algoritmului evolutiv utilizat și în interfața cu utilizatorul (adaptată corespunzător).

Se menționează de la bun început faptul că au fost utilizate și instrumentele soft anterioare realizate pentru abordarea "statică" a planificării extinderii RET. Ele au fost adaptate, îmbunătățite și "reacordate" pe baza experienței acumulate prin utilizarea lor în activitatea desfășurată pe perioada ultimilor doi ani în cadrul *Centrului de Cercetare pentru Analiza și Optimizarea Regimurilor SEE*, condus de Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni [Cristian2013], [Solo2013].

Față de cele precizate în paragraful anterior, partea referitoare la abordarea dinamică a planificării extinderii RET este în întregime originală.

Instrumentele soft elaborate au fost dezvoltate în mediul *Matlab* [Matlab], fiind astfel concepute încât să permită schimbul de informații la nivel de bază de date cu pachetul de programe *PowerWorld* [PowerWorld]. Interfețele realizate permit un schimb de informații bidirecțional legat de topologia sistemului, parametrii elementelor de rețea și mărimile caracteristice ale regimului de funcționare a SEE.

Prima parte a capitolului se referă la instrumentul soft pentru soluționarea dinamică a extinderii optime a RET utilizând algoritmul PSO (*PowerOptPowerPlanPSO*). Sunt descrise principalele componente ale programului de calcul, principiul de funcționare și setările necesare funcționării aplicației.

A doua parte tratează în aceeași manieră instrumentul soft care utilizează algoritmul GA (*PowerOptPowerPlanGA*).

Așa cum rezultă și din numele celor două instrumente soft, ele pot fi utilizate cu succes și pentru optimizarea regimurilor de funcționare a SEE complexe, fără a include și partea de extindere a RET.

7.1. Instrumentul soft *PowerOptPowerPlanPSO*

7.1.1. Considerații preliminare

În acest subcapitol se prezintă instrumentul soft elaborat pentru soluționarea planificării dinamice a extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe utilizând un algoritm de tip PSO. Aplicația are două părți componente distincte, unite prin intermediul unei interfețe grafice prietenoase: prima realizează optimizarea funcționării SEE pentru un anumit regim; a doua soluționează problema propriu-zisă de planificare a extinderii dinamice.

Schema logică de principiu din fig. 7.1.1 prezintă modul de interconectare a celor două componente.

Se menționează faptul că prima componentă, cea care se referă la optimizarea unui anumit regim de funcționare, se poate utiliza și independent.

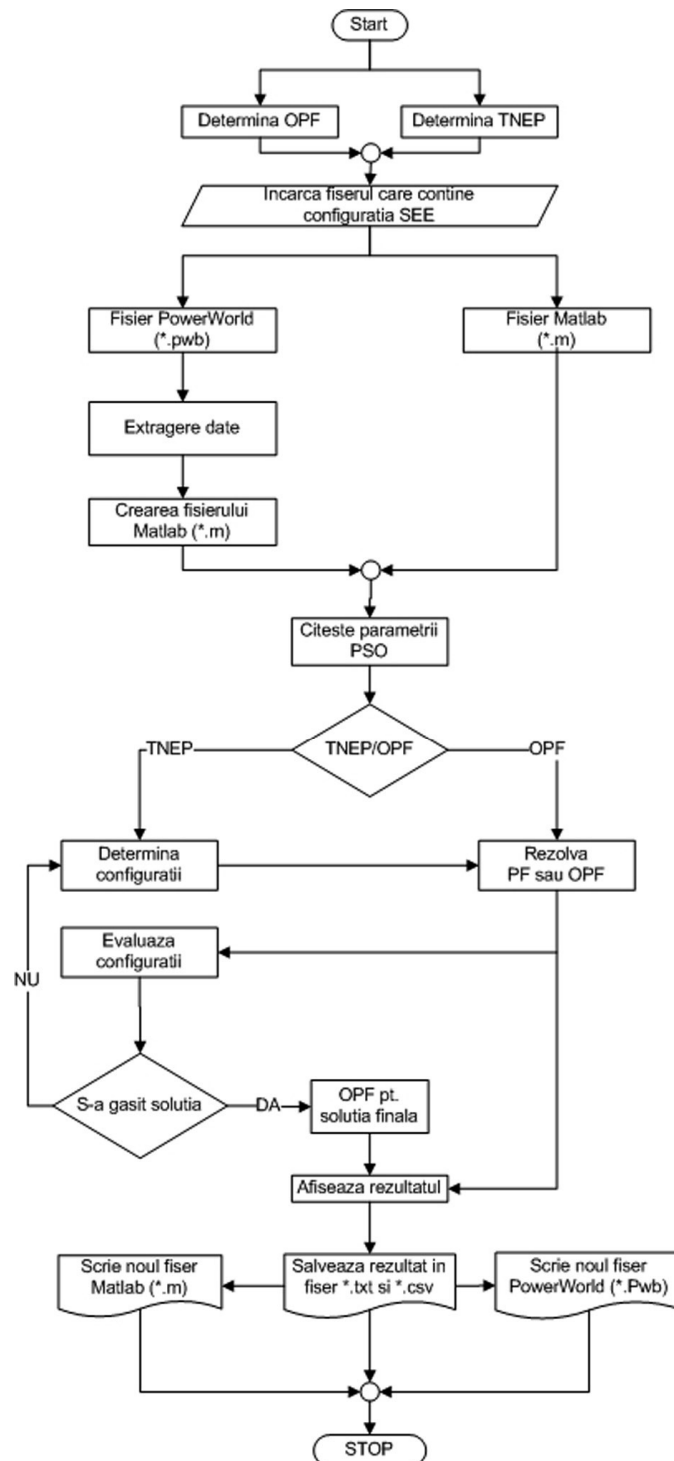


Fig. 7.1.1. Schema logică de principiu a aplicației PowerOptPowerPlanPSO

Navigarea între cele două componente ale programului este posibilă prin intermediul butoanelor *OPF Tab/DTNEP Tab* din fereastra principală a programului *PowerOptPowerPlanPSO* (fig. 7.1.2).

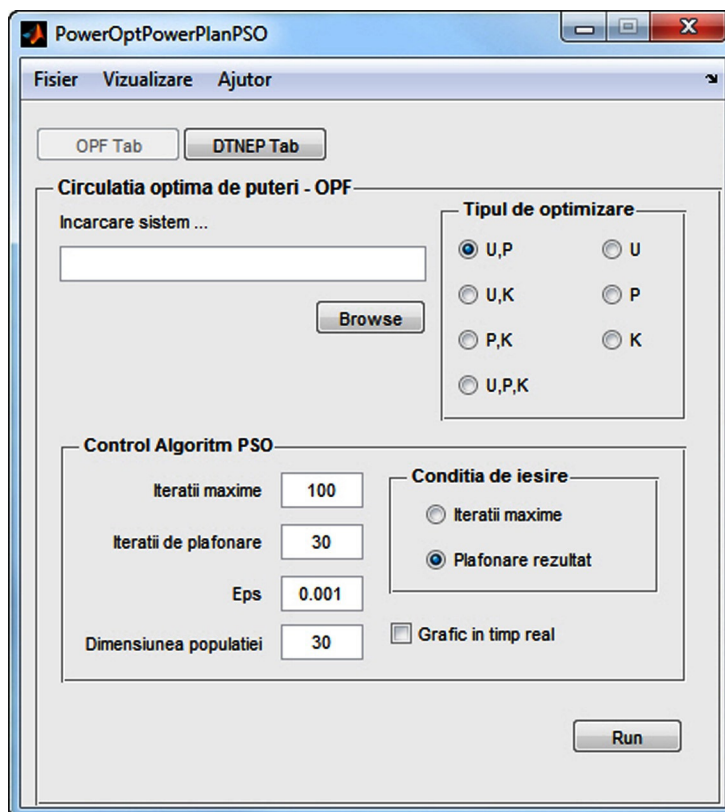


Fig. 7.1.2. Fereastra principală a aplicației software *PowerOptPowerPlanPSO*

Înainte de prima utilizare se recomandă configurarea instrumentului soft. Acest lucru este posibil prin accesarea meniului *Fisier>Configurare* sau folosind combinația de taste *<Ctrl+C>* (fig. 7.1.3).

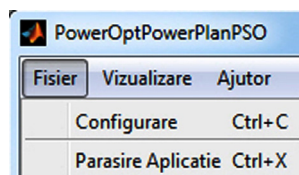


Fig. 7.1.3. Meniul *Fisier* al aplicației *PowerOptPowerPlanPSO*

În urma acestei acțiuni se va deschide fereastra de configurare a aplicației (fig. 7.1.4), cu următoarele opțiuni:

- interfațarea aplicației cu programul *PowerWorld*. Acesta 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 autentificare ale unui utilizator cu drepturi de administrator (serverul care are instalat *PowerWorld*);

- configurarea directorilor în care vor fi salvate rezultatele. Implicit acestea vor putea fi găsite în directorul *My Documents>RezultatePSO* sau, pentru rularea curentă, pot fi accesate din meniul *Vizualizare* al aplicației (fig. 7.1.5).

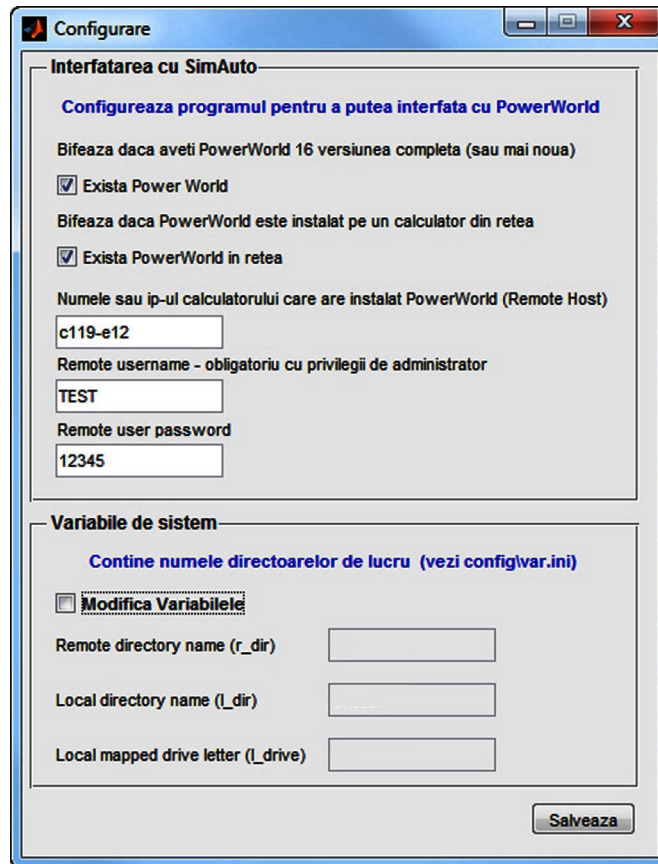


Fig. 7.1.4. Fereastra de configurare a aplicației PowerOptPowerPlanPSO

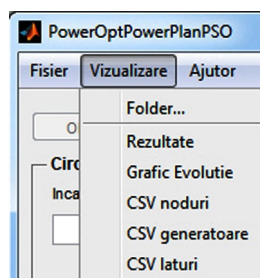


Fig. 7.1.5. Meniul Vizualizare

Pentru utilizatorii mai experimentați există o a treia posibilitate de configurare, care se poate realiza prin editarea fișierelor *path.ini* și *config.ini* din directorul *config* al aplicației. De asemenea, eventualele erori apărute în timpul rulării programului se pot urmări în jurnalul de înregistrări salvat în fișierul *log* din directorul *log* al instrumentului soft.

7.1.2. Determinarea regimului optim de funcționare (OPF)

Pentru determinarea regimului optim de funcționare utilizatorul, în prima fază, trebuie să aleagă componenta OPF a programului făcând click pe butonul *OPF Tab*, apoi urmând să specifice fișierul care conține baza de date corespunzătoare SEE analizat, prin apăsarea butonului *Browse* din fereastra principală (fig. 7.1.6).

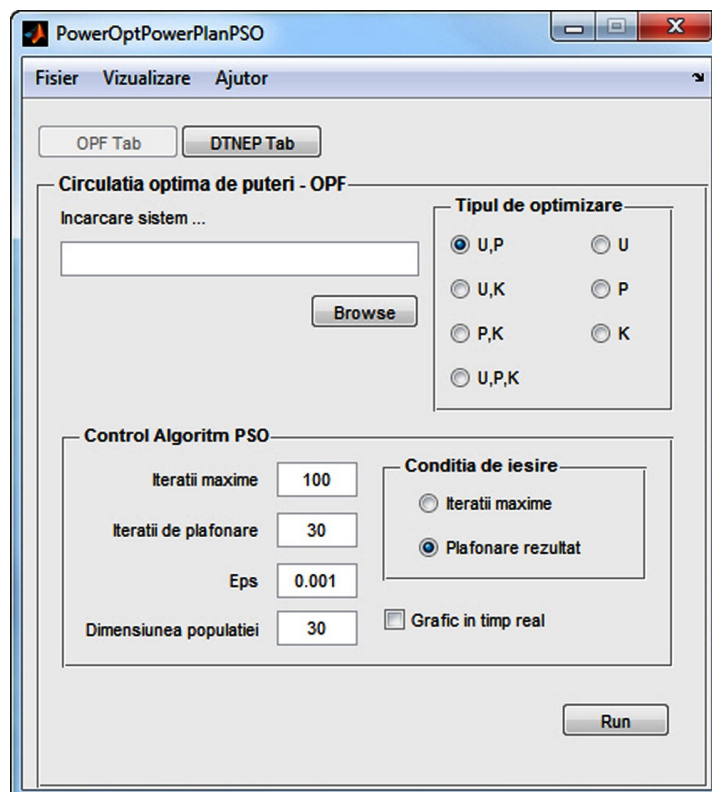


Fig. 7.1.6. Componenta OPF a instrumentului soft PowerOptPowerPlanPSO

Programul permite încărcarea a două tipuri de fișiere:

- fișiere de tip *PowerWorld* cu extensia **.pwb*, a căror încărcare este condiționată de prezența serverului *SimAuto* (componentă a *PowerWorld*) 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 pentru acest tip de algoritm, 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 la secțiunea *Control Algorithm PSO* se configurează algoritmul de tip PSO, după care se apasă pe butonul *Run* pentru determinarea soluției.

Rezultatele obținute la finalizarea calculului pot fi accesate din meniul *Vizualizare*, având următoarele opțiuni (fig. 7.1.5):

- *Folder...* – permite accesarea directorului care conține toate fișierele care au rezultat în urma calculului;
- *Rezultate* – permite deschiderea fișierului text în care au fost salvate rezultatele rulării curente (fig. 7.1.7). 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 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	252.30	0.0000	74.914	19.648	-	-	74.914	19.648
2	PV	249.73	-1.2301	65.102	21.105	-	-	65.102	21.105
3	PV	250.06	-1.0190	73.578	25.509	-	-	73.578	25.509
4	PQ	242.60	-2.6795	-	-	70.000	40.000	-70.000	-40.000
5	PQ	241.93	-3.2739	-	-	70.000	40.000	-70.000	-40.000
6	PQ	243.03	-3.0408	-	-	70.000	40.000	-70.000	-40.000
Total:				213.594	66.261	210.000	120.000		

Laturi									
Nr.crt #	nod_i Nod	nod_j Nod	Pij		Qij		Pierderi		
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
1	1	2	13.9113	-2.7543	-13.7641	-2.1589	0.1472	-4.9132	
2	1	4	33.9324	14.8629	-33.3783	-17.7089	0.5541	-2.8460	
3	1	5	27.0700	7.5394	-26.5440	-13.1403	0.5260	-5.6010	
4	2	3	-1.9580	-4.1498	1.9595	-3.5843	0.0015	-7.7341	
5	2	4	40.2207	15.8301	-39.4793	-16.8519	0.7414	-1.0217	
6	2	5	17.4629	5.2918	-17.1781	-9.4334	0.2847	-4.1416	
7	2	6	23.1407	6.2915	-22.8006	-11.5922	0.3401	-5.3006	
8	3	5	21.8856	3.2061	-21.4023	-8.4120	0.4834	-5.2059	
9	3	6	49.7330	25.8869	-49.2358	-25.9131	0.4972	-0.0261	
10	4	5	2.8576	-5.4393	-2.8436	-4.2338	0.0140	-9.6731	
11	5	6	-2.0319	-4.7805	2.0364	-2.4948	0.0045	-7.2753	
Total:							3.5940	-53.7386	

Generatoare									
Bus	GenId	Ub [p.u.]	Pg [MW]	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Qg [MVar]	Qmin [MVar]	Qmax [MVar]	
1	1	1.1468	74.91	75.00	150.00	19.65	0.00	95.00	
2	1	1.1352	65.10	35.00	70.00	21.10	0.00	45.00	
3	1	1.1367	73.58	50.00	100.00	25.51	0.00	65.00	

Pierderi totale de putere activa [MW] 3.594
 Pierderi totale de putere reactiva [MVar] -53.739
 Valoare FOB 3.594
 Valoare f. aux. PHI 3.609
 Dimenisune populatie 30
 Numar maxim de iteratii impus 100
 Numar iteratii executate 79
 Calculul s-a efectuat in 15.8 secs
 Eroare impusa 1.000000e-03

Fig. 7.1.7. Structura fișierului *Rezultat.txt*

- *Grafic Evoluție* – 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);

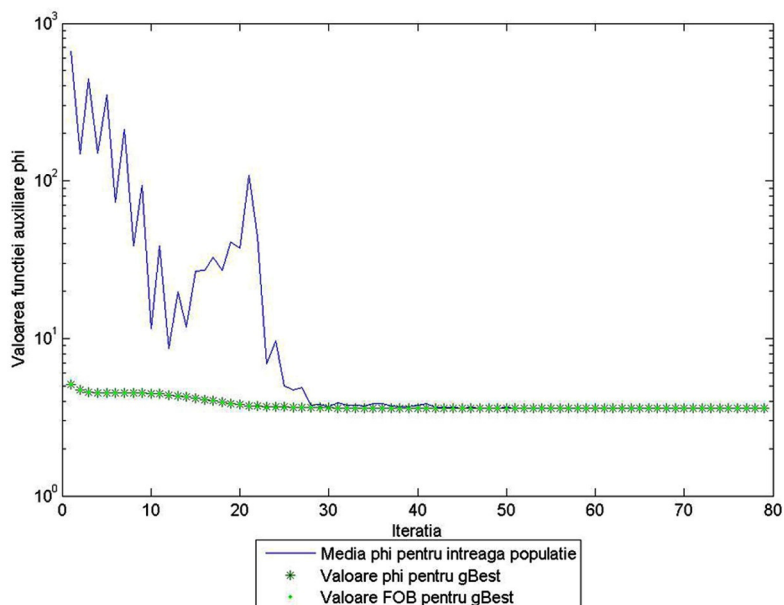


Fig. 7.1.8. Grafic de evoluție a algoritmului PSO

- *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, 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 activă și reactivă (Anexa 2, CD).

Pentru fiecare rulare rezultatele sunt salvate în fișierul *Rezultate.txt* – atât cele aferente regimului analizat, cât și informațiile legate de timpul de calcul, condițiile de terminare, evoluția calculului iterativ, dimensiunea populației etc.

Graficul de evoluție este salvat atât în format *.jpg, pentru o vizualizare rapidă și ușoară, cât și în format *.fig, pentru a se putea realiza o analiză mai în detaliu a comportamentului algoritmului de tip PSO (prin intermediul *Matlab*).

Selectarea opțiunii *Grafic în timp real* pe interfața aplicației are ca efect afișarea:

- tensiunii la bornele fiecărui generator pentru *gBest*, în coordonate *UxU*, media tensiunii la bornele fiecărui generator pentru întreaga populație și tensiunea la bornele fiecărui generator impusă în regimul de bază (fig. 7.1.9). Acest grafic este afișat pentru optimizări de tipul U și UK;

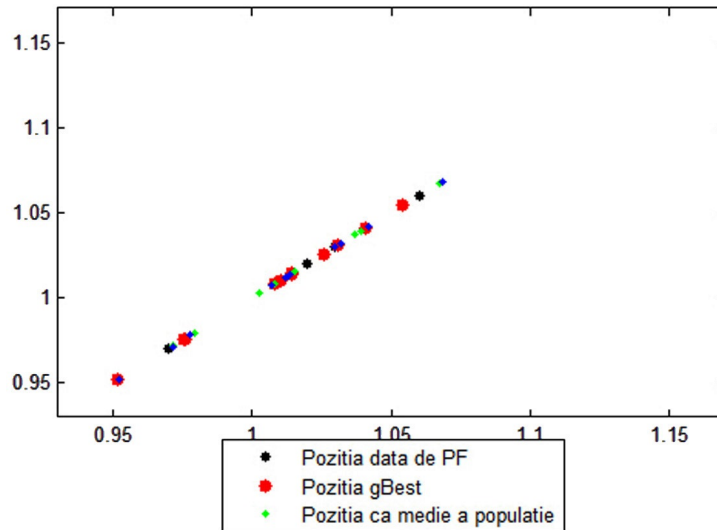


Fig. 7.1.9. Grafic în timp real pentru tensiunea la bornele geratoarelor

- 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. 7.1.10). Acest grafic este afișat pentru optimizări de tipul P și PK;

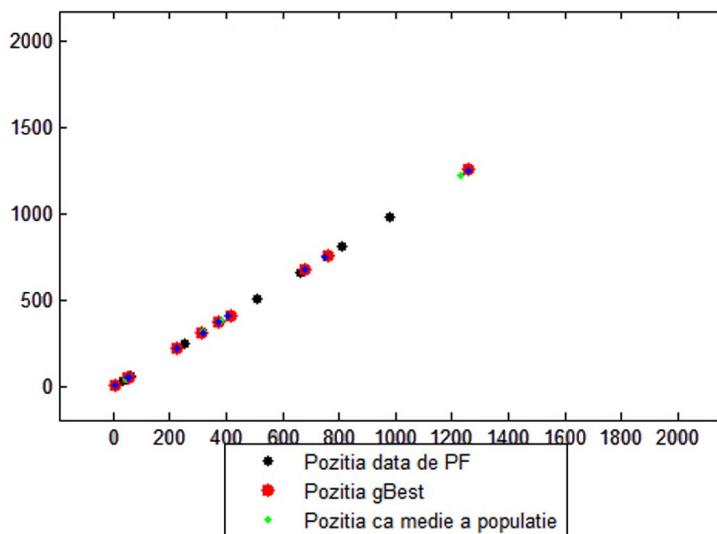


Fig. 7.1.10. Grafic în timp real pentru puterea activă generată

- 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. 7.1.11). Acest grafic este afișat pentru optimizări de tipul UP și UPK.

Această opțiune este consumatoare de resurse și va determina creșterea semnificativă a timpului de calcul (la fiecare iterație trebuie reprezentate grafic 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.

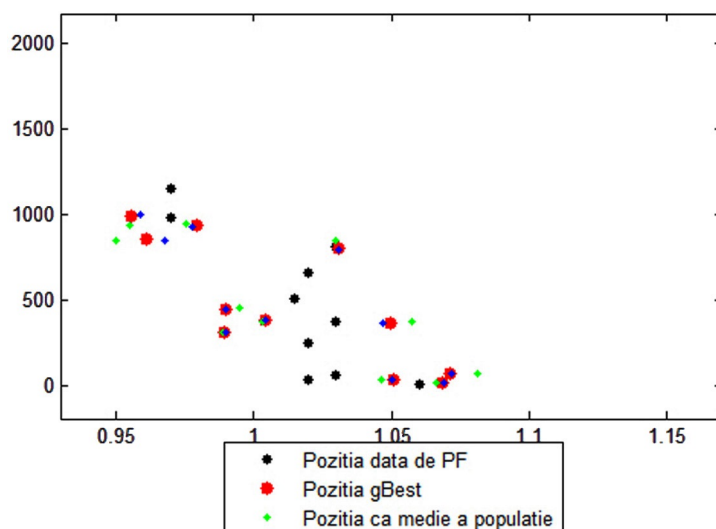


Fig. 7.1.11. Grafic în timp real pentru tensiunea la borne și puterea activă generată

7.1.3. Soluționarea extinderii dinamice a RET (DTNEP)

Pentru soluționarea extinderii optime a SEE complexe, utilizatorul trebuie să aleagă componenta a doua a aplicației efectuând click pe butonul *DTNEP Tab*, apoi fiind necesară specificarea fișierului care conține baza de date corespunzătoare, prin apăsarea butonului *Browse*, din fereastra principală a aplicației (fig. 7.1.12). Similar cu componenta OPF și această componentă a programului permite utilizarea atât a fișierelor de tip *PowerWorld (*.pwd)*, cât și a celor *Matlab (*.m)*.

În modul de soluționare a DTNEP utilizatorul va trebui să definească parametrii pentru doi algoritmi PSO:

- algoritmul care va controla populația responsabilă pentru determinarea configurației optime de extindere – secțiunea *Control Algorithm PSO-TNEP*. În acest caz 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 *Control Algorithm PSO-OPF*. 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.

De asemenea, la secțiunea *Calcul Regim - Candidați* aplicația oferă utilizatorului posibilitatea să aleagă dacă pentru configurațiile de extindere obținute calculează doar circulația de puteri (opțiunea *Regim PF*) sau determină regimul optim de funcționare (opțiunea *Regim OPF*). În primul caz regimul optim de funcționare va fi determinat doar la finele fiecărui pas al procesului iterativ de extindere.

La finalizarea calculelor, ca și în cazul primei componente, rezultatele se accesează din meniul *Vizualizare* (fig. 7.1.5).

Privind dimensiunea populației și numărul maxim de iterații se fac următoarele recomandări pentru cei doi algoritmi PSO:

- *Algoritm PSO DTNEP* – se recomandă o valoare relativ redusă a numărului maxim de iterații (al doilea criteriu de terminare din subcapitolul 4.3) și o populație maximă de 30 de particule sau cel mult egală cu numărul de elemente de rețea;
- *Algoritm PSO OPF* – se recomandă o dimensiune a populației cuprinsă între 30 și 50 de particule și o valoare relativ mai mare a numărului maxim de iterații (al doilea criteriu de terminare din subcapitolul 4.3). 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.

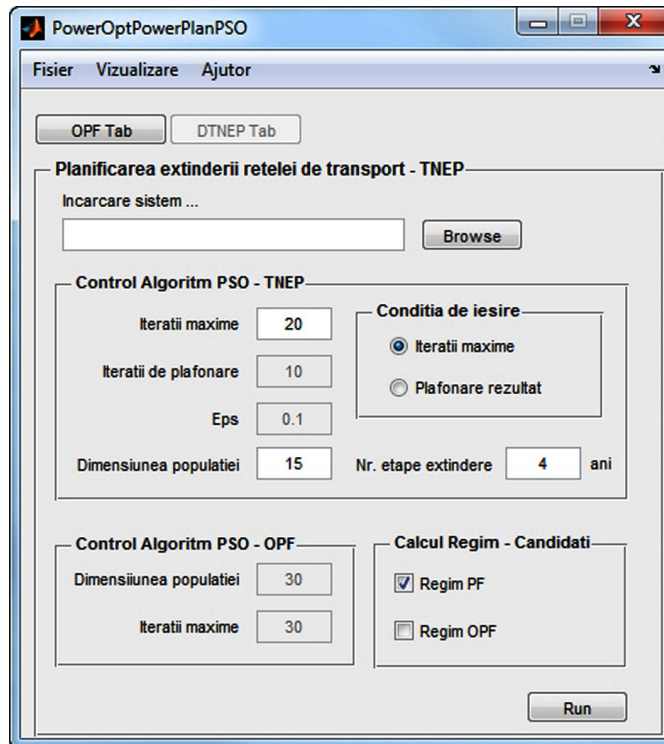


Fig. 7.1.12. Componenta DTNEP a aplicației software PowerOptPowerPlanPSO

Opțiunea *Nr. etape extindere* se referă la caracterul dinamic al extinderii SEE, utilizatorul fiind solicitat să introducă numărul de etape (exprimat în ani).

7.2. Instrumentul soft *PowerOptPowerPlanGA*

7.2.1. Considerații preliminare

În acest subcapitol se prezintă instrumentul soft elaborat pentru soluționarea planificării dinamice a extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe utilizând un algoritm de tip GA. Aplicația are două părți componente distincte, unite prin intermediul unei interfețe grafice prietenoase: prima realizează optimizarea funcționării SEE pentru un anumit regim; a doua soluționează problema propriu-zisă de planificare a extinderii dinamice.

Schema logică de principiu din fig. 7.2.1 prezintă modul de interconectare a celor două componente.

Se menționează faptul că prima componentă, cea care se referă la optimizarea unui anumit regim de funcționare, se poate utiliza și independent.

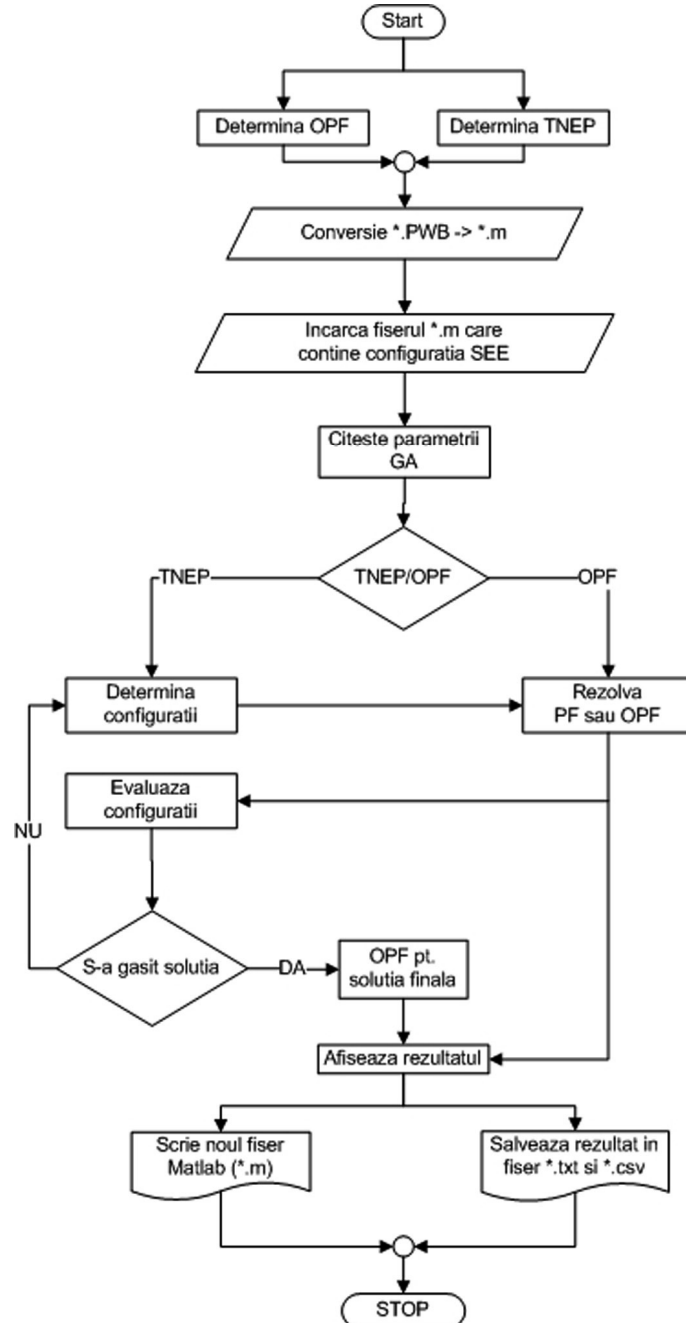


Fig. 7.2.1. Schema logică de principiu a aplicației PowerOptPowerPlanGA

Navigarea între cele două componente ale programului este posibilă prin intermediul butoanelor *OPF Tab/DTNEP Tab* din fereastra principală a programului *PowerOptPowerPlanGA* (fig. 7.2.2).

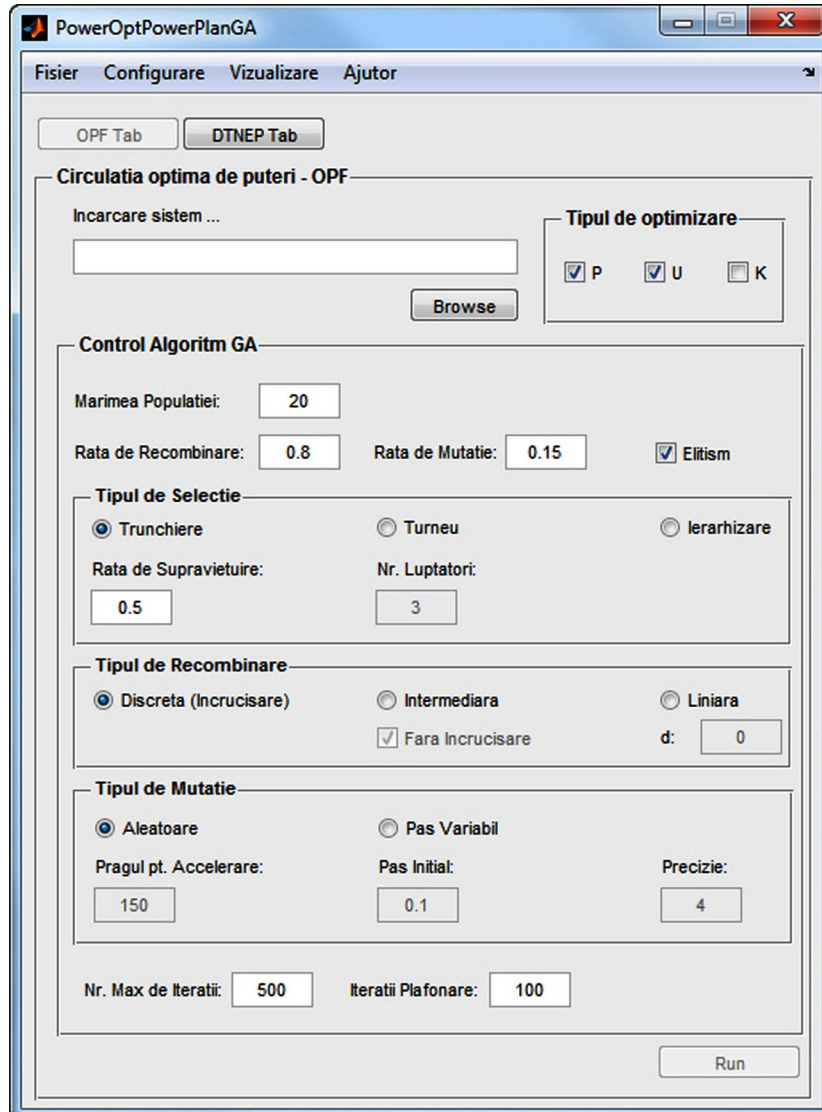


Fig. 7.2.2. Fereastra principală a instrumentului soft *PowerOptPowerPlanGA*

Pentru începerea calculului în prima fază este necesară conversia bazelor de date *PowerWorld* în fișiere tip *Matlab* (fișiere *.m). Acest lucru este posibil prin intermediul opțiunii *Conversie "pwb" to "mpc"* din meniul *Fisier* al aplicației software *PowerOptPowerPlanGA* (fig. 7.2.3). Pentru a se putea realiza în mod automat exportul/importul datelor este necesară prezența aplicației *SimAuto*, componentă oferită de aplicația *PowerWorld*. Aceste fișiere convertite în formatul standardizat acceptat de programul de calcul vor fi salvate în directorul *Sisteme* al instrumentului soft.

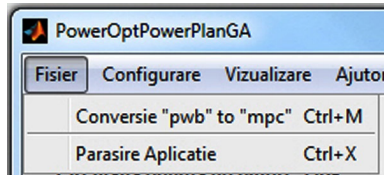


Fig. 7.2.3. Meniul Fisier al instrumentului soft PowerOptPowerPlanGA

7.2.2. Determinarea regimului optim de funcționare (OPF)

Pentru determinarea regimului optim de funcționare utilizatorul trebuie să aleagă componenta OPF a programului făcând click pe butonul *OPF Tab*, apoi trebuie să specifice fișierul care conține baza de date corespunzătoare SEE analizat, prin apăsarea butonului *Browse* din fereastra principală (fig. 7.2.4).

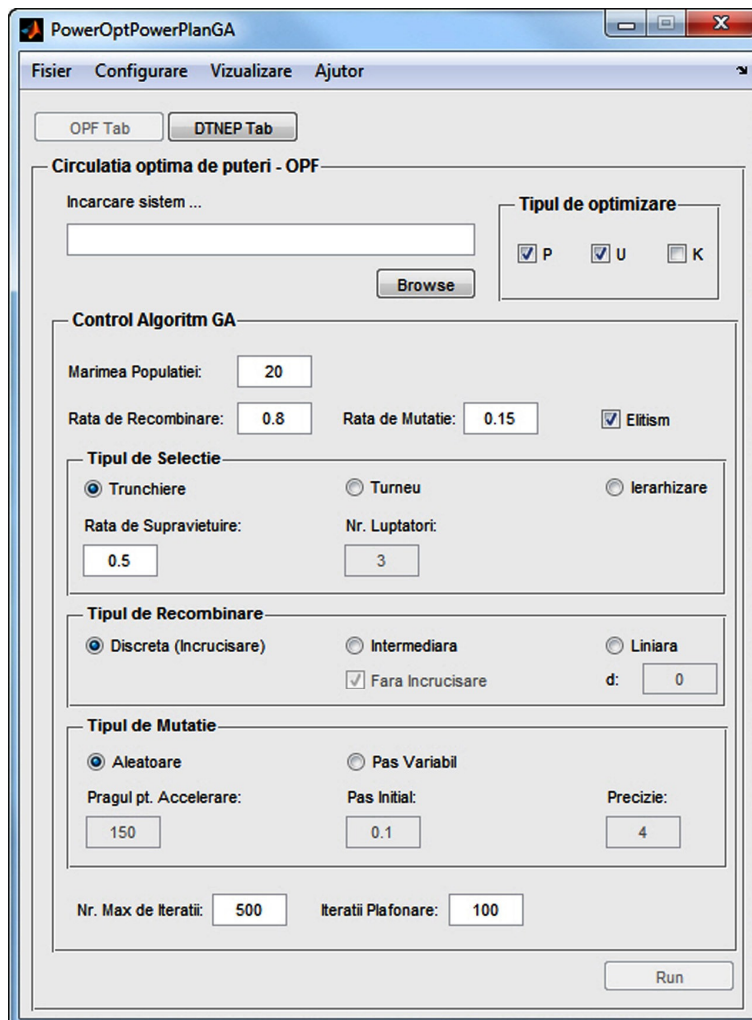


Fig. 7.2.4. Componenta OPF a instrumentului soft PowerOptPowerPlanGA

Programul permite încărcarea fișierelor 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*.

Acest tip de fișier conține trei categorii principale de date:

- informații despre noduri: tipul nodului, puterile activă și reactivă consumate în noduri în unități absolute, amplitudinea tensiunii în unități relative, faza tensiunii în grade, tensiunea nominală în unități absolute, limitele minimă și maximă ale tensiunii în unități relative etc.;
- informații despre generatoare: nodul în care este instalat generatorul, puterile activă și reactivă generate și limitele inferioară și superioară acestor puteri în unități absolute etc.;
- informații despre laturi: nodurile care delimitează latura, parametri transversali și longitudinali în unități relative, capacitatea maximă de transport, valoarea și limitele raportului de transformare, valoarea plotului etc.

Secțiunea *Tipul de optimizare* permite utilizatorului să definească variabilele de control pentru acest tip de algoritm, după care se realizează efectiv optimizarea regimului permanent normal. Sunt prezente 3 tipuri de optimizare care se pot determina pe baza celor 3 tipuri de variabile de control: U – tensiunea la bornele generatoarelor, P – puterea activă generată, K – raportul de transformare.

După alegerea tipului de optimizare dorit la secțiunea *Control Algorithm GA* se configurează algoritmul genetic, după care se apasă pe butonul *Run* pentru determinarea soluției.

Rezultatele obținute la finalizarea calculelor pot fi vizualizate în directorul *My Documents>RezultateGA* sau, pentru rularea curentă, pot fi accesate din meniul *Vizualizare*, având următoarele opțiuni (fig. 7.2.5):

- *Folder...* – permite accesare directorului care conține toate fișierele care au rezultat în urma calculelor;
- *Rezultate* – permite deschiderea fișierului text în care au fost salvate rezultatele rulării curente (fig. 7.1.7). 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 prin elementele de rețea, împreună cu pierderile de putere activă și reactivă, pierderile de putere pe ansamblul SEE. Se oferă și detalii legate de timpul de calcul, de numărul de iterații etc.;
- *Grafic Evoluție* – prezintă evoluția pas cu pas a algoritmului, fiind reprezentate grafic valorile maxime ale funcției auxiliare corespunzătoare celei mai slabe soluții (reprezentat cu roșu), valorile funcției auxiliare pentru cel mai bun individ al populației (reprezentat cu albastru) și valoarea medie a funcției auxiliare pentru întreaga populație (reprezentat cu verde);
- *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, 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 activă și reactivă (Anexa 2, CD).

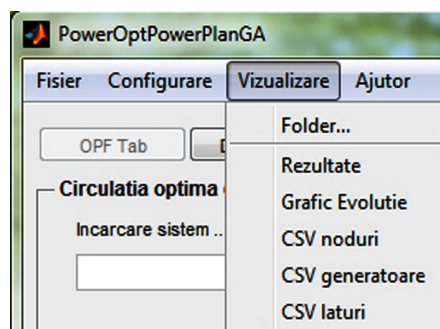


Fig. 7.2.5. Meniul Vizualizare al aplicației PowerOptPowerPlanGA

La finalul calculelor informațiile salvate în aceste fișiere sunt afișate și în fereastra de comenzi a programului de calcul *Matlab*. Pe lângă aceste informații se mai afișează un grafic de evoluție (fig. 7.2.6) al calculului iterativ, salvat automat tot în directorul *RezultateGA*.

Graficul de evoluție este salvat atât în format *.jpg, pentru o vizualizare rapidă și ușoară, cât și în format *.fig, pentru a se putea realiza o analiză mai în detaliu a comportamentului algoritmului genetic (prin intermediul *Matlab*).

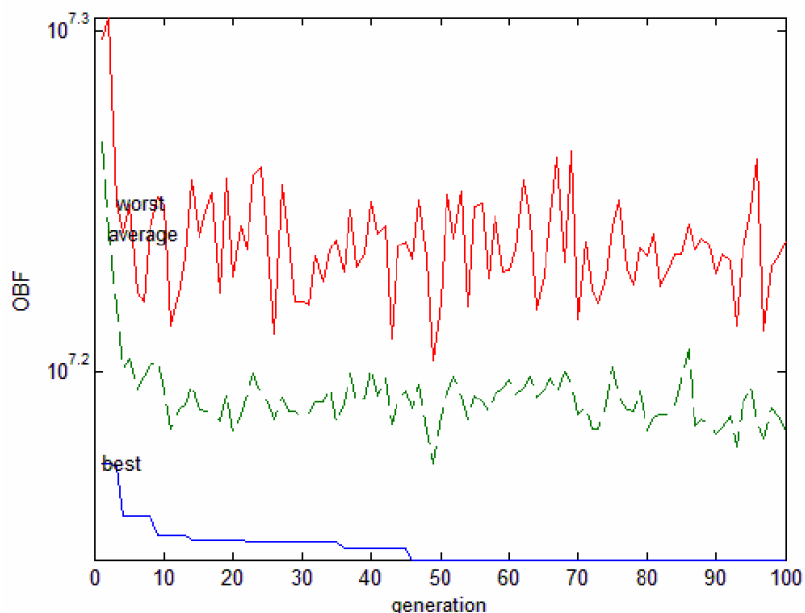


Fig. 7.2.6. Grafic de evoluție a algoritmului GA

7.2.3. Soluționarea extinderii dinamice a RET (DTNEP)

Pentru soluționarea extinderii optime a SEE complexe, utilizatorul trebuie să aleagă componenta a doua a aplicației efectuând click pe butonul *DTNEP Tab*, apoi fiind necesară specificarea fișierului care conține baza de date corespunzătoare, prin apăsarea butonului *Browse*, din fereastra principală a aplicației (fig. 7.2.17). Similar cu componenta OPF și această componentă a programului permite utilizarea atât a fișierelor de tip *PowerWorld (*.pwd)*, cât și a celor *Matlab (*.m)*.

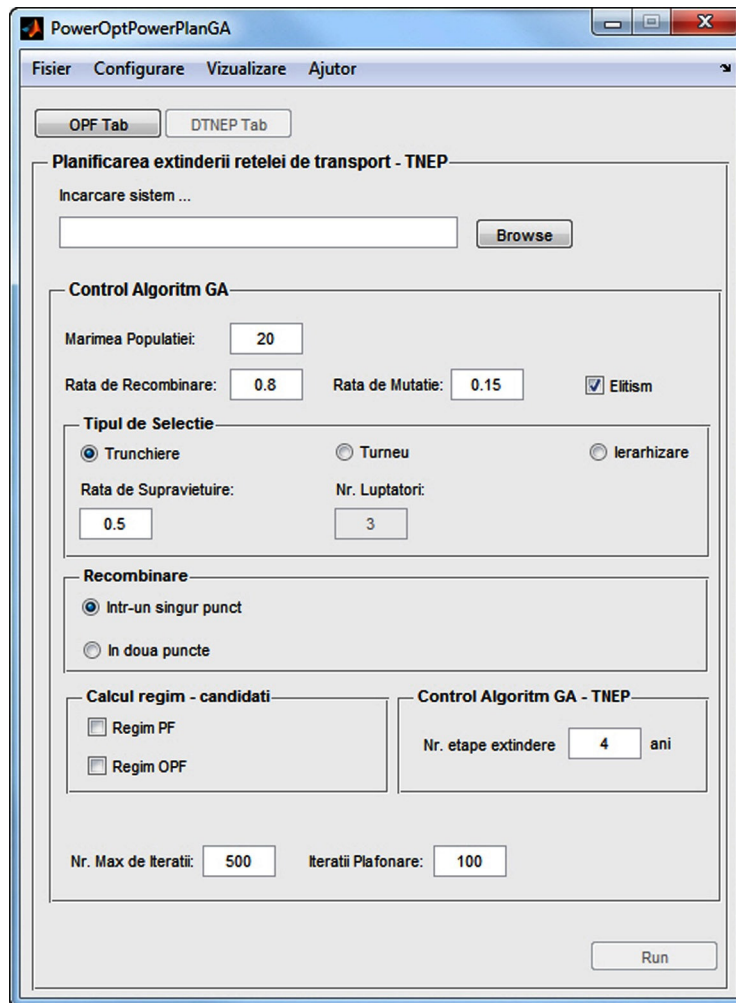


Fig. 7.2.7. Componenta DTNEP a instrumentului soft PowerOptPowerPlanGA

În modul de soluționare a DTNEP utilizatorul va trebui să definească parametrii pentru doi algoritmi genetici:

- algoritmul care va controla populația responsabilă pentru determinarea configurației optime de extindere – secțiunea *Control Algoritm GA*;
- algoritmul care va controla determinarea OPF pentru configurațiile de extindere obținute – meniul *Configurare>OPF for DTNEP* (fig. 7.2.8).

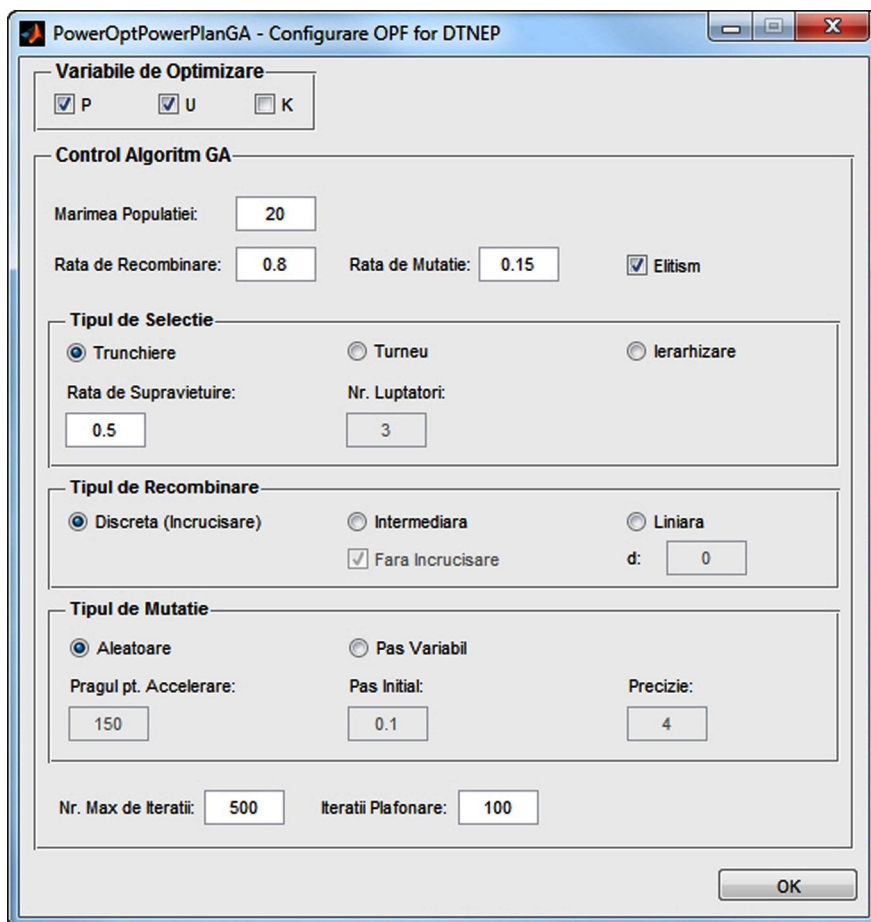


Fig. 7.2.8. Configurarea algoritmului pentru determinarea OPF

De asemenea, la secțiunea *Calcul Regim - Candidați* aplicația oferă utilizatorului posibilitatea să aleagă dacă pentru configurațiile de extindere obținute calculează doar circulația de puteri (opțiunea *Regim PF*) sau determină regimul optim de funcționare (opțiunea *Regim OPF*). În primul caz regimul optim de funcționare va fi determinat doar la finele fiecărui pas al procesului iterativ de extindere.

Opțiunea *Nr. etape extindere* se referă la caracterul dinamic al extinderii SEE, utilizatorul fiind solicitat să introducă numărul de etape (exprimat în ani).

La finalizarea calculelor, asemănător ca în cazul primei componente, rezultatele se accesează din meniul *Vizualizare* (fig. 7.2.5).

7.3. Concluzii

În cadrul acestui capitol au fost prezentate instrumentele soft realizate în baza celor prezentate din capitolele anterioare. Au fost elaborate două programe de calcul distincte pentru soluționarea tuturor aspectelor legate de planificarea dinamică a extinderii RET din cadrul SEE complexe. Primul utilizează algoritmul PSO, iar al

doilea algoritmul GA. Diferența dintre cele două programe constă în tipul algoritmului evolutiv utilizat și în interfața cu utilizatorul (adaptată corespunzător).

Instrumentele soft elaborate au fost dezvoltate în mediul *Matlab* [Matlab], fiind astfel concepute încât să permită schimbul de informații la nivel de bază de date cu pachetul de programe *PowerWorld* [PowerWorld]. Interfețele realizate permit un schimb de informații bidirecțional legat de topologia sistemului, parametrii elementelor de rețea și mărimile caracteristice ale regimului de funcționare a SEE.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- adaptarea, îmbunătățirea și "reacordarea", pe baza experienței acumulate în activitatea desfășurată în cadrul *Centrului de Cercetare pentru Analiza și Optimizarea Regimurilor SEE*, a instrumentelor soft realizate pentru extinderea statică a RET, prezentate în [Cristian2013], [Solo2013];
- conceperea și realizarea unui instrument soft performant pentru planificarea dinamică a extinderii RET din cadrul SEE complexe utilizând un algoritm de optimizare de tip PSO (*PowerOptPowerPlanPSO*);
- conceperea și realizarea unui instrument soft performant pentru planificarea dinamică a extinderii RET din cadrul SEE complexe utilizând un algoritm de optimizare de tip GA (*PowerOptPowerPlanGA*);
- realizarea unor interfețe grafice prietenoase pentru toate instrumentele soft;
- interfațarea cu programul *PowerWorld*, atât prin metodă locală cât și prin server, cu asigurarea compatibilității depline la nivel de bază de date;
- salvarea rezultatelor în diferite forme, inclusiv forme compatibile cu alte programe profesionale specializate (*PowerWorld*, *Matpower*), pentru o procesare ulterioară cât mai ușoară;
- implementarea vizualizării și salvării în diferite forme a graficului evoluției iterative a algoritmului de optimizare de tip PSO și GA;
- implementarea graficului în timp real pentru programul *PowerOptPowerPlanPSO*.

8. STUDII DE CAZ ȘI REZULTATE

Capitolului 8 constituie principala parte aplicativă a lucrării. În acest capitol se prezintă rezultatele obținute în soluționarea planificării extinderii dinamice a rețelelor de transport al energiei electrice (RET) din cadrul sistemelor electroenergetice (SEE) complexe utilizând tehnici de inteligență artificială (algoritmul PSO și algoritmul GA). Elementele teoretice, metodologiile de calcul elaborate și instrumentele soft dezvoltate, care au constituit obiectul capitolelor anterioare, au fost aplicate și utilizate la soluționarea planificării extinderii dinamice a RET (DTNEP) pentru o gamă largă de SEE.

Analizele efectuate au pornit de la sisteme test consacrate (Test6WW, IEEE14, IEEE24 RTS, IEEE30) și sisteme test elaborate în cadrul Departamentului de Electroenergetică al Universității Politehnica Timișoara (Test13, Test25, Test50, Test100 [Kilyeni1988a], [Kilyeni1988b] [Kilyeni2010]), ca apoi să se treacă la sisteme reale de mari dimensiuni (subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest și subsistemul de Nord, Nord-Est, Est, Sud-Est, Sud al Sistemului Electroenergetic al României (SEN) [Solo2013], [Cristian2013]), și s-au finalizat, în cadrul acestei teze cu ansamblul SEN.

Pentru acest capitol, din motive de spațiu, s-au selectat doar două sisteme test, de dimensiune redusă și medie (IEEE24 RTS adaptat și Test50), și un sistem real de mari dimensiuni – Sistemul Electroenergetic al României (SEN).

Prima parte a capitolului prezintă rezultatele DTNEP obținute pentru sistemele IEEE24 RTS adaptat și Test50, în condițiile unor scenarii de extindere fictive. Pentru fiecare SEE sunt prezentate atât topologia și parametrii elementelor de rețea, cât și rezultatele circulației de puteri pentru regimurile de bază inițiale. Soluțiile de extindere, obținute atât prin abordare dinamică prospectivă cât și retrospectivă, sunt descrise în detaliu, cu toate elementele de rețea noi introduse în sistemul extins, împreună cu regimul optim aferent.

A doua parte a capitolului este dedicată sistemului real de mari dimensiuni – Sistemul Electroenergetic al României. 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 [UPT2009a], [UPT2009b], [UPT2012], [UPT2014e]. Elementele noi de rețea propuse pentru extindere au fost cele obținute de asemenea de la C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. – „Planul de perspectivă al RET. Perioada 2014-2023” [Trans2014] – și completate cu alte coridoare de extindere, rezultate în urma analizelor de regim. Pentru evoluția puterilor consumate și generate s-au luat în considerare atât datele din planul de perspectivă amintit mai sus, cât și rezultatele studiilor proprii de prognoză [Barb2009], [Jigoria2010], [Pop2010], [Cristian2013], [Solo2013]. De asemenea, s-a ținut cont și de posibilitatea unor transferuri de putere semnificative, din zonele excedentare din punctul de vedere al surselor de putere activă spre sistemele electroenergetice vecine (Ungaria, Bulgaria, Serbia, Ucraina și Republica Moldova). Soluțiile de extindere, obținute atât prin abordare dinamică prospectivă cât și retrospectivă, sunt prezentate în detaliu, cu toate elementele noi introduse în sistemul extins, împreună cu regimul optim aferent.

La finele fiecărui subcapitol în parte și la sfârșitul capitolului se prezintă o serie de comentarii și concluzii, cu caracter particular sau mai general, atât legat de soluțiile optime de extindere obținute cât și de evoluția comparativă a procesului de optimizare cu cele două algoritme evolutive utilizate (PSO și GA).

8.1. Considerații preliminare

Sistemele electroenergetice alese pentru a fi prezentate în cadrul acestui capitol sunt atât sisteme test de dimensiuni relativ mai reduse (24, 50 de noduri), cât și un SEE real de mari dimensiuni – Sistemul Electroenergetic al României (SEN).

Sistemele test au fost utilizate în vederea calibrării algoritmilor de optimizare și verificării instrumentelor software dezvoltate. Cele două sisteme selectate sunt următoarele:

- sistemul Test50 [Kilyeni1988a], [Kilyeni1988b], elaborat în cadrul Departamentului de Electroenergetică al Universității Politehnica Timișoara, având un număr total de 50 de noduri;
- sistemul test IEEE24 RTS adaptat (Reliability Test System) alcătuit din 24 de noduri – unul din sistemele cele mai utilizate pentru testarea aplicațiilor de soluționare a extinderii optime a SEE [Contreras2000], [Garces2004], [Fonseka2004], [Son2009], [Algu2009], [Leou2011], [Rocha2011]. De remarcat în acest caz este faptul că sistemul este adaptat nivelelor de tensiune existente în România.

SEN cuprinde 144 noduri, cu tensiuni nominale de 220 kV, 400 kV și m.t. (24, 15 și 10 KV). 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 [UPT2009a], [UPT2009b], [UPT2012], [UPT2014e]. Elementele noi de rețea propuse pentru extindere au fost cele obținute de asemenea de la C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. – „Planul de perspectivă al RET. Perioada 2014-2023” [Trans2014] – completate și cu alte coridoare de extindere, rezultate în urma analizelor de regim. Pentru evoluția puterilor consumate și generate s-au luat în considerare atât datele din planul de perspectivă amintit mai sus, cât și rezultatele studiilor proprii de prognoză [Barb2009], [Jigoria2010], [Pop2010], [Cristian2013], [Solo2013]. De asemenea, s-a ținut cont și de posibilitatea unor transferuri de putere semnificative, din zonele excedentare din punctul de vedere al surselor de putere activă spre sistemele electroenergetice vecine (Ungaria, Bulgaria, Serbia, Ucraina și Republica Moldova).

Pentru fiecare sistem sunt prezentate atât topologia și parametrii elementelor de rețea, cât și rezultatele circulației de puteri pentru regimurile de bază (inițial și extins maximal). Soluțiile optime de extindere, în evoluția lor dinamică, sunt descrise în detaliu, cu toate elementele noi introduse, împreună cu regimul optim aferent. De asemenea, se discută și aspecte legate de evoluția algoritmilor de optimizare. Parte din rezultatele menționate sunt prezentate în cadrul acestui capitol, restul în anexele tezei (sub formă scrisă sau electronic).

Pentru toate sistemele analizate, abordarea dinamică a planificării extinderii optime se referă la următoarele momente de timp:

- anul 2014 – momentul inițial;
- anul 2019;
- anul 2024;
- anul 2029;
- anul 2034 – momentul final.

Considerarea unui "pas" de 5 ani pentru evoluția dinamică a procesului de optimizare este justificată de două elemente: durata totală avută în vedere (20 de ani), respectiv caracterul și durata investițiilor legate de realizarea efectivă a obiectivelor din domeniul sectorului energetic, la modul general, și a liniilor electrice de înaltă tensiune și stațiilor electrice, în particular.

Problema de optimizare dinamică referitoare la planificarea extinderii RET a fost abordată în ambele maniere posibile (prezentate în capitolele 5 și 6):

- analiză prospectivă;
- analiză retrospectivă.

Înainte de demararea efectivă a studiului de planificare a extinderii optime a RET se definește domeniul maxim al soluțiilor admisibile, cu alte cuvinte lista maximală a elementelor de rețea care pot să figureze în soluția optimă finală corespunzătoare sfârșitului perioadei de analiză (anul 2034 în cazul nostru).

Analiza prospectivă presupune că se pleacă de la situația inițială corespunzătoare anului 2014, determinându-se succesiv, pas cu pas (parcursere în sens direct), soluțiile de extindere pentru fazele următoare: anii 2019, 2024, 2029, 2034. Rezultatul (rezultatele) obținute pentru anul 2034 reprezintă de fapt soluția finală (soluțiile finale) pentru finele perioadei analizate de 20 de ani.

La fiecare etapă a analizei dinamice prospective domeniul admisibil al soluțiilor s-a considerat a fi cel definit de situația de extindere maximală, din care s-au eliminat elementele de rețea deja introduse. Față de această manieră de lucru adoptată în cadrul tezei de doctorat, se mai pot adăuga o serie de condiții suplimentare (o anumită LEA poate fi construită numai după un anumit an, o anumită LEA trebuie neapărat realizată până la o dată limită înainte de anul final, o anumită LEA trebuie obligatoriu pusă în funcțiune la un anumit moment al intervalului de analiză etc.). Aceste restricții suplimentare se pot introduce simplu în modelul adoptat în lucrare, fără a modifica metoda propusă de soluționare.

Analiza retrospectivă presupune că se pleacă de la situația de extindere maximală corespunzătoare anului 2034, determinându-se succesiv, pas cu pas (parcursere în sens invers), soluțiile de extindere pentru toate fazele: anii 2034, 2029, 2024, 2019. Rezultatul (rezultatele) obținute pentru anul 2034 reprezintă de fapt soluția finală (soluțiile finale) pentru finele perioadei analizate de 20 de ani.

La fiecare etapă a analizei dinamice retrospective domeniul admisibil al soluțiilor a fost definit pe baza rezultatului (rezultatelor) de la pasul anterior, cu observația că rămân valabile în totalitate, în condiții similare, comentariile referitoare la această problemă, expuse la abordarea prospectivă.

Utilizarea ambelor sensuri de parcursere (prospectivă și retrospectivă) oferă posibilitatea comparării soluțiilor intermediare obținute (cele aferente anilor 2019, 2024, 2029) și, mai ales, a soluției finale, aferente anului 2034.

Se menționează că în subcapitolele următoare se prezintă, din motive de spațiu și pentru ușurința parcurgerii textului, doar o sinteză a rezultatelor obținute pentru fiecare SEE analizat. Parte din elementele de detaliu sunt date în anexele sub formă de text ale tezei (tabele cuprinzând topologia și lista elementelor de rețea, datele nodurilor, rezultatele circulației de puteri pentru noduri și elemente de rețea etc.), respectiv în anexa CD (fișierele în format *.pwb – PowerWorld pentru toate SEE și toate regimurile discutate, rezultatele în detaliu obținute cu aplicațiile *PowerOptPowerPlanPSO* și *PowerOptPowerPlanGA*).

8.2. Sistemul IEEE24 RTS adaptat

8.2.1. Sistemul IEEE24 RTS adaptat, regimul inițial 2014

Sistemul IEEE24 RTS adaptat (Reliability Test System) [Algu2009] reprezintă un SEE test consacrat, care cuprinde 24 noduri și 38 elemente de rețea. Nivelele de tensiune au fost adaptate în ton cu cele existente în România (138 kV → 110 kV, 230 kV → 220 kV) în scopul interpretării mai facile a rezultatelor. Schema monofilară a sistemului este prezentată în fig. 8.2.1.

Caracteristicile sistemului IEEE24 RTS adaptat sunt următoarele:

- 24 noduri – dintre care 11 noduri generatoare și 13 noduri consumatoare;
- 38 elemente de rețea – dintre care 33 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110 kV și 220 kV și 5 autotransformatoare.

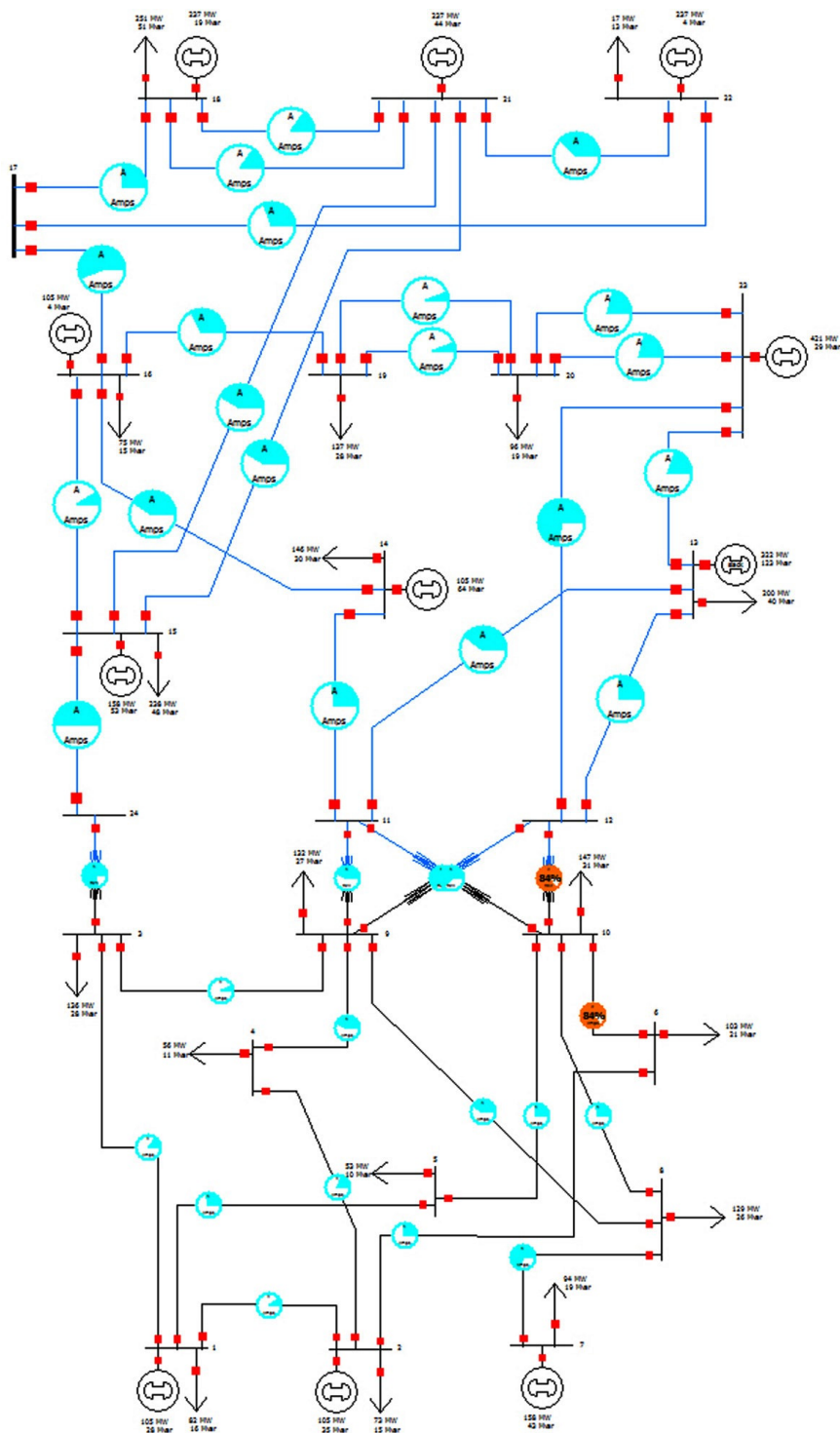


Fig. 8.2.1. SEE IEEE24 RTS adaptat – schema monofilară inițială

În prima fază, cu ajutorul instrumentului software *Power* [Kilyeni2010] s-a determinat regimul de bază al sistemului, rezultatele fiind apoi importate în programul *PowerWorld* pentru o vizualizare mai ușoară.

Elementele esențiale legate de acest regim (topologie, parametri elemente de rețea, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază, circulații de puteri prin elementele de rețea) sunt prezentate în tabelele:

- a) Tabelul 8.2.1 (Anexa 1) – parametri linii electrice aeriene;
- b) Tabelul 8.2.2 (Anexa 1) – parametri transformatoare și autotransformatoare;
- c) Tabelul 8.2.3 (Anexa 1) – date și rezultate noduri regim de bază (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- d) Tabelul 8.2.4 (Anexa 1) – date generatoare regim de bază inițial;
- e) Tabelul 8.2.5 (Anexa 1) – circulații de puteri prin elementele de rețea în regimul de bază inițial (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Din punct de vedere al tensiunilor în noduri regimul de bază pentru configurația inițială se prezintă astfel (Anexa 1):

- valorile tensiunilor, în unități relative, pentru nodurile cu tensiunile nominale de 110 kV și 220 kV se încadrează în intervalul (0.95-1.1), ceea ce înseamnă (104.5-121 kV, respectiv 209-242 kV);
- pentru tensiunile la bornele generatoarelor limitele de reglaj au fost fixate între (0.95-1.15).

Pentru regimul inițial puterea activă totală consumată este de 2165.0 MW, puterea activă generată – 2189.8 MW, pierderile de putere activă fiind de 24.8 MW.

8.2.2. Sistemul IEEE24 RTS adaptat, regimul extins maximal, anul 2034

Planificarea extinderii RET se face pentru finalul unei perioade de 20 de ani, pe baza valorilor consumului prognozată pentru ultimul an, considerând cunoscute capacitățile de generare de la finele perioadei analizate.

Caracteristicile sistemului IEEE24 RTS adaptat extins maximal, din punct de vedere al puterilor consumate și generate, sunt următoarele:

- puterea activă totală consumată este 4170 MW, valorile pentru fiecare nod regăsindu-se în tabelul 8.2.9 (Anexa1);
- pentru a putea acoperi noul consum, a fost extinsă și capacitatea de generare a SEE, aceasta ajungând la o valoare de 4206 MW (caracteristicile generatoarelor fiind prezentate în tabelul 8.2.6, Anexa 1).

În această etapă au fost introduse în total 38 elemente noi de rețea, dintre care 5 autotransformatoare și 33 linii electrice aeriene (de fapt dublarea LEA existente – montarea celui de-al doilea circuit) cu tensiuni nominale de 110 kV și 220 kV:

1. autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 11 și 9;
2. autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 11 și 10;
3. autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 12 și 9;
4. autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 12 și 10;
5. autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 24 și 3;
6. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 1 și 2
7. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 1 și 3;
8. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 1 și 5;
9. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 2 și 4;
10. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 2 și 6;
11. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 3 și 9;

12. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 4 și 9;
13. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 5 și 10;
14. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 6 și 10;
15. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 7 și 8;
16. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 8 și 9;
17. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 8 și 10;
18. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 12 și 13;
19. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 12 și 23;
20. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 13 și 11;
21. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 13 și 23;
22. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 14 și 11;
23. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 14 și 16;
24. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 16;
25. circuitul 3 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 21;
26. circuitul 4 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 21;
27. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 24;
28. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 16 și 17;
29. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 16 și 19;
30. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 17 și 18;
31. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 17 și 22;
32. circuitul 3 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 18 și 21;
33. circuitul 4 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 18 și 21;
34. circuitul 3 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 19 și 20;
35. circuitul 4 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 19 și 20;
36. circuitul 3 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 20 și 23;
37. circuitul 4 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 20 și 23;
38. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 21 și 22.

Structura sistemului extins maximal este prezentată în fig. 8.2.2:

- 24 noduri – dintre care 11 noduri generatoare și 13 noduri consumatoare;
- 76 elemente de rețea – dintre care 66 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110 kV și 220 kV și 10 autotransformatoare.

Parametrii elementelor suplimentare de rețea sunt prezentați în tabelele 8.2.7, 8.2.8 (Anexa 1).

Etapa următoare constă în determinarea regimului optim de funcționare al sistemului extins maximal. În acest scop au fost utilizate aplicațiile software *PowerOpt*, *PowerPlanPSO* și *PowerOptPowerPlanGA* prezentate în capitolul 7. Elementele esențiale legate de acest regim optim (puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază, circulații de puteri prin elementele de rețea) sunt prezentate în tabelele:

- a) Tabelul 8.2.9 (Anexa 1) – Date și rezultate noduri regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- b) Tabelul 8.2.10 (Anexa 1) – Date generatoare regim extins maximal OPF;
- c) Tabelul 8.2.11 (Anexa 1) – Circulații de puteri prin elementele de rețea pentru regimul extins maximal OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Pentru regimul optim valoarea totală a pierderilor de putere activă pe ansamblul SEE este de 27.8 MW, față de 35.9 MW cât a fost în regimul extins maximal de bază. Se observă că în urma optimizării pierderile de putere activă scad cu aproximativ 22.5%, iar tensiunile în noduri se mențin în limitele menționate anterior.

Pentru exemplificarea evoluției algoritmului de optimizare, în fig. 8.2.3 se poate urmări situația pentru algoritmul PSO. Analiza graficelor din figură evidențiază următoarele concluzii și comentarii:

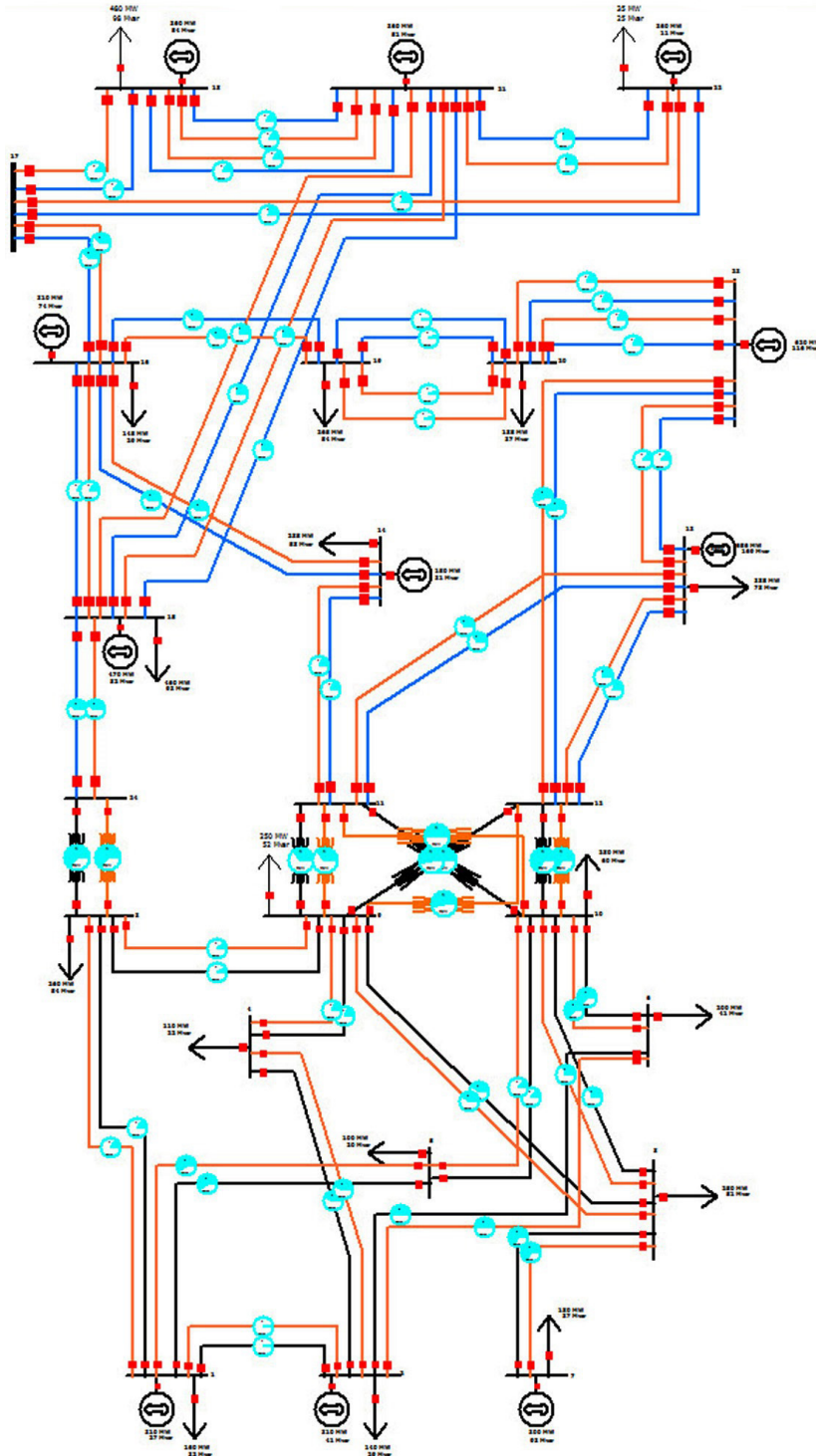


Fig. 8.2.2. Schema monofilară a sistemului IEEE24 RTS adaptat extins maximal

- cu albastru sunt reprezentate valorile medii ale FOB pentru întreaga populație. Forma zimțată a graficului indică faptul că populația prezintă diversitate, explorând eficient spațiul soluțiilor pentru faza inițială a algoritmului. Convergența procesului este confirmată și de aplatizarea graficului în zona finală;
- graficul verde deschis reprezintă valorile FOB pentru $gBest$ (soluția OPF);
- cu verde închis sunt reprezentate valorile funcției auxiliare Φ pentru $gBest$. Se observă o scădere accentuată pe parcursul primelor 15 iterații. Echivalența valorilor lui Φ cu cele ale FOB, în zona mediană și finală a figurii indică practic absența unor încălcări ale relațiilor de restricție;
- diferențele mari între cele două grafice, sesizabile în zona inițială (primele 10-15 iterații) este absolut justificată: în această primă parte a procesului de optimizare nu toate variabilele de stare au fost aduse în zona valorilor admisibile; pe măsură ce algoritmul de optimizare evoluează, acest aspect se remediază (ceea ce confirmă funcționarea corectă a algoritmului);
- situația menționată la punctul anterior este similară cu cea de la evoluția metodelor "clasice" de optimizare, bazate pe modelare matematică.

Rezultatele obținute cu algoritmul GA sunt practic similare (în limitele unor toleranțe rezonabile) cu cele de la PSO, inclusiv concluziile de mai sus referitoare la evoluția algoritmului de optimizare.

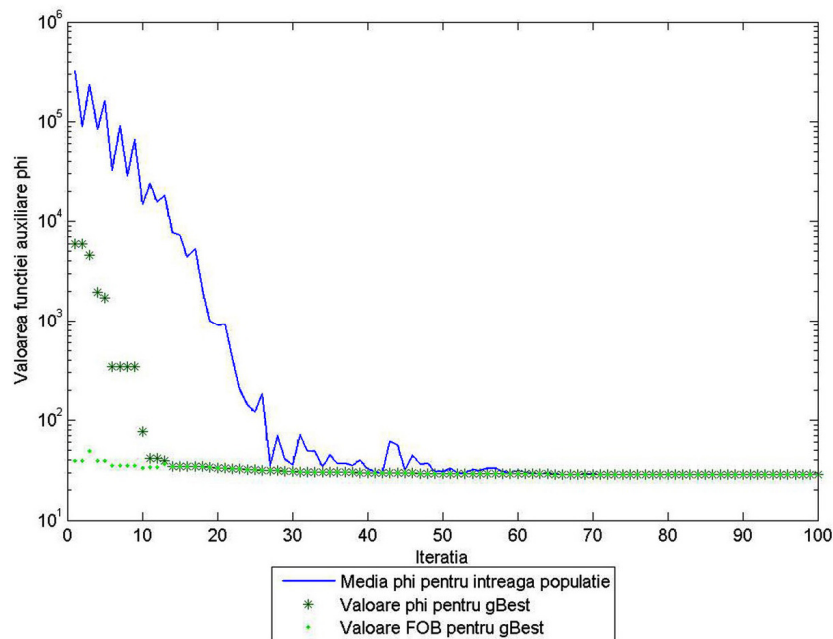


Fig. 8.2.3. Evoluția algoritmului PSO pentru determinarea OPF

8.2.3. Prezentarea soluției optime de extindere

8.2.3.1. Considerații preliminare

Planificarea extinderii optime a rețelei de transport al energiei electrice pentru sistemul IEEE24 RTS adaptat, abordată în manieră dinamică, a fost precedată de o prognoză a consumului pe o perioadă de 20 de ani (2014 - 2034). Rezultatele globale ale acestui studiu, pentru anii de interes sunt prezentate în tabelul 8.2.12.

Tabelul 8.2.12. Rezultatele globale ale prognozei consumului

	P_c total [MW]	Q_c total [Mvar]
2014	2165.00	448.00
2019	2815.00	587.00
2024	3208.00	670.00
2029	3656.00	764.00
2034	4170.00	870.00

Se menționează că prognoza a fost ușor supradimensionată, pentru a obține o soluție de extindere mai "consistentă" pentru ultimul an, potrivită pentru evidențierea evoluției dinamice a ansamblului procesului de planificare a extinderii.

În conformitate cu cele precizate în subcapitolul 8.1, paragraful 8.2.3.2 se referă la analiza retrospectivă, paragraful 8.2.3.3 la cea prospectivă, iar paragraful final (8.2.3.4) are ca obiect comentarea comparativă a rezultatelor și stabilirea soluției finale privind planificarea dinamică a extinderii RET din cadrul sistemului analizat.

8.2.3.2. Abordarea retrospectivă

Așa cum s-a precizat în subcapitolul 8.1, analiza retrospectivă înseamnă că se pleacă de la situația de extindere maximală corespunzătoare anului 2034 (obținută în maniera prezentată în [Cristian2013], [Solo2013]), determinându-se succesiv, pas cu pas (parcursere în sens invers), soluțiile de extindere pentru toate fazele: anii 2034, 2029, 2024, 2019. Rezultatul (rezultatele) obținute pentru anul 2034 reprezintă de fapt soluția finală (soluțiile finale) pentru finele perioadei analizate de 20 de ani.

La fiecare etapă a analizei dinamice retrospective domeniul admisibil al soluțiilor a fost definit pe baza rezultatului (rezultatelor) de la pasul anterior.

Pentru realizarea DTNEP s-au utilizat instrumentele soft prezentate în capitolul 7 (*PowerOptPowerPlanPSO* și *PowerOptPowerPlanGA*). Analizele au fost realizate atât cu algoritmul PSO, cât și cu AG, concluziile comparative, dacă este cazul, fiind prezentate în paragraful 8.2.3.4.

Pentru exemplificarea evoluției calculelor se prezintă în detaliu rezultatele primei etape a analizei retrospective, cu alte cuvinte cele pentru anul 2034, obținute cu algoritmul PSO.

Structura monofilară a soluției de extindere este prezentată în fig. 8.2.4, având următoarele caracteristici:

- număr total de noduri – 24, dintre care 11 noduri generatoare și 13 consumatoare;
- număr de elemente de rețea conectate – 57, dintre care 47 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110 kV și 220 kV și 10 autotransformatoare 220 kV / 110 kV.

Față de configurația inițială, corespunzătoare anului 2014 (paragraful 8.2.1) au fost introduse următoarele elemente de rețea:

1. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 1 și 2;
2. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 1 și 5;
3. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 2 și 4;
4. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 2 și 6;
5. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 7 și 8;
6. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 6 și 10;
7. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 12 și 13;
8. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 12 și 23;
9. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 13 și 11;
10. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 24;
11. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 16 și 19;

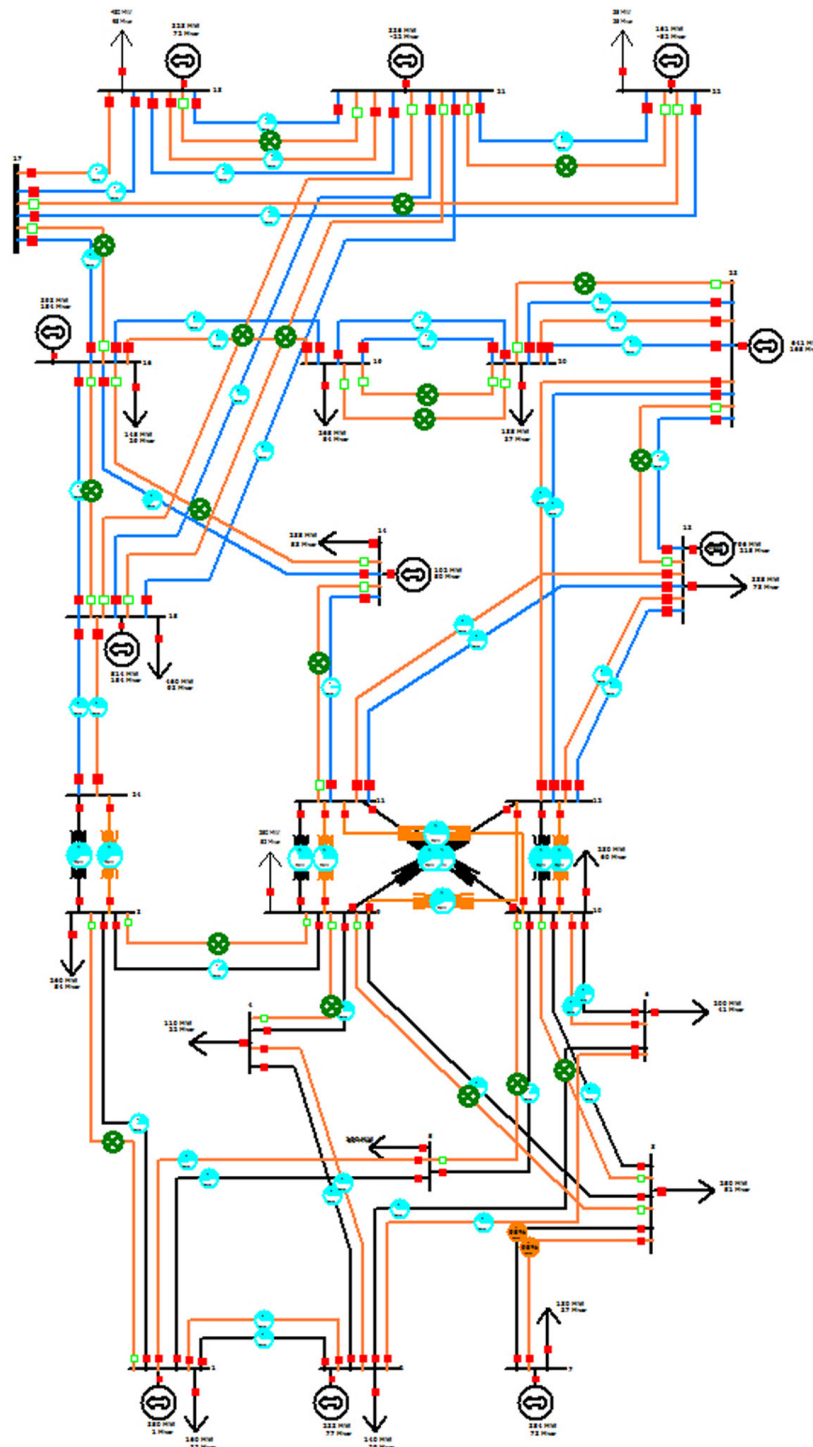


Fig. 8.2.4. Structura sistemului IEEE24 RTS adaptat – soluția optimă de extindere pentru anul 2034

12. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 17 și 18;
13. circuitul 3 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 18 și 21;
14. circuitul 3 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 20 și 23;
15. autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 11 și 9;
16. autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 11 și 10;
17. autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 12 și 9;
18. autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 12 și 10;
19. autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 24 și 3.

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

1. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 1 și 3;
2. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 3 și 9;
3. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 4 și 9;
4. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 5 și 10;
5. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 8 și 9;
6. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 8 și 10;
7. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 13 și 23;
8. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 14 și 11;
9. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 14 și 16;
10. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 16;
11. circuitul 3 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 21;
12. circuitul 4 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 21;
13. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 16 și 17;
14. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 17 și 22;
15. circuitul 4 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 18 și 21;
16. circuitul 3 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 19 și 20;
17. circuitul 4 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 19 și 20;
18. circuitul 4 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 20 și 23;
19. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 21 și 22.

Se observă că dintre cele 33 de posibilități de extindere (dublarea unor LEA), soluția optimă utilizează 14 (la care se adaugă cele 5 autotransformatoare).

Rezultatele pentru regimul optim aferent de funcționare sunt prezentate în tabelele:

- a) Tabelul 8.2.13 (Anexa 1) – Date și rezultate noduri (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- b) Tabelul 8.2.14 (Anexa 1) – Date generatoare;
- c) Tabelul 8.2.15 (Anexa 1) – Circulații de puteri prin elementele de rețea (LEA și autotransformatoare).

În figurile 8.2.5, 8.2.6 și 8.2.7 sunt prezentate valorile puterilor active și reactive generate, respectiv valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial (anul 2014), regimului optim al sistemului extins maximal (anul 2034) și regimului optim al soluției de extindere (anul 2034). Se constată că pentru regimul optim al soluției de extindere tensiunile în noduri se află în banda admisibilă, la fel și puterile active și reactive generate.

Sinteza evoluției algoritmului de determinare a soluției optime de extindere pentru anul 2034 (prin prisma valorilor relative ale FOB aferente, cu raportare la valoarea absolută corespunzătoare regimului extins maximal) este prezentată în fig. 8.2.8. Datorită dimensiunilor RET și a numărului relativ mare de linii propuse pentru extindere, se observă că soluția prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării procesului de optimizare. Totuși, din "câștigul" total de 31%, 29.5% se realizează în primele 6 iterații și 1.5% în următoarele. "Stabilizarea" valorii pentru ultimele 3 iterații reflectă faptul că algoritmul s-a încheiat datorită "plafonării" soluției (pragul de terminare a

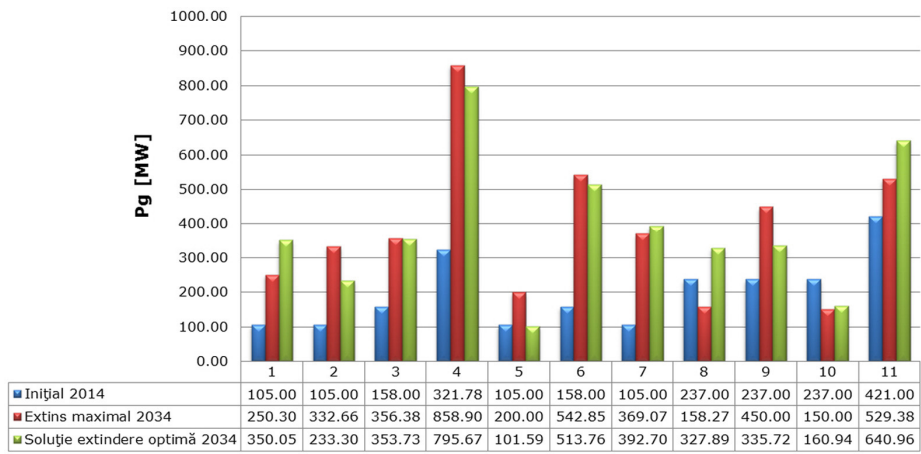


Fig. 8.2.5. Puterea activă generată

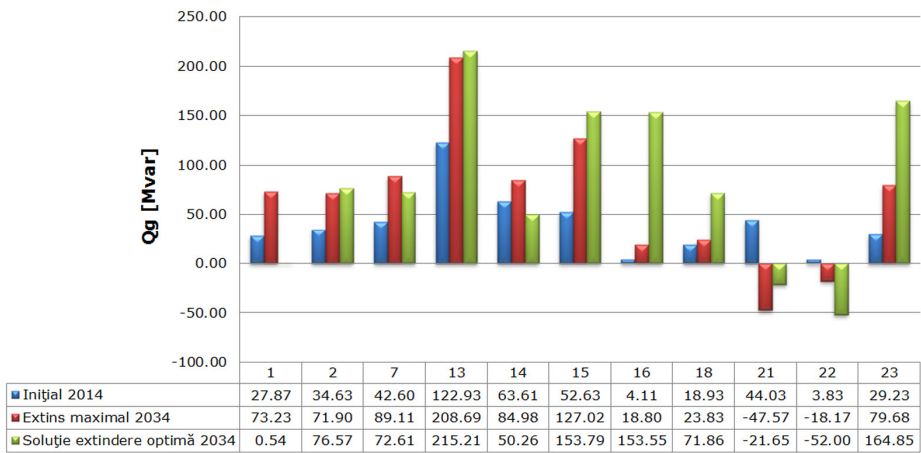


Fig. 8.2.6. Puterea reactivă generată

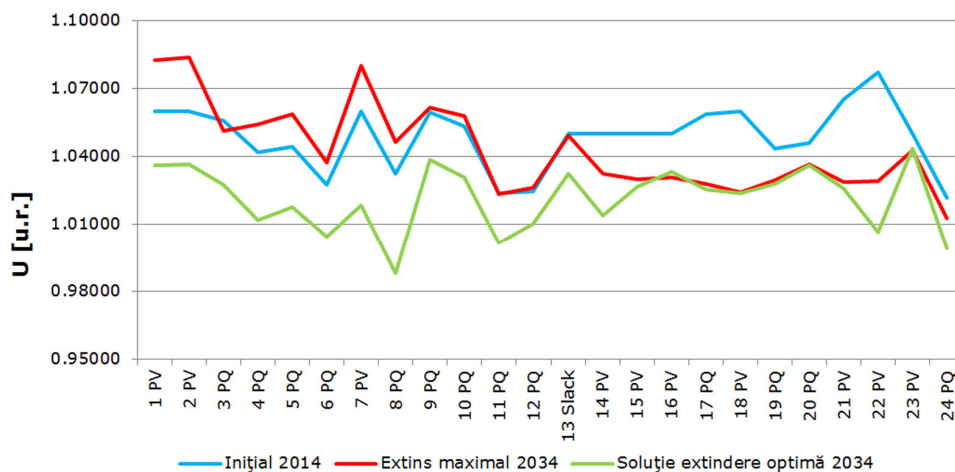


Fig. 8.2.7. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

calculului la "repetare de soluție" a fost fixat la 3 pentru această rulare a programului). "Câștigul" de circa 31% față de valoarea inițială a FOB se consideră a fi semnificativ, în concordanță cu dimensiunile sistemului test, ale domeniului admisibil al soluțiilor și cu caracterul regimurilor de funcționare.

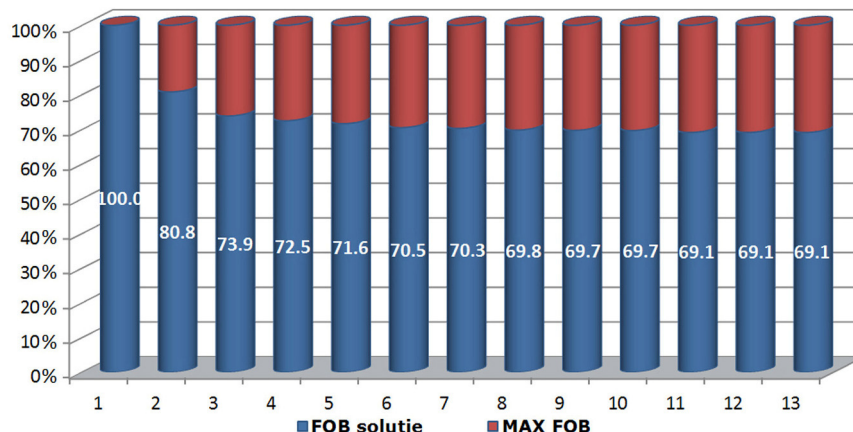


Fig. 8.2.8. Evoluția valorii FOB pentru DTNEP pe parcursul iterațiilor

Rezultatele globale (finale și intermediare) ale analizei retrospective sunt prezentate în tabelul 8.2.16.

Tabelul 8.2.16. Rezultatele globale ale analizei retrospective

	2019	2024	2029	2034
Număr LEA introduse / număr maxim LEA posibile	3 / 33	6 / 33	9 / 33	14 / 33
LEA introduse	-	LEA 110 kV 1 - 2	LEA 110 kV 1 - 2	LEA 110 kV 1 - 2
	-	LEA 110 kV 1 - 5	LEA 110 kV 1 - 5	LEA 110 kV 1 - 5
	-	-	-	LEA 110 kV 2 - 4
	-	-	-	LEA 110 kV 2 - 6
	LEA 110 kV 7 - 8	LEA 110 kV 7 - 8	LEA 110 kV 7 - 8	LEA 110 kV 7 - 8
	LEA 110 kV 6 - 10	LEA 110 kV 6 - 10	LEA 110 kV 6 - 10	LEA 110 kV 6 - 10
	-	-	-	LEA 220 kV 12 - 13
	-	-	LEA 220 kV 12 - 23	LEA 220 kV 12 - 23
	LEA 220 kV 13 - 11	LEA 220 kV 13 - 11	LEA 220 kV 13 - 11	LEA 220 kV 13 - 11
	-	-	LEA 220 kV 15 - 24	LEA 220 kV 15 - 24
	-	-	-	LEA 220 kV 16 - 19
	-	LEA 220 kV 17 - 18	LEA 220 kV 17 - 18	LEA 220 kV 17 - 18
	-	-	-	LEA 220 kV 18 - 21
-	-	LEA 220 kV 20 - 23	LEA 220 kV 20 - 23	

Se menționează că soluția pentru anul 2034 a rezultat pe baza unei analize comparative a mai multor variante quasi-optime, cu valori apropiate ale FOB, mai ales că experiența arată că optimul este destul de "plat".

Ca soluție alternativă viabilă, cu valori foarte apropiate ale FOB, se menționează cea în care în loc de dublarea LEA 17 - 18 se alege dublarea LEA 15 - 16 (anii 2034, 2029, 2024).

8.2.3.3. Abordarea prospectivă

Așa cum s-a precizat în subcapitolul 8.1, analiza prospectivă înseamnă că se pleacă de la situația inițială corespunzătoare anului 2014, determinându-se succesiv, pas cu pas (parcurs în sens direct), soluțiile de extindere pentru fazele următoare: anii 2019, 2024, 2029, 2034. Rezultatul (rezultatele) obținute pentru anul 2034 reprezintă de fapt soluția finală (soluțiile finale) pentru finele perioadei analizate de 20 de ani.

La fiecare etapă a analizei dinamice prospective domeniul admisibil al soluțiilor s-a considerat cel definit de situația de extindere maximală, din care s-au eliminat elementele de rețea deja introduse.

Rezultatele globale (finale și intermediare) ale analizei prospective sunt prezentate în tabelul 8.2.17.

Tabelul 8.2.17. Rezultatele globale ale analizei prospective

	2019	2024	2029	2034
Număr LEA introduse / număr maxim LEA posibile	2 / 33	6 / 33	10 / 33	14 / 33
LEA introduse	-	LEA 110 kV 1 - 2	LEA 110 kV 1 - 2	LEA 110 kV 1 - 2
	-	LEA 110 kV 1 - 5	LEA 110 kV 1 - 5	LEA 110 kV 1 - 5
	-	-	LEA 110 kV 2 - 4	LEA 110 kV 2 - 4
	-	-	-	LEA 110 kV 2 - 6
	LEA 110 kV 7 - 8	LEA 110 kV 7 - 8	LEA 110 kV 7 - 8	LEA 110 kV 7 - 8
	LEA 110 kV 6 - 10	LEA 110 kV 6 - 10	LEA 110 kV 6 - 10	LEA 110 kV 6 - 10
	-	-	-	LEA 220 kV 12 - 13
	-	LEA 220 kV 12 - 23	LEA 220 kV 12 - 23	LEA 220 kV 12 - 23
	-	LEA 220 kV 13 - 11	LEA 220 kV 13 - 11	LEA 220 kV 13 - 11
	-	-	LEA 220 kV 15 - 24	LEA 220 kV 15 - 24
	-	-	LEA 220 kV 16 - 19	LEA 220 kV 16 - 19
	-	-	LEA 220 kV 17 - 18	LEA 220 kV 17 - 18
	-	-	-	LEA 220 kV 18 - 21
	-	-	-	LEA 220 kV 20 - 23

Se menționează că soluția pentru anul 2034 a rezultat pe baza unei analize comparative a mai multor variante quasi-optime, cu valori apropiate ale FOB, mai ales că experiența arată că optimul este destul de "plat".

Ca soluție alternativă viabilă, cu valori foarte apropiate ale FOB, se menționează cea în care în loc de dublarea LEA 18 - 21 se alege dublarea LEA 15 - 16 și 14-16 în soluția finală, adică în anul 2034, cu mențiunea că LEA 15-16 se dublează încă din anul 2029.

8.2.3.4. Concluzii

Comparând soluțiile obținute în cele două abordări rezultă următoarele concluzii, unele dintre ele cu caracter mai general, altele cu valabilitate particulară doar pentru acest studiu de caz:

- soluțiile finale de extindere obținute cu cele două direcții de parcurs a abordării dinamice sunt identice, cu observația că la ambele variante de lucru există și soluții quasi-optime, cu valoare apropiată a FOB. Se menționează că, de regulă, și acestea sunt practic similare;
- soluția obținută pentru anul 2019 este diferită, dar cu valori foarte apropiate ale FOB: pentru varianta retrospectivă se dublează LEA 110 kV 7 - 8, 6 - 10 și LEA de 220 kV 13 - 11, iar pentru cea prospectivă doar cele de 110 kV;

- c) soluția obținută pentru anul 2024 este diferită, dar cu valori foarte apropiate ale FOB. Numărul total de LEA introduse este același (6), cu deosebirea că la abordarea prospectivă apare în soluție dublarea LEA 220 KV 12 - 23, în loc de 17 - 18 la cea retrospectivă;
- d) soluția obținută pentru anul 2029, dar cu valori foarte apropiate ale FOB. Numărul de LEA introduse la abordarea retrospectivă este 9, față de 10 la cea prospectivă. Față de LEA 110 kV dublate la soluția retrospectivă, la cea prospectivă apare în plus dublarea LEA 110 kV 2 - 4. În ceea ce privește liniile de 220 kV, în loc de LEA 20 - 23 dublată la abordarea retrospectivă, la cea prospectivă apare 16 - 19;
- e) analiza coloanelor 2029 și 2034 din tabelele 8.2.16 și 8.2.17 indică faptul că toate elementele care sunt diferite în coloana 2029 apar în soluția finală pentru anul 2034;
- f) concluzia generală care se impune: pot să apară mici diferențe între rezultatele abordării prospective și retrospective atât în ceea ce privește soluția după prima etapă și soluția după ultima etapă (finală), cât și în ceea ce privește rezultatele etapelor intermediare.
- g) pot să apară situații în care la abordarea prospectivă se pleacă de la o soluție inițială (după prima etapă) mai mult sau mai puțin diferită față de cea obținută la abordarea retrospectivă, rezultatul final obținut fiind același în ambele cazuri;
- h) și "reciproca" observației de la punctul anterior este adevărată: la abordarea retrospectivă se pleacă de la o soluție finală (ultimul an al perioadei de analiză) ușor diferită față de cea finală obținută la abordarea prospectivă, rezultatul obținut pentru finele primei etape sau ale unor etape intermediare fiind același în ambele cazuri;
- i) pot exista și situații în care la ambele variante soluțiile pentru prima etapă (anul 2019 în cazul nostru) și finale (anul 2034 în acest studiu) sunt identice, dar cele din fazele intermediare (anii 2024, 2029) sunt ușor diferite;
- k) toate elementele prezentate mai sus nu fac decât să confirme caracterul destul de "plat" al FOB: există o "zonă" în jurul optimului matematic, evident parte a domeniului soluțiilor admisibile, pentru "punctele" căreia valorile FOB sunt foarte apropiate de optimul matematic.
- Rezultatele prezentate pentru acest sistem test au fost obținute cu algoritmul PSO. Testele efectuate cu algoritmul GA au relevat faptul că, în condițiile și limitele precizate mai sus, rezultatele obținute pot fi ușor diferite. Pe lângă comentariile anterioare, această constatare este explicabilă și prin:
- mecanismele diferite cu care cele două metode soluționează de fapt problema de optimizare;
 - maniera diferită prin care cele două metode generează populația inițială și obțin populațiile următoare;
 - în ceea ce privește elementele de rețea posibile a fi introduse, algoritmul GA lucrează cu variabile binare, iar algoritmul PSO cu variabile reale, "convertite" în final în binar.

8.3. Sistemul Test50

8.3.1. Sistemul Test50, regimul inițial 2014

Sistemul Test50 dezvoltat în cadrul Departamentului de Electroenergetică a Universității Politehnica Timișoara reprezintă sistemul test cu o complexitate relativ mai ridicată, pe care au fost testate instrumentele software pentru planificarea extinderii optime a SEE [Kilyeni1988b]. Structura sistemului este prezentată în fig. 8.3.1.

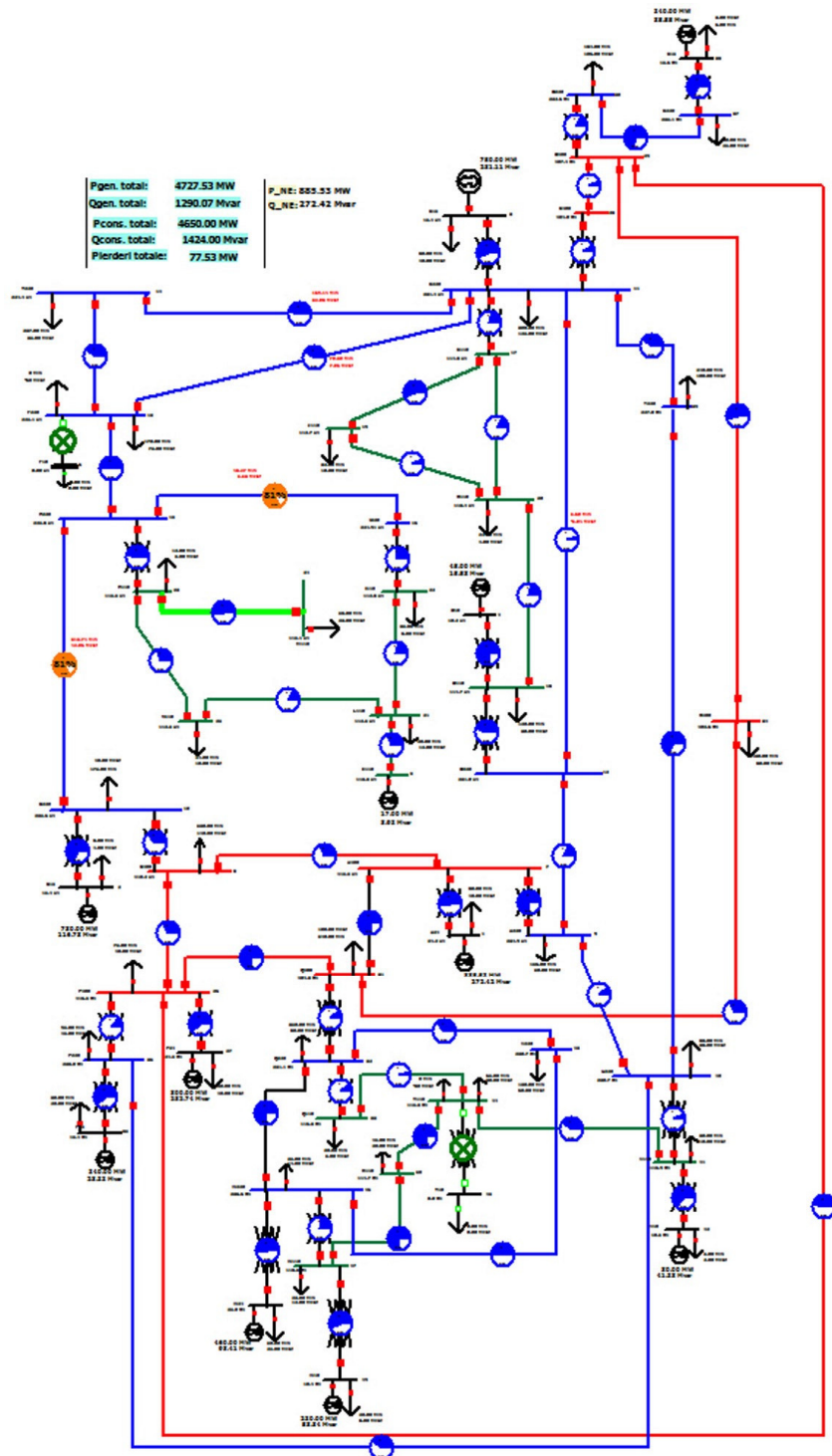


Fig. 8.3.1. SEE Test50 – schema monofilară inițială

Caracteristicile sistemului Test50 sunt următoarele:

- 50 noduri, dintre care 13 noduri generatoare și 37 consumatoare;
- 62 elemente de rețea, dintre care 37 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110, 220 și 400 kV și 25 transformatoare și autotransformatoare.

În prima fază, cu ajutorul instrumentului software *Power* [Kilyeni2010] s-a determinat regimul de bază al sistemului, rezultatele fiind apoi importate în programul *PowerWorld* pentru o vizualizare mai ușoară.

Elementele esențiale legate de acest regim (topologie, parametri elemente de rețea, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază, circulații de puteri prin elementele de rețea) sunt prezentate în tabelele:

- a) Tabelul 8.3.1 (Anexa 2) – parametri linii electrice aeriene;
- b) Tabelul 8.3.2 (Anexa 2) – parametri transformatoare și autotransformatoare;
- c) Tabelul 8.3.3 (Anexa 2) – date și rezultate noduri regim de bază (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- d) Tabelul 8.3.4 (Anexa 2) – date generatoare regim de bază inițial;
- e) Tabelul 8.3.5 (Anexa 2) – circulații de puteri prin elementele de rețea în regimul de bază inițial (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Din punct de vedere al tensiunilor în noduri regimul de bază pentru configurația inițială se prezintă astfel (Anexa 2):

- valorile tensiunilor, în unități relative, pentru nodurile cu tensiunile nominale de 110 kV și 220 kV se încadrează în intervalul (0.95-1.1), ceea ce înseamnă (104.5-121 kV, respectiv 209-242 kV);
- valorile tensiunilor, în unități relative, pentru nodurile cu tensiunea nominală de 400 kV se încadrează în intervalul (1-1.05), ceea ce înseamnă (400-420 kV);
- pentru tensiunile la bornele generatoarelor limitele de reglaj au fost fixate între (0.95-1.1).

Pentru regimul inițial puterea activă totală consumată este de 4650 MW, puterea activă generată – 4727.5 MW, pierderile de putere activă fiind de 77.5 MW.

8.3.2. Sistemul Test50, regimul extins maximal, anul 2034

Planificare extinderii rețelei de transport se face pentru finalul unei perioade de 20 ani, pe baza valorilor consumului prognozat pentru ultimul an, considerând cunoscute capacitățile de generare de la finele perioadei.

Din punct de vedere al puterilor consumate și generate, caracteristicile sistemului Test50 extins maximal, sunt următoarele:

- puterea activă totală consumată este 6975 MW, valorile pentru fiecare nod regăsindu-se în tabelul 8.3.9 (Anexa 2);
- pentru acoperirea noului consum s-a extins și capacitatea de generare a SEE; s-a mărit puterea debitată de generatoare, mai puțin a celor din nodurile 4, 5 și 42. Noua situație este prezentată în tabelul 8.3.6 (Anexa 2).

În această etapă au fost introduse în total 37 elemente noi de rețea, dintre care 8 transformatoare, 3 autotransformatoare și 26 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110 kV, 220 kV și 400 kV:

1. transformatorul 2 400/24 kV între nodurile 7 și 1;
2. transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 10 și 2;
3. transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 11 și 3;
4. transformatorul 2 400/24 kV între nodurile 26 și 27;
5. transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 36 și 35;

6. transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 37 și 38;
7. transformatorul 2 220/24 kV între nodurile 46 și 48;
8. transformatorul 2 110/10 kV între nodurile 47 și 49;
9. autotransformatorul 2 400/220 kV între nodurile 9 și 7;
10. autotransformatorul 2 400/220 kV între nodurile 10 și 8;
11. autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 46 și 47;
12. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 7 și 31;
13. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 8 și 7;
14. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 8 și 26;
15. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 9 și 40;
16. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 12;
17. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 39;
18. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 14;
19. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 13;
20. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 12 și 9;
21. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 13 și 15;
22. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 14 și 13;
23. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 10;
24. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 16;
25. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 26 și 31;
26. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 29 și 26;
27. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 29 și 34;
28. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 29 și 28;
29. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 31 și 34;
30. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 32 și 46;
31. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 32 și 43;
32. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 37 și 30;
33. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 39 și 40;
34. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 40 și 36;
35. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 44 și 50;
36. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 46 și 43;
37. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 47 și 50.

Structura sistemului extins maximal este prezentată în fig. 8.3.2:

- număr total de noduri – 50, dintre care 13 noduri generatoare și 37 consumatoare;
- 99 elemente de rețea, dintre care 63 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110 kV, 220 kV și 400 kV și 36 transformatoare și autotransformatoare.

Parametrii elementelor suplimentare de rețea sunt prezentați în tabelele 8.3.7, 8.3.8 (Anexa 2).

Etapa următoare constă în determinarea regimului optim de funcționare al sistemului extins maximal. În acest scop au fost utilizate aplicațiile software *PowerOpt*, *PowerPlanPSO* și *PowerOptPowerPlanGA* prezentate în capitolul 7.

Elementele esențiale legate de acest regim optim (puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază, circulații de puteri prin elementele de rețea) sunt prezentate în tabelele:

- a) Tabelul 8.3.9 (Anexa 2) – Date și rezultate noduri regim extins maximal OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- b) Tabelul 8.3.10 (Anexa 2) – Date generatoare regim extins maximal OPF;
- c) Tabelul 8.3.11 (Anexa 2) – Circulații de puteri prin elementele de rețea pentru regimul extins maximal OPF (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

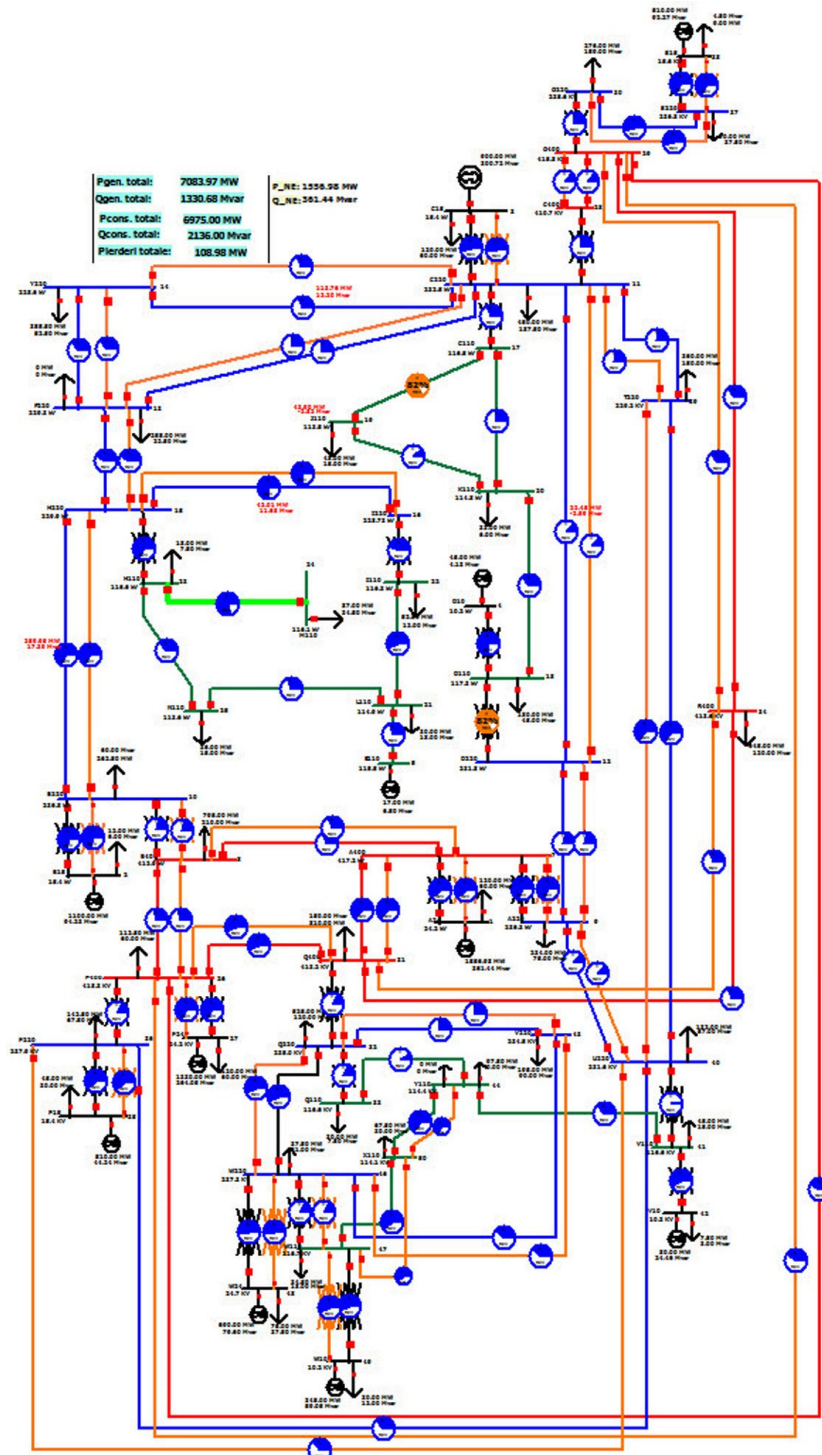


Fig. 8.3.2. Structura sistemului Test50 extins maximal

Pentru regimul optim al sistemului extins maximal, valoarea totală a pierderilor de putere activă pe ansamblul SEE este de 95.9 MW, față de 109 MW cât a fost în regimul extins maximal de bază. Se observă că în urma optimizării pierderile de putere activă scad cu aproximativ 12%, iar tensiunile în noduri se mențin în limitele menționate anterior.

Pentru exemplificarea evoluției algoritmului de optimizare, în fig. 8.3.3 se poate urmări situația pentru algoritmul GA. Analiza graficelor din figură evidențiază următoarele concluzii și comentarii:

- cu roșu sunt reprezentate valorile maxime ale funcției auxiliare Φ , corespunzătoare celei mai slabe soluții. Forma graficului indică faptul că la începutul procesului de optimizare există indivizi foarte "slabi" în raport cu media. În fazele superioare ale procesului de optimizare cel mai "slab" individ se apropie de medie, cu observația că la unele iterații există și excepții (observabile cel mai bine în jurul iterației 100, respectiv 150);
- cu albastru sunt reprezentate valorile funcției Φ pentru cel mai bun individ al fiecărei populații. Se observă câștigul mare obținut în prima zonă a graficului. Forma plată din zona finală (după iterația 80-100) evidențiază "eforturile" algoritmului de a apropia valoarea funcției auxiliare de cea a FOB, cu alte cuvinte de a elimina în totalitate situațiile de violare a restricțiilor de tip inegalitate referitoare la valorile variabilelor de stare (încălcarea a limitei superioare sau a celei inferioare impuse);
- cu linie verde întreruptă este reprezentată valoarea medie a funcției Φ pentru întreaga populație. Forma graficului indică faptul că la începutul procesului de optimizare există probabil mai mulți indivizi "slabi" în raport cu cea mai bună valoare. În fazele superioare ale procesului de optimizare valoarea medie se apropie de cea optimă, cu alte cuvinte nu mai există indivizi "foarte slabi" (cu micile excepții menționate la primul comentariu);
- situația menționată la al doilea comentariu este similară cu cea de la evoluția metodelor "clasice" de optimizare, bazate pe modelare matematică.

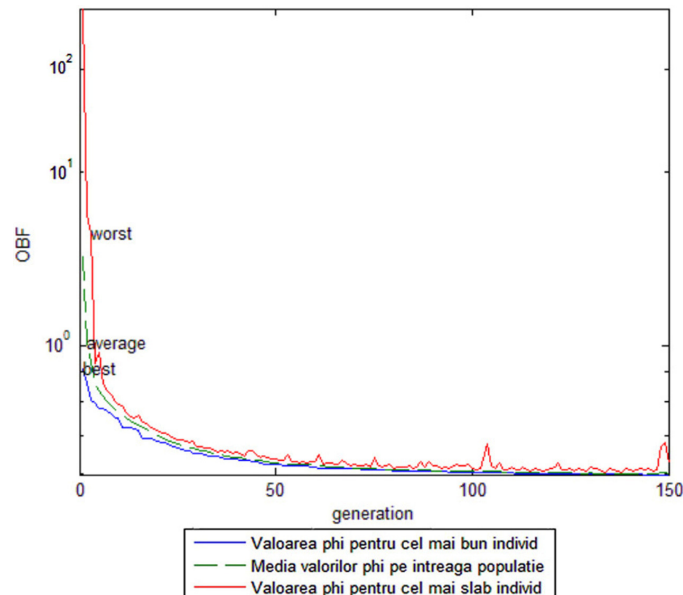


Fig. 8.3.3. Evoluția algoritmului genetic pentru determinarea OPF

Rezultatele obținute cu algoritmul PSO sunt practic similare (în limitele unor toleranțe rezonabile) cu cele de la GA, inclusiv concluziile de mai sus referitoare la evoluția algoritmului de optimizare.

8.3.3. Prezentarea soluției optime de extindere

8.3.3.1. Considerații preliminare

Planificarea extinderii optime a RET pentru sistemul Test50, abordată în manieră dinamică, a fost precedată de o prognoză a consumului pe o perioadă de 20 de ani (2014 - 2034). Rezultatele globale ale acestui studiu, pentru anii de interes sunt prezentate în tabelul 8.3.12.

Tabelul 8.3.12. Rezultatele globale ale prognozei consumului

	P_c total [MW]	Q_c total [Mvar]
2014	4650.00	1424.00
2019	5146.00	1576.00
2024	5695.00	1744.00
2029	6303.00	1930.00
2034	6975.00	2136.00

Se menționează că prognoza a fost ușor supradimensionată, pentru a obține o soluție de extindere mai "consistentă" pentru ultimul an, potrivită pentru evidențierea evoluției dinamice a ansamblului procesului de planificare a extinderii.

În conformitate cu cele precizate în subcapitolul 8.1, paragraful 8.3.3.2 se referă la analiza retrospectivă, paragraful 8.3.3.3 la cea prospectivă, iar paragraful final (8.3.3.4) are ca obiect comentarea comparativă a rezultatelor și stabilirea soluției finale privind planificarea dinamică a extinderii RET din cadrul sistemului analizat.

8.3.3.2. Abordarea retrospectivă

Așa cum s-a precizat în subcapitolul 8.1, analiza retrospectivă înseamnă că se pleacă de la situația de extindere maximală corespunzătoare anului 2034 (obținută în maniera prezentată în [Cristian2013], [Solo2013]), determinându-se succesiv, pas cu pas (parcurs în sens invers), soluțiile de extindere pentru toate fazele: anii 2034, 2029, 2024, 2019. Rezultatul (rezultatele) obținute pentru anul 2034 reprezintă de fapt soluția finală (soluțiile finale) pentru finele perioadei analizate de 20 de ani.

La fiecare etapă a analizei dinamice retrospective domeniul admisibil al soluțiilor a fost definit pe baza rezultatului (rezultatelor) de la pasul anterior.

Pentru realizarea DTNEP s-au utilizat instrumentele soft prezentate în capitolul 7 (*PowerOptPowerPlanPSO* și *PowerOptPowerPlanGA*). Analizele au fost realizate atât cu algoritmul PSO, cât și cu AG, concluziile comparative, dacă este cazul, fiind prezentate în paragraful 8.3.3.4.

Pentru exemplificarea evoluției calculelor se prezintă în detaliu rezultatele primei etape a analizei retrospective – cele pentru anul 2034, obținute cu algoritmul GA.

Structura monofilară a soluției de extindere este prezentată în fig. 8.3.4, având următoarele caracteristici:

- număr total de noduri – 50, dintre care 13 noduri generatoare și 37 consumatoare;
- număr total elemente de rețea conectate – 82, dintre care 48 LEA cu tensiuni nominale de 110, 220 și 400 kV și 34 transformatoare și autotransformatoare.

Față de configurația inițială, corespunzătoare anului 2014 (paragraful 8.3.1) au fost introduse următoarele elemente de rețea:

1. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 7 și 31;
2. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 26 și 31;

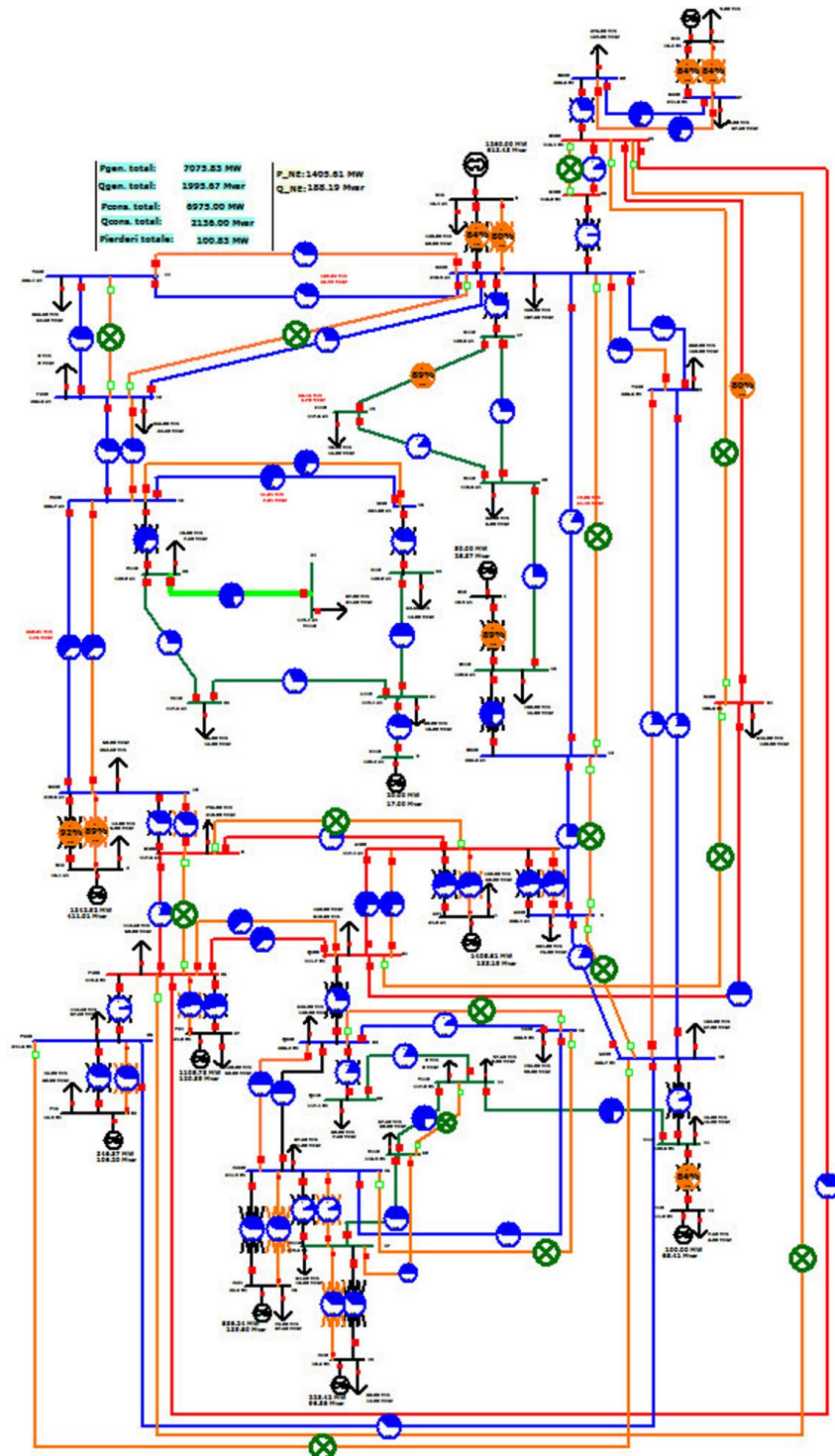


Fig. 8.3.4. Structura sistemului Test 50 – soluția optimă de extindere pentru anul 2034

3. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 39;
4. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 13 și 15;
5. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 14 și 11;
6. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 10;
7. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 15 și 16;
8. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 32 și 46;
9. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 37 și 30;
10. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 39 și 40;
11. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 47 și 50;
12. autotransformatorul 2 400/220 kV între nodurile 9 și 7;
13. autotransformatorul 2 400/220 kV între nodurile 10 și 8;
14. autotransformatorul 2 220/110 kV între nodurile 46 și 47;
15. transformatorul 2 400/24 kV între nodurile 7 și 1;
16. transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 10 și 2;
17. transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 11 și 3;
18. transformatorul 2 400/24 kV între nodurile 26 și 27;
19. transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 36 și 35;
20. transformatorul 2 220/15 kV între nodurile 37 și 38;
21. transformatorul 2 220/24 kV între nodurile 46 și 48;
22. transformatorul 2 110/10 kV între nodurile 47 și 49.

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

1. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 8 și 7;
2. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 8 și 26;
3. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 29 și 26;
4. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 29 și 34;
5. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 29 și 28;
6. circuitul 2 pentru LEA 400 kV dintre nodurile 31 și 34;
7. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 9 și 40;
8. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 12;
9. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 11 și 13;
10. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 12 și 9;
11. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 14 și 13;
12. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 32 și 43;
13. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 40 și 36;
14. circuitul 2 pentru LEA 220 kV dintre nodurile 46 și 43;
15. circuitul 2 pentru LEA 110 kV dintre nodurile 44 și 50.

Se observă că dintre cele 26 de posibilități de extindere (dublarea unor LEA), soluția optimă utilizează 11.

Rezultatele pentru regimul optim aferent de funcționare sunt prezentate în tabelele:

- a) Tabelul 8.3.13 (Anexa 2) – Date și rezultate noduri (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- b) Tabelul 8.3.14 (Anexa 2) – Date generatoare;
- c) Tabelul 8.3.15 (Anexa 2) – Circulații de puteri prin elementele de rețea (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

În figurile 8.3.5, 8.3.6 și 8.3.7 sunt prezentate valorile puterilor active și reactive generate, respectiv valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial (anul 2014), regimului optim al sistemului extins maximal (anul 2034) și regimului optim al soluției de extindere (anul 2034). Se constată că și pentru regimul optim tensiunile în noduri se află în banda admisibilă, la fel și puterile generate.

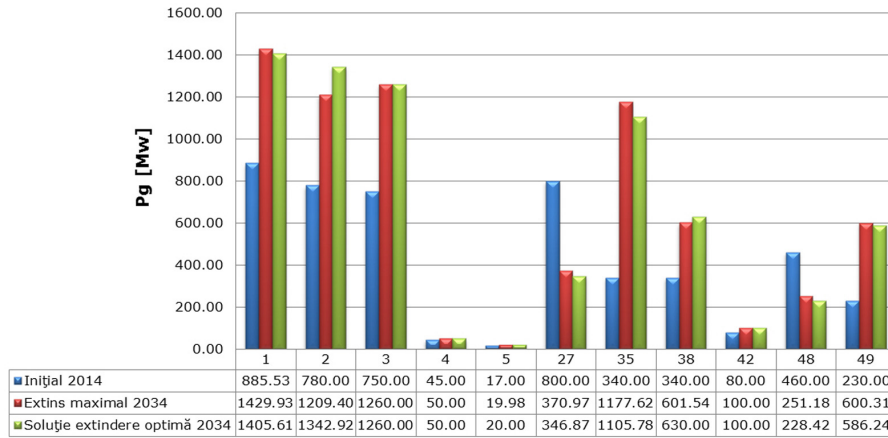


Fig. 8.3.5. Puterea activă generată

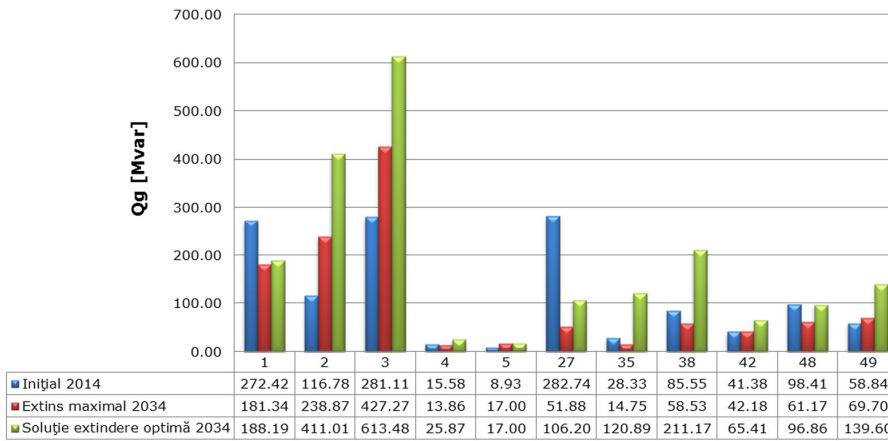


Fig. 8.3.6. Puterea reactivă generată

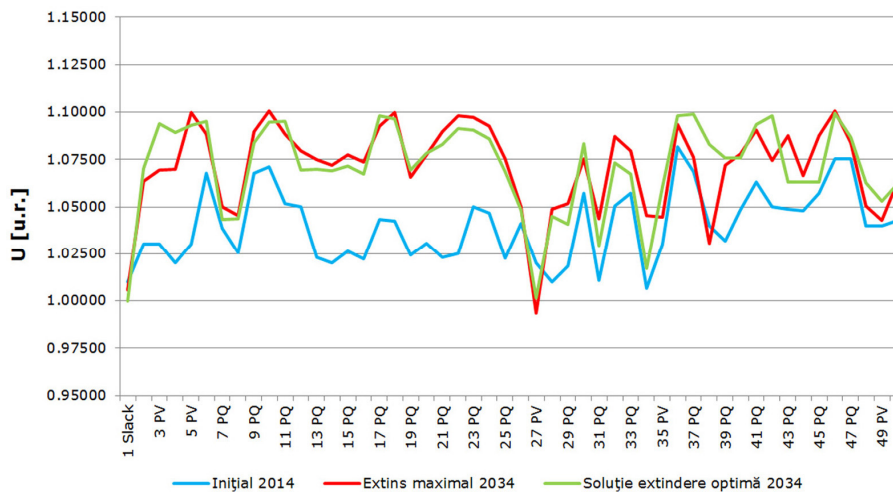


Fig. 8.3.7. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

Sinteza evoluției algoritmului de determinare a soluției optime de extindere pentru anul 2034 (prin prisma valorilor relative ale FOB aferente, cu raportare la valoarea absolută corespunzătoare regimului extins maximal) este prezentată în fig. 8.3.8. Datorită dimensiunilor RET și a numărului relativ mare de linii propuse pentru extindere, se observă că soluția prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării procesului de optimizare. "Stabilizarea" valorii pentru ultimele 3 iterații reflectă faptul că algoritmul s-a încheiat datorită "plafonării" soluției (pragul de terminare a calculelor la "repetare de soluție" a fost fixat la 3 pentru această rulare a programului). "Câștigul" de circa 41% față de valoarea inițială a FOB se consideră a fi semnificativ, în concordanță cu dimensiunile sistemului test, ale domeniului admisibil al soluțiilor și cu caracterul regimurilor de funcționare.

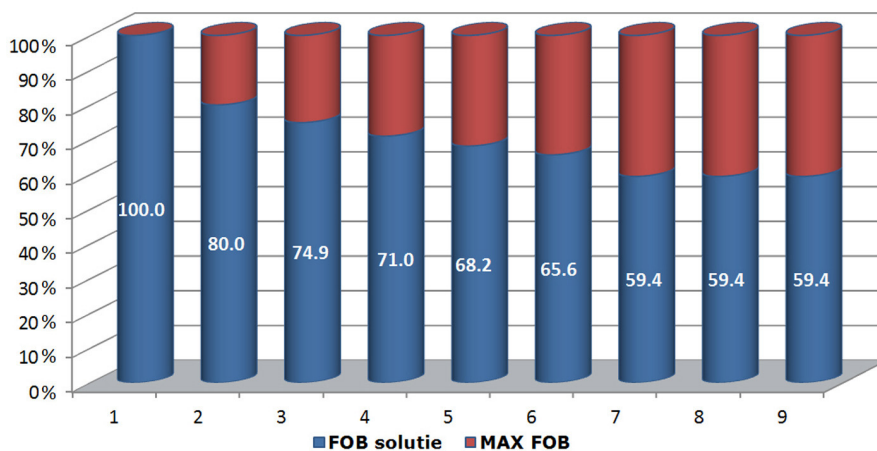


Fig. 8.3.8. Evoluția valorii FOB pentru DTNEP pe parcursul iterațiilor

Rezultatele globale (finale și intermediare) ale analizei retrospective sunt prezentate în tabelul 8.3.16.

Tabelul 8.3.16. Rezultatele globale ale analizei retrospective

	2019	2024	2029	2034
Număr LEA introduse / număr maxim LEA posibile	4 / 26	7 / 26	9 / 26	11 / 26
LEA introduse	-	-	LEA 400 kV 7 - 31	LEA 400 kV 7 - 31
	-	-	-	LEA 400 kV 26 - 31
	LEA 220 kV 11 - 39	LEA 220 kV 11 - 39	LEA 220 kV 11 - 39	LEA 220 kV 11 - 39
	-	-	LEA 220 kV 13 - 15	LEA 220 kV 13 - 15
	LEA 220 kV 14 - 11	LEA 220 kV 14 - 11	LEA 220 kV 14 - 11	LEA 220 kV 14 - 11
	-	LEA 220 kV 15 - 10	LEA 220 kV 15 - 10	LEA 220 kV 15 - 10
	-	LEA 220 kV 15 - 16	LEA 220 kV 15 - 16	LEA 220 kV 15 - 16
	-	LEA 220 kV 32 - 46	LEA 220 kV 32 - 46	LEA 220 kV 32 - 46
	LEA 220 kV 37 - 30	LEA 220 kV 37 - 30	LEA 220 kV 37 - 30	LEA 220 kV 37 - 30
	-	-	-	LEA 220 kV 39 - 40
LEA 220 kV 47 - 50	LEA 220 kV 47 - 50	LEA 220 kV 47 - 50	LEA 220 kV 47 - 50	

Se menționează că soluția pentru anul 2034 a rezultat pe baza unei analize comparative a mai multor variante quasi-optime, cu valori apropiate ale FOB, mai ales că experiența arată că optimul este destul de "plat".

8.3.3.3. Abordarea prospectivă

Așa cum s-a precizat în subcapitolul 8.1, analiza prospectivă înseamnă că se pleacă de la situația inițială corespunzătoare anului 2014, determinându-se succesiv, pas cu pas (parcurs în sens direct), soluțiile de extindere pentru fazele următoare: anii 2019, 2024, 2029, 2034. Rezultatul (rezultatele) obținute pentru anul 2034 reprezintă de fapt soluția finală (soluțiile finale) pentru finele perioadei analizate de 20 de ani.

La fiecare etapă a analizei dinamice prospective domeniul admisibil al soluțiilor s-a considerat cazul soluției de extindere maximale, din care s-au eliminat elementele de rețea deja introduse.

Rezultatele globale (finale și intermediare) ale analizei prospective sunt prezentate în tabelul 8.3.17.

Tabelul 8.3.17. Rezultatele globale ale analizei prospective

	2019	2024	2029	2034
Număr LEA introduse / număr maxim LEA posibile	4 / 26	7 / 26	9 / 26	11 / 26
LEA introduse	-	-	LEA 400 kV 7 - 31	LEA 400 kV 7 - 31
	-	-	-	LEA 400 kV 26 - 31
	LEA 220 kV 11 - 39	LEA 220 kV 11 - 39	LEA 220 kV 11 - 39	LEA 220 kV 11 - 39
	-	-	LEA 220 kV 13 - 15	LEA 220 kV 13 - 15
	LEA 220 kV 14 - 11	LEA 220 kV 14 - 11	LEA 220 kV 14 - 11	LEA 220 kV 14 - 11
	-	LEA 220 kV 15 - 10	LEA 220 kV 15 - 10	LEA 220 kV 15 - 10
	-	LEA 220 kV 15 - 16	LEA 220 kV 15 - 16	LEA 220 kV 15 - 16
	-	LEA 220 kV 32 - 46	LEA 220 kV 32 - 46	LEA 220 kV 32 - 46
	LEA 220 kV 37 - 30	LEA 220 kV 37 - 30	LEA 220 kV 37 - 30	LEA 220 kV 37 - 30
	-	-	-	LEA 220 kV 39 - 40
LEA 220 kV 47 - 50	LEA 220 kV 47 - 50	LEA 220 kV 47 - 50	LEA 220 kV 47 - 50	

Se menționează că soluția pentru anul 2034 a rezultat pe baza unei analize comparative a mai multor variante quasi-optime, cu valori apropiate ale FOB, mai ales că experiența arată că optimul este destul de "plat".

8.3.3.4. Concluzii

Comparând soluțiile obținute în cele două abordări rezultă următoarele concluzii, unele dintre ele cu caracter mai general, altele cu valabilitate particulară doar pentru acest studiu de caz:

- soluțiile finale de extindere obținute cu cele două direcții de parcurs a abordării dinamice sunt identice, cu observația că la ambele variante de lucru există și soluții quasi-optime, cu valoare apropiată a FOB. Se menționează că, de data aceasta, spre deosebire de sistemul IEEE24 RTS adaptat, unde au fost doar "practic similare", de data aceasta sunt în totalitate similare;
- spre deosebire de sistemul IEEE24 RTS adaptat, unde doar soluțiile finale erau identice (anul 2034), diferind calea pe care s-a ajuns la ele (cu alte cuvinte pentru anii intermediari 2019, 2024, 2029 au existat diferențe), de data aceasta și calea pe care s-a ajuns la soluțiile finale este identică (cu alte cuvinte nici pentru anii intermediari 2019, 2024, 2029 nu au existat diferențe);

- c) se poate formula o concluzie interesantă referitoare la comportarea celor două tehnici de inteligență artificială diferite utilizate (PSO și GA). Dacă în cazul sistemului IEEE24 RTS adaptat algoritmul PSO "funcționa" mai bine, de data aceasta performanțele algoritmului GA au fost superioare;
- d) concluzia particulară de la punctul c) permite formularea unei concluzii cu caracter mai general: nu se poate statua că pentru toate SEE unul dintre algoritmi utilizați ar avea performanțe mai bune decât celălalt. Se pare că atât structura SEE cât și numărul și caracterul elementelor suplimentare (circuit suplimentar LEA, LEA nouă, trecere LEA de la 220 kV la 400 kV etc.) incluse în sistemul extins maximal constituie cauza acestei comportări diferite ale algoritmilor;
- e) formularea unor concluzii privind situațiile în care un algoritm sau altul se comportă mai bine necesită analize suplimentare, pentru o gamă largă de SEE test și reale, cu diferite soluții maxime de extindere.

Rezultatele prezentate pentru acest sistem test, spre deosebire față de primul sistem test, au fost obținute cu algoritmul GA. Testele efectuate cu algoritmul PSO au relevat faptul că, în condițiile și limitele precizate mai sus, rezultatele obținute pot fi ușor diferite. Pe lângă comentariile anterioare, această constatare este explicabilă și prin:

- mecanismele diferite cu care cele două metode soluționează problema de optimizare;
- maniera diferită prin care cele două metode generează populația inițială și obțin populațiile următoare;
- în ceea ce privește elementele de rețea posibile a fi introduse, algoritmul PSO lucrează cu variabile reale, "convertite" în final în binar, iar algoritmul GA cu variabile binare.

8.4. Sistemul Electroenergetic al României (SEN)

8.4.1. Considerații preliminare

Studiul de caz cel mai consistent realizat în cadrul tezei de doctorat se referă la Sistemul Electroenergetic al României (SEN).

SEN cuprinde 144 noduri, cu tensiuni nominale de 220 kV, 400 kV și m.t. (24, 15 și 10 KV). 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 [UPT2009a], [UPT2009b], [UPT2012], [UPT2014e]. Elementele noi de rețea propuse pentru extindere au fost cele obținute de asemenea de la C.N.T.E.E Transelectrica S.A. – „Planul de perspectivă al RET. Perioada 2014-2023” [Trans2014] – completate și cu alte coridoare de extindere, rezultate în urma unor analize de regim. Pentru evoluția puterilor consumate și generate s-au luat în considerare atât datele din planul de perspectivă amintit mai sus, cât și rezultatele studiilor proprii de prognoză [Barb2009], [Jigoria2010], [Pop2010], [Cristian2013], [Solo2013].

Analizele preliminare efectuate referitor la extinderea optimă a RET din cadrul SEN au condus la soluții cu mult mai puține elemente de extindere decât cele cuprinse în „Planul de perspectivă al RET. Perioada 2014-2023” [Trans2014], elaborat de C.N.T.E.E Transelectrica S.A. În acest context, în dorința de a ajunge la soluții mai "consistente" de extindere, asemănătoare cu cele din planul de perspectivă menționat, peste consumurile prognozate "s-au suprapus" o serie de transferuri suplimentare

de putere, între zonele excedentare în privința capacității de generare și toate legăturile spre exterior ale SEN: Ungaria (LEA 400 kV Arad - Sándorfalva, LEA 400 kV Arad - Nădab - Békéscsaba și Oradea - Nădab - Békéscsaba), Serbia (LEA 400 kV Reșița - Anina - Pančevo și legătura dintre centralele hidroelectrice "gemene" Porțile de Fier și Đerdap), Ucraina - Slovacia (LEA 400 kV Roșiori - Mukačevo), Republica Moldova (LEA 400 kV Suceava - Bălți) și Bulgaria (LEA 400 kV Jânțăreni - Kozloduy, LEA 400 kV Medgidia Sud - Varna, LEA 400 kV Medgidia Sud - Dobroudja).

În tabelele 8.4.1-8.4.4 sunt prezentate valorile acestor transferuri, atât pentru puterea activă cât și pentru cea reactivă. Se menționează că pentru fiecare an (2019, 2024, 2029, 2034) s-au luat în considerare trei cazuri diferite, în ordinea crescătoare a valorii transferurilor de putere:

- cazul 1 – corespunzător transferurilor minime (varianta pesimistă);
- cazul 2 – corespunzător unor transferuri medii (varianta optimistă);
- cazul 3 – corespunzător transferurilor maxime (varianta super-optimistă);

Tabelul 8.4.1. Transferurile suplimentare de putere considerate pentru anul 2019

Nume Nod	Nr. Nod	P _c [MW]				Q _c [MVar]			
		2014	2019			2014	2019		
			Caz 1	Caz 2	Caz 3		Caz 1	Caz 2	Caz 3
Békéscsaba	10	150.00	200.00	240.00	260.00	40.00	33.00	38.00	38.00
Kozloduy 1	22	190.00	190.00	205.00	230.00	40.00	43.00	45.00	45.00
Kozloduy 2	23	190.00	190.00	205.00	230.00	40.00	43.00	45.00	45.00
Sándorfalva	75	190.00	250.00	255.00	260.00	40.00	33.00	38.00	38.00
Mukačevo	84	80.00	80.00	105.00	135.00	20.00	20.00	28.00	28.00
Đerdap	85	63.00	68.00	68.00	68.00	23.00	22.00	22.00	22.00
Pančevo 1	29269	0.00	150.00	200.00	250.00	0.00	25.00	30.00	30.00
Pančevo 2	29272	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dobroudja	21	-87.00	10.00	20.00	30.00	20.00	25.00	28.00	28.00
Varna	181	-91.00	0.00	30.00	40.00	25.00	29.00	31.00	31.00
Suceava	28082	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		685	1138	1328	1503	248	273	305	305

Tabelul 8.4.2. Transferurile suplimentare de putere considerate pentru anul 2024

Nume Nod	Nr. Nod	P _c [MW]				Q _c [MVar]			
		2014	2024			2014	2024		
			Caz 1	Caz 2	Caz 3		Caz 1	Caz 2	Caz 3
Békéscsaba	10	150.00	275.00	325.00	365.00	40.00	25.00	35.00	35.00
Kozloduy 1	22	190.00	190.00	220.00	270.00	40.00	45.00	50.00	50.00
Kozloduy 2	23	190.00	190.00	220.00	270.00	40.00	45.00	50.00	50.00
Sándorfalva	75	190.00	300.00	320.00	330.00	40.00	25.00	35.00	35.00
Mukačevo	84	80.00	90.00	140.00	190.00	20.00	20.00	35.00	35.00
Đerdap	85	63.00	70.00	70.00	70.00	23.00	21.00	21.00	21.00
Pančevo 1	29269	0.00	300.00	400.00	450.00	0.00	50.00	60.00	60.00
Pančevo 2	29272	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dobroudja	21	-87.00	80.00	100.00	120.00	20.00	30.00	35.00	35.00
Varna	181	-91.00	80.00	100.00	120.00	25.00	32.00	37.00	37.00
Suceava	28082	0.00	0.00	75.00	150.00	0.00	0.00	15.00	15.00
		685	1575	1970	2335	248	293	373	373

Tabelul 8.4.3. Transferurile suplimentare de putere considerate pentru anul 2029

Nume Nod	Nr. Nod	P _c [MW]				Q _c [MVar]			
		2014	2029			2014	2029		
			Caz 1	Caz 2	Caz 3		Caz 1	Caz 2	Caz 3
Békéscsaba	10	150.00	335.00	415.00	470.00	40.00	18.00	33.00	33.00
Kozloduy 1	22	190.00	200.00	235.00	310.00	40.00	48.00	55.00	55.00
Kozloduy 2	23	190.00	200.00	235.00	310.00	40.00	48.00	55.00	55.00
Sándorfalva	75	190.00	350.00	385.00	400.00	40.00	18.00	33.00	33.00
Mukačevo	84	80.00	85.00	170.00	245.00	20.00	20.00	43.00	43.00
Đerdap	85	63.00	75.00	75.00	75.00	23.00	21.00	21.00	21.00
Pančevo 1	29269	0.00	300.00	400.00	450.00	0.00	50.00	60.00	60.00
Pančevo 2	29272	0.00	100.00	200.00	250.00	0.00	25.00	30.00	30.00
Dobroudja	21	-87.00	115.00	150.00	185.00	20.00	35.00	43.00	43.00
Varna	181	-91.00	115.00	150.00	185.00	25.00	36.00	44.00	44.00
Suceava	28082	0.00	0.00	110.00	220.00	0.00	0.00	23.00	23.00
		685	1875	2525	3100	248	319	440	440

Tabelul 8.4.4. Transferurile suplimentare de putere considerate pentru anul 2034

Nume Nod	Nr. Nod	P _c [MW]				Q _c [MVar]			
		2014	2034			2014	2034		
			Caz 1	Caz 2	Caz 3		Caz 1	Caz 2	Caz 3
Békéscsaba	10	150.00	400.00	500.00	580.00	40.00	10.00	30.00	30.00
Kozloduy 1	22	190.00	200.00	250.00	350.00	40.00	50.00	60.00	60.00
Kozloduy 2	23	190.00	200.00	250.00	350.00	40.00	50.00	60.00	60.00
Sándorfalva	75	190.00	400.00	450.00	470.00	40.00	10.00	30.00	30.00
Mukačevo	84	80.00	100.00	200.00	300.00	20.00	20.00	50.00	50.00
Đerdap	85	63.00	80.00	80.00	80.00	23.00	20.00	20.00	20.00
Pančevo 1	29269	0.00	300.00	400.00	450.00	0.00	50.00	60.00	60.00
Pančevo 2	29272	0.00	300.00	400.00	450.00	0.00	50.00	60.00	60.00
Dobroudja	21	-87.00	150.00	200.00	250.00	20.00	40.00	50.00	50.00
Varna	181	-91.00	150.00	200.00	250.00	25.00	40.00	50.00	50.00
Suceava	28082	0.00	0.00	150.00	300.00	0.00	0.00	30.00	30.00
		685	2280	3080	3830	248	340	500	500

8.4.2. SEN, regimul inițial 2014

Structura și schema SEN pentru anul inițial este prezentată în fig. 8.4.1.

Caracteristicile SEN pentru această configurație sunt următoarele:

- număr total de noduri – 144, dintre care 47 generatoare și 97 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 196, dintre care 141 LEA cu tensiuni nominale de 220 și 400 kV, 55 de transformatoare și autotransformatoare;
- număr total generatoare – 47, dintre care 31 generatoare reale și 16 echivalente.

Elementele esențiale legate de acest regim (topologie, parametri elemente de rețea, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază, circulații de puteri prin elementele de rețea) sunt prezentate în tabelele:

- Tabelul 8.4.5 (Anexa 3) – parametri linii electrice aeriene;
- Tabelul 8.4.6 (Anexa 3) – parametri transformatoare și autotransformatoare;
- Tabelul 8.4.7 (Anexa 3) – date și rezultate noduri regim de bază (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 8.4.8 (Anexa 3) – date generatoare regim de bază inițial;
- Tabelul 8.4.9 (Anexa 3) – circulații de puteri prin elementele de rețea în regimul de bază inițial (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

În toate nodurile SEE au fost introduse consumurile reale, pentru un regim real (pentru anul 2013-2014) de tip maxim-seară-iarnă. Nodul de echilibrare a fost considerat cel aferent barei de 24 kV de la grupul 4 al centralei Turceni (nodul 29113).

Bazele de date au fost elaborate utilizând pachetul de programe *PowerWorld*, versiunea 18 [Powerworld] și ulterior importate și prelucrate de aplicațiile software *PowerOptPowerPlanPSO* și *PowerOptPowerPlanGA*.

Din punct de vedere al tensiunilor în noduri regimul de bază pentru configurația inițială se prezintă astfel (Anexa 3):

- valorile tensiunilor, în unități relative, pentru nodurile cu tensiunile nominale de 220 kV se încadrează în intervalul (1-1.1), ceea ce înseamnă (220-242 kV);
- valorile tensiunilor, în unități relative, pentru nodurile cu tensiunea nominală de 400 kV se încadrează în intervalul (1-1.05), ceea ce înseamnă (400-420 kV);
- limitele de reglaj pentru tensiunile la bornele generatoarelor au fost fixate între (0.95-1.15).

Pentru regimul inițial puterea activă totală consumată (cu considerarea transferurilor prezentate în tabelul 8.4.1) este de 5792.7 MW, puterea activă generată – 5964.6 MW, pierderile de putere activă fiind de 172 MW.

8.4.3. SEN, regimul extins maximal, anul 2034

Planificare extinderii dinamice a RET se face pentru finalul unei perioade de 20 ani, pe baza valorilor consumului prognozat pentru ultimul an, în maniera precizată în paragraful 8.4.1. Pentru exemplificare, în acest paragraf se prezintă în detaliu rezultatele pentru cazul 3 privind valoarea transferurilor suplimentare de putere, cu alte cuvinte varianta super-optimistă, cea mai încărcată (tabelul 8.4.4).

În [Trans2014] se prezintă și prognoza evoluției parcului de producție, pe baza căreia au fost introduse capacitățile de generare pentru anul 2034.

Sistemul extins maximal cuprinde suplimentar (față de cel inițial – anul 2014) 54 LEA de 220, 400 kV, 9 autotransformatoare și 11 transformatoare bloc.

Caracteristicile globale ale sistemului extins maximal sunt următoarele:

- număr total de noduri – 161, dintre care 59 generatoare și 102 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 273, dintre care 195 LEA cu tensiuni nominale de 220 și 400 kV, 78 de transformatoare și autotransformatoare;
- număr total de generatoare – 59, dintre care 52 reale și 7 echivalente.

Parametrii elementelor suplimentare de rețea sunt prezentați în tabelele 8.4.10, 8.4.11 (Anexa 3).

Configurația sistemului extins maximal este prezentată în fig. 8.4.2.

Caracteristicile SEN extins maximal, din punct de vedere al puterilor consumate și generate, sunt următoarele:

- puterea activă totală consumată este 11248.4 MW (cuprinde și consumul aferent transferurilor de putere), valorile pentru fiecare nod regăsindu-se în tabelul 8.4.12 (Anexa 3);
- pentru acoperirea noului consum s-a extins și capacitatea de generare a SEN; au fost introduse în sistem, conform [Trans2014], următoarele grupuri generatoare:
 1. două grupuri generatoare de 330 MW de tip termo la Sărdănești;
 2. două grupuri generatoare de 330 MW de tip termo la Brazi;
 3. trei grupuri generatoare de 330 MW de tip termo la Lacul Sărat;
 4. două grupuri generatoare de 200 MW de tip termo la Borzești;
 5. două grupuri generatoare de 330 MW de tip termo la Smârdan;
 6. șapte parcuri eoliene (trei în zona centrală, de vest și de sud a Banatului și zona de sud-vest a Olteniei; trei în Dobrogea; unul în zona de sud-est a Moldovei), cu injecție de putere echivalată în nodurile Reșița (500 MW), Porțile de Fier (500 MW), Iaz (500 MW), Constanța (600 MW), Medgidia (200 MW), Tulcea (160 MW) și Munteni (100 MW).

Noua situație a grupurilor generatoare, inclusiv rezultatele corespunzătoare regimului analizat, este prezentată în tabelul 8.4.13 (Anexa 3).

Elementele de rețea candidate pentru extindere au fost propuse pe baza planului de perspectivă al Transelectrica [Trans2014] și pe baza analizei rezultatelor regimului de bază pentru anul 2014. Configurația sistemului extins maximal este prezentată în fig. 8.4.2, remarcându-se următoarele modificări față de configurația corespunzătoare anului 2014:

1. s-au introdus noduri noi de 400 kV la Reșița, Timișoara, Săcălaz, Sărdănești, Stâlp, Bacău, Roman și Suceava;
2. s-a introdus linia de 400 kV Porțile de Fier – Reșița;
3. s-au introdus suplimentar două autotransformatoare de 400/220 kV, 400 MVA în stația Porțile de Fier;
4. s-au introdus două linii de 400 kV Reșița – Anina – Pancevo;
5. s-a introdus un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Reșița;
6. s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Reșița – Iaz 1;
7. s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Reșița – Iaz 2;
8. s-a înlocuit linia 220 kV d.c. Reșița – Timișoara cu două linii de 400 kV;
9. s-a introdus un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Timișoara;
10. s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Timișoara – Mintia;
11. s-a înlocuit linia 220 kV Timișoara – Săcălaz – Arad cu o linie de 400 kV;
12. s-a introdus circuitului 2 linia 220 kV Timișoara – Săcălaz – Arad (soluție alternativă);
13. s-a înlocuit linia 220 kV Timișoara – Arad cu o linie de 400 kV;
14. s-a introdus circuitului 2 linia 220 kV Timișoara – Arad (soluție alternativă);
15. s-au eliminat autotransformatoarele de 400/220 kV din stația Arad;
16. s-a introdus suplimentar circuitul 2 axul 220 kV Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat;
17. s-a introdus suplimentar un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA în stația Urechești;
18. s-au introdus două autotransformatoare de 400/220 kV, 400 MVA în stația Sărdănești;
19. s-a introdus un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA în stația Suceava;
20. s-a introdus linia de 400 kV Gădălin – Suceava;
21. s-a înlocuit linia 220 kV s.c. Suceava – Roman – Bacău cu LEA 400 kV;
22. s-a înlocuit linia 220 kV s.c. Brazi – Teleajen – Stâlp cu LEA de 400 kV;
23. s-a introdus un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA în stația Stâlp;
24. s-a introdus linia de 400 kV Brașov – Stâlp;
25. s-a introdus linia de 400 kV Stâlp – Gura Ialomiței;
26. s-a introdus a 3-a linie de 400 kV Gura Ialomiței – Cernovadă;
27. s-a introdus suplimentar circuitul 2 axul 220 kV Urechești – Sărdănești – Craiova – Slatina;
28. s-a introdus a 2-a linie de 220 kV Iernut – Ungheni d.c.;
29. s-a introdus suplimentar circuitul 2 axul 220 kV Ungheni – Fântânele – Gheorghieni – Stejaru – Dumbrava – Gutinaș;
30. s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 400 kV Smârdan – Gutinaș.

Etapa următoare constă în determinarea regimului optim de funcționare al sistemului extins maximal. În acest scop au fost utilizate aplicațiile software *PowerOpt*, *PowerPlanPSO* și *PowerOptPowerPlanGA* prezentate în capitolul 7.

Elementele esențiale legate de acest regim optim (puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază, circulații de puteri prin elementele de rețea) sunt prezentate în tabelele:

- a) Tabelul 8.4.15 (Anexa CD)– Date și rezultate noduri (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);

b) Tabelul 8.4.16 (Anexa CD) – Date generatoare;

c) Tabelul 8.4.17 (Anexa CD) – Circulații de puteri prin elementele de rețea (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Pentru regimul optim valoarea totală a pierderilor de putere activă pe ansamblul SEE este de 374.5 MW, față de 416.5 MW cât a fost în regimul extins maximal de bază (tabelul 8.4.14 - Anexa 3). Se observă că în urma optimizării pierderile de putere activă scad cu aproximativ 10%, iar tensiunile în noduri se mențin în limitele admisibile, menționate anterior.

Pentru exemplificarea evoluției algoritmului de optimizare, în fig. 8.4.3 se poate urmări situația pentru algoritmul PSO. Analiza graficelor din figură evidențiază următoarele concluzii și comentarii:

- cu albastru sunt reprezentate valorile medii ale FOB pentru întreaga populație. Forma zimțată a graficului indică faptul că populația prezintă diversitate, explorând eficient spațiul soluțiilor pentru faza inițială a algoritmului. Convergența procesului este confirmată și de aplatizarea graficului în zona finală;
- graficul verde deschis reprezintă valorile FOB pentru *gBest* (soluția OPF);
- cu verde închis sunt reprezentate valorile funcției auxiliare Φ pentru *gBest*. Se observă o scădere accentuată pe parcursul primelor 40 de iterații. Echivalența valorilor lui Φ cu cele ale FOB, în zona mediană și finală a figurii indică practic absența unor încălcări ale relațiilor de restricție;
- diferențele mari între cele două grafice, sesizabile în zona inițială (primele 30-40 iterații) este absolut justificată: în această primă parte a procesului de optimizare nu toate variabilele de stare au fost aduse în zona valorilor admisibile; pe măsură ce algoritmul de optimizare evoluează, acest aspect se remediază (ceea ce confirmă funcționarea corectă a algoritmului);
- situația menționată la punctul anterior este similară cu cea de la evoluția metodelor "clasice" de optimizare, bazate pe modelare matematică.

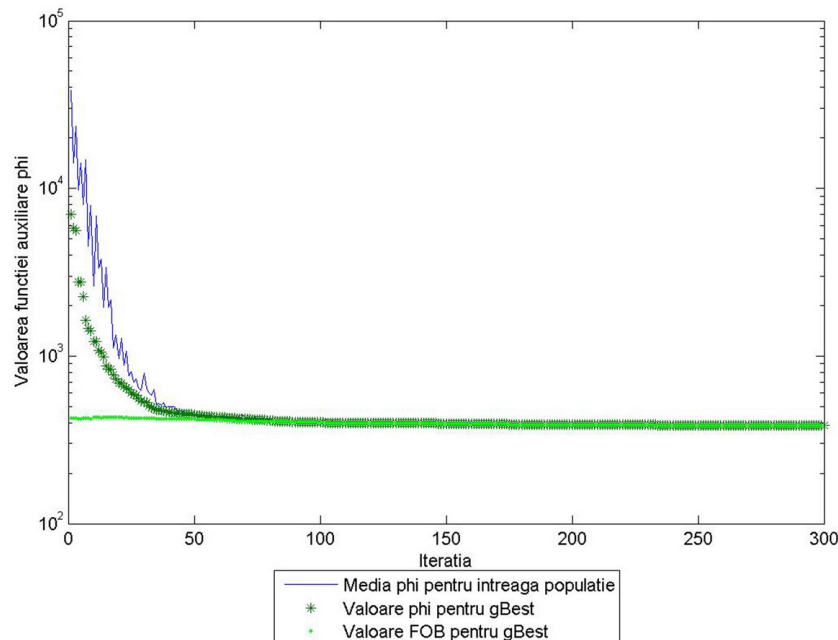


Fig. 8.4.3. Evoluția PSO pentru determinarea OPF

Rezultatele obținute cu algoritmul GA sunt practic similare (în limitele unor toleranțe rezonabile) cu cele de la PSO, inclusiv concluziile de mai sus referitoare la evoluția algoritmului de optimizare.

8.4.4. Prezentarea soluției optime de extindere

8.4.4.1. Considerații preliminare

Așa cum s-a precizat și în paragraful 8.4.1, planificare extinderii optime a RET pentru SEN, abordată în manieră dinamică, a fost precedată de o prognoză a consumului intern (fără cele aferente transferurilor suplimentare de putere) pe o perioadă de 20 de ani (2014 - 2034). Rezultatele globale ale acestui studiu, pentru anii de interes, sunt prezentate în tabelul 8.4.18.

Tabelul 8.4.18. Rezultatele globale ale prognozei consumului intern

	P_c total [MW]	Q_c total [Mvar]
2014	5108	2077
2019	5641	2265
2024	6234	2514
2029	6806	2657
2034	7418	2880

Se menționează că prognoza a fost ușor supradimensionată, pentru a obține o soluție de extindere mai "consistentă" pentru ultimul an, potrivită pentru evidențierea evoluției dinamice a ansamblului procesului de planificare a extinderii.

În același context, în maniera prezentată în paragraful 8.4.1, peste consumurile prognozate "s-au suprapus" o serie de transferuri suplimentare de putere, între zonele excedentare în privința capacității de generare și toate legăturile spre exterior ale SEN: Ungaria (LEA 400 kV Arad - Săndorfalva, LEA 400 kV Arad - Nădab - Békéscsaba și Oradea - Nădab - Békéscsaba), Serbia (LEA 400 kV Reșița - Anina - Pančevo și legătura dintre centralele hidroelectrice "gemene" Porțile de Fier și Đerdap), Ucraina - Slovacia (LEA 400 kV Roșiori - Mukačevo), Republica Moldova (LEA 400 kV Suceava - Bălți) și Bulgaria (LEA 400 kV Jânțăreni - Kozloduy, LEA 400 kV Medgidia Sud - Varna, LEA 400 kV Medgidia Sud - Dobroudja).

În tabelul 8.4.4 sunt prezentate valorile acestor transferuri, atât pentru puterea activă cât și pentru cea reactivă. Așa cum s-a precizat în paragraful 8.4.1 s-au luat în considerare trei cazuri diferite, în ordinea crescătoare a valorii transferurilor de putere. Și în acest paragraf (la fel ca în cel precedent) se prezintă în detaliu rezultatele pentru cazul 3 privind valoarea transferurilor suplimentare de putere, cu alte cuvinte varianta super-optimistă, cea mai încărcată (tabelul 8.4.4).

În conformitate cu cele precizate în subcapitolul 8.1, paragraful 8.4.4.2 se referă la analiza retrospectivă, paragraful 8.4.4.3 la cea prospectivă, iar paragraful final (8.4.4.4) are ca obiect comentarea comparativă a rezultatelor și stabilirea soluției finale privind planificarea dinamică a extinderii RET din cadrul sistemului analizat.

8.4.4.2. Abordarea retrospectivă

8.4.4.2.1. Considerații preliminare

Așa cum s-a precizat în subcapitolul 8.1, analiza retrospectivă înseamnă că se pleacă de la situația de extindere maximală corespunzătoare anului 2034 (obținută în maniera prezentată în [Cristian2013], [Solo2013]), determinându-se succesiv, pas cu pas (parcurs în sens invers), soluțiile de extindere pentru toate fazele: anii 2034, 2029, 2024, 2019. Rezultatul (rezultatele) obținute pentru anul 2034 reprezintă de fapt soluția finală (soluțiile finale) pentru finele perioadei analizate de 20 de ani.

La fiecare etapă a analizei dinamice retrospective domeniul admisibil al soluțiilor a fost definit pe baza rezultatului (rezultatelor) de la pasul anterior.

Pentru realizarea DTNEP s-au utilizat instrumentele soft prezentate în capitolul 7 (*PowerOptPowerPlanPSO și PowerOptPowerPlanGA*). Analizele au fost realizate atât cu algoritmul PSO, cât și cu AG, concluziile comparative, dacă este cazul, fiind prezentate în paragraful 8.3.3.4.

Pentru exemplificarea evoluției calculelor se prezintă în detaliu rezultatele primei etape a analizei retrospective, cu alte cuvinte cele pentru anul 2034, obținute cu algoritmul PSO (cazul 3 privind valoarea transferurilor suplimentare de putere).

8.4.4.2.2. Soluția optimă de extindere pentru anul 2034

Structura monofilară a soluției de extindere este prezentată în fig. 8.4.4, având următoarele caracteristici:

- număr total de noduri – 161, dintre care 59 generatoare și 102 consumatoare;
- număr total elemente de rețea conectate – 251, dintre care 176 LEA aeriene cu tensiuni nominale de 220 și 400 kV, 75 de transformatoare și autotransformatoare;
- număr total de generatoare – 59, dintre care 52 reale și 7 echivalente.

Față de configurația inițială, corespunzătoare anului 2014 (paragraful 8.4.2) s-au efectuat următoarele modificări referitoare la noduri și la elemente de rețea:

1. s-au introdus noduri noi de 400 kV la Reșița, Timișoara, Sărdănești, Stâlp, Bacău, Roman și Suceava ;
2. s-a introdus LEA de 400 kV Porțile de Fier Reșița;
3. s-au introdus două LEA de 400 kV Reșița – Anina – Pancevo;
4. s-a introdus un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Reșița;
5. s-a efectuat înlocuirea LEA de 220 kV d.c. Reșița – Timișoara cu două LEA de 400 kV;
6. s-a introdus un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Timișoara;
7. s-a introdus circuitul suplimentar 2 linia 220 kV Reșița – Iaz 2;
8. s-a introdus circuitul suplimentar 2 linia 220 kV Timișoara – Săcălaz;
9. s-a introdus circuitul suplimentar 2 linia 220 kV Săcălaz – Arad;
10. s-a efectuat înlocuirea LEA de 220 kV Timișoara – Arad cu o LEA de 400 kV s.c.;
11. s-a efectuat eliminarea autotransformatorului de 400/220 kV din stația Arad;
12. s-a introdus circuitul 2 axul 220 kV Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat;
13. s-a introdus un autotransformator suplimentar de 400/220 kV, 400 MVA în stația Urechești;
14. s-a introdus suplimentar un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA în stația Stâlp;
15. s-au introdus suplimentar două autotransformatoare de 400/220 kV, 400 MVA în stația Sărdănești;
16. s-a introdus un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA în stația Suceava;
17. s-a înlocuit LEA de 220 kV s.c. Suceava – Roman – Bacău cu LEA de 400 kV;
18. s-a introdus circuitul 2 axul 220 kV Stâlp – Teleajen – Brazi;
19. s-a introdus LEA de 400 kV Brașov – Stâlp;
20. s-a introdus LEA de 400 kV Stâlp – Gura Ialomiței;
21. s-a introdus a 3-a linie de 400 kV Gura Ialomiței – Cernovadă;
22. s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 400 kV Smârdan – Gutinaș;
23. s-a introdus circuitul 2 axul 220 kV Ungheni - Fântânele - Gheorghieni - Stejaru - Dumbrava - Gutinaș.

Dintre elementele RET prezente în sistemul extins maximal:

1. nu s-a înlocuit linia 220 kV s.c. Brazi – Teleajen – Stâlp cu LEA de 400 kV;
2. nu s-a înlocuit linia 220 kV Timișoara – Săcălaz – Arad cu o linie de 400 kV (soluție alternativă);

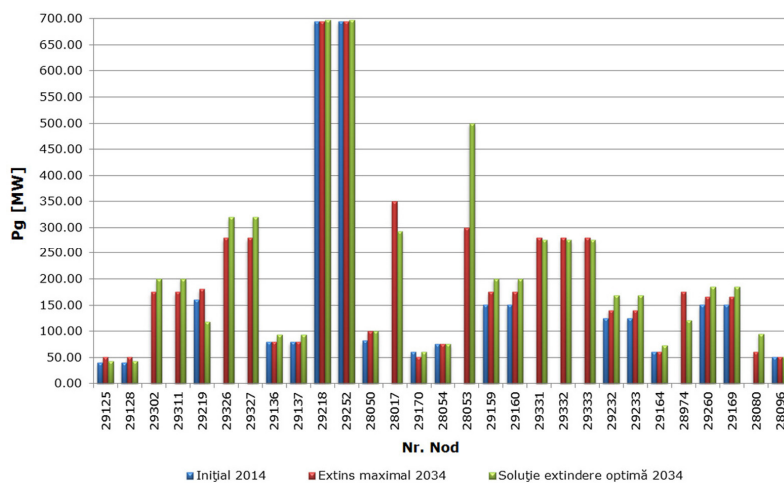
3. nu s-a introdus circuitului 2 linia 220 kV Timișoara – Arad (soluție alternativă);
4. nu s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Urechești – Sărdănești;
5. nu s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Sărdănești – Craiova;
6. nu s-a introdus suplimentar circuitul 2 linia 220 kV Craiova – Slatina;
7. nu s-a introdus a 2-a linie de 220 kV Iernut – Ungheni;
8. nu s-au introdus cele 2 autotransformatoare suplimentare de 400/220 kV, 400 MVA în stația Porțile de Fier;
9. nu s-a introdus circuitul suplimentar 2 linia 220 kV Timișoara – Mintia;
10. nu s-a introdus linia de 400 kV Gădălin - Suceava;
11. nu s-a introdus circuitul suplimentar 2 linia 220 kV Reșița – Iaz 1.

Rezultatele pentru regimul optim aferent sunt prezentate în tabelele:

- a) Tabelul 8.4.19 (Anexa 3) – Date și rezultate noduri (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- b) Tabelul 8.4.20 (Anexa 3) – Date generatoare;
- c) Tabelul 8.4.21 (Anexa 3) – Circulații de puteri prin elementele de rețea (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

În figurile 8.4.5, 8.4.6 și 8.4.7 sunt prezentate valorile puterilor active și reactive generate, respectiv valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial (anul 2014), regimului optim al sistemului extins maximal (anul 2034) și regimului optim al soluției de extindere (anul 2034). Se constată că pentru regimul optim al soluției de extindere tensiunile în noduri se află în banda admisibilă, la fel și puterile active și reactive generate.

Sinteza evoluției algoritmului de determinare a soluției optime de extindere pentru anul 2034 (prin prisma valorilor relative ale FOB aferente, cu raportare la valoarea absolută corespunzătoare regimului extins maximal) este prezentată în fig. 8.4.8. Datorită dimensiunilor RET și a numărului relativ mare de linii propuse pentru extindere, se observă că soluția prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării procesului de optimizare. Totuși, din "câștigul" total de 65%, 63% se realizează în primele 3 iterații și restul de 2% în următoarele. "Stabilizarea" valorii pentru ultimele 4 iterații reflectă faptul că algoritmul s-a încheiat datorită "plafonării" soluției (pragul de terminare a calculelor la "repetare de soluție" a fost fixat la 4 pentru această rulare a programului). "Câștigul" de circa 65% față de valoarea inițială a FOB se consideră a fi semnificativ, în concordanță cu dimensiunile sistemului SEE, ale domeniului admisibil al soluțiilor și cu caracterul regimurilor de funcționare.



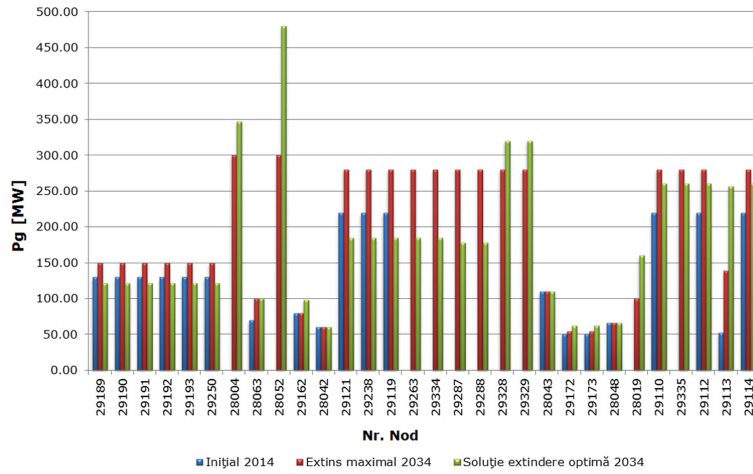


Fig. 8.4.5. Puterea activă generată

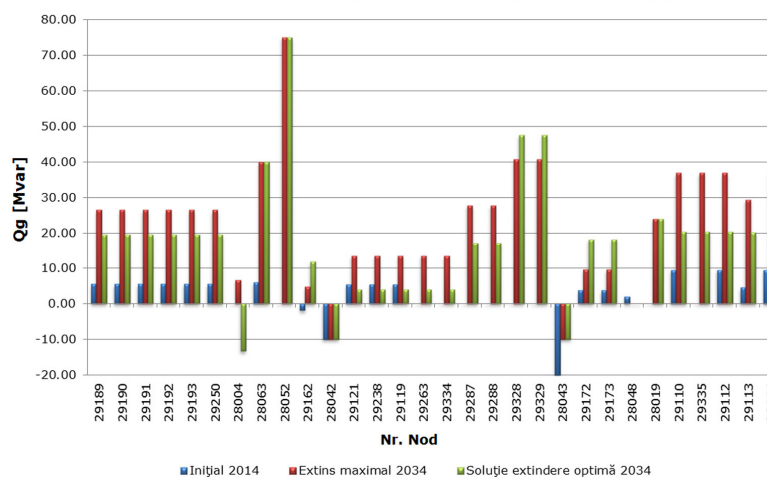
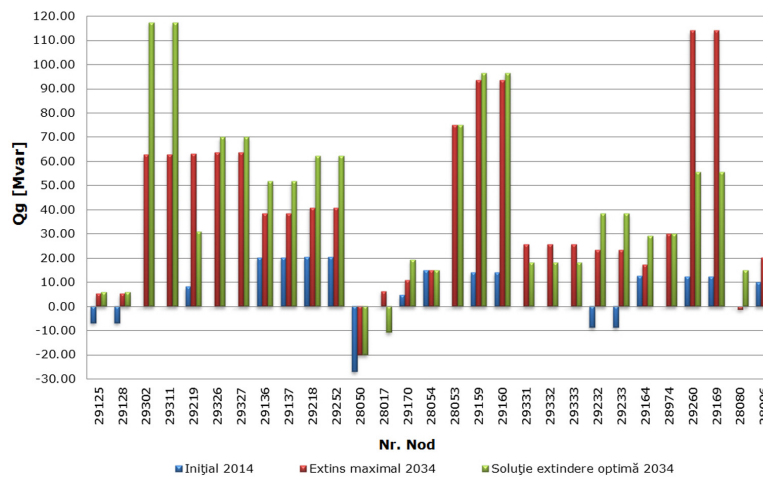


Fig. 8.4.6. Puterea reactivă generată

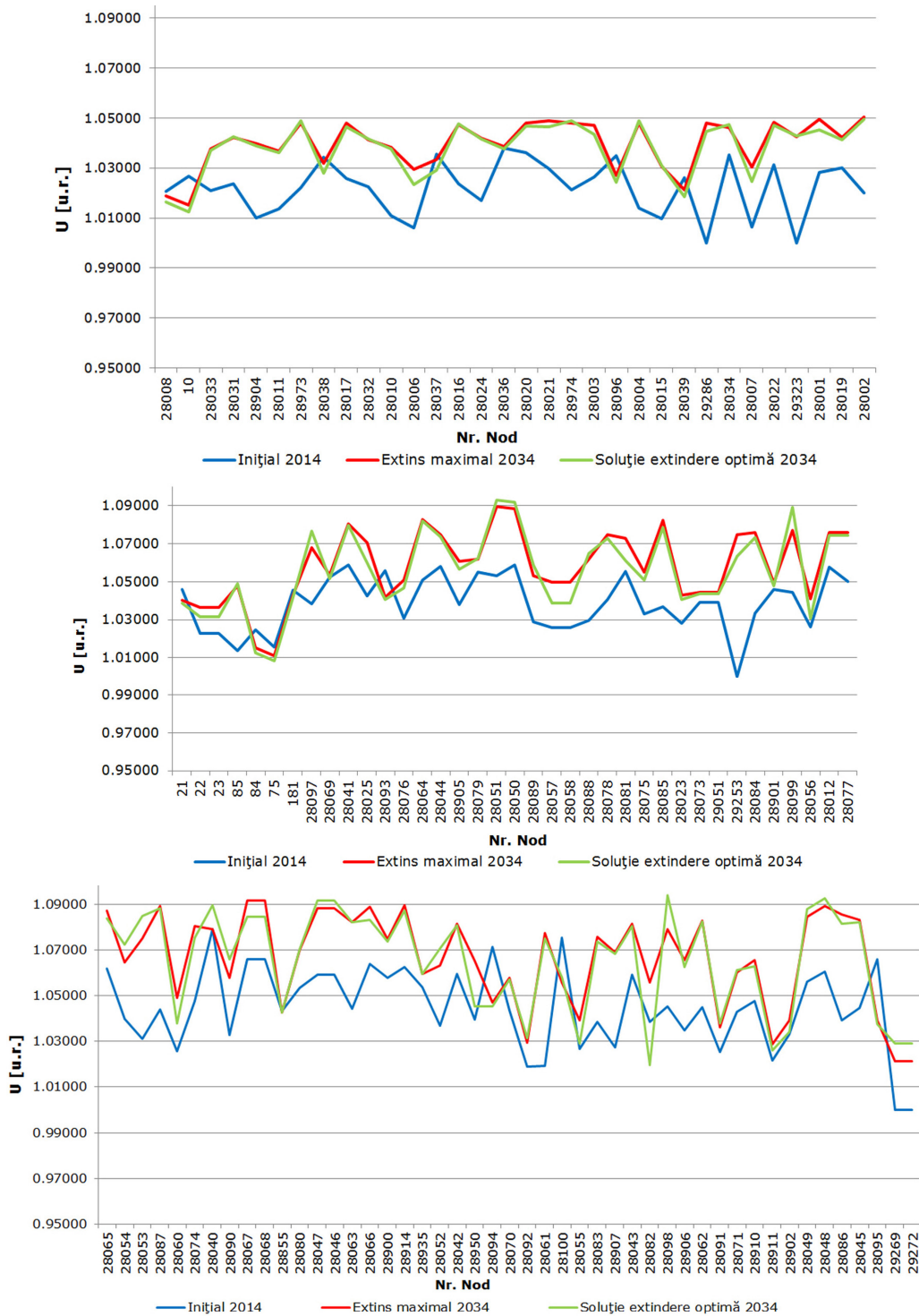


Fig. 8.4.7. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

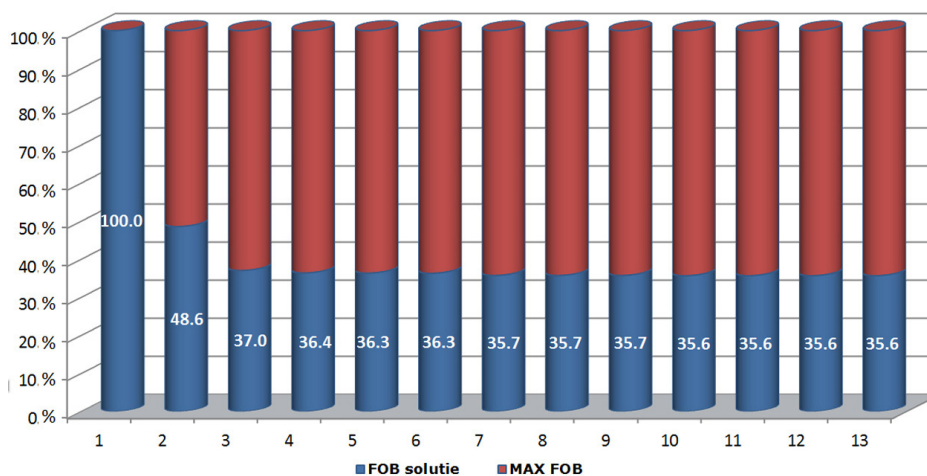


Fig. 8.4.8. Evoluția valorii FOB pentru DTNEP pe parcursul iterațiilor

8.4.4.2.3. Rezultatele globale ale analizei retrospective

În continuare, plecând de la soluția obținută în paragraful precedent s-au determinat succesiv, pas cu pas (retrospectiv), soluțiile de extindere pentru etapele următoare: anii 2029, 2024, 2019. La fiecare etapă a analizei dinamice retrospective domeniul admisibil al soluțiilor a fost definit pe baza rezultatului (rezultatelor) de la pasul anterior (2034 pentru 2029, 2029 pentru 2024, 2024 pentru 2019).

Un proces de optimizare similar a fost realizat și pentru cazul 2, respectiv cazul 1, privind valoarea transferurilor suplimentare de putere (tabelele 8.4.1 - 8.4.4).

Analiza comparativă a soluțiilor obținute pentru cele 3 cazuri de transfer suplimentar de putere a condus la rezultatele globale (finale și intermediare) ale analizei retrospective, prezentate în tabelul 8.4.22.

Analiza soluției și a evoluției procesului de optimizare evidențiază o serie de concluzii și comentarii:

- se menționează că dacă se dorește închiderea părții de Nord a "buclei" de 400 kV a SEN, din motive de siguranță în funcționare, există și o soluție alternativă: introducerea celui de-al doilea circuit al axului de 220 kV Ungheni - Fântânele - Gheorghieni - Stejaru - Dumbrava - Gutinaș va fi înlocuită de linia de 400 kV Suceava - Bistrița - Gădălin;
- urmărind numărul de LEA suplimentare introduse la fiecare etapă a evoluției procesului dinamic de optimizare (prima linie din tabelul 8.4.22), soluția obținută din acest punct de vedere se consideră a fi rațională (27 LEA în anul 2034, 23 LEA în anul 2029, 14 LEA în anul 2024 și 7 LEA în anul 2019);
- analiza în detaliu a listei de LEA introduse la fiecare etapă reflectă caracterul "logic" al soluției:
 - în anul 2019 întreg axul de 220 kV Gutinaș - Bacău - Roman - Suceava este înlocuit cu 400 kV, cu funcționare posibilă la 220 kV;
 - în anul 2024 se dublează întreg axul de 220 kV Urechești - Târgu Jiu - Paroșeni - Baru Mare - Hășdat;
 - în anul 2024 se dublează LEA 220 kV Timișoara - Săcălaz și Săcălaz - Arad;
 - în anul 2029 se dublează LEA de 220 kV Stâlpu - Teleajen și Teleajen - Brazi;
 - în anul 2029 se dublează axul de 220 kV Ungheni - Fântânele - Gheorghieni - Stejaru - Dumbrava - Gutinaș (rămânând valabilă primul comentariu din această listă – soluția alternativă de 400 kV Suceava - Bistrița - Gădălin);

Tabelul 8.4.22. Rezultatele globale ale analizei retrospective

Nr. LEA introduse / nr. posibile	2019	2024	2029	2034
	7/39	14/39	23/39	27/39
-	-	-	-	LEA 400 kV PdF - Reșița
LEA 1 400 kV Reșița - Pancevo	LEA 1 400 kV Reșița - Pancevo	LEA 1 400 kV Reșița - Pancevo	LEA 1 400 kV Reșița - Pancevo	LEA 1 400 kV Reșița - Pancevo
-	-	-	-	LEA 2 400 kV Reșița - Pancevo
LEA 1 400 kV Reșița - Timișoara (înlocuire 220 kV dc)	LEA 1 400 kV Reșița - Timișoara (înlocuire 220 kV dc)	LEA 1 400 kV Reșița - Timișoara (înlocuire 220 kV dc)	LEA 1 400 kV Reșița - Timișoara (înlocuire 220 kV dc)	LEA 1 400 kV Reșița - Timișoara (înlocuire 220 kV dc)
-	-	LEA 2 400 kV Reșița - Timișoara	LEA 2 400 kV Reșița - Timișoara	LEA 2 400 kV Reșița - Timișoara
LEA 2 220 kV Reșița - Iaz 2	LEA 2 220 kV Reșița - Iaz 2	LEA 2 220 kV Reșița - Iaz 2	LEA 2 220 kV Reșița - Iaz 2	LEA 2 220 kV Reșița - Iaz 2
-	LEA 220 kV Timișoara - Săcălaz (dublare)	LEA 220 kV Timișoara - Săcălaz (dublare)	LEA 220 kV Timișoara - Săcălaz (dublare)	LEA 220 kV Timișoara - Săcălaz (dublare)
-	LEA 220 kV Săcălaz - Arad (dublare)	LEA 220 kV Săcălaz - Arad (dublare)	LEA 220 kV Săcălaz - Arad (dublare)	LEA 220 kV Săcălaz - Arad (dublare)
LEA 400 kV Timișoara - Arad (funcționare la 220 kV)	LEA 400 kV Timișoara - Arad (funcționare la 220 kV)	LEA 400 kV Timișoara - Arad (înlocuire 220 kV)	LEA 400 kV Timișoara - Arad (înlocuire 220 kV)	LEA 400 kV Timișoara - Arad (înlocuire 220 kV)
-	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu
-	LEA 220 kV Târgu Jiu - Paroșeni	LEA 220 kV Târgu Jiu - Paroșeni	LEA 220 kV Târgu Jiu - Paroșeni	LEA 220 kV Târgu Jiu - Paroșeni
-	LEA 220 kV Paroșeni - Baru Mare	LEA 220 kV Paroșeni - Baru Mare	LEA 220 kV Paroșeni - Baru Mare	LEA 220 kV Paroșeni - Baru Mare
-	LEA 220 kV Baru Mare - Hășdat	LEA 220 kV Baru Mare - Hășdat	LEA 220 kV Baru Mare - Hășdat	LEA 220 kV Baru Mare - Hășdat
LEA 400 kV Suceava - Roman (funcționare la 220 kV)	LEA 400 kV Suceava - Roman (funcționare la 220 kV)	LEA 400 kV Suceava - Roman (înlocuire 220 kV)	LEA 400 kV Suceava - Roman (înlocuire 220 kV)	LEA 400 kV Suceava - Roman (înlocuire 220 kV)
LEA 400 kV Roman - Bacău (funcționare la 220 kV)	LEA 400 kV Roman - Bacău (funcționare la 220 kV)	LEA 400 kV Roman - Bacău (înlocuire 220 kV)	LEA 400 kV Roman - Bacău (înlocuire 220 kV)	LEA 400 kV Roman - Bacău (înlocuire 220 kV)
LEA 400 kV Bacău - Gutinaș (funcționare la 220 kV)	LEA 400 kV Bacău - Gutinaș (funcționare la 220 kV)	LEA 400 kV Bacău - Gutinaș (înlocuire 220 kV)	LEA 400 kV Bacău - Gutinaș (înlocuire 220 kV)	LEA 400 kV Bacău - Gutinaș (înlocuire 220 kV)
-	-	LEA 400 kV Brașov - Stâlpu	LEA 400 kV Brașov - Stâlpu	LEA 400 kV Brașov - Stâlpu
-	-	LEA 220 kV Stâlpu - Teleajen	LEA 220 kV Stâlpu - Teleajen	LEA 220 kV Stâlpu - Teleajen
-	-	LEA 220 kV Teleajen - Brazi	LEA 220 kV Teleajen - Brazi	LEA 220 kV Teleajen - Brazi
-	LEA 400 kV Stâlpu - Gura Ialomiței	LEA 400 kV Stâlpu - Gura Ialomiței	LEA 400 kV Stâlpu - Gura Ialomiței	LEA 400 kV Stâlpu - Gura Ialomiței
-	-	-	-	LEA 400 kV Gura Ial. - Cernavodă
-	-	-	-	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș
-	-	LEA 220 kV Ungheni - Fântânele	LEA 220 kV Ungheni - Fântânele	LEA 220 kV Ungheni - Fântânele
-	-	LEA 220 kV Fântânele - Gheor.	LEA 220 kV Fântânele - Gheor.	LEA 220 kV Fântânele - Gheor.
-	-	LEA 220 kV Gheor. - Stejaru	LEA 220 kV Gheor. - Stejaru	LEA 220 kV Gheor. - Stejaru
-	-	LEA 220 kV Stejaru - Dumbrava	LEA 220 kV Stejaru - Dumbrava	LEA 220 kV Stejaru - Dumbrava
-	-	LEA 220 kV Dumbrava - Gutinaș	LEA 220 kV Dumbrava - Gutinaș	LEA 220 kV Dumbrava - Gutinaș

- evoluția în detaliu a soluțiilor pentru fiecare etapă arată clar că momentul introducerii unor LEA ar putea fi mutat la pasul anterior sau la pasul următor, ceea ce se va și observa și la analiza prospectivă (paragraful 8.4.4.3);
- interpretarea corectă a observației anterioare este următoarea: momentul intrării în soluție a unei asemenea LEA s-ar situa de fapt într-un an intermediar (de exemplu anii 2025, 2026, 2027 sau 2028 în loc de 2024 sau 2029);
- în spiritul observațiilor de mai sus, interpretarea corectă a soluției pentru etapele 2019, 2024, 2029 și 2034 înseamnă perioadele 2014 - 2019, 2019 - 2024, 2024 - 2029 și 2029 - 2034.

8.4.4.3. Abordarea prospectivă

Așa cum s-a precizat în subcapitolul 8.1, analiza prospectivă înseamnă că se pleacă de la situația inițială corespunzătoare anului 2014, determinându-se succesiv, pas cu pas (parcuregere în sens direct), soluțiile de extindere pentru fazele următoare: anii 2019, 2024, 2029, 2034. Rezultatul (rezultatele) obținute pentru anul 2034 reprezintă de fapt soluția finală (soluțiile finale) pentru finele perioadei analizate de 20 de ani.

La fiecare etapă a analizei dinamice prospective domeniul admisibil al soluțiilor s-a considerat cel definit de situația de extindere maximală, din care s-au eliminat elementele de rețea deja introduse.

Derularea calculului și parcuregerea diverselor etape de optimizare a fost similară cu maniera prezentată în paragraful 8.4.4.2, referitor la abordarea retrospectivă. Singurele diferențe constau în sensul de parcuregere a procesului dinamic de optimizare ("da capo al fine" – abordarea prospectivă, respectiv "da fine al capo" – abordarea retrospectivă) și în stabilirea domeniului admisibil al soluțiilor pentru fiecare etapă a procesului dinamic de optimizare.

În acest context, din motive de spațiu se prezintă doar rezultatele sintetice globale ale procesului de optimizare (în stilul paragrafului 8.4.4.2.3).

Rezultatele globale (finale și intermediare) ale analizei prospective sunt prezentate în tabelul 8.4.23.

Analiza soluției și a evoluției procesului de optimizare evidențiază o serie de concluzii și comentarii:

- rămân valabile toate comentariile referitoare la soluția obținută din analiza dinamică retrospectivă (paragraful 8.4.4.2.3), în continuare menționându-se numai elementele suplimentare care apar doar la abordarea prospectivă;
- analiza comparativă a tabelelor 8.4.22 și 8.4.23 evidențiază următoarele aspecte:
 - soluția finală obținută în ambele cazuri este identică, diferind doar rezultatele din etapele intermediare (element de așteptat și pe baza ultimelor trei concluzii de la comentarea rezultatelor abordării retrospective);
 - urmărind numărul de LEA suplimentare introduse la fiecare etapă a evoluției procesului dinamic de optimizare (prima linie din tabelul 8.4.23), soluția obținută din acest punct de vedere se consideră a fi rațională, la fel ca la abordarea retrospectivă, dar ușor diferită – 8 LEA în anul 2019 (7 la abordarea retrospectivă), 14 LEA în anul 2024 (la fel ca la abordarea retrospectivă), 19 LEA în anul 2029 (23 la abordarea retrospectivă), 27 LEA în anul 2034 (la fel ca la abordarea retrospectivă);
 - LEA de 400 kV Stâlp - Gura Ialomiței apare deja în soluția pentru anul 2019 (la abordarea retrospectivă apărea în anul 2024);
 - LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița și LEA 400 kV Gura Ialomiței - Cernavodă apar deja în soluție în anul 2029 (la abordarea retrospectivă apăreau în anul 2034);
 - LEA 2 400 kV Reșița - Timișoara și dublarea axului de 220 kV Ungheni - Fântânele - Gheorghieni - Stejaru - Dumbrava - Gutinaș apare numai în anul 2034 (la abordarea retrospectivă apăreau în anul 2029).

Tabelul 8.4.23. Rezultatele globale ale analizei prospective

Nr. LEA introduse / nr. posibile	2019	2024	2029	2034
	8/39	14/39	19/39	27/39
-	-	-	LEA 400 kV PdF - Reșița	LEA 400 kV PdF - Reșița
LEA 1 400 kV Reșița - Pancevo	LEA 1 400 kV Reșița - Pancevo	LEA 1 400 kV Reșița - Pancevo	LEA 1 400 kV Reșița - Pancevo	LEA 1 400 kV Reșița - Pancevo
-	-	-	-	LEA 2 400 kV Reșița - Pancevo
LEA 1 400 kV Reșița - Timișoara (înlocuire 220 kV dc)	LEA 1 400 kV Reșița - Timișoara (înlocuire 220 kV dc)	LEA 1 400 kV Reșița - Timișoara (înlocuire 220 kV dc)	LEA 1 400 kV Reșița - Timișoara (înlocuire 220 kV dc)	LEA 1 400 kV Reșița - Timișoara (înlocuire 220 kV dc)
-	-	-	-	LEA 2 400 kV Reșița - Timișoara
LEA 2 220 kV Reșița - Iaz 2	LEA 2 220 kV Reșița - Iaz 2	LEA 2 220 kV Reșița - Iaz 2	LEA 2 220 kV Reșița - Iaz 2	LEA 2 220 kV Reșița - Iaz 2
-	LEA 220 kV Timișoara - Săcălaz (dublar)	LEA 220 kV Timișoara - Săcălaz (dublar)	LEA 220 kV Timișoara - Săcălaz (dublar)	LEA 220 kV Timișoara - Săcălaz (dublar)
-	LEA 220 kV Săcălaz - Arad (dubl.)	LEA 220 kV Săcălaz - Arad (dubl.)	LEA 220 kV Săcălaz - Arad (dubl.)	LEA 220 kV Săcălaz - Arad (dubl.)
LEA 400 kV Timișoara - Arad (funcționare la 220 kV)	LEA 400 kV Timișoara - Arad (funcționare la 220 kV)	LEA 400 kV Timișoara - Arad (înlocuire 220 kV)	LEA 400 kV Timișoara - Arad (înlocuire 220 kV)	LEA 400 kV Timișoara - Arad (înlocuire 220 kV)
-	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu
-	LEA 220 kV Târgu Jiu - Paroșeni	LEA 220 kV Târgu Jiu - Paroșeni	LEA 220 kV Târgu Jiu - Paroșeni	LEA 220 kV Târgu Jiu - Paroșeni
-	LEA 220 kV Paroșeni - Baru Mare	LEA 220 kV Paroșeni - Baru Mare	LEA 220 kV Paroșeni - Baru Mare	LEA 220 kV Paroșeni - Baru Mare
-	LEA 220 kV Baru Mare - Hășdat	LEA 220 kV Baru Mare - Hășdat	LEA 220 kV Baru Mare - Hășdat	LEA 220 kV Baru Mare - Hășdat
LEA 400 kV Suceava - Roman (funcționare la 220 kV)	LEA 400 kV Suceava - Roman (funcționare la 220 kV)	LEA 400 kV Suceava - Roman (înlocuire 220 kV)	LEA 400 kV Suceava - Roman (înlocuire 220 kV)	LEA 400 kV Suceava - Roman (înlocuire 220 kV)
LEA 400 kV Roman - Bacău (funcț. la 220 kV)	LEA 400 kV Roman - Bacău (funcț. la 220 kV)	LEA 400 kV Roman - Bacău (înloc. 220 kV)	LEA 400 kV Roman - Bacău (înloc. 220 kV)	LEA 400 kV Roman - Bacău (înloc. 220 kV)
LEA 400 kV Bacău - Gutinaș (funcționare la 220 kV)	LEA 400 kV Bacău - Gutinaș (funcționare la 220 kV)	LEA 400 kV Bacău - Gutinaș (înlocuire 220 kV)	LEA 400 kV Bacău - Gutinaș (înlocuire 220 kV)	LEA 400 kV Bacău - Gutinaș (înlocuire 220 kV)
-	-	LEA 400 kV Brașov - Stâlpu	LEA 400 kV Brașov - Stâlpu	LEA 400 kV Brașov - Stâlpu
-	-	LEA 220 kV Stâlpu - Teleajen	LEA 220 kV Stâlpu - Teleajen	LEA 220 kV Stâlpu - Teleajen
-	-	LEA 220 kV Teleajen - Brazi	LEA 220 kV Teleajen - Brazi	LEA 220 kV Teleajen - Brazi
LEA 400 kV Stâlpu - Gura Ialomiței	LEA 400 kV Stâlpu - Gura Ialomiței	LEA 400 kV Stâlpu - Gura Ialomiței	LEA 400 kV Stâlpu - Gura Ialomiței	LEA 400 kV Stâlpu - Gura Ialomiței
-	-	LEA 400 kV Gura Ial. - Cernavodă	LEA 400 kV Gura Ial. - Cernavodă	LEA 400 kV Gura Ial. - Cernavodă
-	-	-	-	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș
-	-	-	-	LEA 220 kV Ungheni - Fântânele
-	-	-	-	LEA 220 kV Fântânele - Gheor.
-	-	-	-	LEA 220 kV Gheor. - Stejaru
-	-	-	-	LEA 220 kV Stejaru - Dumbrava
-	-	-	-	LEA 220 kV Dumbrava - Gutinaș

8.4.4.4. Concluzii

Rezultatele prezentate pentru acest sistem test au fost obținute cu algoritmul PSO. Testele efectuate cu algoritmul GA au relevat faptul că, în condițiile și limitele precizate în paragrafele 8.2.3.4 și 8.3.3.4, rezultatele obținute pot fi ușor diferite. Pe lângă comentariile menționate acolo, această constatare este explicabilă și prin:

- mecanismele diferite cu care cele două metode rezolvă problema de optimizare;
- maniera diferită prin care cele două metode generează populația inițială și obțin populațiile următoare;
- în ceea ce privește elementele de rețea posibile a fi introduse, GA lucrează cu variabile binare, iar PSO cu variabile reale, "convertite" în final în binar.

Analiza comparativă a soluțiilor obținute pe cale prospectivă și retrospectivă, urmată de o serie de concluzii, a fost prezentată în paragrafele 8.4.4.2.3 și 8.4.4.3.

8.5. Concluzii

Capitolului 8 constituie principala parte aplicativă a lucrării. În acest capitol se prezintă rezultatele obținute în soluționarea planificării extinderii dinamice a rețelelor de transport al energiei electrice (RET) din cadrul sistemelor electroenergetice (SEE) complexe utilizând tehnici de inteligență artificială (algoritmul PSO și algoritmul GA). Elementele teoretice, metodologiile de calcul elaborate și instrumentele soft dezvoltate, care au constituit obiectul capitolelor anterioare, au fost aplicate și utilizate la soluționarea planificării extinderii dinamice a RET (DTNEP) pentru o gamă largă de SEE.

Prima parte a capitolului prezintă rezultatele DTNEP obținute pentru sistemele IEEE24 RTS adaptat și Test50, în condițiile unor scenarii de extindere fictive. Soluțiile de extindere, obținute atât prin abordare dinamică prospectivă cât și retrospectivă, sunt descrise comparativ în detaliu, însoțite de o serie de comentarii și concluzii.

A doua parte a capitolului este dedicată Sistemului Electroenergetic al României. 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. Elementele de rețea propuse pentru extindere au fost cele din „Planul de perspectivă al RET. Perioada 2014-2023”, elaborat de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., completate cu alte coridoare de extindere, rezultate în urma analizelor de regim. Pentru evoluția puterilor consumate și generate s-au luat în considerare atât datele din planul de perspectivă amintit mai sus, cât și rezultatele studiilor proprii de prognoză. De asemenea, s-a ținut cont și de posibilitatea unor transferuri de putere semnificative spre SEE vecine (Ungaria, Bulgaria, Serbia, Ucraina și Republica Moldova). Soluțiile de extindere, obținute atât prin abordare dinamică prospectivă cât și retrospectivă, sunt prezentate în detaliu, însoțite de o serie de comentarii și concluzii.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale, în contextul în care capitolul este în întregime original, reprezentând principala parte aplicativă a tezei:

- elaborarea unor studii complete de extindere dinamică a RET pentru cele două sisteme test (IEEE24 RTS adaptat, Test50);
- actualizarea și completarea bazei de date referitoare la SEN;
- elaborarea unui studiu complet de extindere dinamică pentru SEN, luând în considerare evoluția consumului, capacitățile de producție și transferurile de putere;
- formularea unor concluzii practice utile operatorului național de transport și de sistem (C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.), 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 și comentarii 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 sistemelor electroenergetice, în particular, prezintă o serie de particularități complexe. Asigurarea securității cu energie "curată", ținând cont de influența puternică a sectorului energetic asupra altor sectoare, de limitarea schimbărilor climatice, escaladarea cererii globale de energie și de viitorul nesigur al accesului la resursele energetice devine provocarea majoră pentru Uniunea Europeană;
 - necesitatea dezvoltării unui sistem energetic puternic și fiabil care să fie în concordanță cu problemele de mediu și care să asigure accesul consumatorilor la sursele de energie la prețuri accesibile, siguranță în alimentare și face față cererii de energie electrică în continuă creștere, reprezintă cerințele minimale ale secolului XXI;
 - privind structura UE (28 de state membre, 4 țări candidate, 4 potențial candidate) piața unică europeană de energie electrică a devenit o realitate, lucru ce implică o dezvoltare și extindere corespunzătoare a SEE european, a rețelei continentale de transport al energiei electrice;
 - planificarea extinderii optime a RET din cadrul SEE complexe 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;
 - ceea ce privește rețea de transport al energiei electrice (RET) a României, se evidențiază două aspecte contradictorii: capacitatea de producere și de transport al energiei electrice acoperă practic cerințele actuale de consum, însă majoritatea liniilor și stațiilor electrice sunt sau se apropie de limita duratei normate de funcționare, fiind realizate la nivelul tehnologic al anilor '60-'80;
 - este de remarcat însă că datorită programului riguros de mentenanță, programelor de rețehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor, starea tehnică reală a acestora se menține la un nivel corespunzător;
 - 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 sensibil mari între valorile "pesimiste" și cele "optimiste". De asemenea, în cazul noilor capacități "verzi" de producere a energiei electrice, unele sunt

- mai realiste în privința puterii instalate și a termenelor de realizare, altele ușor "fanteziste";
- strategiile de extindere a RET trebuie să țină cont de toate aceste aspecte, precum și de cele legate de dezvoltarea durabilă și de mediu, fixând ca etalon normele și politica UE în acest domeniu.
- Practicile și mecanismele aferente planificării extinderii RET, la nivel internațional, respectiv național, conduc la următoarele concluzii:
- conform literaturii de specialitate studiate rezultă faptul că majoritatea metodelor de planificare a extinderii SEE complexe abordează această problema ca fiind o problemă de optimizare dinamică de foarte mari dimensiuni, neliniară, de regulă multicriterială;
 - în cadrul metodelor studiate se remarcă și utilizarea unor metode moderne, euristice și meta-euristice de căutare în domeniul soluțiilor fezabile, dar și a unor algoritmi utilizând tehnicile de inteligență artificială;
 - abordarea problemei în discuție poate fi: statică (pentru un anumit orizont de timp se determină doar soluția finală de extindere), 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.
- Elaborarea modelului matematic destinat planificării extinderii RET a condus la următoarele concluzii:
- s-a definitivat modelul matematic al optimizării funcționării momentane a SEE complexe (OPF), algoritmul de soluționare aferent utilizând metode de calcul evolutiv, ca instrument de analiză utilizat în planificările de extindere;
 - s-au introdus elementele specifice legate de planificarea extinderii RET, rezultând un model complet de programare dinamică, ceea ce înseamnă că, pe lângă soluția finală de extindere de la sfârșitul perioadei considerate, rezultă și evoluția procesului de extindere pentru întreaga perioadă;
 - funcția obiectiv (FOB) are un caracter multicriterial: cuprinde în principal cheltuielile de investiții legate de realizarea noilor capacități de transport, la care se pot adăuga cheltuielile de funcționare, cele legate de penalizarea congestiilor și a nealimentării consumatorilor;
 - se pot avea în vedere și elemente care să înglobeze aspecte legate de capacitatea totală de transfer, de rata de amortizare a investițiilor, de siguranța în funcționare, de impactul asupra mediului etc. Relațiile de restricție acoperă o gamă largă de aspecte, de natură tehnică și economică.
- Din punct de vedere al instrumentelor soft dezvoltate pentru scopul propus, se pot evidenția următoarele concluzii:
- în literatura de specialitate se remarcă utilizarea preponderentă a planificării extinderii RET calculând circulația optimă de puteri în curent continuu, ceea ce înseamnă ipoteze simplificatoare foarte „dure”, care, în anumite situații, pot să conducă la rezultate eronate;
 - în condițiile actuale ale performanțelor sistemelor de calcul și a mediilor de programare implementarea modelului pentru soluționarea tuturor aspectelor legate de planificarea dinamică a extinderii RET din cadrul SEE complexe trebuie să devină o practică comună;

- studiile de caz și rezultatele din literatura de specialitate se referă, în marea lor majoritate, la sisteme test de dimensiuni relativ reduse;
- instrumentele software (PowerOptPowerPlanPSO, PowerOptPowerPlanGA) elaborate pentru scopul propus sunt destinate sistemelor electroenergetice reale, de mari dimensiuni; de altfel majoritatea spațiului destinat prezentării studiilor de caz este rezervat Sistemului Electroenergetic al României.

În continuare se prezintă sinteza principalelor contribuții originale, teoretice și aplicative, cuprinse în cadrul tezei de doctorat.

- Obiectivul capitolului 2 constă în realizarea unei sinteze privind stadiul actual și perspectivele evoluției sectorului energetic, în general, și a sistemelor electroenergetice, în particular, subliniindu-se 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 "lectură" proprie a evoluției pieței de energie în Uniunea Europeană, a legislației existente în domeniu energetic și a cerințelor impuse;
 - statuarea 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 furnizate în mare parte de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.;
 - reliefaarea evoluției cadrului legal actual în domeniu, în concordanță cu legislația comunitară corespunzătoare;
 - evidențierea necesității unei strategii coerente și riguroase asupra planificării extinderii SEN, 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".
- Capitolul 3 are ca obiectiv prezentarea sistematizată a metodelor actuale de soluționare a planificării extinderii optime a rețelei de transport al energiei electrice din cadrul sistemelor electroenergetice (SEE) complexe. Contribuțiile aduse sunt următoarele:
 - realizarea unei sinteze documentate, în viziune proprie, bazată pe un amplu studiu bibliografic, a metodelor utilizate pentru planificarea extinderii RET din cadrul SEE complexe, atât cele care la ora actuală pot fi considerate "clasice" (bazate pe modelarea matematică, cât și a celor "moderne" (euristice și meta-euristice, utilizând tehnici de inteligență artificială);
 - prezentarea aspectelor caracteristice abordărilor actuale, în condițiile pieței libere a energiei electrice, a dereglementării și a pătrunderii pe scară largă a surselor regenerabile de energie;
 - focalizarea unei atenții speciale asupra metodelor de soluționare bazate pe tehnici de inteligență artificială;
 - evidențierea clară a faptului că există un număr redus de încercări de abordare dinamică a planificării extinderii RET, aplicațiile concrete referindu-se doar la SEE de dimensiuni relativ reduse;
 - critica utilizării unor modele simplificate pentru calculul și optimizarea regimurilor de funcționare;
 - pregătirea elementelor pentru capitolele următoare, care se referă la metodele concrete utilizate în lucrare și la studiile de caz realizate.

- În cadrul capitolului 4, având ca obiectiv prezentarea tehnicilor de inteligență artificială utilizate în cadrul tezei de doctorat, metodele euristice și meta-euristice de optimizare bazate pe calculul evolutiv, pot fi enumerate următoarele contribuții:
- realizarea unei sinteze originale asupra algoritmilor de optimizare de tip roi, respectiv asupra algoritmilor genetici;
 - o "lectură" a ambilor algoritmi care constituie obiectul acestui capitol, în spiritul domeniului de aplicare în cadrul tezei de doctorat.
 - 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 vecinătate și cel de inerție;
 - sistematizarea modelului matematic al ambelor versiuni ale algoritmului genetic, cea cu codificare cu valori binare și cea cu valori reale, împreună cu detalii legate de cromozomi, populație, evaluarea populației, selecția, recombinarea, elitismul, mutația și criteriile de oprire;
 - evidențierea parametrilor "reglabili" din cadrul celor două metode, în vederea sporirii performanțelor de aplicare în problema planificării dinamice a extinderii RET din cadrul SEE complexe.
- Obiectivul capitolului 5 constă în prezentarea elementelor teoretice specifice programării dinamice și a unor exemple teoretice și aplicative sugestive. Contribuțiile aduse sunt următoarele:
- realizarea unei succinte sinteze teoretice originale asupra metodei programării dinamice;
 - evidențierea avantajelor utilizării programării dinamice în raport cu tehnicile de explorare exhaustivă a spațiului soluțiilor sau alte metode de căutare euristică sau quasi-euristică;
 - prezentarea modelului matematic al optimizării funcționării de durată a SEE, cu o formulare adecvată pentru soluționarea sa ca o problemă de programare dinamică.
 - realizarea unui studiu de caz simplu, de planificare dinamică a extinderii unui SEE, în scopul clarificării mecanismului de lucru al programării dinamice.
- Capitolului 6 are ca obiectiv elaborarea modelului matematic aferent planificării dinamice a extinderii rețelelor de transport al energiei electrice (DTNEP) din cadrul sistemelor electroenergetice 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:
- realizarea unei sinteze a modelelor matematice corespunzătoare optimizării regimului permanent normal, cu reliefarea volumului foarte mare de calcule în cazul soluționării complete a problemei de programare neliniară corespunzătoare, utilizând tehnici clasice de optimizare, bazate pe modelarea matematică;
 - adaptarea modelului matematic al OPF cerințelor impuse de aplicarea unei tehnici de soluționare bazate pe calculul evolutiv;
 - abordarea dinamică a planificării extinderii RET, prin elaborarea unui model complet, bazat pe posibilitățile oferite de programarea dinamică (se menționează numărul redus de lucrări în literatura de specialitate care fac uz de abordarea dinamică a TNEP, aplicațiile pentru SEE reale, de mari dimensiuni, lipsind cu desăvârșire);
 - considerarea unei funcții obiectiv care ține cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare referitoare la DTNEP;
 - integrarea în acest model a unor tehnici perfecționate de calcul evolutiv (PSO și GA), care soluționează atât problema de extindere în sine, cât și OPF.

- 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:
- adaptarea, îmbunătățirea și "reacordarea", pe baza experienței acumulate în activitatea desfășurată în cadrul *Centrului de Cercetare pentru Analiza și Optimizarea Regimurilor SEE*, a instrumentelor soft realizate pentru extinderea statică a RET, prezentate în [Cristian2013], [Solo2013];
 - conceperea și realizarea unui instrument soft performant pentru planificarea dinamică a extinderii RET din cadrul SEE complexe utilizând un algoritm de optimizare de tip PSO (*PowerOptPowerPlanPSO*);
 - conceperea și realizarea unui instrument soft performant pentru planificarea dinamică a extinderii RET din cadrul SEE complexe utilizând un algoritm de optimizare de tip GA (*PowerOptPowerPlanGA*);
 - realizarea unor interfețe grafice prietenoase pentru toate instrumentele soft;
 - interfațarea cu programul *PowerWorld*, atât prin metodă locală cât și prin server, cu asigurarea compatibilității depline la nivel de bază de date;
 - salvarea rezultatelor în diferite forme, inclusiv forme compatibile cu alte programe profesionale specializate (*PowerWorld*, *Matpower*), pentru o procesare ulterioară cât mai ușoară;
 - implementarea vizualizării și salvării în diferite forme a graficului evoluției iterative a algoritmului de optimizare de tip PSO și GA;
 - implementarea graficului în timp real pentru programul *PowerOptPowerPlanPSO*.
- Capitolul 8 este în întregime original, prezentând principala parte aplicativă a tezei. Se pot scoate în evidență următoarele contribuții originale:
- elaborarea unor studii complete de extindere dinamică a RET pentru cele două sisteme test (IEEE24 RTS adaptat, Test50);
 - actualizarea și completarea bazei de date referitoare la SEN;
 - elaborarea unui studiu complet de extindere dinamică pentru SEN, luând în considerare evoluția consumului, capacitățile de producție și transferurile de putere;
 - formularea unor concluzii practice utile operatorului național de transport și de sistem (C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.), 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 obținute au fost și vor fi valorificate în cadrul unor contracte de cercetare științifică încheiate între Universitatea Politehnică Timișoara, Centrul de Cercetare pentru Analiza și Optimizarea Regimurilor SEE, și Operatorul Național de Transport și de Sistem, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., operatorii de distribuție (Enel, Electrica, CEZ, Eon) și o serie de agenți economici care se ocupă de implementarea în sistem a resurselor regenerabile de energie. Contractele derulate și finalizate sunt prezentate în lista lucrărilor proprii de la finele tezei ([UPT2009a], [UPT2009b], [UPT2009c], [UPT2012], [UPT2013a], [UPT2013b], [UPT2013c], [UPT2013d], [UPT2013e], [UPT2013f], [UPT2014a], [UPT2014b], [UPT2014c], [UPT2014d], [UPT2014e], [UPT2014f]). De altfel, la baza stabilirii temei tezei de doctorat au stat solicitările OTS 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: 21 de lucrări publicate până la ora actuală, 2 referate științifice și 30 de contracte de cercetare. Așa cum rezultă din lista lucrărilor proprii de la finele tezei de doctorat, 9 au fost prezentate în țară și 12 în străinătate. Se remarcă faptul că 9 lucrări sunt indexate ISI ([Barb2010a], [Barb2014a], [Barb2014b], [Cristian2013a], [Jigoria2009], [Kilyeni2014a], [Kilyeni2014b], [Solo2013a], [Simo2014a]), respectiv alte 9 în Baze de Date Internaționale recunoscute – IEEE, Scopus, Compendex, INSPEC etc. ([Andea2010], [Barb2009], [Barb2013], [Chiosa2010], [Cristian2012], [Cristian2013b], [Cristian2013c], [Kilyeni2010], [Pop2012]).

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

- rafinarea metodelor de soluționare bazate pe tehnici de tip PSO și GA, în scopul creșterii eficienței și ameliorării performanțelor acestora;
- implementarea unor alte clase de metode de soluționare bazate pe tehnici de inteligență artificială, tot cu o abordare bazată pe programarea dinamică;
- abordarea probabilistă a unor elemente componente ale problemei discutate.

ANEXA 1. IEEE24 RTS ADAPTAT

A1.1. Sistemul IEEE24 RTS adaptat, regimul inițial 2014

Tabelul 8.2.1. Parametri linii electrice aeriene

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
1	2	110.00	110.00	0.005	0.014	0.000	0.001
1	3	110.00	110.00	0.083	0.211	0.000	0.019
1	5	110.00	110.00	0.033	0.084	0.000	0.008
2	4	110.00	110.00	0.049	0.127	0.000	0.012
2	6	110.00	110.00	0.075	0.192	0.000	0.018
3	9	110.00	110.00	0.047	0.119	0.000	0.011
4	9	110.00	110.00	0.041	0.104	0.000	0.009
5	10	110.00	110.00	0.034	0.088	0.000	0.008
6	10	110.00	110.00	0.024	0.060	0.000	0.005
7	8	110.00	110.00	0.024	0.061	0.000	0.006
8	9	110.00	110.00	0.064	0.165	0.000	0.015
8	10	110.00	110.00	0.064	0.165	0.000	0.015
12	13	220.00	220.00	0.008	0.048	0.000	0.075
12	23	220.00	220.00	0.007	0.042	0.000	0.066
13	11	220.00	220.00	0.008	0.048	0.000	0.075
13	23	220.00	220.00	0.016	0.097	0.000	0.152
14	11	220.00	220.00	0.014	0.086	0.000	0.136
14	16	220.00	220.00	0.007	0.039	0.000	0.061
15	16	220.00	220.00	0.003	0.017	0.000	0.027
15	21	220.00	220.00	0.008	0.049	0.000	0.077
15	21	220.00	220.00	0.008	0.049	0.000	0.077
15	24	220.00	220.00	0.009	0.052	0.000	0.082
16	17	220.00	220.00	0.004	0.026	0.000	0.041
16	19	220.00	220.00	0.004	0.023	0.000	0.036
17	18	220.00	220.00	0.002	0.014	0.000	0.023
17	22	220.00	220.00	0.018	0.105	0.000	0.165
18	21	220.00	220.00	0.004	0.026	0.000	0.041
18	21	220.00	220.00	0.004	0.026	0.000	0.041
19	20	220.00	220.00	0.007	0.040	0.000	0.062
19	20	220.00	220.00	0.007	0.040	0.000	0.062
20	23	220.00	220.00	0.004	0.022	0.000	0.034
20	23	220.00	220.00	0.004	0.022	0.000	0.034
21	22	220.00	220.00	0.013	0.068	0.000	0.106

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.]
11	9	220.00	110.00	0.002	0.060	0.001	-0.013	0.955	0.805	1.105
11	10	220.00	110.00	0.002	0.060	0.001	-0.013	0.955	0.805	1.105
12	9	220.00	110.00	0.002	0.060	0.001	-0.013	0.955	0.805	1.105
12	10	220.00	110.00	0.002	0.060	0.001	-0.013	0.955	0.805	1.105
24	3	220.00	110.00	0.002	0.060	0.001	-0.013	0.955	0.805	1.105

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]
1	1	PU	110.00	82.000	16.000	1.060	116.60	-6.660	23.000	11.870
2	2	PU	110.00	73.000	15.000	1.060	116.60	-6.730	32.000	19.630
3	3	PQ	110.00	136.000	28.000	1.056	116.13	-5.010	-136.000	-28.000
4	4	PQ	110.00	56.000	11.000	1.042	114.59	-7.520	-56.000	-11.000
5	5	PQ	110.00	53.000	10.000	1.044	114.86	-7.680	-53.000	-10.000
6	6	PQ	110.00	103.000	21.000	1.027	112.99	-8.860	-103.000	-21.000
7	7	PU	110.00	94.000	19.000	1.060	116.60	-6.980	64.000	23.600
8	8	PQ	110.00	129.000	26.000	1.032	113.54	-8.740	-129.000	-26.000
9	9	PQ	110.00	132.000	27.000	1.059	116.52	-5.370	-132.000	-27.000
10	10	PQ	110.00	147.000	31.000	1.053	115.86	-6.480	-147.000	-31.000
11	11	PQ	220.00	0.000	0.000	1.024	225.22	-2.850	0.000	0.000
12	12	PQ	220.00	0.000	0.000	1.025	225.40	-1.520	0.000	0.000
13	13	Slack	220.00	200.000	40.000	1.050	231.00	0.000	121.780	82.930
14	14	PU	220.00	146.000	30.000	1.050	231.00	0.920	-41.000	33.610
15	15	PU	220.00	238.000	48.000	1.050	231.00	3.790	-80.000	4.630
16	16	PU	220.00	75.000	15.000	1.050	231.00	3.550	30.000	-10.890
17	17	PQ	220.00	0.000	0.000	1.058	232.85	5.880	0.000	0.000
18	18	PU	220.00	251.000	51.000	1.060	233.20	6.460	-14.000	-32.070
19	19	PQ	220.00	137.000	28.000	1.043	229.55	2.320	-137.000	-28.000
20	20	PQ	220.00	96.000	19.000	1.046	230.11	2.660	-96.000	-19.000
21	21	PU	220.00	0.000	0.000	1.065	234.30	7.030	237.000	44.030
22	22	PU	220.00	17.000	13.000	1.077	236.94	11.110	220.000	-9.170
23	23	PU	220.00	0.000	0.000	1.050	231.00	3.370	421.000	29.230
24	24	PQ	220.00	0.000	0.000	1.022	224.77	-0.340	0.000	0.000

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]
1	1	105.00	27.87	1.060	60.00	200.00	-24.00	120.00
2	2	105.00	34.63	1.060	60.00	200.00	-24.00	120.00
7	7	158.00	42.60	1.060	90.00	300.00	-36.00	180.00
13	13	321.78	122.93	1.050	100.00	600.00	-72.00	360.00
14	14	105.00	63.61	1.050	60.00	200.00	-24.00	120.00
15	15	158.00	52.63	1.050	90.00	300.00	-36.00	180.00
16	16	105.00	4.11	1.050	60.00	200.00	-24.00	120.00
18	18	237.00	18.93	1.060	150.00	450.00	-52.00	270.00
21	21	237.00	44.03	1.065	150.00	450.00	-52.00	270.00
22	22	237.00	3.83	1.077	150.00	450.00	-52.00	270.00
23	23	421.00	29.23	1.050	250.00	800.00	-96.00	480.00

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	2	116.60	116.60	8.300	-3.300	-8.300	3.200	0.000	-0.100
1	3	116.60	116.10	-12.400	6.100	12.500	-7.900	0.200	-1.800
1	5	116.60	114.90	27.100	9.000	-26.800	-9.300	0.200	-0.200
2	6	116.60	113.00	24.600	7.900	-24.100	-8.700	0.500	-0.700
2	4	116.60	114.60	15.700	8.500	-15.600	-9.500	0.100	-0.900
3	9	116.10	116.50	4.000	-5.300	-3.900	4.100	0.000	-1.200
4	9	114.60	116.50	-40.400	-1.500	41.000	2.100	0.600	0.500
5	10	114.90	115.90	-26.200	-0.700	26.400	0.400	0.200	-0.300

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	113.00	115.90	-78.900	-12.300	80.300	15.400	1.400	3.100
7	8	116.60	113.50	64.000	23.600	-63.000	-21.700	1.000	1.900
8	10	113.50	115.90	-26.800	-3.000	27.300	2.500	0.400	-0.500
8	9	113.50	116.50	-39.200	-1.300	40.100	2.000	0.900	0.700
11	9	225.20	116.50	83.000	24.000	-82.800	-18.600	0.200	5.300
11	10	225.20	115.90	119.100	35.600	-118.800	-26.100	0.300	9.500
12	9	225.40	116.50	126.700	26.800	-126.400	-16.600	0.300	10.200
12	13	225.40	231.00	-67.100	-46.800	67.600	41.600	0.500	-5.200
12	23	225.40	231.00	-222.200	-19.300	225.500	32.000	3.300	12.700
12	10	225.40	115.90	162.600	39.300	-162.100	-23.200	0.500	16.100
13	23	231.00	231.00	-65.000	4.400	65.600	-17.300	0.600	-12.900
13	11	231.00	225.20	119.200	36.800	-118.000	-38.000	1.100	-1.200
14	16	231.00	231.00	-126.100	20.700	127.100	-21.600	1.000	-0.900
14	11	231.00	225.20	85.100	12.900	-84.100	-21.500	1.000	-8.600
15	21	231.00	234.30	-130.400	-10.900	131.700	9.900	1.300	-1.000
15	21	231.00	234.30	-130.400	-10.900	131.700	9.900	1.300	-1.000
15	16	231.00	231.00	25.900	5.800	-25.900	2.900	0.000	-2.900
15	24	231.00	224.80	154.900	32.200	-152.900	-29.000	2.000	3.200
16	19	231.00	229.50	103.800	11.600	-103.400	-13.300	0.400	-1.700
16	17	231.00	232.90	-175.000	-3.800	176.200	6.500	1.200	2.700
17	22	232.90	236.90	-98.300	-7.000	99.800	-2.800	1.500	-9.800
17	18	232.90	233.20	-77.900	0.500	78.000	-2.300	0.100	-1.800
18	21	233.20	234.30	-46.000	-14.900	46.100	10.800	0.100	-4.100
18	21	233.20	234.30	-46.000	-14.900	46.100	10.800	0.100	-4.100
19	20	229.50	230.10	-16.800	-7.300	16.800	0.700	0.000	-6.700
19	20	229.50	230.10	-16.800	-7.300	16.800	0.700	0.000	-6.700
20	23	230.10	231.00	-64.800	-10.200	65.000	7.300	0.100	-2.900
20	23	230.10	231.00	-64.800	-10.200	65.000	7.300	0.100	-2.900
21	22	234.30	236.90	-118.500	2.700	120.200	-6.400	1.700	-3.800
24	3	224.80	116.10	152.900	29.000	-152.500	-14.800	0.400	14.200
								24.800	-3.600

A1.2. Sistemul IEEE24 RTS adaptat, regimul extins maximal, anul 2034

Tabelul 8.2.6. Date generatoare, sistem extins maximal

Nume Nod	Nr. Nod	P _{min} [MW]	P _{max} [MW]	Q _{min} [MVar]	Q _{max} [MVar]
1	1	120.00	400.00	-48.00	240.00
2	2	120.00	400.00	-48.00	240.00
7	7	150.00	450.00	-52.00	270.00
13	13	150.00	900.00	-108.00	540.00
14	14	60.00	200.00	-24.00	120.00
15	15	100.00	600.00	-72.00	360.00
16	16	120.00	400.00	-48.00	240.00
18	18	150.00	450.00	-52.00	270.00
21	21	150.00	450.00	-52.00	270.00
22	22	150.00	450.00	-52.00	270.00
23	23	250.00	800.00	-96.00	480.00

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	2	110.00	110.00	0.005	0.014	0.000	0.001
1	3	110.00	110.00	0.083	0.211	0.000	0.019
1	5	110.00	110.00	0.033	0.084	0.000	0.008
2	4	110.00	110.00	0.049	0.127	0.000	0.012
2	6	110.00	110.00	0.075	0.192	0.000	0.018
3	9	110.00	110.00	0.047	0.119	0.000	0.011
4	9	110.00	110.00	0.041	0.104	0.000	0.009
5	10	110.00	110.00	0.034	0.088	0.000	0.008
6	10	110.00	110.00	0.024	0.060	0.000	0.005
7	8	110.00	110.00	0.024	0.061	0.000	0.006
8	9	110.00	110.00	0.064	0.165	0.000	0.015
8	10	110.00	110.00	0.064	0.165	0.000	0.015
13	11	220.00	220.00	0.008	0.048	0.000	0.075
14	11	220.00	220.00	0.014	0.086	0.000	0.136
12	13	220.00	220.00	0.008	0.048	0.000	0.075
12	23	220.00	220.00	0.007	0.042	0.000	0.066
13	23	220.00	220.00	0.016	0.097	0.000	0.152
14	16	220.00	220.00	0.007	0.039	0.000	0.061
15	16	220.00	220.00	0.003	0.017	0.000	0.027
15	21	220.00	220.00	0.008	0.049	0.000	0.077
15	21	220.00	220.00	0.008	0.049	0.000	0.077
15	24	220.00	220.00	0.009	0.052	0.000	0.082
16	17	220.00	220.00	0.004	0.026	0.000	0.041
16	19	220.00	220.00	0.004	0.023	0.000	0.036
17	18	220.00	220.00	0.002	0.014	0.000	0.023
17	22	220.00	220.00	0.018	0.105	0.000	0.165
18	21	220.00	220.00	0.004	0.026	0.000	0.041
18	21	220.00	220.00	0.004	0.026	0.000	0.041
19	20	220.00	220.00	0.007	0.040	0.000	0.062
19	20	220.00	220.00	0.007	0.040	0.000	0.062
20	23	220.00	220.00	0.004	0.022	0.000	0.034
20	23	220.00	220.00	0.004	0.022	0.000	0.034
21	22	220.00	220.00	0.011	0.068	0.000	0.106

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 [u.r.]	k _{min} [u.r.]	k _{max} [u.r.]
11	9	220.00	110.00	0.002	0.060	0.001	-0.013	0.955	0.805	1.105
11	10	220.00	110.00	0.002	0.060	0.001	-0.013	0.955	0.805	1.105
12	9	220.00	110.00	0.002	0.060	0.001	-0.013	0.955	0.805	1.105
12	10	220.00	110.00	0.002	0.060	0.001	-0.013	0.955	0.805	1.105
24	3	220.00	110.00	0.002	0.060	0.001	-0.013	0.955	0.805	1.105

Tabelul 8.2.9. Date și rezultate noduri, sistem extins maximal OPF

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVar]
1	1	PU	110.00	160.000	32.000	1.080	119.09	6.710	90.300	41.230
2	2	PU	110.00	140.000	29.000	1.080	119.20	6.840	192.660	42.900
3	3	PQ	110.00	260.000	54.000	1.050	115.63	5.410	-260.000	-54.000
4	4	PQ	110.00	110.000	22.000	1.050	115.96	4.770	-110.000	-22.000
5	5	PQ	110.00	100.000	20.000	1.060	116.44	4.910	-100.000	-20.000
6	6	PQ	110.00	200.000	41.000	1.040	114.11	3.290	-200.000	-41.000
7	7	PU	110.00	180.000	37.000	1.080	118.78	6.220	176.380	52.110
8	8	PQ	110.00	250.000	51.000	1.050	115.07	3.800	-250.000	-51.000

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_i [MW]	Q_i [MVar]
9	9	PQ	110.00	250.000	52.000	1.060	116.77	5.760	-250.000	-52.000
10	10	PQ	110.00	280.000	60.000	1.060	116.37	5.070	-280.000	-60.000
11	11	PQ	220.00	0.000	0.000	1.020	225.13	8.010	0.000	0.000
12	12	PQ	220.00	0.000	0.000	1.030	225.71	8.820	0.000	0.000
13	13	Slack	220.00	385.000	78.000	1.050	230.82	11.300	473.900	130.690
14	14	PU	220.00	285.000	58.000	1.030	227.13	9.690	-85.000	26.980
15	15	PU	220.00	460.000	93.000	1.030	226.56	11.670	82.850	34.020
16	16	PU	220.00	145.000	29.000	1.030	226.78	11.410	224.070	-10.200
17	17	PQ	220.00	0.000	0.000	1.030	226.08	11.850	0.000	0.000
18	18	PU	220.00	480.000	98.000	1.020	225.30	11.840	-321.730	-74.170
19	19	PQ	220.00	265.000	54.000	1.030	226.48	10.310	-265.000	-54.000
20	20	PQ	220.00	185.000	37.000	1.040	228.00	10.740	-185.000	-37.000
21	21	PU	220.00	0.000	0.000	1.030	226.27	12.930	450.000	-47.570
22	22	PU	220.00	35.000	25.000	1.030	226.34	13.820	115.000	-43.170
23	23	PU	220.00	0.000	0.000	1.040	229.39	11.500	529.370	79.680
24	24	PQ	220.00	0.000	0.000	1.010	222.72	8.700	0.000	0.000

Tabelul 8.2.10. Date generatoare, sistem 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	250.30	73.23	1.083	120.00	400.00	-48.00	240.00
2	2	332.66	71.90	1.084	120.00	400.00	-48.00	240.00
7	7	356.38	89.11	1.080	150.00	450.00	-52.00	270.00
13	13	858.91	208.69	1.049	150.00	900.00	-108.00	540.00
14	14	200.00	84.98	1.032	60.00	200.00	-24.00	120.00
15	15	542.85	127.02	1.030	100.00	600.00	-72.00	360.00
16	16	369.07	18.80	1.031	120.00	400.00	-48.00	240.00
18	18	158.27	23.83	1.024	150.00	450.00	-52.00	270.00
21	21	450.00	-47.57	1.028	150.00	450.00	-52.00	270.00
22	22	150.00	-18.17	1.029	150.00	450.00	-52.00	270.00
23	23	529.38	79.68	1.043	250.00	800.00	-96.00	480.00

Tabelul 8.2.11. Circulații de puteri prin elementele de rețea, sistem extins maximal OPF

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U_1 [kV]	U_2 [kV]	P_1 [MW]	Q_1 [MVar]	P_2 [MW]	Q_2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
1	2	119.09	119.20	-18.733	-0.567	18.749	0.456	0.016	-0.111
1	2	119.09	119.20	-18.733	-0.567	18.749	0.456	0.016	-0.111
1	5	119.09	116.44	47.742	12.373	-47.054	-11.494	0.688	0.879
1	3	119.09	115.63	16.140	8.809	-15.887	-10.359	0.253	-1.550
1	3	119.09	115.63	16.140	8.809	-15.887	-10.359	0.253	-1.550
1	5	119.09	116.44	47.742	12.373	-47.054	-11.494	0.688	0.879
2	4	119.20	115.96	36.960	10.654	-36.330	-10.367	0.630	0.287
2	6	119.20	114.11	40.618	10.341	-39.482	-9.401	1.136	0.940
2	6	119.20	114.11	40.618	10.341	-39.482	-9.401	1.136	0.940
2	4	119.20	115.96	36.960	10.654	-36.330	-10.367	0.630	0.287
3	9	115.63	116.77	-8.086	-6.615	8.129	5.508	0.043	-1.107
3	9	115.63	116.77	-8.086	-6.615	8.129	5.508	0.043	-1.107
4	9	115.96	116.77	-18.670	-0.633	18.797	-0.104	0.127	-0.738
4	9	115.96	116.77	-18.670	-0.633	18.797	-0.104	0.127	-0.738
5	10	116.44	116.37	-2.946	1.494	2.950	-2.391	0.004	-0.897
5	10	116.44	116.37	-2.946	1.494	2.950	-2.391	0.004	-0.897
6	10	114.11	116.37	-60.518	-11.099	61.347	12.620	0.829	1.521
6	10	114.11	116.37	-60.518	-11.099	61.347	12.620	0.829	1.521
7	8	118.78	115.07	88.191	26.053	-86.447	-22.224	1.744	3.829
7	8	118.78	115.07	88.191	26.053	-86.447	-22.224	1.744	3.829
8	10	115.07	116.37	-15.409	-2.097	15.550	0.786	0.141	-1.311

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	10	115.07	116.37	-15.409	-2.097	15.550	0.786	0.141	-1.311
8	9	115.07	116.77	-23.144	-1.179	23.460	0.311	0.316	-0.869
8	9	115.07	116.77	-23.144	-1.179	23.460	0.311	0.316	-0.869
11	9	225.13	116.77	74.312	18.912	-74.138	-14.399	0.174	4.513
11	9	225.13	116.77	74.312	18.912	-74.138	-14.399	0.174	4.513
11	10	225.13	116.37	96.627	25.890	-96.399	-19.216	0.228	6.674
11	10	225.13	116.37	96.627	25.890	-96.399	-19.216	0.228	6.674
12	9	225.71	116.77	101.487	24.437	-101.248	-17.315	0.239	7.122
12	9	225.71	116.77	101.487	24.437	-101.248	-17.315	0.239	7.122
12	23	225.71	229.39	-122.399	-21.304	123.417	20.362	1.018	-0.942
12	23	225.71	229.39	-122.399	-21.304	123.417	20.362	1.018	-0.942
12	13	225.71	230.82	-102.844	-34.885	103.710	32.058	0.866	-2.826
12	13	225.71	230.82	-102.844	-34.885	103.710	32.058	0.866	-2.826
12	10	225.71	116.37	123.757	31.751	-123.448	-21.799	0.309	9.953
12	10	225.71	116.37	123.757	31.751	-123.448	-21.799	0.309	9.953
13	23	230.82	229.39	-2.662	-0.839	2.671	-15.701	0.009	-16.541
13	23	230.82	229.39	-2.662	-0.839	2.671	-15.701	0.009	-16.541
13	11	230.82	225.13	135.905	34.127	-134.474	-33.531	1.430	0.596
13	11	230.82	225.13	135.905	34.127	-134.474	-33.531	1.430	0.596
14	16	227.13	226.78	-79.150	15.453	79.553	-19.541	0.403	-4.088
14	16	227.13	226.78	-79.150	15.453	79.553	-19.541	0.403	-4.088
14	11	227.13	225.13	36.650	-1.963	-36.464	-11.271	0.185	-13.235
14	11	227.13	225.13	36.650	-1.963	-36.464	-11.271	0.185	-13.235
15	24	226.56	222.72	107.252	14.969	-106.278	-17.656	0.974	-2.686
15	24	226.56	222.72	107.252	14.969	-106.278	-17.656	0.974	-2.686
15	21	226.56	226.27	-45.914	6.866	46.086	-13.981	0.172	-7.115
15	21	226.56	226.27	-45.914	6.866	46.086	-13.981	0.172	-7.115
15	21	226.56	226.27	-45.914	6.866	46.086	-13.981	0.172	-7.115
15	21	226.56	226.27	-45.914	6.866	46.086	-13.981	0.172	-7.115
15	16	226.56	226.78	26.001	-11.690	-25.980	8.930	0.021	-2.760
15	16	226.56	226.78	26.001	-11.690	-25.980	8.930	0.021	-2.760
16	19	226.78	226.48	87.114	-9.873	-86.833	7.685	0.281	-2.189
16	19	226.78	226.48	87.114	-9.873	-86.833	7.685	0.281	-2.189
16	17	226.78	226.08	-28.651	15.383	28.697	-19.419	0.046	-4.036
16	17	226.78	226.08	-28.651	15.383	28.697	-19.419	0.046	-4.036
17	22	226.08	226.34	-33.672	-3.660	33.865	-12.659	0.193	-16.320
17	22	226.08	226.34	-33.672	-3.660	33.865	-12.659	0.193	-16.320
17	18	226.08	225.30	4.975	23.079	-4.961	-25.374	0.014	-2.295
17	18	226.08	225.30	4.975	23.079	-4.961	-25.374	0.014	-2.295
18	21	225.30	226.27	-77.952	-5.855	78.202	3.072	0.250	-2.783
18	21	225.30	226.27	-77.952	-5.855	78.202	3.072	0.250	-2.783
18	21	225.30	226.27	-77.952	-5.855	78.202	3.072	0.250	-2.783
18	21	225.30	226.27	-77.952	-5.855	78.202	3.072	0.250	-2.783
19	20	226.48	228.00	-22.833	-17.342	22.878	10.974	0.045	-6.368
19	20	226.48	228.00	-22.833	-17.342	22.878	10.974	0.045	-6.368
19	20	226.48	228.00	-22.833	-17.342	22.878	10.974	0.045	-6.368
19	20	226.48	228.00	-22.833	-17.342	22.878	10.974	0.045	-6.368
20	23	228.00	229.39	-69.128	-20.224	69.300	17.590	0.172	-2.634
20	23	228.00	229.39	-69.128	-20.224	69.300	17.590	0.172	-2.634
20	23	228.00	229.39	-69.128	-20.224	69.300	17.590	0.172	-2.634
20	23	228.00	229.39	-69.128	-20.224	69.300	17.590	0.172	-2.634
21	22	226.27	226.34	-23.576	-1.966	23.637	-8.928	0.061	-10.894
21	22	226.27	226.34	-23.576	-1.966	23.637	-8.928	0.061	-10.894
24	3	222.72	115.63	106.278	17.656	-106.027	-10.026	0.250	7.630
24	3	222.72	115.63	106.278	17.656	-106.027	-10.026	0.250	7.630
								27.812	-158.502

A1.3. Sistemul IEEE24 RST adaptat, soluția optimă de extindere, anul 2034

Tabelul 8.2.13. Date și rezultate noduri, soluție optimă de extindere dinamică OPF

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_i [MW]	Q_i [MVar]
1	1	PU	110.00	160.000	32.000	1.036	113.94	7.660	190.050	-31.460
2	2	PU	110.00	140.000	29.000	1.036	113.99	7.350	93.300	47.570
3	3	PQ	110.00	260.000	54.000	1.027	113.02	5.400	-260.000	-54.000
4	4	PQ	110.00	110.000	22.000	1.012	111.28	4.620	-110.000	-22.000
5	5	PQ	110.00	100.000	20.000	1.017	111.90	5.380	-100.000	-20.000
6	6	PQ	110.00	200.000	41.000	1.004	110.45	3.270	-200.000	-41.000
7	7	PU	110.00	180.000	37.000	1.018	112.01	4.990	173.730	35.610
8	8	PQ	110.00	250.000	51.000	0.988	108.69	2.200	-250.000	-51.000
9	9	PQ	110.00	250.000	52.000	1.038	114.21	5.920	-250.000	-52.000
10	10	PQ	110.00	280.000	60.000	1.031	113.36	5.080	-280.000	-60.000
11	11	PQ	220.00	0.000	0.000	1.001	220.29	7.780	0.000	0.000
12	12	PQ	220.00	0.000	0.000	1.010	222.22	9.350	0.000	0.000
13	13	Slack	220.00	385.000	78.000	1.032	227.08	11.300	410.670	137.210
14	14	PU	220.00	285.000	58.000	1.014	223.06	8.090	-183.410	-7.740
15	15	PU	220.00	460.000	93.000	1.027	225.87	12.320	53.760	60.790
16	16	PU	220.00	145.000	29.000	1.033	227.26	12.130	247.700	124.550
17	17	PQ	220.00	0.000	0.000	1.025	225.53	13.820	0.000	0.000
18	18	PU	220.00	480.000	98.000	1.024	225.19	14.040	-152.110	-26.140
19	19	PQ	220.00	265.000	54.000	1.028	226.10	11.040	-265.000	-54.000
20	20	PQ	220.00	185.000	37.000	1.036	227.94	11.920	-185.000	-37.000
21	21	PU	220.00	0.000	0.000	1.026	225.61	15.010	335.720	-21.650
22	22	PQ	220.00	35.000	25.000	1.006	221.43	17.670	125.940	-77.000
23	23	PU	220.00	0.000	0.000	1.043	229.50	12.930	640.960	164.850
24	24	PQ	220.00	0.000	0.000	0.999	219.79	9.110	0.000	0.000

Tabelul 8.2.14. Date generatoare, soluție optimă de extindere dinamică 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	350.05	0.54	1.036	120.00	400.00	-48.00	240.00
2	2	233.30	76.57	1.036	120.00	400.00	-48.00	240.00
7	7	353.73	72.61	1.018	150.00	450.00	-52.00	270.00
13	13	795.67	215.21	1.032	150.00	900.00	-108.00	540.00
14	14	101.59	50.26	1.014	60.00	200.00	-24.00	120.00
15	15	513.76	153.79	1.027	100.00	600.00	-72.00	360.00
16	16	392.70	153.55	1.033	120.00	400.00	-48.00	240.00
18	18	327.89	71.86	1.024	150.00	450.00	-52.00	270.00
21	21	335.72	-21.65	1.026	150.00	450.00	-52.00	270.00
22	22	160.94	-52.00	1.006	150.00	450.00	-52.00	270.00
23	23	640.96	164.85	1.043	250.00	800.00	-96.00	480.00

Tabelul 8.2.15. Circulații de puteri prin elementele de rețea, soluție optimă de extindere dinamică OPF

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	$U1$ [kV]	$U2$ [kV]	$P1$ [MW]	$Q1$ [MVar]	$P2$ [MW]	$Q2$ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
1	2	113.90	114.00	34.700	-17.200	-34.600	17.200	0.100	0.100
1	2	113.90	114.00	34.700	-17.200	-34.600	17.200	0.100	0.100
1	3	113.90	113.00	18.800	-3.900	-18.500	2.500	0.300	-1.300
1	5	113.90	111.90	51.000	3.400	-50.200	-2.100	0.800	1.200

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U1 [kV]	U2 [kV]	P1 [MW]	Q1 [MVar]	P2 [MW]	Q2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
1	5	113.90	111.90	51.000	3.400	-50.200	-2.100	0.800	1.200
2	4	114.00	111.30	41.400	4.300	-40.600	-3.500	0.800	0.800
2	4	114.00	111.30	41.400	4.300	-40.600	-3.500	0.800	0.800
2	6	114.00	110.50	39.800	2.200	-38.700	-1.200	1.100	1.000
2	6	114.00	110.50	39.800	2.200	-38.700	-1.200	1.100	1.000
3	9	113.00	114.20	-10.300	-5.900	10.300	4.800	0.100	-1.000
24	3	219.80	113.00	115.900	34.800	-115.600	-25.300	0.300	9.400
24	3	219.80	113.00	115.900	34.800	-115.600	-25.300	0.300	9.400
4	9	111.30	114.20	-28.800	-15.000	29.200	15.100	0.400	0.100
5	10	111.90	113.40	0.400	-15.800	-0.300	15.100	0.100	-0.600
6	10	110.50	113.40	-61.300	-19.300	62.300	21.200	1.000	1.900
6	10	110.50	113.40	-61.300	-19.300	62.300	21.200	1.000	1.900
7	8	112.00	108.70	86.900	17.800	-85.000	-13.700	1.800	4.100
7	8	112.00	108.70	86.900	17.800	-85.000	-13.700	1.800	4.100
8	9	108.70	114.20	-44.700	-12.000	46.100	14.000	1.400	2.000
8	10	108.70	113.40	-35.200	-11.600	36.100	12.400	0.900	0.800
11	9	220.30	114.20	58.800	18.800	-58.600	-15.400	0.100	3.400
11	9	220.30	114.20	58.800	18.800	-58.600	-15.400	0.100	3.400
12	9	222.20	114.20	109.500	36.100	-109.200	-27.600	0.300	8.500
12	9	222.20	114.20	109.500	36.100	-109.200	-27.600	0.300	8.500
11	10	220.30	113.40	85.100	32.700	-84.900	-26.800	0.200	5.900
11	10	220.30	113.40	85.100	32.700	-84.900	-26.800	0.200	5.900
12	10	222.20	113.40	135.600	50.800	-135.300	-38.200	0.400	12.700
12	10	222.20	113.40	135.600	50.800	-135.300	-38.200	0.400	12.700
13	11	227.10	220.30	141.300	43.700	-139.600	-41.500	1.600	2.200
13	11	227.10	220.30	141.300	43.700	-139.600	-41.500	1.600	2.200
14	11	223.10	220.30	8.500	6.400	-8.500	-20.000	0.000	-13.600
12	13	222.20	227.10	-79.900	-36.200	80.400	31.900	0.600	-4.300
12	13	222.20	227.10	-79.900	-36.200	80.400	31.900	0.600	-4.300
12	23	222.20	229.50	-165.300	-50.800	167.300	56.000	2.000	5.200
12	23	222.20	229.50	-165.300	-50.800	167.300	56.000	2.000	5.200
13	23	227.10	229.50	-32.700	-13.900	32.900	-1.400	0.200	-15.300
14	16	223.10	227.30	-191.900	-14.100	194.300	21.700	2.300	7.600
15	16	225.90	227.30	13.500	-41.100	-13.400	38.500	0.000	-2.600
15	21	225.90	225.60	-97.000	17.100	97.800	-20.600	0.800	-3.500
15	21	225.90	225.60	-97.000	17.100	97.800	-20.600	0.800	-3.500
15	24	225.90	219.80	117.200	33.900	-115.900	-34.800	1.300	-0.900
15	24	225.90	219.80	117.200	33.900	-115.900	-34.800	1.300	-0.900
16	17	227.30	225.50	-111.300	49.400	112.000	-50.100	0.600	-0.700
16	19	227.30	226.10	89.100	7.500	-88.800	-9.600	0.300	-2.100
16	19	227.30	226.10	89.100	7.500	-88.800	-9.600	0.300	-2.100
17	18	225.50	225.20	-25.600	14.100	25.600	-16.400	0.000	-2.200
17	18	225.50	225.20	-25.600	14.100	25.600	-16.400	0.000	-2.200
17	22	225.50	221.40	-60.700	21.800	61.500	-34.300	0.800	-12.400
18	21	225.20	225.60	-67.800	2.200	68.000	-5.300	0.200	-3.100
18	21	225.20	225.60	-67.800	2.200	68.000	-5.300	0.200	-3.100
18	21	225.20	225.60	-67.800	2.200	68.000	-5.300	0.200	-3.100
19	20	226.10	227.90	-43.700	-17.400	43.800	11.600	0.100	-5.800
19	20	226.10	227.90	-43.700	-17.400	43.800	11.600	0.100	-5.800
20	23	227.90	229.50	-90.900	-20.000	91.200	18.100	0.300	-1.900
20	23	227.90	229.50	-90.900	-20.000	91.200	18.100	0.300	-1.900
20	23	227.90	229.50	-90.900	-20.000	91.200	18.100	0.300	-1.900
21	22	225.60	221.40	-63.800	35.500	64.500	-42.700	0.600	-7.300
								36.4	15.9

ANEXA 2. TEST50

A2.1. Sistemul Test50, regimul inițial 2014

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.]
7	31	400.00	400.00	0.004	0.035	0.009	0.938
8	7	400.00	400.00	0.002	0.017	0.004	0.461
8	26	400.00	400.00	0.002	0.017	0.004	0.461
9	40	220.00	220.00	0.015	0.091	0.001	0.141
11	39	220.00	220.00	0.004	0.023	0.001	0.137
11	12	220.00	220.00	0.001	0.086	0.001	0.134
12	9	220.00	220.00	0.010	0.058	0.000	0.091
13	15	220.00	220.00	0.005	0.033	0.001	0.201
13	11	220.00	220.00	0.019	0.116	0.001	0.180
14	13	220.00	220.00	0.004	0.023	0.001	0.137
14	11	220.00	220.00	0.010	0.058	0.000	0.090
15	16	220.00	220.00	0.005	0.027	0.000	0.043
15	10	220.00	220.00	0.009	0.055	0.002	0.334
17	19	110.00	110.00	0.041	0.108	0.000	0.010
17	20	110.00	110.00	0.131	0.341	0.000	0.032
19	20	110.00	110.00	0.083	0.216	0.000	0.021
20	18	110.00	110.00	0.056	0.146	0.000	0.014
21	5	110.00	110.00	0.017	0.045	0.000	0.004
22	21	110.00	110.00	0.021	0.054	0.000	0.005
23	25	110.00	110.00	0.062	0.162	0.000	0.015
23	24	110.00	110.00	0.003	0.008	0.000	0.001
25	21	110.00	110.00	0.045	0.119	0.000	0.011
26	31	400.00	400.00	0.004	0.037	0.010	1.003
26	29	400.00	400.00	0.005	0.053	0.014	1.432
29	34	400.00	400.00	0.003	0.026	0.007	0.691
29	28	400.00	400.00	0.003	0.025	0.007	0.706
30	37	220.00	220.00	0.003	0.023	0.001	0.113
31	34	400.00	400.00	0.003	0.031	0.008	0.822
32	46	220.00	220.00	0.008	0.052	0.002	0.319
32	43	220.00	220.00	0.008	0.055	0.002	0.334
33	44	110.00	110.00	0.069	0.225	0.000	0.096
36	40	220.00	220.00	0.014	0.086	0.001	0.134
39	40	220.00	220.00	0.007	0.042	0.000	0.066
44	50	110.00	110.00	0.040	0.128	0.000	0.055
44	41	110.00	110.00	0.051	0.166	0.000	0.071
46	43	220.00	220.00	0.009	0.055	0.002	0.335
50	47	110.00	110.00	0.035	0.112	0.000	0.048

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	k _{min} [u.r.]	k _{max} [u.r.]
7	1	400.00	24.00	0.000	0.010	0.010	-0.064	1.050	0.950	1.050
9	7	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
10	8	220.00	400.00	0.000	0.013	0.006	-0.050	1.050	0.900	1.200
10	2	220.00	15.75	0.000	0.011	0.009	-0.078	1.050	1.000	1.100

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	0.002	0.061	0.001	-0.013	1.005	0.805	1.105
11	3	220.00	15.75	0.000	0.013	0.008	-0.065	1.050	1.000	1.100
11	28	220.00	400.00	0.000	0.013	0.006	-0.050	1.050	0.900	1.200
12	18	220.00	110.00	0.002	0.061	0.001	-0.013	0.992	0.805	1.105
13	6	220.00	10.50	0.007	0.230	0.001	-0.003	1.048	0.998	1.098
15	23	220.00	110.00	0.002	0.061	0.001	-0.013	0.955	0.805	1.105
16	22	220.00	110.00	0.002	0.061	0.001	-0.013	0.992	0.805	1.105
18	4	110.00	10.50	0.001	0.208	0.001	-0.007	1.050	1.000	1.100
26	27	400.00	24.00	0.000	0.013	0.008	-0.048	1.050	0.950	1.050
30	29	220.00	400.00	0.000	0.013	0.006	-0.050	1.050	0.900	1.200
32	33	220.00	110.00	0.001	0.030	0.002	-0.026	0.992	0.805	1.105
32	31	220.00	400.00	0.000	0.013	0.006	-0.050	1.050	0.900	1.200
36	26	220.00	400.00	0.000	0.013	0.006	-0.050	1.050	0.900	1.200
36	35	220.00	15.75	0.001	0.032	0.003	-0.026	1.050	1.000	1.100
37	38	220.00	15.75	0.001	0.032	0.003	-0.026	1.050	1.000	1.100
40	41	220.00	110.00	0.001	0.030	0.002	-0.026	0.992	0.805	1.105
41	42	110.00	10.50	0.003	0.102	0.001	-0.011	1.050	1.000	1.100
44	45	110.00	10.50	0.010	0.208	0.001	-0.007	1.048	0.998	1.098
46	48	220.00	24.00	0.001	0.030	0.005	-0.056	1.050	1.000	1.100
46	47	220.00	110.00	0.001	0.030	0.002	-0.026	1.005	0.805	1.105
47	49	110.00	10.50	0.001	0.034	0.004	-0.034	1.050	1.000	1.100

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	24.00	80.00	40.00	1.010	24.24	0.000	805.53	232.42
B15	2	PU	15.75	8.00	4.00	1.030	15.45	0.920	772.00	112.78
C15	3	PU	15.75	80.00	40.00	1.030	15.45	-6.630	670.00	241.11
D10	4	PU	10.50	0.00	0.00	1.020	10.20	-8.600	45.00	15.58
E110	5	PU	110.00	0.00	0.00	1.030	113.30	-14.750	17.00	8.93
F10	6	OUT	10.50	0.00	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00	0.00
A400	7	PQ	400.00	0.00	0.00	1.039	415.51	-4.480	0.00	0.00
B400	8	PQ	400.00	530.00	140.00	1.025	410.17	-5.570	-530.00	-140.00
A220	9	PQ	220.00	156.00	50.00	1.068	234.88	-8.470	-156.00	-50.00
B220	10	PQ	220.00	175.00	40.00	1.071	235.64	-3.610	-175.00	-40.00
C220	11	PQ	220.00	300.00	125.00	1.052	231.41	-11.420	-300.00	-125.00
D220	12	PQ	220.00	0.00	0.00	1.050	231.01	-11.170	0.00	0.00
F220	13	PQ	220.00	170.00	15.00	1.023	225.06	-15.580	-170.00	-15.00
Y220	14	PQ	220.00	237.00	35.00	1.020	224.41	-16.450	-237.00	-35.00
H220	15	PQ	220.00	0.00	0.00	1.026	225.82	-12.420	0.00	0.00
I220	16	PQ	220.00	0.00	0.00	1.022	224.91	-13.120	0.00	0.00
C110	17	PQ	110.00	0.00	0.00	1.043	114.77	-12.780	0.00	0.00
D110	18	PQ	110.00	120.00	30.00	1.042	114.66	-13.880	-120.00	-30.00
J110	19	PQ	110.00	32.00	10.00	1.024	112.68	-14.520	-32.00	-10.00
K110	20	PQ	110.00	22.00	4.00	1.031	113.37	-14.670	-22.00	-4.00
L110	21	PQ	110.00	20.00	12.00	1.023	112.54	-15.090	-20.00	-12.00
I110	22	PQ	110.00	35.00	8.00	1.025	112.77	-14.690	-35.00	-8.00
H110	23	PQ	110.00	12.00	5.00	1.050	115.48	-14.980	-12.00	-5.00
M110	24	PQ	110.00	58.00	23.00	1.046	115.11	-15.180	-58.00	-23.00
N110	25	PQ	110.00	24.00	10.00	1.022	112.46	-15.810	-24.00	-10.00
P400	26	PQ	400.00	75.00	40.00	1.041	416.50	-4.490	-75.00	-40.00
P24	27	PU	24.00	80.00	40.00	1.020	24.48	0.780	720.00	242.74
C400	28	PQ	400.00	0.00	0.00	1.010	403.96	-11.190	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]
O400	29	PQ	400.00	0.00	0.00	1.018	407.38	-10.750	0.00	0.00
O220	30	PQ	220.00	184.00	106.00	1.057	232.62	-10.130	-184.00	-106.00
Q400	31	PQ	400.00	540.00	100.00	1.011	404.25	-11.730	-540.00	-100.00
Q220	32	PQ	220.00	350.00	80.00	1.051	231.11	-11.940	-350.00	-80.00
Q110	33	PQ	110.00	20.00	5.00	1.057	116.28	-12.220	-20.00	-5.00
R400	34	PQ	400.00	430.00	80.00	1.007	402.60	-14.580	-430.00	-80.00
P15	35	PU	15.75	30.00	20.00	1.030	15.45	1.400	310.00	8.33
P220	36	PQ	220.00	95.00	45.00	1.082	238.00	-4.030	-95.00	-45.00
S220	37	PQ	220.00	60.00	25.00	1.069	235.10	-7.030	-60.00	-25.00
S15	38	PU	15.50	6.00	3.00	1.040	15.60	-1.200	334.00	82.55
T220	39	PQ	220.00	240.00	100.00	1.032	227.01	-12.770	-240.00	-100.00
U220	40	PQ	220.00	88.00	38.00	1.048	230.66	-10.220	-88.00	-38.00
V110	41	PQ	110.00	30.00	10.00	1.063	116.94	-9.900	-30.00	-10.00
V10	42	PU	10.50	5.00	2.00	1.050	10.50	-5.840	75.00	39.38
V220	43	PQ	220.00	130.00	60.00	1.049	230.74	-10.060	-130.00	-60.00
Y110	44	PQ	110.00	65.00	0.00	1.048	115.27	-11.810	-65.00	0.00
Y10	45	OUT	10.50	0.00	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00	0.00
W220	46	PQ	220.00	25.00	14.00	1.075	236.58	-4.630	-25.00	-14.00
W110	47	PQ	110.00	23.00	12.00	1.075	118.27	-3.230	-23.00	-12.00
W24	48	PU	24.00	50.00	25.00	1.040	24.96	1.930	410.00	73.41
W10	49	PU	10.50	20.00	8.00	1.040	10.40	0.590	210.00	50.84
X110	50	PQ	110.00	45.00	20.00	1.043	114.73	-8.440	-45.00	-20.00

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	885.53	272.42	1.010	660.00	1320.00	-116.00	612.00
B15	2	780.00	116.78	1.030	510.00	1020.00	-60.00	558.00
C15	3	750.00	281.11	1.030	525.00	1050.00	-195.00	700.00
D10	4	45.00	15.58	1.020	25.00	50.00	-10.00	31.00
E110	5	17.00	8.93	1.030	5.00	20.00	0.00	17.00
P24	27	800.00	282.74	1.020	660.00	1320.00	0.00	816.00
P15	35	340.00	28.33	1.030	210.00	420.00	-79.00	280.00
S15	38	340.00	85.55	1.040	210.00	420.00	-79.00	280.00
V10	42	80.00	41.38	1.050	50.00	100.00	-15.00	72.00
W24	48	460.00	98.41	1.040	330.00	660.00	0.00	408.00
W10	49	230.00	58.84	1.040	150.00	300.00	-44.00	214.00

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]
7	1	415.51	24.24	-803.110	-158.744	805.533	232.421	2.423	73.677
7	31	415.51	404.25	386.680	17.769	-380.631	-66.447	6.049	-48.678
8	7	410.17	415.51	-124.811	-90.095	125.638	44.267	0.827	-45.827
8	26	410.17	416.50	-125.029	-104.921	125.877	59.338	0.848	-45.583
9	7	234.88	415.51	-290.123	-71.910	290.792	96.707	0.669	24.798
9	40	234.88	230.66	40.569	8.339	-40.235	-22.635	0.335	-14.296
10	2	235.64	15.45	-769.690	-42.370	772.000	112.780	2.310	70.410
10	8	235.64	410.17	280.952	-39.687	-280.160	55.016	0.792	15.329
11	12	231.41	231.01	-5.595	-5.038	5.665	-9.689	0.070	-14.727
11	28	231.41	403.96	-33.306	-60.698	33.933	66.666	0.627	5.969
11	17	231.41	114.77	43.093	6.671	-42.968	-4.181	0.125	2.490

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	231.41	15.45	-667.855	-172.398	670.000	241.114	2.145	68.717
11	39	231.41	227.01	124.219	67.328	-123.478	-77.893	0.741	-10.565
12	9	231.01	234.88	-92.730	-19.106	93.554	13.571	0.824	-5.535
12	18	231.01	114.66	87.064	28.795	-86.854	-22.836	0.210	5.959
13	6	225.06	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13	15	225.06	225.82	-171.442	10.220	173.009	-21.855	1.567	-11.635
13	11	225.06	231.41	-69.298	-20.967	70.300	7.056	1.001	-13.911
14	13	224.41	225.06	-70.501	-8.960	70.740	-4.253	0.239	-13.213
14	11	224.41	231.41	-166.499	-26.040	169.144	32.077	2.645	6.037
15	10	225.82	235.64	-305.928	-29.619	313.738	42.057	7.810	12.438
15	23	225.82	115.48	84.651	45.943	-84.435	-39.704	0.216	6.238
15	16	225.82	224.91	48.267	5.531	-48.159	-9.381	0.108	-3.849
16	22	224.91	112.77	48.159	9.381	-48.031	-6.636	0.128	2.745
17	20	114.77	113.37	10.431	-1.687	-10.288	-1.457	0.143	-3.144
17	19	114.77	112.68	32.537	5.868	-32.115	-5.878	0.422	-0.010
18	4	114.66	10.20	-44.851	-10.395	45.000	15.579	0.149	5.184
19	20	112.68	113.37	0.115	-4.122	-0.091	1.966	0.024	-2.156
20	18	113.37	114.66	-11.621	-4.509	11.705	3.231	0.084	-1.278
21	5	112.54	113.30	-16.937	-9.225	17.000	8.932	0.063	-0.294
22	21	112.77	112.54	13.031	-1.364	-12.995	0.917	0.036	-0.447
23	25	115.48	112.46	14.327	11.505	-14.119	-12.633	0.208	-1.128
23	24	115.48	115.11	58.108	23.200	-58.000	-23.000	0.108	0.200
25	21	112.46	112.54	-9.881	2.633	9.932	-3.692	0.051	-1.059
26	31	416.50	404.25	362.251	16.460	-356.433	-75.237	5.818	-58.777
26	29	416.50	407.38	221.163	-43.698	-217.158	-83.746	4.005	-127.445
26	27	416.50	24.48	-717.710	-165.722	720.000	242.738	2.290	77.016
29	34	407.38	402.60	268.725	-7.095	-266.179	-45.684	2.545	-52.779
29	28	407.38	403.96	34.713	-5.388	-33.933	-66.666	0.780	-72.055
30	37	232.62	235.10	-270.936	-17.150	272.903	19.299	1.967	2.149
30	29	232.62	407.38	86.936	-88.850	-86.280	96.229	0.656	7.379
31	34	404.25	402.60	165.486	-41.166	-163.821	-34.316	1.665	-75.481
32	46	231.11	236.58	-273.271	-6.832	279.054	6.189	5.783	-0.644
32	43	231.11	230.74	-63.973	-4.192	64.486	-30.519	0.512	-34.711
32	33	231.11	116.28	18.192	7.637	-17.990	-4.607	0.202	3.030
32	31	231.11	404.25	-30.948	-76.613	31.578	82.849	0.631	6.236
33	44	116.28	115.27	-2.010	-0.393	2.029	-10.140	0.019	-10.533
36	40	238.00	230.66	146.772	17.586	-143.993	-16.475	2.779	1.111
36	35	238.00	15.45	-309.032	23.908	310.000	8.326	0.968	32.234
36	26	238.00	416.50	67.259	-86.494	-66.582	93.623	0.677	7.129
37	38	235.10	15.60	-332.903	-44.299	334.000	82.546	1.097	38.248
39	40	227.01	230.66	-116.522	-22.107	117.477	20.523	0.955	-1.584
40	41	230.66	116.94	-21.249	-19.413	21.456	22.597	0.207	3.184
41	42	116.94	10.50	-74.631	-31.520	75.000	39.384	0.369	7.864
44	50	115.27	114.73	-44.112	16.137	44.964	-19.401	0.852	-3.264
44	45	115.27	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
44	41	115.27	116.94	-22.917	-5.997	23.175	-1.077	0.258	-7.074
46	48	236.58	24.96	-408.459	-19.572	410.000	73.406	1.541	53.834
46	47	236.58	118.27	-93.230	-11.415	93.496	16.811	0.266	5.396
46	43	236.58	230.74	197.636	10.798	-194.486	-29.481	3.150	-18.683
47	49	118.27	10.40	-209.058	-32.415	210.000	50.839	0.942	18.423
50	47	114.73	118.27	-89.964	-0.599	92.562	3.605	2.598	3.006
								77.529	-133.935

A2.2. Sistemul Test50, regimul extins maximal, anul 2034

Tabelul 8.3.6. Date generatoare, sistem extins maximal

Nume Nod	Nr. Nod	P _{min} [MW]	P _{max} [MW]	Q _{min} [MVar]	Q _{max} [MVar]
A24	1	990.00	1980.00	0.00	1224.00
B15	2	680.00	1360.00	-80.00	744.00
C15	3	630.00	1260.00	-234.00	840.00
D10	4	25.00	50.00	-10.00	31.00
E110	5	5.00	20.00	0.00	17.00
P24	27	742.00	1980.00	0.00	1224.00
P15	35	315.00	630.00	-118.50	420.00
S15	38	315.00	630.00	-118.50	420.00
V10	42	50.00	100.00	-15.00	72.00
W24	48	375.00	990.00	0.00	612.00
W10	49	225.00	450.00	-66.00	321.00

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.]
7	31	400.00	400.00	0.004	0.035	0.009	0.938
8	26	400.00	400.00	0.002	0.017	0.004	0.461
8	7	400.00	400.00	0.002	0.017	0.005	0.461
9	40	220.00	220.00	0.015	0.091	0.001	0.141
11	12	220.00	220.00	0.001	0.086	0.001	0.134
11	39	220.00	220.00	0.004	0.023	0.001	0.137
12	9	220.00	220.00	0.010	0.058	0.000	0.091
13	15	220.00	220.00	0.005	0.033	0.001	0.201
13	11	220.00	220.00	0.019	0.116	0.001	0.180
14	13	220.00	220.00	0.004	0.023	0.001	0.137
14	11	220.00	220.00	0.010	0.058	0.000	0.090
15	10	220.00	220.00	0.009	0.055	0.002	0.334
15	16	220.00	220.00	0.005	0.027	0.000	0.043
26	31	400.00	400.00	0.004	0.037	0.010	1.003
29	26	400.00	400.00	0.005	0.053	0.014	1.432
29	34	400.00	400.00	0.003	0.026	0.007	0.691
29	28	400.00	400.00	0.003	0.025	0.007	0.706
31	34	400.00	400.00	0.003	0.031	0.008	0.822
32	46	220.00	220.00	0.008	0.052	0.002	0.319
32	43	220.00	220.00	0.008	0.055	0.002	0.334
37	30	220.00	220.00	0.003	0.023	0.001	0.113
39	40	220.00	220.00	0.007	0.042	0.000	0.066
40	36	220.00	220.00	0.014	0.086	0.001	0.134
44	50	110.00	110.00	0.040	0.128	0.000	0.055
46	43	220.00	220.00	0.009	0.055	0.002	0.335
47	50	110.00	110.00	0.035	0.112	0.000	0.048

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.]
7	1	400.00	24.00	0.000	0.020	0.005	-0.032	0.950	1.050
9	7	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	0.900	1.200
10	2	220.00	15.75	0.001	0.032	0.003	-0.026	1.000	1.100
10	8	220.00	400.00	0.000	0.013	0.006	-0.050	0.900	1.200
11	3	220.00	15.75	0.001	0.065	0.002	-0.013	1.000	1.100

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.]
26	27	400.00	24.00	0.001	0.026	0.004	-0.024	0.950	1.050
36	35	220.00	15.75	0.001	0.065	0.002	-0.013	1.000	1.100
37	38	220.00	15.75	0.001	0.065	0.002	-0.013	1.000	1.100
46	48	220.00	24.00	0.001	0.060	0.003	-0.028	1.000	1.100
46	47	220.00	110.00	0.001	0.030	0.002	-0.026	0.804	1.105
47	49	110.00	10.50	0.002	0.068	0.002	-0.017	1.000	1.100

Tabelul 8.3.9. Date și rezultate noduri, sistem 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	24.00	120.000	60.000	1.006	24.14	0.000	1309.933	121.340
B15	2	PU	15.75	12.000	6.000	1.063	15.95	0.733	1197.399	232.872
C15	3	PU	15.75	120.000	60.000	1.070	16.04	-2.889	1140.000	367.269
D10	4	PU	10.50	0.000	0.000	1.070	10.70	-8.226	50.000	13.863
E110	5	PQ	110.00	0.000	0.000	1.100	120.97	-13.529	19.980	17.000
A400	7	PQ	400.00	0.000	0.000	1.050	420.05	-4.844	0.000	0.000
B400	8	PQ	400.00	795.000	210.000	1.045	418.13	-5.803	-795.000	-210.000
A220	9	PQ	220.00	234.000	75.000	1.090	239.69	-7.730	-234.000	-75.000
B220	10	PQ	220.00	262.500	60.000	1.101	242.11	-4.236	-262.500	-60.000
C220	11	PQ	220.00	450.000	187.500	1.089	239.48	-9.218	-450.000	-187.500
D220	12	PQ	220.00	0.000	0.000	1.080	237.54	-9.538	0.000	0.000
F220	13	PQ	220.00	255.000	22.500	1.075	236.50	-12.308	-255.000	-22.500
Y220	14	PQ	220.00	355.500	52.500	1.072	235.79	-12.847	-355.500	-52.500
H220	15	PQ	220.00	0.000	0.000	1.078	237.08	-10.275	0.000	0.000
I220	16	PQ	220.00	0.000	0.000	1.074	236.18	-10.810	0.000	0.000
C110	17	PQ	110.00	0.000	0.000	1.093	120.18	-11.195	0.000	0.000
D110	18	PQ	110.00	180.000	45.000	1.100	120.99	-13.527	-180.000	-45.000
J110	19	PQ	110.00	48.000	15.000	1.065	117.20	-13.718	-48.000	-15.000
K110	20	PQ	110.00	33.000	6.000	1.077	118.52	-14.203	-33.000	-6.000
L110	21	PQ	110.00	30.000	18.000	1.090	119.85	-13.819	-30.000	-18.000
I110	22	PQ	110.00	52.500	12.000	1.098	120.77	-13.124	-52.500	-12.000
H110	23	PQ	110.00	18.000	7.500	1.097	120.71	-13.674	-18.000	-7.500
M110	24	PQ	110.00	87.000	34.500	1.093	120.18	-13.949	-87.000	-34.500
N110	25	PQ	110.00	36.000	15.000	1.075	118.28	-14.789	-36.000	-15.000
P400	26	PQ	400.00	112.500	60.000	1.050	420.09	-5.346	-112.500	-60.000
P24	27	PU	24.00	120.000	60.000	0.994	23.85	-0.052	1057.623	-45.254
C400	28	PQ	400.00	0.000	0.000	1.049	419.44	-9.157	0.000	0.000
O400	29	PQ	400.00	0.000	0.000	1.052	420.60	-9.097	0.000	0.000
O220	30	PQ	220.00	276.000	159.000	1.075	236.61	-7.581	-276.000	-159.000
Q400	31	PQ	400.00	810.000	150.000	1.044	417.48	-10.807	-810.000	-150.000
Q220	32	PQ	220.00	525.000	120.000	1.087	239.13	-12.203	-525.000	-120.000
Q110	33	PQ	110.00	30.000	7.500	1.079	118.74	-12.700	-30.000	-7.500
R400	34	PQ	400.00	645.000	120.000	1.046	418.22	-12.257	-645.000	-120.000
P15	35	PU	15.75	45.000	30.000	1.045	15.67	-1.661	325.971	21.876
P220	36	PQ	220.00	142.500	67.500	1.093	240.55	-5.365	-142.500	-67.500
S220	37	PQ	220.00	90.000	37.500	1.076	236.72	-4.739	-90.000	-37.500
S15	38	PU	15.75	9.000	4.500	1.031	15.46	2.204	592.539	54.028
T220	39	PQ	220.00	360.000	150.000	1.072	235.83	-10.449	-360.000	-150.000
U220	40	PQ	220.00	132.000	57.000	1.078	237.15	-9.200	-132.000	-57.000
V110	41	PQ	110.00	45.000	15.000	1.090	119.95	-9.197	-45.000	-15.000
V10	42	PU	10.50	7.500	3.000	1.074	10.74	-4.402	92.500	39.183
V220	43	PQ	220.00	195.000	90.000	1.088	239.28	-11.576	-195.000	-90.000
Y110	44	PQ	110.00	97.500	0.000	1.066	117.30	-12.929	-97.500	0.000
W220	46	PQ	220.00	37.500	21.000	1.100	242.11	-8.382	-37.500	-21.000
W110	47	PQ	110.00	34.500	18.000	1.084	119.22	-7.890	-34.500	-18.000
W24	48	PU	24.00	75.000	37.500	1.051	25.21	-2.954	525.310	32.198

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]
W10	49	PU	10.50	30.000	12.000	1.043	10.43	-5.235	221.179	49.171
X110	50	PQ	110.00	67.500	30.000	1.063	116.98	-11.151	-67.500	-30.000

Tabelul 8.3.10. Date generatoare, sistem 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	1429.93	181.34	1.006	990.00	1980.00	0.00	1224.00
B15	2	1209.40	238.87	1.063	680.00	1360.00	-80.00	744.00
C15	3	1260.00	427.27	1.069	630.00	1260.00	-234.00	840.00
D10	4	50.00	13.86	1.070	25.00	50.00	-10.00	31.00
E110	5	19.98	17.00	1.100	5.00	20.00	0.00	17.00
P15	35	370.97	51.88	1.045	315.00	630.00	-118.50	420.00
P24	27	1177.62	14.75	0.994	742.00	1980.00	0.00	1224.00
S15	38	601.54	58.53	1.031	315.00	630.00	-118.50	420.00
V10	42	100.00	42.18	1.074	50.00	100.00	-15.00	72.00
W10	49	251.18	61.17	1.043	225.00	450.00	-66.00	321.00
W24	48	600.31	69.70	1.051	375.00	990.00	0.00	612.00
A24	1	1429.93	181.34	1.006	990.00	1980.00	0.00	1224.00
B15	2	1209.40	238.87	1.063	680.00	1360.00	-80.00	744.00

Tabelul 8.3.11. Circulații de puteri prin elementele de rețea, sistem extins maximal OPF

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U_1 [kV]	U_2 [kV]	P_1 [MW]	Q_1 [MVar]	P_2 [MW]	Q_2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
7	1	420.05	24.14	-870.714	-0.130	873.289	80.894	2.575	80.764
7	1	420.05	24.14	-435.357	-0.065	436.644	40.447	1.288	40.382
10	2	242.11	15.95	-895.298	-85.815	898.049	174.654	2.751	88.839
10	2	242.11	15.95	-298.433	-28.605	299.350	58.218	0.917	29.613
11	3	239.48	16.04	-189.339	-37.194	190.000	61.212	0.661	24.018
11	3	239.48	16.04	-946.696	-185.968	950.000	306.058	3.304	120.090
18	4	120.99	10.70	-49.835	-8.245	50.000	13.863	0.165	5.619
21	5	119.85	120.97	-19.878	-17.254	19.980	17.000	0.102	-0.254
8	7	418.13	420.05	-108.519	-42.381	109.223	-6.297	0.704	-48.678
9	7	239.69	420.05	-216.517	-40.692	217.030	55.051	0.513	14.359
8	7	418.13	420.05	-108.519	-42.381	109.223	-6.297	0.704	-48.678
9	7	239.69	420.05	-216.517	-40.692	217.030	55.051	0.513	14.359
10	8	242.11	418.13	236.536	25.528	-235.766	-13.261	0.771	12.267
10	8	242.11	418.13	236.536	25.528	-235.766	-13.261	0.771	12.267
12	9	237.54	239.69	-64.498	-11.637	64.900	3.040	0.402	-8.597
12	9	237.54	239.69	-64.498	-11.637	64.900	3.040	0.402	-8.597
15	10	237.08	242.11	-225.139	-17.185	229.079	1.682	3.940	-15.503
15	10	237.08	242.11	-225.139	-17.185	229.079	1.682	3.940	-15.503
14	11	235.79	239.48	-128.776	-10.809	130.215	8.723	1.439	-2.086
13	11	236.50	239.48	-54.780	-12.374	55.383	-5.676	0.602	-18.050
13	11	236.50	239.48	-54.780	-12.374	55.383	-5.676	0.602	-18.050
14	11	235.79	239.48	-128.776	-10.809	130.215	8.723	1.439	-2.086
11	12	239.48	237.54	7.879	3.131	-7.802	-18.701	0.076	-15.570
11	12	239.48	237.54	7.879	3.131	-7.802	-18.701	0.076	-15.570
14	13	235.79	236.50	-48.974	-15.441	49.127	0.140	0.154	-15.300
14	13	235.79	236.50	-48.974	-15.441	49.127	0.140	0.154	-15.300
13	15	236.50	237.08	-121.847	0.983	122.627	-19.945	0.780	-18.962
13	15	236.50	237.08	-121.847	0.983	122.627	-19.945	0.780	-18.962
15	16	237.08	236.18	41.039	6.930	-40.964	-11.441	0.075	-4.511
15	16	237.08	236.18	41.039	6.930	-40.964	-11.441	0.075	-4.511
11	17	239.48	120.18	68.618	8.969	-68.452	-5.003	0.166	3.966
20	18	118.52	120.99	-13.884	-12.013	14.043	10.777	0.159	-1.236
12	18	237.54	120.99	144.602	60.676	-144.208	-47.532	0.394	13.144

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	19	120.18	117.20	50.887	8.369	-49.958	-7.153	0.929	1.216
19	20	117.20	118.52	1.958	-7.847	-1.905	5.575	0.054	-2.273
17	20	120.18	118.52	17.565	-3.366	-17.211	0.438	0.354	-2.927
25	21	118.28	119.85	-18.801	-6.188	18.957	5.259	0.156	-0.929
22	21	120.77	119.85	29.234	5.794	-29.079	-6.005	0.155	-0.211
16	22	236.18	120.77	81.928	22.881	-81.734	-17.794	0.194	5.087
15	23	237.08	120.71	122.945	60.401	-122.619	-49.984	0.326	10.417
23	24	120.71	120.18	87.221	34.987	-87.000	-34.500	0.221	0.487
23	25	120.71	118.28	17.398	7.497	-17.199	-8.812	0.199	-1.315
36	26	240.55	420.09	-3.621	-69.787	4.297	76.156	0.676	6.368
29	26	420.60	420.09	-132.633	-58.567	135.102	-90.785	2.469	-149.351
8	26	418.13	420.09	-53.215	-49.358	53.762	-0.689	0.547	-50.047
8	26	418.13	420.09	-53.215	-49.358	53.762	-0.689	0.547	-50.047
26	27	420.09	23.85	-351.469	50.360	352.541	-15.085	1.072	35.275
26	27	420.09	23.85	-702.937	100.720	705.082	-30.169	2.145	70.551
29	28	420.60	419.44	6.251	-27.363	-5.471	-50.398	0.780	-77.762
29	28	420.60	419.44	6.251	-27.363	-5.471	-50.398	0.780	-77.762
11	28	239.48	419.44	-10.262	-93.962	10.942	100.796	0.680	6.834
30	29	236.61	420.60	221.200	-217.256	-220.358	234.683	0.841	17.428
26	29	420.09	420.60	135.102	-90.785	-132.633	-58.567	2.469	-149.351
37	30	236.72	236.61	250.243	-29.833	-248.600	29.128	1.643	-0.705
26	31	420.09	417.48	279.940	-52.144	-276.156	-31.361	3.784	-83.505
26	31	420.09	417.48	279.940	-52.144	-276.156	-31.361	3.784	-83.505
7	31	420.05	417.48	326.783	-48.656	-322.329	-20.383	4.454	-69.040
7	31	420.05	417.48	326.783	-48.656	-322.329	-20.383	4.454	-69.040
32	31	239.13	417.48	-207.941	-60.310	208.688	71.602	0.747	11.292
32	33	239.13	118.74	33.844	10.483	-33.625	-7.071	0.219	3.412
29	34	420.60	418.22	236.561	-31.412	-234.481	-31.584	2.079	-62.996
29	34	420.60	418.22	236.561	-31.412	-234.481	-31.584	2.079	-62.996
31	34	417.48	418.22	89.141	-59.057	-88.019	-28.416	1.122	-87.473
31	34	417.48	418.22	89.141	-59.057	-88.019	-28.416	1.122	-87.473
36	35	240.55	15.67	-108.334	1.220	108.657	7.292	0.323	8.512
36	35	240.55	15.67	-216.668	2.439	217.314	14.584	0.647	17.023
40	36	237.15	240.55	-91.942	-8.808	93.061	-0.686	1.119	-9.494
30	37	236.61	236.72	-248.600	29.128	250.243	-29.833	1.643	-0.705
37	38	236.72	15.46	-196.829	7.389	197.513	18.009	0.684	25.398
37	38	236.72	15.46	-393.658	14.778	395.026	36.019	1.368	50.796
11	39	239.48	235.83	120.362	54.149	-119.739	-66.627	0.623	-12.477
11	39	239.48	235.83	120.362	54.149	-119.739	-66.627	0.623	-12.477
9	40	239.69	237.15	34.616	0.152	-34.369	-15.777	0.247	-15.625
9	40	239.69	237.15	34.616	0.152	-34.369	-15.777	0.247	-15.625
39	40	235.83	237.15	-60.261	-8.373	60.523	2.116	0.263	-6.257
39	40	235.83	237.15	-60.261	-8.373	60.523	2.116	0.263	-6.257
36	40	240.55	237.15	93.061	-0.686	-91.942	-8.808	1.119	-9.494
44	41	117.30	119.95	-45.470	-3.959	46.414	-1.238	0.944	-5.198
40	41	237.15	119.95	-0.423	-12.062	0.636	15.212	0.213	3.151
41	42	119.95	10.74	-92.049	-28.974	92.500	39.183	0.451	10.209
46	43	242.11	239.28	122.202	-10.227	-120.938	-23.004	1.264	-33.231
46	43	242.11	239.28	122.202	-10.227	-120.938	-23.004	1.264	-33.231
32	43	239.13	239.28	-23.204	-17.283	23.438	-21.996	0.234	-39.279
32	43	239.13	239.28	-23.204	-17.283	23.438	-21.996	0.234	-39.279
33	44	118.74	117.30	3.625	-0.429	-3.600	-10.499	0.025	-10.928
32	46	239.13	242.11	-152.248	-17.803	154.062	-10.138	1.814	-27.942
32	46	239.13	242.11	-152.248	-17.803	154.062	-10.138	1.814	-27.942
50	47	116.98	119.22	-58.224	-2.362	59.278	0.221	1.055	-2.140
46	47	242.11	119.22	-33.311	-3.721	33.533	7.166	0.222	3.445
46	47	242.11	119.22	-33.311	-3.721	33.533	7.166	0.222	3.445

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
46	48	242.11	25.21	-174.469	9.057	175.103	10.733	0.635	19.790
46	48	242.11	25.21	-348.937	18.115	350.207	21.466	1.269	39.580
47	49	119.22	10.43	-73.374	-10.925	73.726	16.390	0.352	5.466
47	49	119.22	10.43	-146.749	-21.849	147.453	32.781	0.704	10.931
47	50	119.22	116.98	59.278	0.221	-58.224	-2.362	1.055	-2.140
44	50	117.30	116.98	-24.215	7.229	24.474	-12.638	0.259	-5.409
44	50	117.30	116.98	-24.215	7.229	24.474	-12.638	0.259	-5.409
								95.933	-959.451

A2.3. Sistemul Test50, soluția optimă de extindere, anul 2034

Tabelul 8.3.13. Date și rezultate noduri, soluție optimă de extindere dinamică 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	24.00	120.000	60.000	1.000	24.00	0.000	1285.610	128.190
B15	2	PU	15.00	12.000	6.000	1.070	16.05	1.260	1330.920	405.010
C15	3	PU	15.00	120.000	60.000	1.094	16.41	-4.350	1140.000	553.480
D10	4	PU	10.00	0.000	0.000	1.089	10.89	-9.990	50.000	25.870
E110	5	PQ	110.00	0.000	0.000	1.093	120.24	-14.210	20.000	17.000
A400	7	PQ	400.00	0.000	0.000	1.043	417.38	-4.810	0.000	0.000
B400	8	PQ	400.00	795.000	210.000	1.044	417.55	-6.100	-795.000	-210.000
A220	9	PQ	220.00	234.000	75.000	1.084	238.45	-7.720	-234.000	-75.000
B220	10	PQ	220.00	262.500	60.000	1.095	240.83	-4.250	-262.500	-60.000
C220	11	PQ	220.00	450.000	187.500	1.095	240.94	-10.480	-450.000	-187.500
D220	12	PQ	220.00	0.000	0.000	1.070	235.30	-11.250	0.000	0.000
F220	13	PQ	220.00	255.000	22.500	1.070	235.35	-13.330	-255.000	-22.500
Y220	14	PQ	220.00	355.500	52.500	1.069	235.14	-14.260	-355.500	-52.500
H220	15	PQ	220.00	0.000	0.000	1.071	235.70	-10.920	0.000	0.000
I220	16	PQ	220.00	0.000	0.000	1.067	234.80	-11.460	0.000	0.000
C110	17	PQ	110.00	0.000	0.000	1.098	120.78	-12.520	0.000	0.000
D110	18	PQ	110.00	180.000	45.000	1.097	120.63	-15.210	-180.000	-45.000
J110	19	PQ	110.00	48.000	15.000	1.069	117.63	-15.090	-48.000	-15.000
K110	20	PQ	110.00	33.000	6.000	1.078	118.61	-15.710	-33.000	-6.000
L110	21	PQ	110.00	30.000	18.000	1.083	119.11	-14.510	-30.000	-18.000
I110	22	PQ	110.00	52.500	12.000	1.091	120.04	-13.810	-52.500	-12.000
H110	23	PQ	110.00	18.000	7.500	1.091	119.96	-14.360	-18.000	-7.500
M110	24	PQ	110.00	87.000	34.500	1.086	119.43	-14.640	-87.000	-34.500
N110	25	PQ	110.00	36.000	15.000	1.068	117.53	-15.490	-36.000	-15.000
P400	26	PQ	400.00	112.500	60.000	1.048	419.33	-5.280	-112.500	-60.000
P24	27	PU	24.00	120.000	60.000	1.002	24.04	-0.390	985.780	60.890
C400	28	PQ	400.00	0.000	0.000	1.045	418.03	-10.360	0.000	0.000
O400	29	PQ	400.00	0.000	0.000	1.041	416.37	-10.090	0.000	0.000
O220	30	PQ	220.00	276.000	159.000	1.083	238.29	-8.400	-276.000	-159.000
Q400	31	PQ	400.00	810.000	150.000	1.029	411.67	-11.360	-810.000	-150.000
Q220	32	PQ	220.00	525.000	120.000	1.073	236.15	-13.060	-525.000	-120.000
Q110	33	PQ	110.00	30.000	7.500	1.067	117.42	-13.650	-30.000	-7.500
R400	34	PQ	400.00	645.000	120.000	1.017	406.77	-15.560	-645.000	-120.000
P15	35	PU	15.00	45.000	30.000	1.060	15.91	-1.830	301.870	76.200
P220	36	PQ	220.00	142.500	67.500	1.098	241.58	-5.180	-142.500	-67.500
S220	37	PQ	220.00	90.000	37.500	1.099	241.79	-5.580	-90.000	-37.500
S15	38	PU	15.00	9.000	4.500	1.083	16.24	1.160	621.000	206.670
T220	39	PQ	220.00	360.000	150.000	1.076	236.64	-11.900	-360.000	-150.000
U220	40	PQ	220.00	132.000	57.000	1.076	236.70	-11.030	-132.000	-57.000
V110	41	PQ	110.00	45.000	15.000	1.093	120.26	-11.030	-45.000	-15.000

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_i [MW]	Q_i [MVar]
V10	42	PU	10.00	7.500	3.000	1.098	10.98	-6.390	92.500	62.410
V220	43	PQ	220.00	195.000	90.000	1.063	233.90	-13.500	-195.000	-90.000
Y110	44	PQ	110.00	97.500	0.000	1.063	116.96	-14.670	-97.500	0.000
W220	46	PQ	220.00	37.500	21.000	1.099	241.86	-8.860	-37.500	-21.000
W110	47	PQ	110.00	34.500	18.000	1.087	119.53	-8.500	-34.500	-18.000
W24	48	PU	24.00	75.000	37.500	1.063	25.51	-3.640	511.240	102.100
W10	49	PU	10.00	30.000	12.000	1.053	10.53	-6.160	198.420	84.860
X110	50	PQ	110.00	67.500	30.000	1.062	116.86	-11.540	-67.500	-30.000

Tabelul 8.3.14. Date generatoare, soluție optimă de extindere dinamică 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	1405.61	188.19	1.000	990.00	1980.00	0.00	1224.00
B15	2	1342.92	411.01	1.070	680.00	1360.00	-80.00	744.00
C15	3	1260.00	613.48	1.094	630.00	1260.00	-234.00	840.00
D10	4	50.00	25.87	1.089	25.00	50.00	-10.00	31.00
E110	5	20.00	17.00	1.100	5.00	20.00	0.00	17.00
P15	35	346.87	106.20	1.060	315.00	630.00	-118.50	420.00
P24	27	1105.78	120.89	1.002	742.00	1980.00	0.00	1224.00
S15	38	630.00	211.17	1.083	315.00	630.00	-118.50	420.00
V10	42	100.00	65.41	1.098	50.00	100.00	-15.00	72.00
W10	49	228.42	96.86	1.053	225.00	450.00	-66.00	321.00
W24	48	586.24	139.60	1.063	375.00	990.00	0.00	612.00
A24	1	1405.61	188.19	1.000	990.00	1980.00	0.00	1224.00
B15	2	1342.92	411.01	1.070	680.00	1360.00	-80.00	744.00

Tabelul 8.3.15. Circulații de puteri prin elementele de rețea, soluție optimă de extindere dinamică OPF

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	$U1$ [kV]	$U2$ [kV]	$P1$ [MW]	$Q1$ [MVar]	$P2$ [MW]	$Q2$ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
7	1	417.40	24.00	-854.500	-6.600	857.100	85.500	2.500	78.900
7	1	417.40	24.00	-427.300	-3.300	428.500	42.700	1.300	39.400
10	2	240.80	16.10	-995.000	-192.300	998.200	303.800	3.200	111.500
10	2	240.80	16.10	-331.700	-64.100	332.700	101.300	1.100	37.200
11	3	240.90	16.40	-189.300	-66.600	190.000	92.200	0.700	25.600
11	3	240.90	16.40	-946.500	-333.100	950.000	461.200	3.500	128.100
18	4	120.60	10.90	-49.800	-19.600	50.000	25.900	0.200	6.300
21	5	119.10	120.20	-19.900	-17.200	20.000	17.000	0.100	-0.200
9	7	238.40	417.40	-215.800	-35.200	216.300	49.500	0.500	14.300
8	7	417.60	417.40	-140.400	-6.600	141.200	-40.500	0.800	-47.000
9	7	238.40	417.40	-215.800	-35.200	216.300	49.500	0.500	14.300
10	8	240.80	417.60	282.000	96.400	-281.200	-80.700	0.800	15.800
10	8	240.80	417.60	282.000	96.400	-281.200	-80.700	0.800	15.800
12	9	235.30	238.40	-122.400	-7.300	123.700	4.400	1.300	-2.900
15	10	235.70	240.80	-245.300	-11.900	250.000	1.700	4.700	-10.200
15	10	235.70	240.80	-245.300	-11.900	250.000	1.700	4.700	-10.200
14	11	235.10	240.90	-137.300	-26.700	139.000	26.000	1.700	-0.700
13	11	235.30	240.90	-52.600	-23.800	53.200	5.700	0.600	-18.100
14	11	235.10	240.90	-137.300	-26.700	139.000	26.000	1.700	-0.700
11	12	240.90	235.30	19.100	24.500	-19.000	-39.100	0.100	-14.600
14	13	235.10	235.30	-80.800	0.900	81.100	-15.300	0.300	-14.400
13	15	235.30	235.70	-141.800	8.300	142.800	-25.400	1.000	-17.100
13	15	235.30	235.70	-141.800	8.300	142.800	-25.400	1.000	-17.100
15	16	235.70	234.80	41.000	7.000	-41.000	-11.500	0.100	-4.400
15	16	235.70	234.80	41.000	7.000	-41.000	-11.500	0.100	-4.400
11	17	240.90	120.80	71.900	11.300	-71.700	-7.000	0.200	4.200

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U1 [kV]	U2 [kV]	P1 [MW]	Q1 [MVar]	P2 [MW]	Q2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
20	18	118.60	120.60	-10.700	-10.200	10.800	8.800	0.100	-1.400
12	18	235.30	120.60	141.400	46.400	-141.000	-34.200	0.400	12.200
17	19	120.80	117.60	52.600	9.400	-51.600	-8.100	1.000	1.400
19	20	117.60	118.60	3.600	-6.900	-3.500	4.600	0.100	-2.300
17	20	120.80	118.60	19.100	-2.400	-18.700	-0.400	0.400	-2.800
25	21	117.50	119.10	-18.800	-6.200	19.000	5.300	0.200	-0.900
22	21	120.00	119.10	29.200	5.900	-29.100	-6.100	0.200	-0.200
16	22	234.80	120.00	81.900	23.000	-81.700	-17.900	0.200	5.100
15	23	235.70	120.00	122.900	60.500	-122.600	-50.000	0.300	10.500
23	24	120.00	119.40	87.200	35.000	-87.000	-34.500	0.200	0.500
23	25	120.00	117.50	17.400	7.500	-17.200	-8.800	0.200	-1.300
36	26	241.60	419.30	16.200	-18.200	-15.600	24.000	0.700	5.800
8	26	417.60	419.30	-92.200	-42.100	92.800	-7.000	0.600	-49.000
26	27	419.30	24.00	-327.600	10.300	328.600	20.300	1.000	30.600
26	27	419.30	24.00	-655.200	20.600	657.200	40.600	2.000	61.100
29	28	416.40	418.00	18.600	-57.400	-17.800	-19.200	0.800	-76.600
11	28	240.90	418.00	-17.100	-13.400	17.800	19.200	0.700	5.800
30	29	238.30	416.40	249.200	-73.400	-248.400	87.100	0.800	13.700
26	29	419.30	416.40	172.900	-74.500	-169.800	-67.400	3.000	-141.900
37	30	241.80	238.30	264.400	42.900	-262.600	-42.800	1.800	0.100
26	31	419.30	411.70	310.100	-16.700	-305.700	-58.400	4.400	-75.200
26	31	419.30	411.70	310.100	-16.700	-305.700	-58.400	4.400	-75.200
7	31	417.40	411.70	354.000	-24.300	-348.900	-36.100	5.100	-60.400
7	31	417.40	411.70	354.000	-24.300	-348.900	-36.100	5.100	-60.400
32	31	236.20	411.70	-245.600	-44.900	246.300	58.100	0.800	13.200
32	33	236.20	117.40	39.000	4.800	-38.800	-1.400	0.200	3.400
29	34	416.40	406.80	399.600	37.600	-394.900	-71.600	4.700	-34.000
31	34	411.70	406.80	252.800	-19.100	-250.100	-48.400	2.800	-67.500
36	35	241.60	15.90	-100.300	-17.700	100.600	25.400	0.300	7.700
36	35	241.60	15.90	-200.600	-35.400	201.200	50.800	0.600	15.400
30	37	238.30	241.80	-262.600	-42.800	264.400	42.900	1.800	0.100
37	38	241.80	16.20	-206.300	-41.100	207.000	68.900	0.700	27.800
37	38	241.80	16.20	-412.500	-82.200	414.000	137.800	1.500	55.500
11	39	240.90	236.60	140.400	66.100	-139.600	-77.500	0.800	-11.400
11	39	240.90	236.60	140.400	66.100	-139.600	-77.500	0.800	-11.400
9	40	238.40	236.70	73.900	-9.000	-73.100	-3.300	0.800	-12.300
39	40	236.60	236.70	-40.400	2.500	40.600	-9.500	0.100	-7.000
39	40	236.60	236.70	-40.400	2.500	40.600	-9.500	0.100	-7.000
36	40	241.60	236.70	142.200	3.800	-139.700	-5.100	2.500	-1.300
44	41	117.00	120.30	-45.500	-7.800	46.500	2.600	1.000	-5.200
40	41	236.70	120.30	-0.300	-29.600	0.500	33.000	0.200	3.400
41	42	120.30	11.00	-92.000	-50.600	92.500	62.400	0.500	11.800
46	43	241.90	233.90	179.100	30.800	-176.400	-54.200	2.700	-23.300
32	43	236.20	233.90	18.800	-2.000	-18.600	-35.800	0.200	-37.900
33	44	117.40	117.00	8.800	-6.100	-8.700	-4.600	0.000	-10.700
32	46	236.20	241.90	-168.600	-38.900	170.900	14.300	2.300	-24.600
32	46	236.20	241.90	-168.600	-38.900	170.900	14.300	2.300	-24.600
50	47	116.90	119.50	-55.800	-6.900	56.700	4.500	1.000	-2.400
46	47	241.90	119.50	-24.500	-17.900	24.700	21.300	0.200	3.400
46	47	241.90	119.50	-24.500	-17.900	24.700	21.300	0.200	3.400
46	48	241.90	25.50	-169.800	-14.900	170.400	34.000	0.600	19.100
46	48	241.90	25.50	-339.600	-29.900	340.800	68.100	1.200	38.200
47	49	119.50	10.50	-65.800	-23.200	66.100	28.300	0.300	5.100
47	49	119.50	10.50	-131.600	-46.400	132.300	56.600	0.700	10.200
47	50	119.50	116.90	56.700	4.500	-55.800	-6.900	1.000	-2.400
44	50	117.00	116.90	-43.300	12.400	44.000	-16.100	0.800	-3.800
								100.9	-140.5

ANEXA 3. SISTEMUL ELECTROENERGETIC AL ROMÂNIEI (SEN)

A3.1. SEN, regimul inițial 2014

Tabelul 8.4.5. 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	28020	400.00	400.00	0.002	0.028	0.012	0.918
22	28001	400.00	400.00	0.002	0.018	0.008	0.633
23	28001	400.00	400.00	0.002	0.018	0.008	0.633
75	28008	400.00	400.00	0.001	0.011	0.005	0.297
84	28039	400.00	400.00	0.001	0.008	0.004	0.211
85	28004	400.00	400.00	0.000	0.000	0.000	0.003
181	28020	400.00	400.00	0.002	0.027	0.012	1.026
28001	28033	400.00	400.00	0.004	0.042	0.019	1.113
28001	28034	400.00	400.00	0.006	0.054	0.025	1.454
28001	28007	400.00	400.00	0.002	0.018	0.008	0.470
28001	28002	400.00	400.00	0.002	0.015	0.007	0.391
28002	28010	400.00	400.00	0.005	0.053	0.024	1.420
28002	28004	400.00	400.00	0.002	0.018	0.008	0.474
28003	28034	400.00	400.00	0.003	0.027	0.012	0.721
28003	28008	400.00	400.00	0.003	0.029	0.013	0.772
28004	28007	400.00	400.00	0.003	0.033	0.015	0.884
28006	28007	400.00	400.00	0.001	0.007	0.003	0.212
28007	28011	400.00	400.00	0.004	0.036	0.016	0.962
28008	10	400.00	400.00	0.002	0.019	0.009	0.482
28010	28904	400.00	400.00	0.001	0.013	0.006	0.358
28010	28011	400.00	400.00	0.001	0.009	0.004	0.246
28011	28016	400.00	400.00	0.003	0.029	0.013	0.783
28011	28015	400.00	400.00	0.002	0.023	0.011	0.722
28012	28080	220.00	220.00	0.016	0.099	0.003	0.157
28015	28973	400.00	400.00	0.002	0.020	0.009	0.531
28016	28973	400.00	400.00	0.001	0.013	0.006	0.336
28016	28973	400.00	400.00	0.001	0.013	0.006	0.406
28016	28021	400.00	400.00	0.002	0.015	0.007	0.397
28017	28019	400.00	400.00	0.003	0.024	0.012	0.776
28017	28973	400.00	400.00	0.002	0.015	0.007	0.408
28019	28020	400.00	400.00	0.001	0.006	0.003	0.162
28020	28022	400.00	400.00	0.001	0.011	0.006	0.358
28020	28021	400.00	400.00	0.001	0.014	0.006	0.375
28020	28022	400.00	400.00	0.001	0.011	0.006	0.358
28021	28022	400.00	400.00	0.001	0.007	0.003	0.190
28022	28024	400.00	400.00	0.003	0.028	0.013	0.749
28023	28077	220.00	220.00	0.014	0.075	0.002	0.116
28023	28076	220.00	220.00	0.014	0.077	0.002	0.119
28024	28031	400.00	400.00	0.003	0.026	0.012	0.688
28025	28950	220.00	220.00	0.004	0.040	0.006	0.098
28025	28077	220.00	220.00	0.004	0.038	0.005	0.094
28031	28034	400.00	400.00	0.003	0.026	0.012	0.705

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
28031	28033	400.00	400.00	0.003	0.032	0.014	0.844
28031	28032	400.00	400.00	0.000	0.003	0.001	0.073
28032	28904	400.00	400.00	0.002	0.024	0.011	0.638
28034	28036	400.00	400.00	0.002	0.018	0.008	0.470
28036	28037	400.00	400.00	0.001	0.011	0.005	0.283
28037	28039	400.00	400.00	0.003	0.025	0.011	0.663
28037	28038	400.00	400.00	0.000	0.004	0.002	0.108
28039	28096	400.00	400.00	0.003	0.028	0.013	0.742
28040	28100	220.00	220.00	0.012	0.075	0.002	0.119
28040	28100	220.00	220.00	0.012	0.075	0.002	0.119
28041	28044	220.00	220.00	0.010	0.064	0.002	0.100
28041	28042	220.00	220.00	0.007	0.041	0.001	0.063
28042	28043	220.00	220.00	0.002	0.010	0.000	0.016
28043	28044	220.00	220.00	0.010	0.061	0.002	0.095
28044	28911	220.00	220.00	0.008	0.046	0.001	0.072
28044	28910	220.00	220.00	0.008	0.046	0.001	0.072
28044	28900	220.00	220.00	0.001	0.006	0.000	0.009
28045	28062	220.00	220.00	0.003	0.017	0.000	0.026
28045	28061	220.00	220.00	0.011	0.058	0.002	0.090
28046	28047	220.00	220.00	0.000	0.000	0.000	0.000
28047	28052	220.00	220.00	0.016	0.100	0.003	0.158
28047	28052	220.00	220.00	0.016	0.100	0.003	0.158
28047	28051	220.00	220.00	0.018	0.109	0.003	0.173
28047	28050	220.00	220.00	0.013	0.079	0.002	0.124
28047	28049	220.00	220.00	0.002	0.011	0.000	0.017
28047	28048	220.00	220.00	0.002	0.011	0.000	0.017
28052	28071	220.00	220.00	0.010	0.063	0.002	0.099
28052	28071	220.00	220.00	0.010	0.063	0.002	0.099
28052	28054	220.00	220.00	0.004	0.026	0.001	0.041
28052	28053	220.00	220.00	0.004	0.026	0.001	0.041
28055	28060	220.00	220.00	0.008	0.050	0.001	0.080
28055	28058	220.00	220.00	0.008	0.042	0.001	0.066
28055	28057	220.00	220.00	0.008	0.042	0.001	0.066
28055	28056	220.00	220.00	0.003	0.020	0.001	0.031
28056	28060	220.00	220.00	0.008	0.051	0.001	0.081
28057	28902	220.00	220.00	0.017	0.104	0.003	0.161
28057	28060	220.00	220.00	0.001	0.008	0.000	0.013
28057	28058	220.00	220.00	0.000	0.000	0.000	0.000
28058	28061	220.00	220.00	0.011	0.058	0.002	0.089
28058	28060	220.00	220.00	0.001	0.008	0.000	0.013
28062	28063	220.00	220.00	0.006	0.033	0.001	0.051
28063	28064	220.00	220.00	0.003	0.017	0.000	0.027
28064	28065	220.00	220.00	0.007	0.038	0.001	0.058
28065	28914	220.00	220.00	0.002	0.025	0.004	0.076
28065	28068	220.00	220.00	0.004	0.022	0.001	0.035
28065	28066	220.00	220.00	0.003	0.014	0.000	0.022
28066	28068	220.00	220.00	0.003	0.016	0.000	0.025
28066	28067	220.00	220.00	0.003	0.016	0.000	0.025
28067	28071	220.00	220.00	0.018	0.112	0.003	0.174
28067	28068	220.00	220.00	0.000	0.000	0.000	0.000
28068	28097	220.00	220.00	0.014	0.075	0.002	0.115
28069	28071	220.00	220.00	0.008	0.046	0.001	0.072
28069	28070	220.00	220.00	0.008	0.047	0.001	0.074
28070	28071	220.00	220.00	0.003	0.021	0.001	0.033

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
28073	29051	220.00	220.00	0.000	0.000	0.000	0.000
28073	28905	220.00	220.00	0.009	0.058	0.002	0.091
28073	28079	220.00	220.00	0.004	0.021	0.001	0.034
28074	28075	220.00	220.00	0.004	0.026	0.001	0.040
28075	28076	220.00	220.00	0.001	0.006	0.002	0.009
28077	28081	220.00	220.00	0.027	0.163	0.005	0.256
28077	28078	220.00	220.00	0.011	0.070	0.002	0.109
28077	28012	220.00	220.00	0.000	0.000	0.000	0.000
28078	28083	220.00	220.00	0.005	0.029	0.001	0.045
28079	29051	220.00	220.00	0.004	0.021	0.001	0.034
28079	28935	220.00	220.00	0.001	0.005	0.000	0.008
28079	28901	220.00	220.00	0.010	0.062	0.002	0.097
28080	28081	220.00	220.00	0.010	0.064	0.002	0.100
28081	28082	220.00	220.00	0.016	0.100	0.003	0.156
28082	28950	220.00	220.00	0.007	0.069	0.002	0.169
28083	28084	220.00	220.00	0.010	0.058	0.002	0.089
28084	28085	220.00	220.00	0.012	0.067	0.002	0.104
28085	28086	220.00	220.00	0.004	0.024	0.001	0.037
28086	28087	220.00	220.00	0.002	0.022	0.003	0.055
28086	28087	220.00	220.00	0.005	0.025	0.003	0.039
28087	28093	220.00	220.00	0.021	0.131	0.004	0.204
28087	28088	220.00	220.00	0.010	0.055	0.002	0.085
28088	28089	220.00	220.00	0.007	0.046	0.001	0.071
28089	28097	220.00	220.00	0.013	0.083	0.002	0.129
28089	28091	220.00	220.00	0.009	0.058	0.002	0.089
28089	28090	220.00	220.00	0.004	0.022	0.001	0.034
28091	28093	220.00	220.00	0.008	0.050	0.001	0.077
28091	28092	220.00	220.00	0.004	0.023	0.001	0.036
28093	28094	220.00	220.00	0.005	0.028	0.001	0.045
28093	28094	220.00	220.00	0.005	0.028	0.001	0.045
28094	28095	220.00	220.00	0.005	0.030	0.001	0.047
28096	10	400.00	400.00	0.003	0.027	0.013	0.685
28097	28099	220.00	220.00	0.008	0.050	0.001	0.078
28097	28098	220.00	220.00	0.007	0.041	0.001	0.063
28855	28935	220.00	220.00	0.007	0.046	0.001	0.071
28901	28935	220.00	220.00	0.009	0.056	0.002	0.089
28901	28902	220.00	220.00	0.012	0.071	0.002	0.110
28905	29051	220.00	220.00	0.009	0.058	0.002	0.091
28905	28911	220.00	220.00	0.007	0.043	0.001	0.068
28905	28910	220.00	220.00	0.007	0.043	0.001	0.068
28905	28906	220.00	220.00	0.003	0.026	0.004	0.062
28906	28907	220.00	220.00	0.004	0.037	0.001	0.090
28910	28913	220.00	220.00	0.002	0.013	0.000	0.021
28911	28912	220.00	220.00	0.002	0.013	0.000	0.020
28973	28974	400.00	400.00	0.000	0.004	0.002	0.127

Tabelul 8.4.6. 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.]
28001	29110	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	1.000	0.950	1.050
28001	29113	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	1.000	0.950	1.050
28001	29112	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	1.000	0.950	1.050

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.]
28001	29114	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	1.000	0.950	1.050
28002	29121	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	1.000	0.950	1.050
28002	29238	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	1.000	0.950	1.050
28002	29119	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	1.000	0.950	1.050
28012	28024	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28040	29233	220.00	15.75	0.001	0.066	0.002	-0.011	1.050	1.000	1.100
28040	29232	220.00	15.75	0.001	0.066	0.002	-0.011	1.050	1.000	1.100
28041	29125	220.00	10.50	0.013	0.161	0.001	-0.009	1.050	1.000	1.100
28041	29128	220.00	10.50	0.013	0.161	0.001	-0.009	1.050	1.000	1.100
28044	28033	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28044	28033	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28045	28002	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28046	28004	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28046	28004	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28046	29193	220.00	15.75	0.001	0.065	0.002	-0.013	1.050	1.000	1.100
28046	29192	220.00	15.75	0.001	0.065	0.002	-0.013	1.050	1.000	1.100
28046	29191	220.00	15.75	0.001	0.065	0.002	-0.013	1.050	1.000	1.100
28047	28004	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28047	29250	220.00	15.75	0.001	0.065	0.002	-0.013	1.050	1.000	1.100
28047	29190	220.00	15.75	0.001	0.065	0.002	-0.013	1.050	1.000	1.100
28047	29189	220.00	15.75	0.001	0.065	0.002	-0.013	1.050	1.000	1.100
28055	28007	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28055	28007	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28067	29260	220.00	15.75	0.001	0.043	0.001	-0.010	1.050	1.000	1.100
28067	28003	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28068	28003	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28068	29169	220.00	15.75	0.001	0.043	0.001	-0.010	1.050	1.000	1.100
28069	28008	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28074	29219	220.00	15.75	0.001	0.056	0.001	-0.010	1.050	1.000	1.100
28074	28021	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.000	0.900	1.200
28074	28021	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28077	28024	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28079	29137	220.00	13.80	0.002	0.079	0.001	-0.008	1.050	1.000	1.100
28079	29136	220.00	13.80	0.002	0.079	0.001	-0.008	1.050	1.000	1.100
28079	28011	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28079	28011	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28087	28036	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.000	0.900	1.200
28087	29160	220.00	15.75	0.001	0.044	0.001	-0.010	1.050	1.000	1.100
28087	29159	220.00	15.75	0.001	0.044	0.001	-0.010	1.050	1.000	1.100
28090	29164	220.00	15.75	0.004	0.140	0.001	-0.004	1.050	1.000	1.100
28094	28039	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.075	0.900	1.200
28098	29173	220.00	15.75	0.004	0.140	0.001	-0.004	1.050	1.000	1.100
28098	29172	220.00	15.75	0.004	0.140	0.001	-0.004	1.050	1.000	1.100
28099	29170	220.00	15.75	0.004	0.140	0.001	-0.004	1.050	1.000	1.100
28100	28034	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28100	28034	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28905	28904	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	1.050	0.900	1.200
28914	29162	220.00	15.75	0.001	0.066	0.002	-0.011	1.050	1.000	1.100
28973	29252	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	1.000	0.950	1.050
28973	29252	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	1.000	0.950	1.050
28973	29218	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	1.000	0.950	1.050
28973	29218	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	1.000	0.950	1.050

Tabelul 8.4.7. 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]
BEKES_400	10	PQ	400.00	150.000	40.000	1.027	410.72	-22.440	-150.000	-40.000
XDO_IS11_400	21	PQ	400.00	-87.000	20.000	1.046	418.36	-10.780	87.000	-20.000
XKO_TI11_400	22	PQ	400.00	190.000	40.000	1.023	409.09	-9.590	-190.000	-40.000
XKO_TI12_400	23	PQ	400.00	190.000	40.000	1.023	409.09	-9.590	-190.000	-40.000
XSA_AR11_400	75	PQ	400.00	190.000	40.000	1.016	406.28	-21.710	-190.000	-40.000
XRO_MU11_400	84	PQ	400.00	80.000	20.000	1.025	409.91	-23.130	-80.000	-20.000
XPF_DJ11_400	85	PQ	400.00	63.000	23.000	1.014	405.55	-3.900	-63.000	-23.000
XVA_IS11_400	181	PQ	400.00	-91.000	25.000	1.046	418.29	-10.730	91.000	-25.000
TANTAREN_400	28001	PQ	400.00	0.000	0.000	1.028	411.36	-7.740	0.000	0.000
URECHESI_400	28002	PQ	400.00	0.000	0.000	1.020	407.99	-5.110	0.000	0.000
MINTIA_400	28003	PQ	400.00	0.000	0.000	1.026	410.59	-15.820	0.000	0.000
P.D.FIE_400	28004	PQ	400.00	0.000	0.000	1.014	405.58	-3.890	0.000	0.000
DRAGANES_400	28006	PQ	400.00	29.000	16.000	1.006	402.39	-9.540	-29.000	-16.000
SLATINA_400	28007	PQ	400.00	0.000	0.000	1.007	402.61	-9.440	0.000	0.000
ARAD_400	28008	PQ	400.00	12.000	2.000	1.021	408.25	-20.550	-12.000	-2.000
DOMNESTI_400	28010	PQ	400.00	85.000	114.000	1.011	404.42	-12.090	-85.000	-114.000
BUC.S_400	28011	PQ	400.00	0.000	0.000	1.014	405.46	-11.490	0.000	0.000
GUTINAS2_220	28012	PQ	220.00	86.000	44.000	1.058	232.68	-18.310	-86.000	-44.000
PELICANU_400	28015	PQ	400.00	207.000	113.000	1.010	403.92	-10.070	-207.000	-113.000
GR.IAL_400	28016	PQ	400.00	84.000	52.000	1.024	409.45	-8.740	-84.000	-52.000
CONSTAN_400	28017	PQ	400.00	65.000	39.000	1.026	410.30	-9.060	-65.000	-39.000
TULCEA_400	28019	PQ	400.00	248.000	106.000	1.030	411.99	-12.050	-248.000	-106.000
ISACCEA_400	28020	PQ	400.00	0.000	0.000	1.036	414.50	-12.000	0.000	0.000
L.SARAT_400	28021	PQ	400.00	0.000	0.000	1.030	411.88	-11.680	0.000	0.000
SMIRDAN_400	28022	PQ	400.00	144.000	75.000	1.031	412.54	-12.540	-144.000	-75.000
FOCSANI_220	28023	PQ	220.00	66.000	31.000	1.028	226.23	-18.440	-66.000	-31.000
GUTINAS_400	28024	PQ	400.00	0.000	0.000	1.017	406.83	-16.460	0.000	0.000
BACAU_220	28025	PQ	220.00	15.000	21.000	1.043	229.35	-20.240	-15.000	-21.000
BRASOV_400	28031	PQ	400.00	180.000	58.000	1.024	409.52	-15.640	-180.000	-58.000
DIRSTE_400	28032	PQ	400.00	87.000	22.000	1.023	409.01	-15.600	-87.000	-22.000
BRADU_400	28033	PQ	400.00	0.000	0.000	1.021	408.44	-12.610	0.000	0.000
SIBIU_400	28034	PQ	400.00	0.000	0.000	1.035	414.11	-14.960	0.000	0.000
IERNUT_400	28036	PQ	400.00	0.000	0.000	1.038	415.24	-18.340	0.000	0.000
GADALIN_400	28037	PQ	400.00	0.000	0.000	1.036	414.21	-19.950	0.000	0.000
CLUJ E_400	28038	PQ	400.00	85.000	21.000	1.034	413.69	-20.090	-68.000	-32.000
ROSIORI_400	28039	PQ	400.00	0.000	0.000	1.026	410.47	-22.780	0.000	0.000
LOTRU_220	28040	PQ	220.00	0.000	0.000	1.079	237.37	-6.960	90.000	0.000
AREF_220	28041	PQ	220.00	26.000	-6.400	1.059	232.96	-10.250	-26.000	6.400
RIURENI_220	28042	PQ	220.00	0.000	0.000	1.059	233.07	-9.340	60.000	-10.000
STUPARE_220	28043	PQ	220.00	0.000	0.000	1.059	233.01	-9.430	110.000	-20.000
BRADU_220	28044	PQ	220.00	13.000	9.000	1.058	232.75	-13.460	-13.000	-9.000
URECHESI_220	28045	PQ	220.00	53.000	76.000	1.045	229.83	-8.220	-53.000	-76.000
P.D.F.B_220	28046	PQ	220.00	0.000	0.000	1.059	232.98	-1.600	0.000	0.000
P.D.F.A_220	28047	PQ	220.00	0.000	0.000	1.059	232.98	-1.600	0.000	0.000
TR.SEV_220	28048	PQ	220.00	0.000	0.000	1.060	233.29	-1.230	66.000	2.000
TR.SEV_220	28049	PQ	220.00	39.000	21.000	1.056	232.37	-1.800	-39.000	-21.000
CETATE1_220	28050	PQ	220.00	19.000	-11.000	1.059	232.95	0.990	63.000	-16.000
CALAFAT_220	28051	PQ	220.00	8.000	5.000	1.053	231.70	-0.870	12.000	-17.000
RESITA_220	28052	PQ	220.00	81.000	27.000	1.037	228.09	-11.890	-81.000	-27.000
IAZ 2_220	28053	PQ	220.00	26.000	20.000	1.031	226.85	-12.220	-26.000	-20.000
IAZ 1_220	28054	PQ	220.00	64.000	7.000	1.040	228.76	-11.760	11.000	8.000
SLATINA_220	28055	PQ	220.00	403.000	201.000	1.027	225.87	-12.000	-403.000	-201.000
GRADIST_220	28056	PQ	220.00	15.000	5.000	1.026	225.76	-11.990	-15.000	-5.000

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVar]
CRAIOV A_220	28057	PQ	220.00	0.000	0.000	1.026	225.72	-11.550	0.000	0.000
CRAIOV B_220	28058	PQ	220.00	0.000	0.000	1.026	225.71	-11.540	43.000	-20.000
ISALNI A_220	28060	PQ	220.00	0.000	0.000	1.026	225.67	-11.550	30.000	-22.000
SARDANE_220	28061	PQ	220.00	21.000	60.000	1.019	224.24	-10.060	-21.000	-60.000
TG.JIU_220	28062	PQ	220.00	0.000	0.000	1.045	229.88	-9.110	0.000	0.000
PAROSEN_220	28063	PQ	220.00	85.000	47.000	1.044	229.73	-10.870	-15.000	-41.000
BARU M_220	28064	PQ	220.00	8.000	-8.000	1.051	231.19	-11.720	-8.000	8.000
HAJD OT._220	28065	PQ	220.00	48.000	18.000	1.062	233.62	-13.340	-3.000	-18.000
PESTIS_220	28066	PQ	220.00	52.000	8.000	1.064	234.01	-13.980	-52.000	-8.000
MINTIA A_220	28067	PQ	220.00	0.000	0.000	1.066	234.47	-14.140	0.000	0.000
MINTIA B_220	28068	PQ	220.00	47.000	7.000	1.066	234.47	-14.140	-47.000	-7.000
ARAD_220	28069	PQ	220.00	59.000	13.000	1.052	231.49	-19.310	-59.000	-13.000
SACALAZ_220	28070	PQ	220.00	60.000	10.000	1.044	229.60	-18.030	-60.000	-10.000
TIMIS_220	28071	PQ	220.00	123.000	13.000	1.043	229.46	-16.800	-123.000	-13.000
FUNDENI_220	28073	PQ	220.00	226.000	124.000	1.039	228.58	-14.990	-226.000	-124.000
L.SARAT_220	28074	PQ	220.00	76.000	10.000	1.047	230.45	-12.340	-76.000	-10.000
FILESTI_220	28075	PQ	220.00	37.000	11.000	1.033	227.30	-14.700	-37.000	-11.000
BARBOSI_220	28076	PQ	220.00	63.000	31.000	1.031	226.76	-15.150	-63.000	-31.000
GUTINAS_220	28077	PQ	220.00	63.000	42.000	1.050	231.03	-19.080	-63.000	-42.000
DUMBRAVA_220	28078	PQ	220.00	16.000	11.000	1.041	228.97	-21.010	-16.000	-11.000
BUC.S-B_220	28079	PQ	220.00	0.000	0.000	1.055	232.11	-13.320	20.000	40.000
MUNTENI_220	28080	PQ	220.00	43.000	14.000	1.053	231.75	-20.610	-43.000	-14.000
FAI_220	28081	PQ	220.00	0.000	0.000	1.055	232.19	-20.670	10.000	-5.000
SUCEAVA_220	28082	PQ	220.00	52.000	29.000	1.039	228.48	-22.040	-52.000	-29.000
STEJARU_220	28083	PQ	220.00	17.000	3.000	1.039	228.50	-21.580	-17.000	-3.000
GHEORGH_220	28084	PQ	220.00	48.000	15.000	1.034	227.40	-22.160	-48.000	-15.000
FINTINE_220	28085	PQ	220.00	32.000	7.000	1.037	228.08	-21.130	-32.000	-7.000
UNGHENI_220	28086	PQ	220.00	113.000	22.000	1.039	228.64	-20.350	-113.000	-22.000
IERNUT_220	28087	PQ	220.00	114.000	1.000	1.044	229.66	-19.270	-32.000	14.000
CUPT.C.T_220	28088	PQ	220.00	59.000	20.000	1.030	226.53	-21.560	-59.000	-20.000
CLUJ FL_220	28089	PQ	220.00	88.000	18.000	1.029	226.33	-22.070	-88.000	-18.000
MARISEL_220	28090	PQ	220.00	0.000	0.000	1.033	227.18	-21.380	0.000	0.000
TIHAU_220	28091	PQ	220.00	96.000	30.000	1.025	225.59	-25.810	-96.000	-30.000
SALAJ_220	28092	PQ	220.00	60.660	20.700	1.019	224.13	-26.540	-60.660	-20.700
BAIA M._220	28093	PQ	220.00	113.000	40.000	1.056	232.27	-24.990	-113.000	-40.000
ROSIORI_220	28094	PQ	220.00	0.000	0.000	1.071	235.71	-24.570	0.000	0.000
VETIS_220	28095	PQ	220.00	52.000	14.000	1.066	234.46	-25.330	-52.000	-14.000
ORADEA_400	28096	PQ	400.00	79.000	18.000	1.035	414.02	-22.880	-29.000	-8.000
AL.JL_220	28097	PQ	220.00	93.000	50.000	1.038	228.43	-16.330	-93.000	-50.000
SUGAG_220	28098	PQ	220.00	0.000	0.000	1.045	229.92	-14.170	0.000	0.000
GILCEAG_220	28099	PQ	220.00	0.000	0.000	1.044	229.74	-14.770	0.000	0.000
SIBIU_220	28100	PQ	220.00	100.000	38.000	1.075	236.57	-13.360	-100.000	-38.000
MOSTIST_220	28855	PQ	220.00	65.000	16.000	1.043	229.52	-15.050	-65.000	-16.000
PIT S_220	28900	PQ	220.00	2.000	1.000	1.058	232.74	-13.470	-2.000	-1.000
GHIZDARU_220	28901	PQ	220.00	47.000	18.000	1.046	230.14	-14.190	-47.000	-18.000
TR. MAG_220	28902	PQ	220.00	51.000	17.000	1.033	227.27	-14.270	-51.000	-17.000
BRAZI_400	28904	PQ	400.00	0.000	0.000	1.010	404.07	-14.110	0.000	0.000
BRAZI A_220	28905	PQ	220.00	188.000	57.000	1.038	228.40	-16.380	-188.000	-57.000
TELEAJEN_220	28906	PQ	220.00	0.000	0.000	1.035	227.63	-17.290	0.000	0.000
STILPU_220	28907	PQ	220.00	67.000	18.000	1.027	225.99	-18.590	-67.000	-18.000
TIRGO 22_220	28910	PQ	220.00	28.000	5.000	1.047	230.45	-15.280	-28.000	-5.000
TIRGOVI_220	28911	PQ	220.00	201.000	91.000	1.022	224.77	-17.180	-201.000	-91.000
DOICES B_220	28912	PQ	220.00	0.000	0.000	1.022	224.80	-17.180	0.000	0.000
DOICES A_220	28913	PQ	220.00	0.000	0.000	1.048	230.48	-15.290	0.000	0.000

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_i [MW]	Q_i [MVar]
R.MARE_220	28914	PQ	220.00	0.000	0.000	1.062	233.74	-12.320	0.000	0.000
RAC.MOST_220	28935	PQ	220.00	0.000	0.000	1.054	231.80	-13.540	0.000	0.000
ROMAN_220	28950	PQ	220.00	19.000	18.000	1.040	228.71	-21.150	-19.000	-18.000
CERNAV_400	28973	PQ	400.00	64.000	4.500	1.022	408.94	-6.580	-64.000	-4.500
MEDGID_400	28974	PQ	400.00	92.000	27.000	1.021	408.47	-6.780	-92.000	-27.000
FUNDENI_220	29051	PQ	220.00	0.000	0.000	1.039	228.58	-14.990	0.000	0.000
TURCENI1_24	29110	PU	24.00	0.000	0.000	1.030	24.72	-3.110	220.000	9.460
TURCENI3_24	29112	PU	24.00	0.000	0.000	1.030	24.72	-3.110	220.000	9.460
TURCENI4_24	29113	Slack	24.00	0.000	0.000	1.030	24.72	-6.640	52.650	4.500
TURCENI5_24	29114	PU	24.00	0.000	0.000	1.030	24.72	-3.110	220.000	9.460
ROVIN_5_24	29119	PU	24.00	0.000	0.000	1.020	24.48	-0.390	220.000	5.470
ROVIN_3_24	29121	PU	24.00	0.000	0.000	1.020	24.48	-0.390	220.000	5.470
AREFU_1_10	29125	PU	10.50	0.000	0.000	1.000	10.50	-6.530	40.000	-6.760
AREFU_4_10	29128	PU	10.50	0.000	0.000	1.000	10.50	-6.530	40.000	-6.760
BUC.S_5_13	29136	PU	13.80	0.000	0.000	1.020	14.08	-9.790	80.000	20.210
BUC.S_6_13	29137	PU	13.80	0.000	0.000	1.020	14.08	-9.790	80.000	20.210
IERNUT_5_15	29159	PU	15.75	0.000	0.000	1.000	15.75	-15.490	150.000	14.070
IERNUT_6_15	29160	PU	15.75	0.000	0.000	1.000	15.75	-15.490	150.000	14.070
RETEZAT1_15	29162	PU	15.75	0.000	0.000	1.010	15.91	-9.350	80.000	-1.830
MARISEL1_15	29164	PU	15.75	0.000	0.000	1.000	15.75	-16.530	60.000	12.670
MINTIA_5_15	29169	PU	15.75	0.000	0.000	1.020	16.07	-10.540	150.000	12.340
GALCEAG1_15	29170	PU	15.75	0.000	0.000	1.000	15.75	-9.950	60.000	4.720
SUGAG_1_15	29172	PU	15.75	0.000	0.000	1.000	15.75	-10.070	51.000	3.740
SUGAG_2_15	29173	PU	15.75	0.000	0.000	1.000	15.75	-10.070	51.000	3.740
P.D.F_1_15	29189	PU	15.75	0.000	0.000	1.010	15.91	3.140	130.000	5.530
P.D.F_2_15	29190	PU	15.75	0.000	0.000	1.010	15.91	3.140	130.000	5.530
P.D.F_3_15	29191	PU	15.75	0.000	0.000	1.010	15.91	3.140	130.000	5.520
P.D.F_4_15	29192	PU	15.75	0.000	0.000	1.010	15.91	3.140	130.000	5.520
P.D.F_5_15	29193	PU	15.75	0.000	0.000	1.010	15.91	3.140	130.000	5.520
CERNAV.1_24	29218	PU	24.00	0.000	0.000	1.020	24.48	0.880	695.000	20.400
BRAILA_1_15	29219	PU	15.75	0.000	0.000	1.000	15.75	-7.160	160.000	8.210
LOTRU_1_15	29232	PU	15.75	0.000	0.000	1.020	16.07	-2.430	125.000	-8.710
LOTRU_2_15	29233	PU	15.75	0.000	0.000	1.020	16.07	-2.430	125.000	-8.710
ROVIN_4_24	29238	PU	24.00	0.000	0.000	1.020	24.48	-0.390	220.000	5.470
P.D.F.6_15	29250	PU	15.75	0.000	0.000	1.010	15.91	3.140	130.000	5.530
CERNAV.2_24	29252	PU	24.00	0.000	0.000	1.020	24.48	0.880	695.000	20.400
MINTIA_3_15	29260	PU	15.75	0.000	0.000	1.020	16.07	-10.540	150.000	12.340

Tabelul 8.4.8. 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]
CLUJ E_400	28038	17.000	-11.000	1.00	17.000	17.000	-11.000	-11.000
LOTRU_220	28040	90.000	0.000	1.00	90.000	90.000	0.000	0.000
RIURENI_220	28042	60.000	-10.000	1.00	60.000	60.000	-10.000	-10.000
STUPARE_220	28043	110.000	-20.000	1.00	110.000	110.000	-20.000	-20.000
TR.SEV_220	28048	66.000	2.000	1.00	66.000	66.000	2.000	2.000
CETATE1_220	28050	82.000	-27.000	1.00	82.000	82.000	-27.000	-27.000
CALAFAT_220	28051	20.000	-12.000	1.00	20.000	20.000	-12.000	-12.000
IAZ_1_220	28054	75.000	15.000	1.00	75.000	75.000	15.000	15.000
CRAIOV B_220	28058	43.000	-20.000	1.00	43.000	43.000	-20.000	-20.000
ISALNI A_220	28060	30.000	-22.000	1.00	30.000	30.000	-22.000	-22.000
PAROSEN_220	28063	70.000	6.000	1.00	70.000	70.000	6.000	6.000
HAJD OT. 220	28065	45.000	0.000	1.00	45.000	45.000	0.000	0.000
BUC.S-B_220	28079	20.000	40.000	1.00	20.000	20.000	40.000	40.000

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]
FAI_220	28081	10.000	-5.000	1.00	10.000	10.000	-5.000	-5.000
IERNUT_220	28087	82.000	15.000	1.00	82.000	82.000	15.000	15.000
ORADEA_400	28096	50.000	10.000	1.00	50.000	50.000	10.000	10.000
TURCENI1_24	29110	220.000	9.460	1.03	160.000	300.000	0.000	204.000
TURCENI3_24	29112	220.000	9.460	1.03	160.000	300.000	0.000	204.000
TURCENI4_24	29113	52.650	4.500	1.03	160.000	300.000	0.000	204.000
TURCENI5_24	29114	220.000	9.460	1.03	160.000	300.000	0.000	204.000
ROVIN_5_24	29119	220.000	5.470	1.02	160.000	300.000	0.000	204.000
ROVIN_3_24	29121	220.000	5.470	1.02	160.000	300.000	0.000	204.000
AREFU_1_10	29125	40.000	-6.760	1.00	35.000	55.000	-8.000	16.000
AREFU_4_10	29128	40.000	-6.760	1.00	35.000	55.000	-8.000	16.000
BUC.S_5_13	29136	80.000	20.210	1.02	58.000	106.000	-10.000	80.000
BUC.S_6_13	29137	80.000	20.210	1.02	58.000	106.000	-10.000	80.000
IERNUT_5_15	29159	150.000	14.070	1.00	66.000	200.000	-26.000	126.000
IERNUT_6_15	29160	150.000	14.070	1.00	66.000	200.000	-26.000	126.000
RETEZATI_15	29162	80.000	-1.830	1.01	50.000	100.000	-15.000	34.000
MARISEL_15	29164	60.000	12.670	1.00	40.000	73.500	-20.000	29.000
MINTIA_5_15	29169	150.000	12.340	1.02	100.000	190.000	-39.000	140.000
GALCEAG1_15	29170	60.000	4.720	1.00	50.000	60.000	-15.000	26.000
SUGAG_1_15	29172	51.000	3.740	1.00	50.000	65.000	-15.000	26.000
SUGAG_2_15	29173	51.000	3.740	1.00	50.000	65.000	-15.000	26.000
P.D.F_1_15	29189	130.000	5.530	1.01	80.000	190.000	-10.000	93.000
P.D.F_2_15	29190	130.000	5.530	1.01	80.000	190.000	-10.000	93.000
P.D.F_3_15	29191	130.000	5.520	1.01	80.000	190.000	-10.000	93.000
P.D.F_4_15	29192	130.000	5.520	1.01	80.000	190.000	-10.000	93.000
P.D.F_5_15	29193	130.000	5.520	1.01	80.000	190.000	-10.000	93.000
CERNAV.1_24	29218	695.000	20.400	1.02	0.000	711.000	0.000	300.000
BRAILA_1_15	29219	160.000	8.210	1.00	70.000	210.000	-10.000	90.000
LOTRU_1_15	29232	125.000	-8.710	1.02	50.000	170.000	-40.000	40.000
LOTRU_2_15	29233	125.000	-8.710	1.02	50.000	170.000	-40.000	40.000
ROVIN_4_24	29238	220.000	5.470	1.02	160.000	300.000	0.000	204.000
P.D.F.6_15	29250	130.000	5.530	1.01	80.000	190.000	-10.000	93.000
CERNAV.2_24	29252	695.000	20.400	1.02	0.000	711.000	0.000	300.000
MINTIA_3_15	29260	150.000	12.340	1.02	100.000	190.000	-39.000	140.000

Tabelul 8.4.9. 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	28020	418.40	414.50	87.000	-20.000	-85.500	-77.400	1.500	-97.400
22	28001	409.10	411.40	-190.000	-40.000	191.600	-20.400	1.600	-60.400
23	28001	409.10	411.40	-190.000	-40.000	191.600	-20.400	1.600	-60.400
75	28008	406.30	408.20	-190.000	-40.000	190.900	13.200	0.900	-26.800
84	28039	409.90	410.50	-80.000	-20.000	80.400	-1.700	0.400	-21.700
85	28004	405.50	405.60	-63.000	-23.000	63.000	22.700	0.000	-0.300
181	28020	418.30	414.50	91.000	-25.000	-89.500	-83.900	1.500	-108.900
28001	29113	411.40	24.70	-52.400	-1.800	52.600	4.500	0.300	2.700
28001	28034	411.40	414.10	244.700	-99.200	-239.000	-24.800	5.800	-124.000
28001	28007	411.40	402.60	185.700	86.700	-184.100	-127.600	1.600	-40.900
28001	28002	411.40	408.00	-318.300	78.600	320.600	-104.200	2.300	-25.600
28001	29114	411.40	24.70	-219.400	10.000	220.000	9.500	0.600	19.500
28001	29110	411.40	24.70	-219.400	10.000	220.000	9.500	0.600	19.500
28001	28033	411.40	408.40	215.200	-53.600	-211.300	-45.200	3.800	-98.800
28001	29112	411.40	24.70	-219.400	10.000	220.000	9.500	0.600	19.500
28002	29121	408.00	24.50	-219.400	14.300	220.000	5.500	0.600	19.800

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]
28002	28004	408.00	405.60	-118.400	23.500	119.600	-69.700	1.100	-46.200
28002	28010	408.00	404.40	237.800	-66.500	-232.400	-51.300	5.400	-117.900
28002	29119	408.00	24.50	-219.400	14.300	220.000	5.500	0.600	19.800
28002	29238	408.00	24.50	-219.400	14.300	220.000	5.500	0.600	19.800
28003	28034	410.60	414.10	-60.900	-64.700	62.400	-10.800	1.400	-75.500
28003	28008	410.60	408.20	300.000	-38.000	-296.200	-18.300	3.900	-56.300
28004	28007	405.60	402.60	299.400	-38.700	-295.000	-22.700	4.500	-61.500
28006	28007	402.40	402.60	-29.000	-16.000	29.300	-5.400	0.300	-21.400
28007	28011	402.60	405.50	99.400	-76.900	-97.300	-17.500	2.000	-94.400
28008	10	408.20	410.70	179.400	-74.800	-177.800	30.600	1.600	-44.300
28010	28904	404.40	404.10	266.300	-34.200	-264.700	7.000	1.600	-27.200
28010	28011	404.40	405.50	-118.900	-28.400	119.500	4.500	0.600	-23.900
28011	28016	405.50	409.50	-170.400	-53.200	172.600	-19.600	2.200	-72.800
28011	28015	405.50	403.90	-108.800	-6.900	110.200	-64.200	1.500	-71.100
28012	28080	232.70	231.80	44.800	-10.700	-44.200	-5.000	0.600	-15.700
28012	28024	232.70	406.80	-130.800	-33.300	131.200	40.600	0.400	7.300
28015	28973	403.90	408.90	-317.200	-48.800	320.200	13.700	2.900	-35.100
28016	28973	409.50	408.90	-308.400	30.200	310.200	-53.600	1.800	-23.400
28016	28973	409.50	408.90	-304.900	27.100	306.800	-58.100	1.900	-30.900
28016	28021	409.50	411.90	356.700	-89.700	-354.100	66.600	2.600	-23.200
28017	28019	410.30	412.00	224.800	-76.400	-222.300	6.300	2.500	-70.100
28017	28973	410.30	408.90	-289.800	37.400	291.800	-67.500	2.000	-30.100
28019	28020	412.00	414.50	-25.700	-112.300	26.100	95.600	0.400	-16.700
28020	28022	414.50	412.50	93.300	16.700	-92.600	-53.900	0.700	-37.200
28020	28022	414.50	412.50	93.300	16.700	-92.600	-53.900	0.700	-37.200
28020	28021	414.50	411.90	-37.600	32.200	38.300	-71.600	0.700	-39.400
28021	28022	411.90	412.50	219.400	-54.800	-218.700	37.900	0.700	-16.800
28022	28024	412.50	406.80	259.800	-5.100	-256.600	-55.500	3.200	-60.600
28023	28077	226.20	231.00	10.500	-37.700	-10.100	26.000	0.400	-11.700
28023	28076	226.20	226.80	-76.500	6.700	77.500	-14.900	1.000	-8.200
28024	28031	406.80	409.50	-59.200	-55.600	60.500	-15.100	1.300	-70.600
28025	28950	229.40	228.70	43.800	-1.800	-43.100	-8.100	0.700	-9.900
28025	28077	229.40	231.00	-58.800	-19.200	59.500	10.300	0.700	-8.900
28031	28032	409.50	409.00	-18.800	46.400	18.900	-53.900	0.100	-7.500
28031	28034	409.50	414.10	-50.800	-76.000	52.200	2.300	1.400	-73.600
28031	28033	409.50	408.40	-171.000	-13.400	173.400	-65.700	2.400	-79.100
28032	28904	409.00	404.10	-105.900	31.900	107.400	-94.200	1.500	-62.300
28034	28036	414.10	415.20	356.300	-67.500	-353.300	38.100	3.000	-29.400
28036	28037	415.20	414.20	284.200	-15.000	-282.900	-7.500	1.300	-22.500
28037	28039	414.20	410.50	214.600	-13.100	-212.400	-46.600	2.300	-59.800
28037	28038	414.20	413.70	68.200	20.600	-68.000	-32.000	0.200	-11.400
28039	28096	410.50	414.00	4.000	-72.300	-2.600	-6.300	1.400	-78.500
28040	29233	237.40	16.10	-124.600	19.900	125.000	-8.700	0.400	11.200
28040	29232	237.40	16.10	-124.600	19.900	125.000	-8.700	0.400	11.200
28040	28100	237.40	236.60	169.600	-19.900	-166.300	24.900	3.300	4.900
28040	28100	237.40	236.60	169.600	-19.900	-166.300	24.900	3.300	4.900
28041	29128	233.00	10.50	-39.700	10.400	40.000	-6.800	0.300	3.600
28041	29125	233.00	10.50	-39.700	10.400	40.000	-6.800	0.300	3.600
28041	28044	233.00	232.70	96.100	-16.900	-95.100	11.100	1.100	-5.800
28041	28042	233.00	233.10	-42.800	2.500	43.100	-8.900	0.200	-6.400
28042	28043	233.10	233.00	16.900	-1.100	-16.900	-0.700	0.000	-1.800
28043	28044	233.00	232.70	126.900	-19.300	-125.300	17.500	1.600	-1.800
28044	28910	232.70	230.40	79.100	8.400	-78.500	-13.800	0.600	-5.400
28044	28900	232.70	232.70	2.000	0.000	-2.000	-1.000	0.000	-1.000

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]
28044	28033	232.70	408.40	-18.700	-52.000	19.000	55.500	0.300	3.500
28044	28033	232.70	408.40	-18.700	-52.000	19.000	55.500	0.300	3.500
28044	28911	232.70	224.80	163.500	57.900	-161.300	-53.200	2.200	4.700
28045	28062	229.80	229.90	99.600	-18.300	-99.300	17.100	0.300	-1.300
28045	28061	229.80	224.20	65.000	29.800	-64.300	-36.400	0.700	-6.600
28045	28002	229.80	408.00	-217.700	-87.500	218.200	104.300	0.500	16.900
28046	29193	233.00	15.90	-129.600	6.600	130.000	5.500	0.400	12.100
28046	28004	233.00	405.60	161.100	-19.300	-160.700	28.600	0.400	9.300
28046	29192	233.00	15.90	-129.600	6.600	130.000	5.500	0.400	12.100
28046	29191	233.00	15.90	-129.600	6.600	130.000	5.500	0.400	12.100
28046	28047	233.00	233.00	66.600	18.800	-66.600	-18.800	0.000	0.000
28046	28004	233.00	405.60	161.100	-19.300	-160.700	28.600	0.400	9.300
28047	28004	233.00	405.60	161.100	-19.300	-160.700	28.600	0.400	9.300
28047	29250	233.00	15.90	-129.600	6.600	130.000	5.500	0.400	12.100
28047	29189	233.00	15.90	-129.600	6.600	130.000	5.500	0.400	12.100
28047	28052	233.00	228.10	197.600	-0.100	-191.500	17.700	6.000	17.500
28047	28052	233.00	228.10	197.600	-0.100	-191.500	17.700	6.000	17.500
28047	28050	233.00	232.90	-62.300	4.900	63.000	-16.000	0.700	-11.100
28047	28049	233.00	232.40	39.100	19.200	-39.000	-21.000	0.100	-1.800
28047	28048	233.00	233.30	-65.900	-3.500	66.000	2.000	0.100	-1.500
28047	29190	233.00	15.90	-129.600	6.600	130.000	5.500	0.400	12.100
28047	28051	233.00	231.70	-11.600	-2.100	12.000	-17.000	0.400	-19.100
28052	28071	228.10	229.50	143.400	-32.900	-141.200	34.600	2.200	1.700
28052	28071	228.10	229.50	143.400	-32.900	-141.200	34.600	2.200	1.700
28052	28054	228.10	228.80	-10.900	-12.400	11.000	8.000	0.100	-4.400
28052	28053	228.10	226.80	26.100	15.800	-26.000	-20.000	0.100	-4.200
28055	28057	225.90	225.70	-18.700	1.600	18.800	-8.400	0.200	-6.800
28055	28056	225.90	225.80	-0.300	0.800	0.300	-4.100	0.100	-3.300
28055	28007	225.90	402.60	-174.700	-102.700	175.200	116.300	0.500	13.600
28055	28007	225.90	402.60	-174.700	-102.700	175.200	116.300	0.500	13.600
28055	28060	225.90	225.70	-15.700	0.200	15.900	-8.500	0.200	-8.300
28055	28058	225.90	225.70	-19.000	1.800	19.100	-8.600	0.200	-6.800
28056	28060	225.80	225.70	-15.300	-0.900	15.500	-7.500	0.200	-8.400
28057	28060	225.70	225.70	-0.100	2.100	0.100	-3.500	0.000	-1.400
28057	28058	225.70	225.70	-65.300	28.100	65.300	-28.100	0.000	0.000
28057	28902	225.70	227.30	46.600	-21.800	-45.900	7.100	0.700	-14.800
28058	28061	225.70	224.20	-42.900	15.500	43.300	-23.600	0.400	-8.100
28058	28060	225.70	225.70	1.500	1.100	-1.400	-2.500	0.000	-1.400
28062	28063	229.90	229.70	99.300	-17.100	-98.700	14.600	0.700	-2.500
28063	28064	229.70	231.20	83.700	-55.600	-83.300	54.200	0.300	-1.400
28064	28065	231.20	233.60	75.300	-46.200	-74.800	42.300	0.600	-3.900
28065	28068	233.60	234.50	65.800	-30.500	-65.600	27.600	0.200	-2.900
28065	28066	233.60	234.00	85.200	-29.800	-84.900	28.300	0.200	-1.500
28065	28914	233.60	233.70	-79.200	0.000	79.800	-7.200	0.500	-7.200
28066	28068	234.00	234.50	16.500	-18.100	-16.400	15.400	0.100	-2.800
28066	28067	234.00	234.50	16.500	-18.200	-16.400	15.400	0.100	-2.800
28067	29260	234.50	16.10	-149.500	-1.800	150.000	12.300	0.500	10.500
28067	28003	234.50	410.60	119.900	-44.600	-119.500	51.300	0.400	6.800
28067	28071	234.50	229.50	48.500	4.900	-47.800	-21.800	0.800	-16.900
28067	28068	234.50	234.50	-2.500	26.100	2.500	-26.100	0.000	0.000
28068	28003	234.50	410.60	119.900	-44.600	-119.500	51.400	0.400	6.800
28068	29169	234.50	16.10	-149.500	-1.800	150.000	12.300	0.500	10.500
28068	28097	234.50	228.40	62.100	22.400	-61.300	-32.100	0.800	-9.600
28069	28071	231.50	229.50	-98.100	35.600	99.000	-38.900	0.900	-3.300

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]
28069	28008	231.50	408.20	86.500	-72.000	-86.100	77.900	0.400	5.900
28069	28070	231.50	229.60	-47.400	23.400	47.700	-30.300	0.400	-6.900
28070	28071	229.60	229.50	-107.700	20.300	108.200	-21.600	0.400	-1.300
28073	29051	228.60	228.60	-113.000	-62.000	113.000	62.000	0.000	0.000
28073	28905	228.60	228.40	44.700	-10.200	-44.300	1.500	0.400	-8.700
28073	28079	228.60	232.10	-157.700	-51.800	158.700	53.600	1.000	1.700
28074	28021	230.40	411.90	-47.400	75.700	47.800	-71.200	0.300	4.500
28074	28021	230.40	411.90	-48.300	-123.700	48.600	131.000	0.400	7.300
28074	29219	230.40	15.80	-159.500	7.300	160.000	8.200	0.500	15.500
28074	28075	230.40	227.30	179.200	30.700	-177.900	-27.300	1.300	3.500
28075	28076	227.30	226.80	140.900	16.300	-140.500	-16.100	0.400	0.100
28077	28024	231.00	406.80	-184.100	-58.300	184.600	70.500	0.500	12.200
28077	28012	231.00	232.70	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
28077	28081	231.00	232.20	18.100	-20.200	-17.500	-7.700	0.600	-27.900
28077	28078	231.00	229.00	53.600	0.200	-53.100	-10.300	0.500	-10.000
28078	28083	229.00	228.50	37.100	-0.700	-37.000	-3.800	0.100	-4.500
28079	28011	232.10	405.50	-128.100	-29.500	128.500	36.500	0.400	7.100
28079	28011	232.10	405.50	-128.100	-29.500	128.500	36.500	0.400	7.100
28079	29137	232.10	14.10	-79.700	-14.200	80.000	20.200	0.300	6.000
28079	29051	232.10	228.60	158.600	53.600	-157.700	-51.800	1.000	1.700
28079	28935	232.10	231.80	89.200	14.800	-89.100	-15.400	0.100	-0.500
28079	28901	232.10	230.10	29.200	5.400	-28.900	-15.600	0.300	-10.200
28079	29136	232.10	14.10	-79.700	-14.200	80.000	20.200	0.300	6.000
28080	28081	231.80	232.20	1.200	-9.000	-1.000	-2.100	0.200	-11.100
28081	28082	232.20	228.50	28.500	4.800	-28.100	-21.000	0.500	-16.200
28082	28950	228.50	228.70	-23.900	-8.000	24.100	-9.900	0.200	-17.900
28083	28084	228.50	227.40	20.000	0.800	-19.800	-10.100	0.200	-9.300
28084	28085	227.40	228.10	-28.200	-4.900	28.500	-5.700	0.300	-10.600
28085	28086	228.10	228.60	-60.500	-1.300	60.700	-1.900	0.200	-3.200
28086	28087	228.60	229.70	-91.900	-14.300	92.400	10.200	0.500	-4.200
28086	28087	228.60	229.70	-81.900	-5.800	82.500	3.200	0.600	-2.600
28087	29160	229.70	15.80	-149.500	-3.100	150.000	14.100	0.500	11.000
28087	29159	229.70	15.80	-149.500	-3.100	150.000	14.100	0.500	11.000
28087	28093	229.70	232.30	80.800	-29.500	-79.100	15.200	1.700	-14.200
28087	28088	229.70	226.50	80.100	9.300	-79.400	-15.100	0.800	-5.800
28087	28036	229.70	415.20	-68.800	27.000	69.100	-23.100	0.300	4.000
28088	28089	226.50	226.30	20.400	-4.900	-20.200	-2.400	0.200	-7.400
28089	28097	226.30	228.40	-126.200	8.300	128.500	-9.400	2.300	-1.100
28089	28091	226.30	225.60	118.000	-14.000	-116.600	12.200	1.400	-1.800
28089	28090	226.30	227.20	-59.600	-9.900	59.800	7.100	0.200	-2.900
28090	29164	227.20	15.80	-59.800	-7.100	60.000	12.700	0.200	5.600
28091	28093	225.60	232.30	-40.300	-60.000	40.800	53.900	0.500	-6.100
28091	28092	225.60	224.10	60.900	17.800	-60.700	-20.700	0.200	-2.900
28093	28094	232.30	235.70	-37.400	-54.500	37.600	50.500	0.300	-4.000
28093	28094	232.30	235.70	-37.400	-54.500	37.600	50.500	0.300	-4.000
28094	28095	235.70	234.50	52.200	9.400	-52.000	-14.000	0.200	-4.600
28094	28039	235.70	410.50	-127.500	-110.400	127.900	120.600	0.400	10.100
28096	10	414.00	410.70	-26.400	-1.700	27.800	-70.600	1.400	-72.300
28097	28099	228.40	229.70	-59.300	-6.100	59.800	-0.700	0.400	-6.800
28097	28098	228.40	229.90	-100.900	-2.400	101.600	-0.600	0.700	-3.000
28098	29173	229.90	15.80	-50.800	0.300	51.000	3.700	0.200	4.000
28098	29172	229.90	15.80	-50.800	0.300	51.000	3.700	0.200	4.000
28099	29170	229.70	15.80	-59.800	0.700	60.000	4.700	0.200	5.400

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]
28100	28034	236.60	414.10	116.300	-43.900	-115.900	50.400	0.400	6.500
28100	28034	236.60	414.10	116.300	-43.900	-115.900	50.400	0.400	6.500
28855	28935	229.50	231.80	-65.000	-16.000	65.400	10.000	0.400	-6.000
28901	28935	230.10	231.80	-23.500	-14.800	23.700	5.300	0.200	-9.500
28901	28902	230.10	227.30	5.400	12.400	-5.100	-24.100	0.300	-11.700
28905	29051	228.40	228.60	-44.400	1.400	44.700	-10.200	0.400	-8.700
28905	28911	228.40	224.80	40.000	29.600	-39.700	-35.700	0.300	-6.100
28905	28910	228.40	230.40	-50.200	-17.400	50.500	11.000	0.300	-6.300
28905	28906	228.40	227.60	67.700	4.500	-67.300	-10.100	0.500	-5.600
28905	28904	228.40	404.10	-156.900	-76.600	157.300	87.200	0.400	10.600
28906	28907	227.60	226.00	67.300	10.100	-67.000	-18.000	0.300	-7.900
28910	28913	230.40	230.50	0.000	-2.300	0.000	0.000	0.000	-2.300
28911	28912	224.80	224.80	0.000	-2.100	0.000	0.000	0.000	-2.100
28914	29162	233.70	15.90	-79.800	7.200	80.000	-1.800	0.200	5.400
28973	29252	408.90	24.50	-346.300	36.700	347.500	10.200	1.200	46.900
28973	29252	408.90	24.50	-346.300	36.700	347.500	10.200	1.200	46.900
28973	29218	408.90	24.50	-346.300	36.700	347.500	10.200	1.200	46.900
28973	29218	408.90	24.50	-346.300	36.700	347.500	10.200	1.200	46.900
28973	28974	408.90	408.50	92.200	14.000	-92.000	-27.000	0.200	-13.000
								172	-2148.1

A3.2. SEN, regim extins maximal, anul 2034

Tabelul 8.4.10. 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.]
28016	28973	400.00	400.00	0.001	0.013	0.006	0.406
28022	28024	400.00	400.00	0.003	0.028	0.013	0.749
28025	28077	220.00	220.00	0.004	0.038	0.005	0.094
28025	28077	220.00	220.00	0.004	0.038	0.005	0.094
28025	28950	220.00	220.00	0.004	0.040	0.006	0.098
28025	28950	220.00	220.00	0.004	0.040	0.006	0.098
28025	28950	220.00	220.00	0.004	0.040	0.006	0.098
28025	28077	220.00	220.00	0.004	0.038	0.005	0.094
28031	29323	400.00	400.00	0.003	0.025	0.011	0.675
28045	28062	220.00	220.00	0.003	0.017	0.000	0.026
28045	28061	220.00	220.00	0.011	0.058	0.002	0.090
28047	28052	220.00	220.00	0.004	0.025	0.114	0.631
28052	28071	220.00	220.00	0.005	0.031	0.004	0.197
28052	28071	220.00	220.00	0.005	0.031	0.004	0.197
28052	28054	220.00	220.00	0.004	0.026	0.001	0.041
28052	28053	220.00	220.00	0.004	0.026	0.001	0.041
28052	29269	220.00	220.00	0.006	0.035	0.159	0.884
28052	28071	220.00	220.00	0.005	0.031	0.004	0.197
28055	28058	220.00	220.00	0.008	0.042	0.001	0.066
28058	28061	220.00	220.00	0.011	0.058	0.002	0.089
28062	28063	220.00	220.00	0.006	0.033	0.001	0.051
28063	28064	220.00	220.00	0.003	0.017	0.000	0.027
28064	28065	220.00	220.00	0.007	0.038	0.001	0.058
28068	28071	220.00	220.00	0.018	0.112	0.003	0.174
28069	28071	220.00	220.00	0.008	0.046	0.001	0.072

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
28069	28071	220.00	220.00	0.008	0.046	0.001	0.072
28069	28071	220.00	220.00	0.008	0.046	0.001	0.072
28069	28070	220.00	220.00	0.008	0.047	0.001	0.074
28069	28070	220.00	220.00	0.008	0.047	0.001	0.074
28069	28070	220.00	220.00	0.008	0.047	0.001	0.074
28070	28071	220.00	220.00	0.003	0.021	0.001	0.033
28070	28071	220.00	220.00	0.003	0.021	0.001	0.033
28070	28071	220.00	220.00	0.003	0.021	0.001	0.033
28077	28078	220.00	220.00	0.011	0.070	0.002	0.109
28078	28083	220.00	220.00	0.005	0.029	0.001	0.045
28082	28950	220.00	220.00	0.007	0.069	0.002	0.169
28082	28950	220.00	220.00	0.007	0.069	0.002	0.169
28082	28950	220.00	220.00	0.007	0.069	0.002	0.169
28083	28084	220.00	220.00	0.010	0.058	0.002	0.089
28084	28085	220.00	220.00	0.012	0.067	0.002	0.104
28085	28086	220.00	220.00	0.004	0.024	0.001	0.037
28086	28087	220.00	220.00	0.005	0.025	0.003	0.039
28086	28087	220.00	220.00	0.005	0.025	0.003	0.039
28905	28906	220.00	220.00	0.003	0.026	0.004	0.062
28905	28906	220.00	220.00	0.003	0.026	0.004	0.062
28905	28906	220.00	220.00	0.003	0.026	0.004	0.062
28906	28907	220.00	220.00	0.004	0.037	0.001	0.090
28906	28907	220.00	220.00	0.004	0.037	0.001	0.090
28906	28907	220.00	220.00	0.004	0.037	0.001	0.090
29253	28082	220.00	220.00	0.034	0.207	0.006	0.327
29253	28082	220.00	220.00	0.034	0.207	0.006	0.327
29253	28082	220.00	220.00	0.034	0.207	0.006	0.327
29253	28082	220.00	220.00	0.034	0.207	0.006	0.327
29323	28016	400.00	400.00	0.002	0.021	0.010	0.563

Tabelul 8.4.11. 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.]
28022	29328	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	0.950	1.050
28061	29286	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	0.900	1.200
28061	29286	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	0.900	1.200
29286	29288	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	0.950	1.050
29286	29287	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	0.950	1.050
28021	29331	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	0.950	1.050
28047	28004	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	0.900	1.200
28045	28002	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	0.900	1.200
29253	28037	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	0.900	1.200
28021	29332	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	0.950	1.050
28907	29323	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	0.900	1.200
28012	29311	220.00	15.75	0.001	0.043	0.001	-0.010	1.000	1.100
28046	28004	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	0.900	1.200
28904	29326	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	0.950	1.050
28904	29327	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	0.950	1.050
28022	29329	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	0.950	1.050
28021	29333	400.00	24.00	0.001	0.039	0.003	-0.016	0.950	1.050
28077	29302	220.00	15.75	0.001	0.043	0.001	-0.010	1.000	1.100
28069	28008	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	0.900	1.200
29253	28037	220.00	400.00	0.000	0.025	0.003	-0.025	0.900	1.200

Tabelul 8.4.12. Date și rezultate noduri, sistem extins maximal

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]
BEKES_400	10	PQ	400.00	580.000	30.000	1.015	406.07	-39.070	580.780	-30.000
XDO_IS11_400	21	PQ	400.00	250.000	50.000	1.040	416.09	-18.400	254.950	-50.000
XKO_TI11_400	22	PQ	400.00	350.000	60.000	1.036	414.53	-12.700	355.110	-60.000
XKO_TI12_400	23	PQ	400.00	350.000	60.000	1.036	414.53	-12.700	355.110	-60.000
XSA_AR11_400	75	PQ	400.00	470.000	30.000	1.011	404.41	-35.700	470.960	-30.000
XRO_MU11_400	84	PQ	400.00	300.000	50.000	1.015	406.09	-40.100	304.140	-50.000
XPF_DJ11_400	85	PQ	400.00	80.000	20.000	1.048	419.17	-10.260	82.460	-20.000
XVA_IS11_400	181	PQ	400.00	250.000	50.000	1.043	417.22	-18.370	254.950	-50.000
TANTAREN_400	28001	PQ	400.00	0.000	0.000	1.050	419.87	-9.420	0.000	0.000
URECHESI_400	28002	PQ	400.00	0.000	0.000	1.050	420.14	-7.150	0.000	0.000
MINTIA_400	28003	PQ	400.00	0.000	0.000	1.047	418.87	-25.070	0.000	0.000
P.D.FIE_400	28004	PU	400.00	0.000	0.000	1.048	419.20	-10.250	300.070	6.650
DRAGANES_400	28006	PQ	400.00	45.000	24.000	1.029	411.77	-13.070	51.000	-24.000
SLATINA_400	28007	PQ	400.00	0.000	0.000	1.031	412.22	-12.920	0.000	0.000
ARAD_400	28008	PQ	400.00	33.000	5.000	1.019	407.57	-32.780	33.380	-5.000
DOMNEȘTI_400	28010	PQ	400.00	130.000	100.000	1.038	415.28	-14.000	164.010	-100.000
BUC.S_400	28011	PQ	400.00	0.000	0.000	1.037	414.66	-14.240	0.000	0.000
GUTINAS2_220	28012	PQ	220.00	125.000	65.000	1.076	236.68	-24.180	140.890	-65.000
PELICANU_400	28015	PQ	400.00	300.000	140.000	1.031	412.30	-13.370	331.060	-140.000
GR.IAL_400	28016	PQ	400.00	130.000	75.000	1.047	418.92	-11.430	150.080	-75.000
CONSTAN_400	28017	PU	400.00	100.000	60.000	1.048	419.20	-10.220	255.720	-53.800
TULCEA_400	28019	PQ	400.00	362.000	160.000	1.042	416.87	-14.500	295.190	-136.000
ISACCEA_400	28020	PQ	400.00	0.000	0.000	1.048	419.21	-14.760	0.000	0.000
L.SARAT_400	28021	PQ	400.00	0.000	0.000	1.049	419.55	-12.570	0.000	0.000
SMIRDAN_400	28022	PQ	400.00	210.000	110.000	1.048	419.30	-14.350	237.070	-110.000
FOCSANI_220	28023	PQ	220.00	100.000	45.000	1.043	229.45	-23.040	109.660	-45.000
GUTINAS_400	28024	PQ	400.00	0.000	0.000	1.042	416.79	-19.360	0.000	0.000
BACAU_220	28025	PQ	220.00	25.000	20.000	1.070	235.51	-26.850	32.020	-20.000
BRASOV_400	28031	PQ	400.00	270.000	80.000	1.042	416.85	-18.770	281.600	-80.000
DIRȘTE_400	28032	PQ	400.00	130.000	40.000	1.041	416.51	-18.500	136.010	-40.000
BRADU_400	28033	PQ	400.00	0.000	0.000	1.038	415.10	-15.250	0.000	0.000
SIBIU_400	28034	PQ	400.00	0.000	0.000	1.046	418.48	-22.880	0.000	0.000
IERNUT_400	28036	PQ	400.00	0.000	0.000	1.039	415.47	-29.770	0.000	0.000
GADALIN_400	28037	PQ	400.00	0.000	0.000	1.033	413.32	-33.140	0.000	0.000
CLUJ E_400	28038	PQ	400.00	106.000	26.000	1.032	412.83	-33.360	109.140	-26.000
ROȘIORI_400	28039	PQ	400.00	0.000	0.000	1.021	408.47	-38.770	0.000	0.000
LOTRU_220	28040	PQ	220.00	0.000	0.000	1.079	237.38	-16.690	0.000	0.000
AREF_220	28041	PQ	220.00	38.000	10.000	1.081	237.73	-13.090	39.290	-10.000
RIURENI_220	28042	PQ	220.00	0.000	0.000	1.082	237.93	-12.280	60.830	-10.000
STUPARE_220	28043	PQ	220.00	0.000	0.000	1.081	237.90	-12.380	110.450	-10.000
BRADU_220	28044	PQ	220.00	20.000	12.000	1.075	236.47	-16.310	23.320	-12.000
URECHESI_220	28045	PQ	220.00	67.000	82.000	1.083	238.27	-10.560	105.890	-82.000
P.D.F.B_220	28046	PQ	220.00	0.000	0.000	1.088	239.37	-11.290	0.000	0.000
P.D.F.A_220	28047	PQ	220.00	0.000	0.000	1.088	239.37	-11.290	0.000	0.000
TR.SEV_220	28048	PQ	220.00	0.000	0.000	1.089	239.63	-10.940	66.000	0.000
TR.SEV_220	28049	PQ	220.00	49.000	27.000	1.085	238.61	-11.530	55.950	-27.000
CETATE1_220	28050	PQ	220.00	0.000	0.000	1.088	239.42	-7.410	101.980	-20.000
CALAFAT_220	28051	PQ	220.00	15.000	6.000	1.090	239.73	-12.130	16.160	-6.000
RESITA_220	28052	PQ	220.00	128.000	37.000	1.063	233.93	-22.700	176.150	38.000
IAZ 2_220	28053	PQ	220.00	33.000	25.000	1.075	236.48	-21.000	271.640	50.000
IAZ 1_220	28054	PQ	220.00	80.000	9.000	1.065	234.20	-22.740	7.810	6.000
SLATINA_220	28055	PQ	220.00	600.000	300.000	1.039	228.63	-15.880	670.820	-300.000
GRADIST_220	28056	PQ	220.00	22.000	8.000	1.041	229.04	-15.820	23.410	-8.000

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVar]
CRAIOV A_220	28057	PQ	220.00	0.000	0.000	1.050	230.96	-14.950	0.000	0.000
CRAIOV B_220	28058	PQ	220.00	0.000	0.000	1.050	230.97	-14.940	0.000	0.000
ISALNI A_220	28060	PQ	220.00	0.000	0.000	1.049	230.74	-15.070	0.000	0.000
SARDANE_220	28061	PQ	220.00	40.000	40.000	1.077	237.01	-11.150	56.570	-40.000
TG.JIU_220	28062	PQ	220.00	0.000	0.000	1.083	238.19	-12.240	0.000	0.000
PAROSEN_220	28063	PQ	220.00	106.000	40.000	1.082	238.10	-15.560	6.000	0.000
BARU M_220	28064	PQ	220.00	32.000	5.000	1.083	238.23	-17.300	32.390	-5.000
HAJD OT_220	28065	PQ	220.00	50.000	10.000	1.087	239.21	-20.740	50.990	-10.000
PESTIS_220	28066	PQ	220.00	65.000	10.000	1.089	239.58	-22.170	65.760	-10.000
MINTIA A_220	28067	PQ	220.00	0.000	0.000	1.092	240.13	-22.740	0.000	0.000
MINTIA B_220	28068	PQ	220.00	59.000	9.000	1.092	240.13	-22.740	59.680	-9.000
ARAD_220	28069	PQ	220.00	74.000	16.000	1.054	231.79	-28.460	75.710	-16.000
SACALAZ_220	28070	PQ	220.00	70.000	12.000	1.058	232.74	-26.860	71.020	-12.000
TIMIS_220	28071	PQ	220.00	154.000	21.000	1.060	233.23	-25.950	155.430	-21.000
FUNDENI_220	28073	PQ	220.00	340.000	180.000	1.045	229.82	-18.490	384.710	-180.000
L.SARAT_220	28074	PQ	220.00	110.000	30.000	1.080	237.67	-13.950	114.020	-30.000
FILESTI_220	28075	PQ	220.00	55.000	20.000	1.055	232.10	-17.370	58.520	-20.000
BARBOSI_220	28076	PQ	220.00	95.000	45.000	1.051	231.18	-18.030	105.120	-45.000
GUTINAS_220	28077	PQ	220.00	95.000	55.000	1.076	236.68	-24.180	109.770	-55.000
DUMBRAVA_220	28078	PQ	220.00	23.000	15.000	1.075	236.48	-27.500	27.460	-15.000
BUC.SB_220	28079	PQ	220.00	0.000	0.000	1.062	233.60	-16.710	0.000	0.000
MUNTENI_220	28080	PU	220.00	63.000	22.000	1.070	235.40	-26.930	23.450	-23.260
FAI_220	28081	PQ	220.00	0.000	0.000	1.073	236.05	-28.640	0.000	0.000
SUCEAVA_220	28082	PQ	220.00	615.000	140.000	1.056	232.27	-33.910	630.730	-140.000
STEJARU_220	28083	PQ	220.00	25.000	5.000	1.076	236.65	-28.710	25.500	-5.000
GHEORGH_220	28084	PQ	220.00	75.000	25.000	1.076	236.71	-30.730	79.060	-25.000
FINTINE_220	28085	PQ	220.00	45.000	15.000	1.082	238.12	-31.830	47.430	-15.000
UNGHENI_220	28086	PQ	220.00	141.000	27.000	1.085	238.81	-31.950	143.560	-27.000
IERNUT_220	28087	PQ	220.00	142.000	20.000	1.089	239.60	-31.600	143.400	-20.000
CUPT.C.T_220	28088	PQ	220.00	74.000	25.000	1.062	233.63	-33.750	78.110	-25.000
CLUJ FL_220	28089	PQ	220.00	88.000	18.000	1.053	231.67	-33.920	89.820	-18.000
MARISEL_220	28090	PQ	220.00	0.000	0.000	1.058	232.72	-33.270	0.000	0.000
TIHAU_220	28091	PQ	220.00	34.740	11.700	1.036	227.93	-38.430	36.660	-11.700
SALAJ_220	28092	PQ	220.00	60.660	20.700	1.030	226.49	-39.140	64.090	-20.700
BATA M_220	28093	PQ	220.00	191.000	42.000	1.042	229.20	-39.910	195.560	-42.000
ROSTORI_220	28094	PQ	220.00	0.000	0.000	1.047	230.32	-39.860	0.000	0.000
VETIS_220	28095	PQ	220.00	65.000	18.000	1.039	228.63	-40.850	67.450	-18.000
ORADEA_400	28096	PQ	400.00	99.000	23.000	1.027	410.79	-39.360	49.090	-3.000
AL.JL_220	28097	PQ	220.00	93.000	50.000	1.068	234.98	-26.630	105.590	-50.000
SUGAG_220	28098	PQ	220.00	0.000	0.000	1.079	237.43	-24.470	0.000	0.000
GILCEAG_220	28099	PQ	220.00	0.000	0.000	1.077	236.95	-25.440	0.000	0.000
SIBIU_220	28100	PQ	220.00	124.000	47.000	1.056	232.28	-21.870	132.610	-47.000
MOSTIST_220	28855	PQ	220.00	95.000	25.000	1.043	229.36	-19.220	98.230	-25.000
PIT S_220	28900	PQ	220.00	2.000	1.000	1.075	236.46	-16.310	2.240	-1.000
GHIZDARU_220	28901	PQ	220.00	70.000	28.000	1.050	230.90	-18.070	75.390	-28.000
TR. MAG_220	28902	PQ	220.00	75.000	26.000	1.039	228.65	-18.420	79.380	-26.000
BRAZI_400	28904	PQ	400.00	0.000	0.000	1.040	415.95	-14.460	0.000	0.000
BRAZI A_220	28905	PQ	220.00	300.000	80.000	1.061	233.41	-18.640	310.480	-80.000
TELEAJEN_220	28906	PQ	220.00	0.000	0.000	1.065	234.38	-18.430	0.000	0.000
STILPU_220	28907	PQ	220.00	100.000	30.000	1.069	235.13	-18.120	104.400	-30.000
TIRGO 22_220	28910	PQ	220.00	40.000	10.000	1.066	234.44	-17.940	41.230	-10.000
TIRGOVI_220	28911	PQ	220.00	300.000	130.000	1.029	226.30	-20.750	326.960	-130.000
R.MARE_220	28914	PQ	220.00	0.000	0.000	1.089	239.68	-19.770	0.000	0.000
RAC.MOST_220	28935	PQ	220.00	0.000	0.000	1.059	233.07	-17.040	0.000	0.000

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVar]
ROMAN_220	28950	PQ	220.00	30.000	22.000	1.065	234.37	-29.530	37.200	-22.000
CERNAV_400	28973	PQ	400.00	100.000	20.000	1.048	419.23	-9.520	101.980	-20.000
MEDGID_400	28974	PQ	400.00	140.000	40.000	1.048	419.24	-9.450	36.400	-10.000
FUNDENI_220	29051	PQ	220.00	0.000	0.000	1.045	229.82	-18.490	0.000	0.000
TURCENI1_24	29110	PU	24.00	0.000	0.000	1.060	25.44	-3.810	282.420	36.910
TURCENI3_24	29112	PU	24.00	0.000	0.000	1.060	25.44	-3.810	282.420	36.910
TURCENI4_24	29113	Slack	24.00	0.000	0.000	1.060	25.44	-6.640	142.320	29.480
TURCENI5_24	29114	PU	24.00	0.000	0.000	1.060	25.44	-3.810	282.420	36.910
ROVIN 5_24	29119	PU	24.00	0.000	0.000	1.052	25.25	-1.480	280.320	13.440
ROVIN 3_24	29121	PU	24.00	0.000	0.000	1.052	25.25	-1.480	280.320	13.440
AREFU 1_10	29125	PU	10.50	0.000	0.000	1.040	10.92	-8.800	50.280	5.260
AREFU 4_10	29128	PU	10.50	0.000	0.000	1.040	10.92	-8.800	50.280	5.260
BUC.S 5_13	29136	PU	13.80	0.000	0.000	1.040	14.35	-13.290	88.680	38.260
BUC.S 6_13	29137	PU	13.80	0.000	0.000	1.040	14.35	-13.290	88.680	38.260
IERNUT 5_15	29159	PU	15.75	0.000	0.000	1.075	16.93	-27.710	198.480	93.640
IERNUT 6_15	29160	PU	15.75	0.000	0.000	1.075	16.93	-27.710	198.480	93.640
RETEZAT1_15	29162	PU	15.75	0.000	0.000	1.040	16.38	-16.970	80.140	4.690
MARISEL1_15	29164	PU	15.75	0.000	0.000	1.030	16.22	-28.680	62.450	17.320
MINTIA 5_15	29169	PU	15.75	0.000	0.000	1.085	17.09	-19.180	200.580	114.050
GALCEAG1_15	29170	PU	15.75	0.000	0.000	1.040	16.38	-21.710	51.170	10.870
SUGAG 1_15	29172	PU	15.75	0.000	0.000	1.040	16.38	-20.370	55.810	9.490
SUGAG 2_15	29173	PU	15.75	0.000	0.000	1.040	16.38	-20.370	55.810	9.490
P.D.F 1_15	29189	PU	15.75	0.000	0.000	1.050	16.54	-6.190	152.320	26.490
P.D.F 2_15	29190	PU	15.75	0.000	0.000	1.050	16.54	-6.190	152.320	26.490
P.D.F 3_15	29191	PU	15.75	0.000	0.000	1.050	16.54	-6.180	152.320	26.490
P.D.F 4_15	29192	PU	15.75	0.000	0.000	1.050	16.54	-6.180	152.320	26.490
P.D.F 5_15	29193	PU	15.75	0.000	0.000	1.050	16.54	-6.180	152.320	26.490
CERNAV.1_24	29218	PU	24.00	0.000	0.000	1.050	25.20	-2.460	696.190	40.730
BRAILA 1_15	29219	PU	15.75	0.000	0.000	1.060	16.70	-8.660	190.730	63.080
LOTRU 1_15	29232	PU	15.75	0.000	0.000	1.040	16.38	-11.730	141.910	23.170
LOTRU 2_15	29233	PU	15.75	0.000	0.000	1.040	16.38	-11.730	141.910	23.170
ROVIN 4_24	29238	PU	24.00	0.000	0.000	1.052	25.25	-1.480	280.320	13.440
P.D.F.6_15	29250	PU	15.75	0.000	0.000	1.050	16.54	-6.190	152.320	26.490
CERNAV.2_24	29252	PU	24.00	0.000	0.000	1.050	25.20	-2.460	696.190	40.730
GADALIN_220	29253	PQ	220.00	45.000	15.000	1.075	236.42	-33.580	47.430	-15.000
MINTIA 3_15	29260	PU	15.75	0.000	0.000	1.085	17.09	-19.180	200.580	114.050
ROVIN 6_24	29263	PU	24.00	0.000	0.000	1.052	25.25	-1.480	280.320	13.440
XRS_PA11_220	29269	PQ	220.00	450.000	60.000	1.021	224.66	-31.160	453.980	-60.000
XRS_PA12_220	29272	PQ	220.00	450.000	60.000	1.021	224.66	-31.160	453.980	-60.000
SARDANESTI_400	29286	PQ	400.00	0.000	0.000	1.048	419.21	-9.370	0.000	0.000
SARDA1_24	29287	PU	24.00	0.000	0.000	1.055	25.32	-3.720	281.380	27.830
SARDA2_24	29288	PU	24.00	0.000	0.000	1.055	25.32	-3.720	281.380	27.830
BORZESTI1_15	29302	PU	15.75	0.000	0.000	1.050	16.54	-20.170	185.870	62.640
BORZESTI2_15	29311	PU	15.75	0.000	0.000	1.050	16.54	-20.170	185.870	62.640
STALPU_400	29323	PQ	400.00	0.000	0.000	1.042	416.98	-15.810	0.000	0.000
BRAZI V1_24	29326	PU	24.00	0.000	0.000	1.060	25.44	-8.800	287.140	63.640
BRAZI V2_24	29327	PU	24.00	0.000	0.000	1.060	25.44	-8.800	287.140	63.640
SMIRDAN1_24	29328	PU	24.00	0.000	0.000	1.060	25.44	-8.730	282.950	40.770
SMIRDAN2_24	29329	PU	24.00	0.000	0.000	1.060	25.44	-8.730	282.950	40.770
LacSar1_24	29331	PU	24.00	0.000	0.000	1.055	25.32	-6.920	281.160	25.530
LacSar2_24	29332	PU	24.00	0.000	0.000	1.055	25.32	-6.920	281.160	25.530
LacSar3_24	29333	PU	24.00	0.000	0.000	1.055	25.32	-6.920	281.160	25.530
Rovin 2_24	29334	PU	24.00	0.000	0.000	1.052	25.25	-1.480	280.320	13.440
TURCENI2_24	29335	PU	24.00	0.000	0.000	1.060	25.44	-3.810	282.420	36.910

Tabelul 8.4.13. Date generatoare, sistem extins maximal

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]
P.D.FIE_400	28004	300.00	6.65	1.048	0.00	500.00	-125.00	75.00
CONSTAN_400	28017	350.00	6.20	1.048	60.00	600.00	-150.00	90.00
TULCEA_400	28019	100.00	24.00	1.050	16.00	160.00	-40.00	24.00
RIURENI_220	28042	60.00	-10.00	1.050	60.00	60.00	-10.00	-10.00
STUPARE_220	28043	110.00	-10.00	1.050	110.00	110.00	-10.00	-10.00
TR.SEV_220	28048	66.00	0.00	1.050	66.00	66.00	0.00	0.00
CETATE1_220	28050	100.00	-20.00	1.050	100.00	100.00	-20.00	-10.00
RESITA_220	28052	300.00	75.00	1.070	0.00	500.00	-125.00	75.00
IAZ_2_220	28053	300.00	75.00	1.080	0.00	500.00	-125.00	75.00
IAZ_1_220	28054	75.00	15.00	1.040	75.00	75.00	15.00	15.00
PAROSEN_220	28063	100.00	40.00	1.050	100.00	100.00	40.00	40.00
MUNTENI_220	28080	60.00	-1.26	1.070	10.00	100.00	-25.00	15.00
ORADEA_400	28096	50.00	20.00	1.050	50.00	50.00	20.00	20.00
MEDGID_400	28974	175.00	30.00	1.050	20.00	200.00	-50.00	30.00
TURCENI1_24	29110	280.00	36.91	1.060	160.00	300.00	0.00	204.00
TURCENI3_24	29112	280.00	36.91	1.060	160.00	300.00	0.00	204.00
TURCENI4_24	29113	139.24	29.48	1.060	0.00	300.00	0.00	204.00
TURCENI5_24	29114	280.00	36.91	1.060	160.00	300.00	0.00	204.00
ROVIN_5_24	29119	280.00	13.44	1.052	160.00	300.00	0.00	204.00
ROVIN_3_24	29121	280.00	13.44	1.052	160.00	300.00	0.00	204.00
AREFU_1_10	29125	50.00	5.26	1.040	35.00	55.00	-8.00	16.00
AREFU_4_10	29128	50.00	5.26	1.040	35.00	55.00	-8.00	16.00
BUC.S_5_13	29136	80.00	38.26	1.040	58.00	106.00	-10.00	80.00
BUC.S_6_13	29137	80.00	38.26	1.040	58.00	106.00	-10.00	80.00
IERNUT_5_15	29159	175.00	93.64	1.075	66.00	200.00	-26.00	126.00
IERNUT_6_15	29160	175.00	93.64	1.075	66.00	200.00	-26.00	126.00
RETEZAT1_15	29162	80.00	4.69	1.040	50.00	100.00	-15.00	34.00
MARISEL1_15	29164	60.00	17.32	1.030	40.00	73.50	-20.00	29.00
MINTIA_5_15	29169	165.00	114.05	1.085	100.00	190.00	-39.00	140.00
GALCEAG1_15	29170	50.00	10.87	1.040	25.00	60.00	-15.00	26.00
SUGAG_1_15	29172	55.00	9.49	1.040	25.00	65.00	-15.00	26.00
SUGAG_2_15	29173	55.00	9.49	1.040	25.00	65.00	-15.00	26.00
P.D.F_1_15	29189	150.00	26.49	1.050	80.00	190.00	-10.00	93.00
P.D.F_2_15	29190	150.00	26.49	1.050	80.00	190.00	-10.00	93.00
P.D.F_3_15	29191	150.00	26.49	1.050	80.00	190.00	-10.00	93.00
P.D.F_4_15	29192	150.00	26.49	1.050	80.00	190.00	-10.00	93.00
P.D.F_5_15	29193	150.00	26.49	1.050	80.00	190.00	-10.00	93.00
CERNAV.1_24	29218	695.00	40.73	1.050	690.00	711.00	0.00	300.00
BRAILA_1_15	29219	180.00	63.08	1.060	70.00	210.00	-10.00	90.00
LOTRU_1_15	29232	140.00	23.17	1.040	50.00	170.00	-40.00	40.00
LOTRU_2_15	29233	140.00	23.17	1.040	50.00	170.00	-40.00	40.00
ROVIN_4_24	29238	280.00	13.44	1.052	160.00	300.00	0.00	204.00
P.D.F.6_15	29250	150.00	26.49	1.050	80.00	190.00	-10.00	93.00
CERNAV.2_24	29252	695.00	40.73	1.050	690.00	711.00	0.00	300.00
MINTIA_3_15	29260	165.00	114.05	1.085	100.00	190.00	-39.00	140.00
ROVIN_6_24	29263	280.00	13.44	1.052	160.00	300.00	0.00	204.00
SARDA1_24	29287	280.00	27.83	1.055	160.00	330.00	0.00	204.00
SARDA2_24	29288	280.00	27.83	1.055	160.00	330.00	0.00	204.00
BORZESTI1_15	29302	175.00	62.64	1.050	66.00	200.00	0.00	126.00
BORZESTI2_15	29311	175.00	62.64	1.050	66.00	200.00	0.00	126.00
BRAZI_V1_24	29326	280.00	63.64	1.060	160.00	330.00	0.00	204.00
BRAZI_V2_24	29327	280.00	63.64	1.060	160.00	330.00	0.00	204.00
SMIRDAN1_24	29328	280.00	40.77	1.060	160.00	330.00	0.00	204.00
SMIRDAN2_24	29329	280.00	40.77	1.060	160.00	330.00	0.00	204.00

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]
LacSar1_24	29331	280.00	25.53	1.055	160.00	330.00	0.00	204.00
LacSar2_24	29332	280.00	25.53	1.055	160.00	330.00	0.00	204.00
LacSar3_24	29333	280.00	25.53	1.055	160.00	330.00	0.00	204.00
Rovin_2_24	29334	280.00	13.44	1.052	160.00	300.00	0.00	204.00
TURCENI2_24	29335	280.00	36.91	1.060	160.00	300.00	0.00	204.00

Tabelul 8.4.14. Circulații de puteri prin elementele de rețea, sistem extins maximal

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	28020	416.10	419.20	-250.000	-50.000	252.700	-34.000	2.700	-84.000
22	28001	414.50	419.90	-350.000	-60.000	353.300	11.700	3.300	-48.300
23	28001	414.50	419.90	-350.000	-60.000	353.300	11.700	3.300	-48.300
75	28008	404.40	407.60	-470.000	-30.000	472.800	23.600	2.800	-6.400
84	28039	406.10	408.50	-300.000	-50.000	301.100	35.400	1.100	-14.600
85	28004	419.20	419.20	-80.000	-20.000	80.000	19.600	0.000	-0.400
181	28020	417.20	419.20	-250.000	-50.000	252.400	-46.300	2.400	-96.300
28001	29335	419.90	25.40	-279.200	-7.500	280.000	36.900	0.800	29.400
28001	28002	419.90	420.10	-295.100	9.800	297.000	-41.200	1.900	-31.400
28001	29112	419.90	25.40	-279.200	-7.500	280.000	36.900	0.800	29.400
28001	29114	419.90	25.40	-279.200	-7.500	280.000	36.900	0.800	29.400
28001	28034	419.90	418.50	472.100	-66.100	-458.200	16.000	13.900	-50.100
28001	29286	419.90	419.20	-12.700	23.200	12.700	-40.000	0.000	-16.800
28001	28007	419.90	412.20	384.400	60.500	-381.000	-86.500	3.400	-26.100
28001	29110	419.90	25.40	-279.200	-7.500	280.000	36.900	0.800	29.400
28001	29113	419.90	25.40	-138.800	-20.700	139.200	29.500	0.400	8.800
28002	29238	420.10	25.20	-279.200	16.000	280.000	13.400	0.800	29.400
28002	28010	420.10	415.30	247.500	-64.800	-241.900	-60.800	5.600	-125.600
28002	28004	420.10	419.20	335.100	-37.300	-332.400	3.200	2.700	-34.100
28002	29334	420.10	25.20	-279.200	16.000	280.000	13.400	0.800	29.400
28002	29121	420.10	25.20	-279.200	16.000	280.000	13.400	0.800	29.400
28002	29119	420.10	25.20	-279.200	16.000	280.000	13.400	0.800	29.400
28002	29263	420.10	25.20	-279.200	16.000	280.000	13.400	0.800	29.400
28003	28008	418.90	407.60	505.000	42.000	-496.500	-55.500	8.400	-13.500
28003	28034	418.90	418.50	-152.500	-17.100	154.400	-56.000	1.900	-73.100
28004	28007	419.20	412.20	157.400	-5.700	-155.000	-81.800	2.400	-87.500
28006	28007	411.80	412.20	-45.000	-24.000	45.400	1.600	0.400	-22.400
28007	28011	412.20	414.70	66.600	-74.500	-64.700	-26.600	1.900	-101.100
28008	10	407.60	406.10	603.200	-35.800	-595.300	51.700	7.900	15.800
28010	28904	415.30	415.90	62.900	-38.400	-62.200	0.300	0.700	-38.100
28010	28011	415.30	414.70	49.000	-0.800	-48.500	-25.400	0.500	-26.300
28011	28016	414.70	418.90	-182.200	-56.600	184.600	-19.300	2.400	-75.800
28011	28015	414.70	412.30	-67.000	-4.000	68.300	-72.000	1.300	-75.900
28012	28080	236.70	235.40	55.700	-10.500	-54.900	-4.800	0.800	-15.400
28012	28024	236.70	416.80	-357.000	1.500	357.800	31.400	0.800	32.900
28012	29311	236.70	16.50	-174.400	-47.900	175.000	62.600	0.600	14.700
28015	28973	412.30	419.20	-368.300	-68.000	371.900	36.400	3.600	-31.600
28016	28973	418.90	419.20	-287.400	9.300	289.000	-36.500	1.600	-27.300
28016	28973	418.90	419.20	-284.200	6.100	285.900	-41.200	1.700	-35.100
28016	28973	418.90	419.20	-284.200	6.100	285.900	-41.200	1.700	-35.100
28016	28021	418.90	419.50	145.100	-46.200	-144.100	5.500	1.000	-40.700
28017	28019	419.20	416.90	336.700	-40.300	-332.700	-19.500	4.000	-59.800
28017	28973	419.20	419.20	-86.700	-13.500	87.600	-30.300	0.900	-43.800
28019	28020	416.90	419.20	70.700	-116.500	-70.300	99.700	0.400	-16.800
28020	28022	419.20	419.30	-69.500	-14.200	70.100	-24.600	0.700	-38.800
28020	28022	419.20	419.30	-69.500	-14.200	70.100	-24.600	0.700	-38.800

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]
28020	28021	419.20	419.50	-295.700	9.000	297.600	-38.900	1.900	-29.900
28021	28022	419.50	419.30	476.000	-42.900	-474.100	36.700	1.900	-6.200
28021	29332	419.50	25.30	-279.200	3.900	280.000	25.500	0.800	29.400
28021	29333	419.50	25.30	-279.200	3.900	280.000	25.500	0.800	29.400
28021	29331	419.50	25.30	-279.200	3.900	280.000	25.500	0.800	29.400
28022	29328	419.30	25.40	-279.200	-11.300	280.000	40.800	0.800	29.500
28022	28024	419.30	416.80	341.100	-37.500	-336.700	-14.800	4.400	-52.300
28022	28024	419.30	416.80	341.100	-37.500	-336.700	-14.800	4.400	-52.300
28022	29329	419.30	25.40	-279.200	-11.300	280.000	40.800	0.800	29.500
28023	28076	229.50	231.20	-120.800	10.300	123.000	-12.700	2.200	-2.400
28023	28077	229.50	236.70	20.800	-55.300	-20.200	44.300	0.600	-11.000
28024	28031	416.80	416.90	-42.300	-33.400	43.600	-40.900	1.300	-74.200
28025	28077	235.50	236.70	-139.900	-2.700	141.100	-1.600	1.200	-4.200
28025	28950	235.50	234.40	133.600	-2.300	-132.400	-2.600	1.300	-5.000
28025	28950	235.50	234.40	133.600	-2.300	-132.400	-2.600	1.300	-5.000
28025	28077	235.50	236.70	-139.900	-2.700	141.100	-1.600	1.200	-4.200
28025	28077	235.50	236.70	-139.900	-2.700	141.100	-1.600	1.200	-4.200
28025	28950	235.50	234.40	133.600	-2.300	-132.400	-2.600	1.300	-5.000
28025	28077	235.50	236.70	-139.900	-2.700	141.100	-1.600	1.200	-4.200
28025	28950	235.50	234.40	133.600	-2.300	-132.400	-2.600	1.300	-5.000
28031	28034	416.90	418.50	292.900	-73.500	-289.500	17.700	3.400	-55.800
28031	29323	416.90	417.00	-218.200	-9.700	220.600	-52.300	2.400	-62.000
28031	28033	416.90	415.10	-204.800	-3.900	207.700	-74.600	2.900	-78.500
28031	28032	416.90	416.50	-183.500	48.000	183.800	-55.000	0.200	-7.000
28032	28904	416.50	415.90	-313.800	15.000	317.200	-61.700	3.400	-46.700
28034	28036	418.50	415.50	743.100	-12.300	-733.200	49.900	9.900	37.600
28036	28037	415.50	413.30	596.800	-6.100	-592.700	10.600	4.100	4.600
28037	28038	413.30	412.80	106.200	14.900	-106.000	-26.000	0.200	-11.100
28037	28039	413.30	408.50	421.000	-7.200	-415.600	-21.500	5.400	-28.700
28039	28096	408.50	410.80	36.400	-63.400	-35.100	-13.900	1.400	-77.300
28040	29232	237.40	16.40	-139.600	-9.600	140.000	23.200	0.400	13.600
28040	29233	237.40	16.40	-139.600	-9.600	140.000	23.200	0.400	13.600
28040	28100	237.40	232.30	139.600	9.600	-137.200	-10.400	2.300	-0.800
28040	28100	237.40	232.30	139.600	9.600	-137.200	-10.400	2.300	-0.800
28041	29125	237.70	10.90	-49.600	-0.500	50.000	5.300	0.400	4.800
28041	29128	237.70	10.90	-49.600	-0.500	50.000	5.300	0.400	4.800
28041	28042	237.70	237.90	-40.000	0.700	40.200	-7.500	0.200	-6.800
28041	28044	237.70	236.50	101.100	-9.700	-100.000	3.800	1.100	-6.000
28042	28043	237.90	237.90	19.800	-2.500	-19.700	0.600	0.000	-1.900
28043	28044	237.90	236.50	129.700	-10.600	-128.100	8.400	1.600	-2.200
28044	28910	236.50	234.40	73.300	6.400	-72.800	-12.500	0.500	-6.100
28044	28911	236.50	226.30	200.700	78.700	-197.500	-68.000	3.200	10.700
28044	28033	236.50	415.10	-33.900	-54.600	34.300	58.500	0.300	3.800
28044	28033	236.50	415.10	-33.900	-54.600	34.300	58.500	0.300	3.800
28044	28900	236.50	236.50	2.000	0.000	-2.000	-1.000	0.000	-1.000
28045	28062	238.30	238.20	202.300	-29.200	-201.300	32.100	1.000	2.900
28045	28002	238.30	420.10	-257.500	-13.400	258.100	31.700	0.600	18.400
28045	28062	238.30	238.20	202.300	-29.200	-201.300	32.100	1.000	2.900
28045	28061	238.30	237.00	21.700	1.600	-21.400	-11.800	0.200	-10.200
28045	28002	238.30	420.10	-257.500	-13.400	258.100	31.700	0.600	18.400
28045	28061	238.30	237.00	21.700	1.600	-21.400	-11.800	0.200	-10.200
28046	29193	239.40	16.50	-149.500	-11.400	150.000	26.500	0.500	15.100
28046	28047	239.40	239.40	684.200	15.000	-684.200	-14.900	0.000	0.000
28046	28004	239.40	419.20	-78.500	6.400	78.900	-2.100	0.400	4.300
28046	29191	239.40	16.50	-149.500	-11.400	150.000	26.500	0.500	15.100
28046	28004	239.40	419.20	-78.500	6.400	78.900	-2.100	0.400	4.300

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]
28046	28004	239.40	419.20	-78.500	6.400	78.900	-2.100	0.400	4.300
28046	29192	239.40	16.50	-149.500	-11.400	150.000	26.500	0.500	15.100
28047	28052	239.40	233.90	230.700	2.500	-223.000	24.300	7.700	26.800
28047	28004	239.40	419.20	-78.800	6.400	79.100	-2.100	0.400	4.300
28047	28004	239.40	419.20	-78.800	6.400	79.100	-2.100	0.400	4.300
28047	29189	239.40	16.50	-149.500	-11.400	150.000	26.500	0.500	15.100
28047	29250	239.40	16.50	-149.500	-11.400	150.000	26.500	0.500	15.100
28047	29190	239.40	16.50	-149.500	-11.400	150.000	26.500	0.500	15.100
28047	28052	239.40	233.90	929.000	10.000	-886.200	97.200	42.800	107.200
28047	28052	239.40	233.90	230.700	2.500	-223.000	24.300	7.700	26.800
28047	28051	239.40	239.70	15.400	-14.200	-15.000	-6.000	0.400	-20.200
28047	28050	239.40	239.40	-98.600	12.000	100.000	-20.000	1.400	-8.000
28047	28048	239.40	239.60	-65.900	-1.700	66.000	0.000	0.100	-1.700
28047	28049	239.40	238.60	49.100	25.200	-49.000	-27.000	0.100	-1.800
28052	29272	233.90	224.70	478.900	34.600	-450.000	-60.000	28.900	-25.400
28052	28071	233.90	233.20	201.700	-27.700	-199.400	16.700	2.300	-10.900
28052	29269	233.90	224.70	478.900	34.600	-450.000	-60.000	28.900	-25.400
28052	28071	233.90	233.20	201.700	-27.700	-199.400	16.700	2.300	-10.900
28052	28071	233.90	233.20	201.700	-27.700	-199.400	16.700	2.300	-10.900
28052	28054	233.90	234.20	2.600	-7.700	-2.500	3.000	0.100	-4.700
28052	28054	233.90	234.20	2.600	-7.700	-2.500	3.000	0.100	-4.700
28052	28053	233.90	236.50	-132.700	-25.500	133.500	25.000	0.800	-0.500
28052	28053	233.90	236.50	-132.700	-25.500	133.500	25.000	0.800	-0.500
28055	28007	228.60	412.20	-211.500	-103.800	212.000	120.600	0.500	16.800
28055	28060	228.60	230.70	-32.800	-18.400	33.000	10.400	0.300	-8.100
28055	28007	228.60	412.20	-211.500	-103.800	212.000	120.600	0.500	16.800
28055	28058	228.60	231.00	-45.900	-21.200	46.200	14.900	0.300	-6.200
28055	28058	228.60	231.00	-45.900	-21.200	46.200	14.900	0.300	-6.200
28055	28057	228.60	231.00	-45.200	-21.200	45.500	15.000	0.300	-6.300
28055	28056	228.60	229.00	-7.300	-10.400	7.400	7.000	0.100	-3.400
28056	28060	229.00	230.70	-29.400	-15.000	29.600	6.600	0.200	-8.400
28057	28902	231.00	228.60	64.300	-6.700	-63.400	-7.000	0.900	-13.700
28057	28060	231.00	230.70	29.600	7.500	-29.600	-8.900	0.000	-1.400
28057	28058	231.00	231.00	-139.400	-15.800	139.400	15.800	0.000	0.000
28058	28061	231.00	237.00	-132.400	-26.200	134.300	25.600	1.900	-0.600
28058	28061	231.00	237.00	-132.400	-26.200	134.300	25.600	1.900	-0.600
28058	28060	231.00	230.70	33.100	6.800	-33.100	-8.100	0.000	-1.300
28061	29286	237.00	419.20	-132.900	-33.900	133.300	41.100	0.400	7.300
28061	29286	237.00	419.20	-132.900	-33.900	133.300	41.100	0.400	7.300
28062	28063	238.20	238.10	201.300	-32.100	-199.100	37.800	2.200	5.700
28062	28063	238.20	238.10	201.300	-32.100	-199.100	37.800	2.200	5.700
28063	28064	238.10	238.20	196.100	-37.800	-195.000	40.500	1.100	2.800
28063	28064	238.10	238.20	196.100	-37.800	-195.000	40.500	1.100	2.800
28064	28065	238.20	239.20	179.000	-43.000	-176.900	47.000	2.100	4.000
28064	28065	238.20	239.20	179.000	-43.000	-176.900	47.000	2.100	4.000
28065	28068	239.20	240.10	178.800	-48.200	-177.700	50.500	1.100	2.300
28065	28914	239.20	239.70	-79.200	-7.200	79.700	-0.500	0.600	-7.700
28065	28066	239.20	239.60	204.100	-48.700	-203.100	51.300	1.000	2.600
28066	28068	239.60	240.10	69.100	-30.600	-68.900	28.400	0.200	-2.200
28066	28067	239.60	240.10	69.100	-30.700	-68.900	28.400	0.200	-2.200
28067	28003	240.10	418.90	176.700	22.600	-176.200	-12.400	0.400	10.100
28067	29260	240.10	17.10	-164.400	-98.100	165.000	114.000	0.600	16.000
28067	28071	240.10	233.20	61.400	11.800	-60.400	-28.000	1.000	-16.200
28067	28068	240.10	240.10	-4.800	35.300	4.800	-35.300	0.000	0.000
28068	28003	240.10	418.90	176.700	22.500	-176.200	-12.400	0.400	10.100

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]
28068	29169	240.10	17.10	-164.400	-98.100	165.000	114.100	0.600	16.000
28068	28097	240.10	235.00	109.100	11.100	-107.400	-16.900	1.600	-5.800
28068	28071	240.10	233.20	61.400	11.800	-60.400	-28.000	1.000	-16.200
28069	28071	231.80	233.20	-106.000	0.700	106.900	-4.200	0.900	-3.400
28069	28071	231.80	233.20	-106.000	0.700	106.900	-4.200	0.900	-3.400
28069	28071	231.80	233.20	-106.000	0.700	106.900	-4.200	0.900	-3.400
28069	28070	231.80	232.70	-66.000	-2.000	66.400	-4.400	0.500	-6.400
28069	28070	231.80	232.70	-66.000	-2.000	66.400	-4.400	0.500	-6.400
28069	28070	231.80	232.70	-66.000	-2.000	66.400	-4.400	0.500	-6.400
28069	28070	231.80	232.70	-66.000	-2.000	66.400	-4.400	0.500	-6.400
28069	28008	231.80	407.60	306.900	-5.500	-306.300	31.400	0.700	25.900
28069	28008	231.80	407.60	306.900	-5.500	-306.300	31.400	0.700	25.900
28069	28071	231.80	233.20	-106.000	0.700	106.900	-4.200	0.900	-3.400
28070	28071	232.70	233.20	-83.900	1.400	84.200	-3.800	0.300	-2.400
28070	28071	232.70	233.20	-83.900	1.400	84.200	-3.800	0.300	-2.400
28070	28071	232.70	233.20	-83.900	1.400	84.200	-3.800	0.300	-2.400
28070	28071	232.70	233.20	-83.900	1.400	84.200	-3.800	0.300	-2.400
28073	29051	229.80	229.80	-169.900	-90.000	169.900	90.000	0.000	0.000
28073	28905	229.80	233.40	0.100	-34.600	0.200	25.000	0.300	-9.600
28073	28079	229.80	233.60	-170.200	-55.500	171.200	58.000	1.100	2.500
28074	29219	237.70	16.70	-179.400	-43.700	180.000	63.100	0.600	19.300
28074	28075	237.70	232.10	276.600	67.300	-273.600	-53.900	3.000	13.300
28074	28021	237.70	419.50	-103.600	-26.800	104.000	32.300	0.400	5.500
28074	28021	237.70	419.50	-103.600	-26.800	104.000	32.300	0.400	5.500
28075	28076	232.10	231.20	218.600	33.900	-218.000	-32.300	0.700	1.600
28077	28012	236.70	236.70	-350.700	8.000	350.700	-8.000	0.000	0.000
28077	29302	236.70	16.50	-174.400	-47.900	175.000	62.600	0.600	14.700
28077	28081	236.70	236.00	54.700	-19.700	-53.500	-5.700	1.200	-25.400
28077	28078	236.70	236.50	94.100	-17.400	-93.000	10.300	1.100	-7.100
28077	28078	236.70	236.50	94.100	-17.400	-93.000	10.300	1.100	-7.100
28077	28024	236.70	416.80	-357.100	1.500	357.900	31.500	0.800	33.000
28078	28083	236.50	236.70	81.500	-17.800	-81.100	14.300	0.400	-3.500
28078	28083	236.50	236.70	81.500	-17.800	-81.100	14.300	0.400	-3.500
28079	29137	233.60	14.40	-79.700	-31.700	80.000	38.300	0.300	6.600
28079	29136	233.60	14.40	-79.700	-31.700	80.000	38.300	0.300	6.600
28079	29051	233.60	229.80	171.200	57.900	-170.100	-55.400	1.100	2.500
28079	28935	233.60	233.10	133.200	28.800	-133.100	-28.800	0.200	-0.100
28079	28901	233.60	230.90	45.300	8.800	-44.900	-18.400	0.400	-9.600
28079	28011	233.60	414.70	-180.800	-45.100	181.200	56.300	0.500	11.200
28079	28011	233.60	414.70	-180.800	-45.100	181.200	56.300	0.500	11.200
28080	28081	235.40	236.00	51.900	-18.400	-51.500	8.500	0.500	-9.900
28081	28082	236.00	232.30	105.000	-2.800	-103.100	-5.200	1.900	-8.000
28082	28950	232.30	234.40	-123.700	-6.600	124.900	-2.900	1.200	-9.500
28082	28950	232.30	234.40	-123.700	-6.600	124.900	-2.900	1.200	-9.500
28082	28950	232.30	234.40	-123.700	-6.600	124.900	-2.900	1.200	-9.500
28083	28084	236.70	236.70	68.600	-16.800	-68.000	8.900	0.600	-7.800
28083	28084	236.70	236.70	68.600	-16.800	-68.000	8.900	0.600	-7.800
28084	28085	236.70	238.10	30.500	-21.400	-30.200	10.100	0.300	-11.400
28084	28085	236.70	238.10	30.500	-21.400	-30.200	10.100	0.300	-11.400
28085	28086	238.10	238.80	7.700	-17.600	-7.600	13.200	0.100	-4.300
28085	28086	238.10	238.80	7.700	-17.600	-7.600	13.200	0.100	-4.300
28086	28087	238.80	239.60	-30.700	-12.100	31.100	7.800	0.400	-4.300
28086	28087	238.80	239.60	-30.700	-12.100	31.100	7.800	0.400	-4.300
28086	28087	238.80	239.60	-33.700	-17.000	34.100	10.800	0.400	-6.200
28086	28087	238.80	239.60	-30.700	-12.100	31.100	7.800	0.400	-4.300

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]
28087	29160	239.60	16.90	-174.400	-77.600	175.000	93.600	0.600	16.100
28087	29159	239.60	16.90	-174.400	-77.600	175.000	93.600	0.600	16.100
28087	28093	239.60	229.20	129.700	15.200	-126.100	-19.000	3.600	-3.800
28087	28088	239.60	233.60	85.600	34.300	-84.600	-40.000	0.900	-5.700
28087	28036	239.60	415.50	-135.900	51.500	136.300	-43.800	0.400	7.700
28088	28089	233.60	231.70	10.600	15.000	-10.500	-22.700	0.200	-7.800
28089	28097	231.70	235.00	-168.900	12.200	172.600	-5.000	3.800	7.100
28089	28091	231.70	227.90	150.900	7.400	-148.800	-5.300	2.100	2.100
28089	28090	231.70	232.70	-59.600	-14.900	59.800	11.800	0.200	-3.100
28090	29164	232.70	16.20	-59.800	-11.800	60.000	17.300	0.200	5.500
28091	28093	227.90	229.20	53.100	-24.100	-52.800	17.300	0.400	-6.800
28091	28092	227.90	226.50	60.900	17.700	-60.700	-20.700	0.200	-3.000
28093	28094	229.20	230.30	-6.100	-20.100	6.200	15.400	0.100	-4.800
28093	28094	229.20	230.30	-6.100	-20.100	6.200	15.400	0.100	-4.800
28094	28095	230.30	228.60	65.300	14.100	-65.000	-18.000	0.300	-3.900
28094	28039	230.30	408.50	-77.700	-44.900	78.000	49.600	0.300	4.700
28096	10	410.80	406.10	-13.900	10.900	15.300	-81.700	1.400	-70.800
28097	28099	235.00	236.90	-49.500	-14.900	49.800	7.100	0.300	-7.800
28097	28098	235.00	237.40	-108.700	-13.200	109.600	10.100	0.800	-3.000
28098	29173	237.40	16.40	-54.800	-5.100	55.000	9.500	0.200	4.400
28098	29172	237.40	16.40	-54.800	-5.100	55.000	9.500	0.200	4.400
28099	29170	236.90	16.40	-49.800	-7.100	50.000	10.900	0.200	3.800
28100	28034	232.30	418.50	75.200	-13.100	-74.900	17.200	0.300	4.100
28100	28034	232.30	418.50	75.200	-13.100	-74.900	17.200	0.300	4.100
28855	28935	229.40	233.10	-95.000	-25.000	95.800	21.100	0.800	-3.900
28901	28902	230.90	228.60	11.900	7.200	-11.600	-19.000	0.200	-11.800
28901	28935	230.90	233.10	-37.000	-16.800	37.300	7.700	0.300	-9.100
28904	29327	415.90	25.40	-279.100	-33.300	280.000	63.600	0.900	30.300
28904	29326	415.90	25.40	-279.100	-33.300	280.000	63.600	0.900	30.300
28905	28906	233.40	234.40	-17.200	-20.100	17.600	13.200	0.400	-6.900
28905	28906	233.40	234.40	-17.200	-20.100	17.600	13.200	0.400	-6.900
28905	28906	233.40	234.40	-17.200	-20.100	17.600	13.200	0.400	-6.900
28905	28904	233.40	415.90	-302.500	-100.000	303.300	128.100	0.700	28.100
28905	29051	233.40	229.80	0.100	24.900	0.100	-34.500	0.300	-9.600
28905	28911	233.40	226.30	103.600	60.200	-102.500	-62.000	1.100	-1.700
28905	28910	233.40	234.40	-32.600	-9.800	32.800	2.500	0.200	-7.300
28905	28906	233.40	234.40	-17.200	-20.100	17.600	13.200	0.400	-6.900
28906	28907	234.40	235.10	-17.600	-13.200	17.700	3.100	0.100	-10.100
28906	28907	234.40	235.10	-17.600	-13.200	17.700	3.100	0.100	-10.100
28906	28907	234.40	235.10	-17.600	-13.200	17.700	3.100	0.100	-10.100
28907	29323	235.10	417.00	-170.900	-42.300	171.300	52.600	0.400	10.200
28914	29162	239.70	16.40	-79.700	0.500	80.000	4.700	0.300	5.200
28973	29252	419.20	25.20	-346.300	24.200	347.500	20.400	1.200	44.600
28973	29252	419.20	25.20	-346.300	24.200	347.500	20.400	1.200	44.600
28973	29218	419.20	25.20	-346.300	24.200	347.500	20.400	1.200	44.600
28973	29218	419.20	25.20	-346.300	24.200	347.500	20.400	1.200	44.600
28973	28974	419.20	419.20	-34.800	-3.900	35.000	-10.000	0.200	-13.900
29253	28082	236.40	232.30	5.000	-9.800	-4.300	-27.100	0.700	-36.900
29253	28082	236.40	232.30	5.000	-9.800	-4.300	-27.100	0.700	-36.900
29253	28082	236.40	232.30	5.000	-9.800	-4.300	-27.100	0.700	-36.900
29253	28037	236.40	413.30	-32.400	12.200	32.800	-9.100	0.300	3.100
29253	28037	236.40	413.30	-32.400	12.200	32.800	-9.100	0.300	3.100
29272	29269	224.70	224.70	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

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]
29286	28033	419.20	415.10	279.000	-45.600	-276.200	-42.400	2.800	-88.000
29286	29288	419.20	25.30	-279.200	1.600	280.000	27.800	0.800	29.500
29286	29287	419.20	25.30	-279.200	1.600	280.000	27.800	0.800	29.500
29323	28016	417.00	418.90	-392.000	-0.300	396.000	-31.100	4.000	-31.300
								416.5	-1514.5

A3.3. SEN, soluția optimă de extindere, anul 2034

Tabelul 8.4.19. Date și rezultate noduri, soluție optimă de extindere dinamică 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]
BEKES_400	10	PQ	400.00	580.00	30.00	1.013	405.04	-38.18	580.78	-30.00
XDO_IS11_400	21	PQ	400.00	250.00	50.00	1.039	415.55	-18.72	254.95	-50.00
XKO_TI11_400	22	PQ	400.00	350.00	60.00	1.032	412.69	-15.17	355.11	-60.00
XKO_TI12_400	23	PQ	400.00	350.00	60.00	1.032	412.69	-15.17	355.11	-60.00
XSA_AR11_400	75	PQ	400.00	470.00	30.00	1.008	403.37	-34.89	470.96	-30.00
XRO_MU11_400	84	PQ	400.00	300.00	50.00	1.012	404.98	-38.95	304.14	-50.00
XPF_DJ11_400	85	PQ	400.00	80.00	20.00	1.049	419.57	-11.76	82.46	-20.00
XVA_IS11_400	181	PQ	400.00	250.00	50.00	1.042	416.69	-18.68	254.95	-50.00
TANTAREN_400	28001	PQ	400.00	0.00	0.00	1.045	418.08	-11.86	0.00	0.00
URECHESI_400	28002	PQ	400.00	0.00	0.00	1.050	419.88	-10.30	0.00	0.00
MINTIA_400	28003	PQ	400.00	0.00	0.00	1.043	417.36	-24.15	0.00	0.00
P.D.FIE_400	28004	PU	400.00	0.00	0.00	1.049	419.60	-11.75	347.55	-13.24
DRAGANES_400	28006	PQ	400.00	45.00	24.00	1.023	409.39	-15.37	51.00	-24.00
SLATINA_400	28007	PQ	400.00	0.00	0.00	1.025	409.85	-15.22	0.00	0.00
ARAD_400	28008	PQ	400.00	33.00	5.00	1.016	406.54	-31.96	33.38	-5.00
DOMNESTI_400	28010	PQ	400.00	130.00	100.00	1.038	415.12	-15.26	164.01	-100.00
BUC.S_400	28011	PQ	400.00	0.00	0.00	1.036	414.46	-15.53	0.00	0.00
GUTINAS2_220	28012	PQ	220.00	125.00	65.00	1.074	236.36	-23.74	140.89	-65.00
PELICANU_400	28015	PQ	400.00	300.00	140.00	1.031	412.40	-14.56	331.06	-140.00
GR.IAL_400	28016	PQ	400.00	130.00	75.00	1.048	419.04	-12.38	150.08	-75.00
CONSTAN_400	28017	PU	400.00	100.00	60.00	1.047	418.64	-11.28	205.11	-70.71
TULCEA_400	28019	PQ	400.00	362.00	160.00	1.041	416.53	-14.80	243.52	-136.00
ISACCEA_400	28020	PQ	400.00	0.00	0.00	1.047	418.69	-15.06	0.00	0.00
L.SARAT_400	28021	PQ	400.00	0.00	0.00	1.046	418.59	-13.09	0.00	0.00
SMIRDAN_400	28022	PQ	400.00	210.00	110.00	1.047	418.79	-14.57	237.07	-110.00
FOCSANI_220	28023	PQ	220.00	100.00	45.00	1.041	228.95	-23.14	109.66	-45.00
GUTINAS_400	28024	PQ	400.00	0.00	0.00	1.042	416.67	-19.35	0.00	0.00
BACAU_220	28025	PQ	220.00	25.00	20.00	1.060	233.17	-26.42	32.02	-20.00
BRASOV_400	28031	PQ	400.00	270.00	80.00	1.043	417.03	-19.22	281.60	-80.00
DIRSTE_400	28032	PQ	400.00	130.00	40.00	1.042	416.64	-18.98	136.01	-40.00
BRADU_400	28033	PQ	400.00	0.00	0.00	1.037	414.86	-16.67	0.00	0.00
SIBIU_400	28034	PQ	400.00	0.00	0.00	1.047	418.96	-22.48	0.00	0.00
IERNUT_400	28036	PQ	400.00	0.00	0.00	1.038	415.04	-28.74	0.00	0.00
GADALIN_400	28037	PQ	400.00	0.00	0.00	1.029	411.73	-31.97	0.00	0.00
CLUJ E_400	28038	PQ	400.00	106.00	26.00	1.028	411.23	-32.20	109.14	-26.00
ROSIORI_400	28039	PQ	400.00	0.00	0.00	1.018	407.37	-37.62	0.00	0.00
LOTRU_220	28040	PQ	220.00	0.00	0.00	1.089	239.67	-15.02	0.00	0.00
AREF_220	28041	PQ	220.00	38.00	10.00	1.080	237.57	-14.79	39.29	-10.00
RIURENI_220	28042	PQ	220.00	0.00	0.00	1.081	237.75	-13.87	60.83	-10.00
STUPARE_220	28043	PQ	220.00	0.00	0.00	1.080	237.71	-13.95	110.45	-10.00
BRADU_220	28044	PQ	220.00	20.00	12.00	1.074	236.20	-17.72	23.32	-12.00

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]
URECHESI_220	28045	PQ	220.00	67.00	82.00	1.082	238.09	-12.80	105.89	-82.00
P.D.F.B_220	28046	PQ	220.00	0.00	0.00	1.091	240.12	-12.72	0.00	0.00
P.D.F.A_220	28047	PQ	220.00	0.00	0.00	1.091	240.12	-12.72	0.00	0.00
TR.SEV_220	28048	PQ	220.00	0.00	0.00	1.093	240.38	-12.37	66.00	0.00
TR.SEV_220	28049	PQ	220.00	49.00	27.00	1.088	239.36	-12.96	55.95	-27.00
CETATE1_220	28050	PQ	220.00	0.00	0.00	1.092	240.18	-8.86	101.98	-20.00
CALAFAT_220	28051	PQ	220.00	15.00	6.00	1.093	240.49	-13.56	16.16	-6.00
RESITA_220	28052	PQ	220.00	128.00	37.00	1.070	235.50	-21.22	354.05	38.00
IAZ 2_220	28053	PQ	220.00	33.00	25.00	1.085	238.69	-18.25	469.34	50.00
IAZ 1_220	28054	PQ	220.00	80.00	9.00	1.072	235.91	-21.30	7.81	6.00
SLATINA_220	28055	PQ	220.00	600.00	300.00	1.029	226.39	-18.80	670.82	-300.00
GRADIST_220	28056	PQ	220.00	22.00	8.00	1.031	226.76	-18.80	23.41	-8.00
CRAIOV A_220	28057	PQ	220.00	0.00	0.00	1.039	228.55	-18.09	0.00	0.00
CRAIOV B_220	28058	PQ	220.00	0.00	0.00	1.039	228.55	-18.08	0.00	0.00
ISALNI A_220	28060	PQ	220.00	0.00	0.00	1.038	228.34	-18.18	0.00	0.00
SARDANE_220	28061	PQ	220.00	40.00	40.00	1.075	236.47	-13.29	56.57	-40.00
TG.JIU_220	28062	PQ	220.00	0.00	0.00	1.082	238.14	-14.01	0.00	0.00
PAROSEN_220	28063	PQ	220.00	106.00	40.00	1.082	238.08	-16.41	6.00	0.00
BARU M_220	28064	PQ	220.00	32.00	5.00	1.082	238.07	-17.66	32.39	-5.00
HAJD OT._220	28065	PQ	220.00	50.00	10.00	1.084	238.41	-20.04	50.99	-10.00
PESTIS_220	28066	PQ	220.00	65.00	10.00	1.083	238.30	-21.15	65.76	-10.00
MINTIA A_220	28067	PQ	220.00	0.00	0.00	1.084	238.56	-21.54	0.00	0.00
MINTIA B_220	28068	PQ	220.00	59.00	9.00	1.084	238.56	-21.54	59.68	-9.00
ARAD_220	28069	PQ	220.00	74.00	16.00	1.052	231.35	-27.70	75.71	-16.00
SACALAZ_220	28070	PQ	220.00	70.00	12.00	1.057	232.58	-25.82	71.02	-12.00
TIMIS_220	28071	PQ	220.00	154.00	21.00	1.061	233.48	-24.61	155.43	-21.00
FUNDENI_220	28073	PQ	220.00	340.00	180.00	1.044	229.62	-19.67	384.71	-180.00
L.SARAT_220	28074	PQ	220.00	110.00	30.00	1.075	236.54	-14.79	114.02	-30.00
FILESTI_220	28075	PQ	220.00	55.00	20.00	1.051	231.17	-18.06	58.52	-20.00
BARBOSI_220	28076	PQ	220.00	95.00	45.00	1.047	230.30	-18.68	105.12	-45.00
GUTINAS_220	28077	PQ	220.00	95.00	55.00	1.074	236.36	-23.74	109.77	-55.00
DUMBRAVA_220	28078	PQ	220.00	23.00	15.00	1.073	236.07	-26.85	27.46	-15.00
BUC.SB_220	28079	PQ	220.00	0.00	0.00	1.062	233.68	-17.92	0.00	0.00
MUNTENI_220	28080	PQ	220.00	63.00	22.00	1.070	235.45	-25.59	32.76	-7.00
FAI_220	28081	PQ	220.00	0.00	0.00	1.061	233.42	-27.78	0.00	0.00
SUCEAVA_220	28082	PQ	220.00	615.00	140.00	1.020	224.33	-33.75	630.73	-140.00
STEJARU_220	28083	PQ	220.00	25.00	5.00	1.074	236.18	-27.98	25.50	-5.00
GHEORGH_220	28084	PQ	220.00	75.00	25.00	1.073	236.09	-29.82	79.06	-25.00
FINTINE_220	28085	PQ	220.00	45.00	15.00	1.079	237.30	-30.72	47.43	-15.00
UNGHENI_220	28086	PQ	220.00	141.00	27.00	1.081	237.91	-30.77	143.56	-27.00
IERNUT_220	28087	PQ	220.00	142.00	20.00	1.088	239.43	-30.01	143.40	-20.00
CUPT.C.T_220	28088	PQ	220.00	74.00	25.00	1.065	234.27	-32.03	78.11	-25.00
CLUJ FL_220	28089	PQ	220.00	88.00	18.00	1.059	232.94	-32.09	89.82	-18.00
MARISEL_220	28090	PQ	220.00	0.00	0.00	1.066	234.49	-31.34	0.00	0.00
TIHAU_220	28091	PQ	220.00	34.74	11.70	1.038	228.36	-36.81	36.66	-11.70
SALAJ_220	28092	PQ	220.00	60.66	20.70	1.031	226.93	-37.53	64.09	-20.70
BAIA M._220	28093	PQ	220.00	191.00	42.00	1.041	228.97	-38.51	195.56	-42.00
ROSIORI_220	28094	PQ	220.00	0.00	0.00	1.045	229.92	-38.55	0.00	0.00
VETIS_220	28095	PQ	220.00	65.00	18.00	1.037	228.23	-39.54	67.45	-18.00
ORADEA 400	28096	PQ	400.00	99.00	23.00	1.024	409.71	-38.34	49.09	-3.00
AL.JL_220	28097	PQ	220.00	93.00	50.00	1.077	236.86	-24.79	105.59	-50.00
SUGAG_220	28098	PQ	220.00	0.00	0.00	1.094	240.68	-22.45	0.00	0.00
GILCEAG_220	28099	PQ	220.00	0.00	0.00	1.089	239.65	-23.40	0.00	0.00
SIBIU_220	28100	PQ	220.00	124.00	47.00	1.058	232.79	-21.12	132.61	-47.00
MOSTIST_220	28855	PQ	220.00	95.00	25.00	1.043	229.40	-20.46	98.23	-25.00

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]
PIT S_220	28900	PQ	220.00	2.00	1.00	1.074	236.19	-17.73	2.24	-1.00
GHIZDARU_220	28901	PQ	220.00	70.00	28.00	1.048	230.57	-19.57	75.39	-28.00
TR. MAG_220	28902	PQ	220.00	75.00	26.00	1.034	227.51	-20.61	79.38	-26.00
BRAZI_400	28904	PQ	400.00	0.00	0.00	1.039	415.53	-15.17	0.00	0.00
BRAZI A_220	28905	PQ	220.00	300.00	80.00	1.057	232.49	-19.70	310.48	-80.00
TELEAJEN_220	28906	PQ	220.00	0.00	0.00	1.063	233.79	-19.31	0.00	0.00
STILPU_220	28907	PQ	220.00	100.00	30.00	1.068	235.02	-18.73	104.40	-30.00
TIRGO 22_220	28910	PQ	220.00	40.00	10.00	1.063	233.85	-19.18	41.23	-10.00
TIRGOVI_220	28911	PQ	220.00	300.00	130.00	1.026	225.68	-22.00	326.96	-130.00
R.MARE_220	28914	PQ	220.00	0.00	0.00	1.087	239.19	-18.85	0.00	0.00
RAC.MOST_220	28935	PQ	220.00	0.00	0.00	1.060	233.10	-18.28	0.00	0.00
ROMAN_220	28950	PQ	220.00	30.00	22.00	1.045	229.94	-29.16	37.20	-22.00
ROMNAV_400	28973	PQ	400.00	100.00	20.00	1.049	419.64	-10.61	101.98	-20.00
MEDGID_400	28974	PQ	400.00	140.00	40.00	1.049	419.56	-10.65	21.68	-10.00
FUNDENI_220	29051	PQ	220.00	0.00	0.00	1.044	229.62	-19.66	0.00	0.00
TURCENI1_24	29110	PU	24.00	0.00	0.00	1.050	25.20	-6.57	260.81	20.48
TURCENI3_24	29112	PU	24.00	0.00	0.00	1.050	25.20	-6.57	260.81	20.48
TURCENI4_24	29113	Slack	24.00	0.00	0.00	1.050	25.20	-6.64	257.66	20.25
TURCENI5_24	29114	PU	24.00	0.00	0.00	1.050	25.20	-6.57	260.81	20.48
ROVIN 5_24	29119	PU	24.00	0.00	0.00	1.050	25.20	-6.55	185.04	3.95
ROVIN 3_24	29121	PU	24.00	0.00	0.00	1.050	25.20	-6.55	185.04	3.95
AREFU 1_10	29125	PU	10.50	0.00	0.00	1.040	10.92	-11.11	43.39	5.78
AREFU 4_10	29128	PU	10.50	0.00	0.00	1.040	10.92	-11.11	43.39	5.78
BUC.S 5_13	29136	PU	13.80	0.00	0.00	1.050	14.49	-14.00	106.49	51.88
BUC.S 6_13	29137	PU	13.80	0.00	0.00	1.050	14.49	-14.00	106.49	51.88
IERNUT 5_15	29159	PU	15.75	0.00	0.00	1.075	16.93	-25.56	222.08	96.54
IERNUT 6_15	29160	PU	15.75	0.00	0.00	1.075	16.93	-25.56	222.08	96.54
RETEZAT1_15	29162	PU	15.75	0.00	0.00	1.042	16.41	-15.42	98.71	11.82
MARISEL1_15	29164	PQ	15.75	0.00	0.00	1.052	16.57	-26.00	77.62	29.00
MINTIA 5_15	29169	PU	15.75	0.00	0.00	1.055	16.62	-17.35	193.18	55.62
GALCEAG1_15	29170	PU	15.75	0.00	0.00	1.062	16.73	-19.08	63.01	19.23
SUGAG 1_15	29172	PU	15.75	0.00	0.00	1.065	16.77	-18.01	64.63	18.24
SUGAG 2_15	29173	PU	15.75	0.00	0.00	1.065	16.77	-18.01	64.63	18.24
P.D.F 1_15	29189	PU	15.75	0.00	0.00	1.050	16.54	-8.59	123.56	19.56
P.D.F 2_15	29190	PU	15.75	0.00	0.00	1.050	16.54	-8.59	123.56	19.56
P.D.F 3_15	29191	PU	15.75	0.00	0.00	1.050	16.54	-8.58	123.56	19.56
P.D.F 4_15	29192	PU	15.75	0.00	0.00	1.050	16.54	-8.58	123.56	19.56
P.D.F 5_15	29193	PU	15.75	0.00	0.00	1.050	16.54	-8.58	123.56	19.56
CERNAV.1_24	29218	PU	24.00	0.00	0.00	1.055	25.32	-3.56	700.77	62.30
BRAILA 1_15	29219	PU	15.75	0.00	0.00	1.040	16.38	-11.24	121.65	30.96
LOTRU 1_15	29232	PU	15.75	0.00	0.00	1.058	16.66	-9.23	172.30	38.27
LOTRU 2_15	29233	PU	15.75	0.00	0.00	1.058	16.66	-9.23	172.30	38.27
ROVIN 4_24	29238	PU	24.00	0.00	0.00	1.050	25.20	-6.55	185.04	3.95
P.D.F.6_15	29250	PU	15.75	0.00	0.00	1.050	16.54	-8.59	123.56	19.56
CERNAV.2_24	29252	PU	24.00	0.00	0.00	1.055	25.32	-3.56	700.77	62.30
GADALIN_220	29253	PQ	220.00	45.00	15.00	1.063	233.96	-32.59	47.43	-15.00
MINTIA 3_15	29260	PU	15.75	0.00	0.00	1.055	16.62	-17.35	193.18	55.61
ROVIN 6_24	29263	PU	24.00	0.00	0.00	1.050	25.20	-6.55	185.04	3.95
XRS_PA11_220	29269	PQ	220.00	450.00	60.00	1.029	226.38	-29.56	453.98	-60.00
XRS_PA12_220	29272	PQ	220.00	450.00	60.00	1.029	226.38	-29.56	453.98	-60.00
SARDANE_400	29286	PQ	400.00	0.00	0.00	1.045	417.86	-12.03	0.00	0.00
SARDA1_24	29287	PU	24.00	0.00	0.00	1.050	25.20	-8.41	178.83	17.22
SARDA2_24	29288	PU	24.00	0.00	0.00	1.050	25.20	-8.41	178.83	17.22
BORZESTI1_15	29302	PU	15.75	0.00	0.00	1.070	16.85	-19.27	231.88	117.33
BORZESTI2_15	29311	PU	15.75	0.00	0.00	1.070	16.85	-19.27	231.87	117.32

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]
STALPU_400	29323	PQ	400.00	0.00	0.00	1.043	417.12	-16.50	0.00	0.00
BRAZI V1_24	29326	PU	24.00	0.00	0.00	1.060	25.44	-8.70	327.54	69.89
BRAZI V2_24	29327	PU	24.00	0.00	0.00	1.060	25.44	-8.70	327.54	69.89
SMIRDAN1_24	29328	PU	24.00	0.00	0.00	1.060	25.44	-8.13	323.53	47.64
SMIRDAN2_24	29329	PU	24.00	0.00	0.00	1.060	25.44	-8.13	323.53	47.64
LacSar1_24	29331	PU	24.00	0.00	0.00	1.050	25.20	-7.47	276.60	18.23
LacSar2_24	29332	PU	24.00	0.00	0.00	1.050	25.20	-7.47	276.60	18.23
LacSar3_24	29333	PU	24.00	0.00	0.00	1.050	25.20	-7.47	276.60	18.23
Rovin_2_24	29334	PU	24.00	0.00	0.00	1.050	25.20	-6.55	185.04	3.95
TURCENI2_24	29335	PU	24.00	0.00	0.00	1.050	25.20	-6.57	260.81	20.48

Tabelul 8.4.20. Date generatoare, soluție optimă de extindere dinamică 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]
P.D.FIE_400	28004	347.30	-13.24	1.049	0.00	500.00	-125.00	75.00
CONSTAN_400	28017	292.53	-10.71	1.047	60.00	600.00	-150.00	90.00
TULCEA_400	28019	160.00	24.00	1.044	16.00	160.00	-40.00	24.00
RIURENI_220	28042	60.00	-10.00	1.050	60.00	60.00	-10.00	-10.00
STUPARE_220	28043	110.00	-10.00	1.050	110.00	110.00	-10.00	-10.00
TR.SEV_220	28048	66.00	0.00	1.050	66.00	66.00	0.00	0.00
CETATE1_220	28050	100.00	-20.00	1.050	100.00	100.00	-20.00	-10.00
RESITA_220	28052	480.00	75.00	1.076	0.00	500.00	-125.00	75.00
IAZ_2_220	28053	499.67	75.00	1.089	0.00	500.00	-125.00	75.00
IAZ_1_220	28054	75.00	15.00	1.040	75.00	75.00	15.00	15.00
PAROSEN_220	28063	100.00	40.00	1.050	100.00	100.00	40.00	40.00
MUNTENI_220	28080	95.00	15.00	1.080	10.00	100.00	-25.00	15.00
ORADEA_400	28096	50.00	20.00	1.050	50.00	50.00	20.00	20.00
MEDGID_400	28974	120.76	30.00	1.049	20.00	200.00	-50.00	30.00
TURCENI1_24	29110	260.00	20.48	1.050	160.00	300.00	0.00	204.00
TURCENI3_24	29112	260.00	20.48	1.050	160.00	300.00	0.00	204.00
TURCENI4_24	29113	256.86	20.25	1.050	0.00	300.00	0.00	204.00
TURCENI5_24	29114	260.00	20.48	1.050	160.00	300.00	0.00	204.00
ROVIN_5_24	29119	185.00	3.95	1.050	160.00	300.00	0.00	204.00
ROVIN_3_24	29121	185.00	3.95	1.050	160.00	300.00	0.00	204.00
AREFU_1_10	29125	43.00	5.78	1.040	35.00	55.00	-8.00	16.00
AREFU_4_10	29128	43.00	5.78	1.040	35.00	55.00	-8.00	16.00
BUC.S_5_13	29136	93.00	51.88	1.050	58.00	106.00	-10.00	80.00
BUC.S_6_13	29137	93.00	51.88	1.050	58.00	106.00	-10.00	80.00
IERNUT_5_15	29159	200.00	96.54	1.075	66.00	200.00	-26.00	126.00
IERNUT_6_15	29160	200.00	96.54	1.075	66.00	200.00	-26.00	126.00
RETEZAT1_15	29162	98.00	11.82	1.042	50.00	100.00	-15.00	34.00
MARISEL1_15	29164	72.00	29.00	1.060	40.00	73.50	-20.00	29.00
MINTIA_5_15	29169	185.00	55.62	1.055	100.00	190.00	-39.00	140.00
GALCEAG1_15	29170	60.00	19.23	1.062	25.00	60.00	-15.00	26.00
SUGAG_1_15	29172	62.00	18.24	1.065	25.00	65.00	-15.00	26.00
SUGAG_2_15	29173	62.00	18.24	1.065	25.00	65.00	-15.00	26.00
P.D.F_1_15	29189	122.00	19.56	1.050	80.00	190.00	-10.00	93.00
P.D.F_2_15	29190	122.00	19.56	1.050	80.00	190.00	-10.00	93.00
P.D.F_3_15	29191	122.00	19.56	1.050	80.00	190.00	-10.00	93.00
P.D.F_4_15	29192	122.00	19.56	1.050	80.00	190.00	-10.00	93.00
P.D.F_5_15	29193	122.00	19.56	1.050	80.00	190.00	-10.00	93.00
CERNAV.1_24	29218	698.00	62.30	1.055	690.00	711.00	0.00	300.00
BRAILA_1_15	29219	117.64	30.96	1.040	70.00	210.00	-10.00	90.00
LOTRU_1_15	29232	168.00	38.27	1.058	50.00	170.00	-40.00	40.00
LOTRU_2_15	29233	168.00	38.27	1.058	50.00	170.00	-40.00	40.00

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]
ROVIN 4_24	29238	185.00	3.95	1.050	160.00	300.00	0.00	204.00
P.D.F.6_15	29250	122.00	19.56	1.050	80.00	190.00	-10.00	93.00
CERNAV.2_24	29252	698.00	62.30	1.055	690.00	711.00	0.00	300.00
MINTIA 3_15	29260	185.00	55.61	1.055	100.00	190.00	-39.00	140.00
ROVIN 6_24	29263	185.00	3.95	1.050	160.00	300.00	0.00	204.00
SARDA1_24	29287	178.00	17.22	1.050	160.00	330.00	0.00	204.00
SARDA2_24	29288	178.00	17.22	1.050	160.00	330.00	0.00	204.00
BORZESTI1_15	29302	200.00	117.33	1.070	66.00	200.00	0.00	126.00
BORZESTI2_15	29311	200.00	117.32	1.070	66.00	200.00	0.00	126.00
BRAZI V1_24	29326	320.00	69.89	1.060	160.00	330.00	0.00	204.00
BRAZI V2_24	29327	320.00	69.89	1.060	160.00	330.00	0.00	204.00
SMIRDAN1_24	29328	320.00	47.64	1.060	160.00	330.00	0.00	204.00
SMIRDAN2_24	29329	320.00	47.64	1.060	160.00	330.00	0.00	204.00
LacSar1_24	29331	276.00	18.23	1.050	160.00	330.00	0.00	204.00
LacSar2_24	29332	276.00	18.23	1.050	160.00	330.00	0.00	204.00
LacSar3_24	29333	276.00	18.23	1.050	160.00	330.00	0.00	204.00
Rovin_2_24	29334	185.00	3.95	1.050	160.00	300.00	0.00	204.00
TURCENI2_24	29335	260.00	20.48	1.050	160.00	300.00	0.00	204.00

Tabelul 8.4.21. Circulații de puteri prin elementele de rețea, soluție optimă de extindere dinamică OPF

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U1 [kV]	U2 [kV]	P1 [MW]	Q1 [MVar]	P2 [MW]	Q2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
21	28020	415.60	418.70	-250.000	-50.000	252.700	-33.700	2.700	-83.700
22	28001	412.70	418.10	-350.000	-60.000	353.300	12.500	3.300	-47.500
23	28001	412.70	418.10	-350.000	-60.000	353.300	12.500	3.300	-47.500
75	28008	403.40	406.50	-470.000	-30.000	472.800	23.900	2.800	-6.100
84	28039	405.00	407.40	-300.000	-50.000	301.100	35.500	1.100	-14.500
85	28004	419.60	419.60	-80.000	-20.000	80.000	19.600	0.000	-0.400
181	28020	416.70	418.70	-250.000	-50.000	252.400	-46.000	2.400	-96.000
28001	29335	418.10	25.20	-259.200	5.300	260.000	20.500	0.800	25.800
28001	28002	418.10	419.90	-205.400	-29.600	206.700	-7.600	1.300	-37.200
28001	29112	418.10	25.20	-259.200	5.300	260.000	20.500	0.800	25.800
28001	29114	418.10	25.20	-259.200	5.300	260.000	20.500	0.800	25.800
28001	28034	418.10	419.00	371.100	-87.000	-361.500	-4.000	9.700	-91.000
28001	29286	418.10	417.90	54.400	-4.100	-54.400	-12.500	0.000	-16.600
28001	28007	418.10	409.80	366.300	69.600	-363.100	-96.900	3.200	-27.300
28001	29110	418.10	25.20	-259.200	5.300	260.000	20.500	0.800	25.800
28001	29113	418.10	25.20	-256.100	5.000	256.900	20.300	0.800	25.200
28002	29238	419.90	25.20	-184.500	9.900	185.000	3.900	0.500	13.900
28002	28010	419.90	415.10	179.800	-65.300	-175.600	-73.900	4.200	-139.300
28002	28004	419.90	419.60	157.500	-36.000	-156.200	-12.200	1.300	-48.200
28002	29334	419.90	25.20	-184.500	9.900	185.000	3.900	0.500	13.900
28002	29121	419.90	25.20	-184.500	9.900	185.000	3.900	0.500	13.900
28002	29119	419.90	25.20	-184.500	9.900	185.000	3.900	0.500	13.900
28002	29263	419.90	25.20	-184.500	9.900	185.000	3.900	0.500	13.900
28003	28008	417.40	406.50	507.500	37.900	-499.000	-49.900	8.500	-12.000
28003	28034	417.40	419.00	-117.100	-41.000	118.800	-34.400	1.700	-75.400
28004	28007	419.60	409.80	203.500	13.900	-200.500	-95.400	3.000	-81.500
28006	28007	409.40	409.80	-45.000	-24.000	45.400	1.900	0.400	-22.100
28007	28011	409.80	414.50	13.600	-84.500	-11.800	-17.100	1.800	-101.700
28008	10	406.50	405.00	594.300	-35.500	-586.600	50.000	7.800	14.500
28010	28904	415.10	415.50	-12.000	-25.900	12.700	-12.700	0.700	-38.600
28010	28011	415.10	414.50	57.700	-0.200	-57.200	-26.000	0.500	-26.200
28011	28016	414.50	419.00	-204.200	-56.000	206.900	-17.500	2.600	-73.500

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U1 [kV]	U2 [kV]	P1 [MW]	Q1 [MVar]	P2 [MW]	Q2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
28011	28015	414.50	412.40	-76.800	-6.200	78.200	-69.400	1.400	-75.600
28012	28080	236.40	235.40	37.600	-10.100	-37.000	-6.700	0.500	-16.800
28012	28024	236.40	416.70	-324.700	-6.100	325.400	33.900	0.700	27.800
28012	29311	236.40	16.90	-199.200	-95.800	200.000	117.300	0.800	21.500
28015	28973	412.40	419.60	-378.200	-70.600	381.900	40.300	3.700	-30.300
28016	28973	419.00	419.60	-268.700	0.700	270.100	-29.200	1.500	-28.600
28016	28973	419.00	419.60	-265.700	-2.500	267.300	-34.000	1.600	-36.400
28016	28973	419.00	419.60	-265.700	-2.500	267.300	-34.000	1.600	-36.400
28016	28021	419.00	418.60	90.800	-22.600	-89.900	-19.800	0.900	-42.400
28017	28019	418.60	416.50	277.000	-40.400	-273.900	-27.300	3.100	-67.700
28017	28973	418.60	419.60	-84.500	-30.300	85.400	-13.500	0.900	-43.800
28019	28020	416.50	418.70	71.900	-108.700	-71.500	91.900	0.400	-16.800
28020	28022	418.70	418.80	-84.000	-12.700	84.700	-25.800	0.700	-38.500
28020	28022	418.70	418.80	-84.000	-12.700	84.700	-25.800	0.700	-38.500
28020	28021	418.70	418.60	-265.400	13.100	267.000	-45.000	1.600	-31.900
28021	28022	418.60	418.80	393.000	-53.100	-391.600	42.400	1.400	-10.700
28021	29332	418.60	25.20	-275.200	10.600	276.000	18.200	0.800	28.800
28021	29333	418.60	25.20	-275.200	10.600	276.000	18.200	0.800	28.800
28021	29331	418.60	25.20	-275.200	10.600	276.000	18.200	0.800	28.800
28022	29328	418.80	25.40	-319.000	-9.600	320.000	47.600	1.000	38.000
28022	28024	418.80	416.70	325.000	-40.800	-320.900	-14.000	4.100	-54.800
28022	28024	418.80	416.70	325.000	-40.800	-320.900	-14.000	4.100	-54.800
28022	29329	418.80	25.40	-319.000	-9.600	320.000	47.600	1.000	38.000
28023	28076	228.90	230.30	-106.900	9.000	108.700	-13.600	1.700	-4.600
28023	28077	228.90	236.40	6.900	-54.000	-6.400	42.700	0.500	-11.300
28024	28031	416.70	417.00	-9.100	-39.900	10.400	-34.800	1.300	-74.700
28025	28077	233.20	236.40	-141.400	-27.700	142.600	24.000	1.300	-3.600
28025	28950	233.20	229.90	135.100	22.700	-133.800	-26.800	1.300	-4.100
28025	28950	233.20	229.90	135.100	22.700	-133.800	-26.800	1.300	-4.100
28025	28077	233.20	236.40	-141.400	-27.700	142.600	24.000	1.300	-3.600
28025	28077	233.20	236.40	-141.400	-27.700	142.600	24.000	1.300	-3.600
28025	28950	233.20	229.90	135.100	22.700	-133.800	-26.800	1.300	-4.100
28025	28077	233.20	236.40	-141.400	-27.700	142.600	24.000	1.300	-3.600
28025	28950	233.20	229.90	135.100	22.700	-133.800	-26.800	1.300	-4.100
28031	28034	417.00	419.00	232.500	-74.300	-229.800	10.700	2.700	-63.600
28031	29323	417.00	417.10	-200.800	-12.100	203.100	-51.800	2.200	-63.800
28031	28033	417.00	414.90	-147.500	-9.500	149.800	-75.000	2.200	-84.500
28031	28032	417.00	416.60	-164.500	50.600	164.700	-57.700	0.200	-7.100
28032	28904	416.60	415.50	-294.700	17.700	297.900	-66.900	3.200	-49.200
28034	28036	419.00	415.00	676.200	0.200	-667.900	22.100	8.400	22.300
28036	28037	415.00	411.70	573.500	23.500	-569.700	-21.200	3.800	2.200
28037	28038	411.70	411.20	106.200	15.000	-106.000	-26.000	0.200	-11.000
28037	28039	411.70	407.40	418.100	-12.000	-412.700	-16.500	5.400	-28.600
28039	28096	407.40	409.70	45.200	-64.200	-43.800	-12.500	1.400	-76.700
28040	29232	239.70	16.70	-167.500	-19.500	168.000	38.300	0.500	18.800
28040	29233	239.70	16.70	-167.500	-19.500	168.000	38.300	0.500	18.800
28040	28100	239.70	232.80	167.500	19.500	-164.200	-14.900	3.200	4.500
28040	28100	239.70	232.80	167.500	19.500	-164.200	-14.900	3.200	4.500
28041	29125	237.60	10.90	-42.600	-2.000	43.000	5.800	0.400	3.800
28041	29128	237.60	10.90	-42.600	-2.000	43.000	5.800	0.400	3.800
28041	28042	237.60	237.70	-45.100	1.900	45.300	-8.600	0.300	-6.600
28041	28044	237.60	236.20	92.300	-8.000	-91.400	1.100	1.000	-6.900
28042	28043	237.70	237.70	14.700	-1.400	-14.700	-0.400	0.000	-1.900
28043	28044	237.70	236.20	124.700	-9.600	-123.100	6.700	1.500	-2.900
28044	28910	236.20	233.90	66.000	10.900	-65.500	-17.300	0.400	-6.400

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U1 [kV]	U2 [kV]	P1 [MW]	Q1 [MVar]	P2 [MW]	Q2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
28044	28911	236.20	225.70	193.800	82.900	-190.700	-73.000	3.100	9.900
28044	28033	236.20	414.90	-33.600	-56.800	34.000	60.700	0.300	3.900
28044	28033	236.20	414.90	-33.600	-56.800	34.000	60.700	0.300	3.900
28044	28900	236.20	236.20	2.000	0.000	-2.000	-1.000	0.000	-1.000
28045	28062	238.10	238.10	145.600	-25.100	-145.100	25.200	0.600	0.100
28045	28002	238.10	419.90	-188.700	-18.400	189.100	29.700	0.500	11.300
28045	28062	238.10	238.10	145.600	-25.100	-145.100	25.200	0.600	0.100
28045	28061	238.10	236.50	19.100	5.000	-18.900	-15.200	0.200	-10.200
28045	28002	238.10	419.90	-188.700	-18.400	189.100	29.700	0.500	11.300
28046	29193	240.10	16.50	-121.600	-9.100	122.000	19.600	0.400	10.400
28046	28047	240.10	240.10	510.700	-4.000	-510.700	4.000	0.000	0.000
28046	28004	240.10	419.60	-72.900	15.700	73.300	-11.500	0.400	4.100
28046	29191	240.10	16.50	-121.600	-9.100	122.000	19.600	0.400	10.400
28046	28004	240.10	419.60	-72.900	15.700	73.300	-11.500	0.400	4.100
28046	29192	240.10	16.50	-121.600	-9.100	122.000	19.600	0.400	10.400
28047	28052	240.10	235.50	173.800	-2.200	-169.300	9.200	4.500	6.900
28047	28004	240.10	419.60	-73.100	15.700	73.400	-11.500	0.400	4.100
28047	29189	240.10	16.50	-121.600	-9.100	122.000	19.600	0.400	10.400
28047	29250	240.10	16.50	-121.600	-9.100	122.000	19.600	0.400	10.400
28047	29190	240.10	16.50	-121.600	-9.100	122.000	19.600	0.400	10.400
28047	28052	240.10	235.50	701.200	-8.900	-671.300	36.600	29.900	27.700
28047	28052	240.10	235.50	173.800	-2.200	-169.300	9.200	4.500	6.900
28047	28051	240.10	240.50	15.400	-14.400	-15.000	-6.000	0.400	-20.400
28047	28050	240.10	240.20	-98.600	11.900	100.000	-20.000	1.400	-8.100
28047	28048	240.10	240.40	-65.900	-1.700	66.000	0.000	0.100	-1.700
28047	28049	240.10	239.40	49.100	25.200	-49.000	-27.000	0.100	-1.800
28052	29272	235.50	226.40	479.000	32.200	-450.000	-60.000	29.000	-27.800
28052	28071	235.50	233.50	215.300	-8.900	-212.800	-0.900	2.500	-9.800
28052	29269	235.50	226.40	479.000	32.200	-450.000	-60.000	29.000	-27.800
28052	28071	235.50	233.50	215.300	-8.900	-212.800	-0.900	2.500	-9.800
28052	28071	235.50	233.50	215.300	-8.900	-212.800	-0.900	2.500	-9.800
28052	28071	235.50	233.50	215.300	-8.900	-212.800	-0.900	2.500	-9.800
28052	28054	235.50	235.90	5.100	-10.700	-5.000	6.000	0.100	-4.700
28052	28053	235.50	238.70	-231.200	-17.500	233.300	25.000	2.100	7.500
28052	28053	235.50	238.70	-231.200	-17.500	233.300	25.000	2.100	7.500
28055	28007	226.40	409.80	-251.700	-114.900	252.300	137.400	0.600	22.500
28055	28060	226.40	228.30	-25.000	-18.100	25.200	10.000	0.200	-8.100
28055	28007	226.40	409.80	-251.700	-114.900	252.300	137.400	0.600	22.500
28055	28058	226.40	228.60	-35.200	-21.000	35.400	14.500	0.200	-6.400
28055	28057	226.40	228.50	-34.700	-21.000	34.900	14.600	0.200	-6.400
28055	28056	226.40	226.80	-1.800	-10.100	1.900	6.700	0.100	-3.300
28056	28060	226.80	228.30	-23.900	-14.700	24.100	6.400	0.200	-8.300
28057	28902	228.50	227.50	45.500	-10.300	-44.900	-5.000	0.600	-15.300
28057	28060	228.50	228.30	23.400	7.200	-23.300	-8.500	0.000	-1.400
28057	28058	228.50	228.60	-103.800	-11.400	103.800	11.400	0.000	0.000
28058	28061	228.60	236.50	-165.200	-32.500	168.100	37.700	2.900	5.100
28058	28060	228.60	228.30	26.000	6.600	-25.900	-7.900	0.000	-1.300
28061	29286	236.50	417.90	-94.600	-31.200	95.000	36.400	0.400	5.200
28061	29286	236.50	417.90	-94.600	-31.200	95.000	36.400	0.400	5.200
28062	28063	238.10	238.10	145.100	-25.200	-143.900	25.300	1.200	0.100
28062	28063	238.10	238.10	145.100	-25.200	-143.900	25.300	1.200	0.100
28063	28064	238.10	238.10	140.900	-25.300	-140.300	25.200	0.600	-0.100
28063	28064	238.10	238.10	140.900	-25.300	-140.300	25.200	0.600	-0.100
28064	28065	238.10	238.40	124.300	-27.700	-123.200	26.000	1.100	-1.700
28064	28065	238.10	238.40	124.300	-27.700	-123.200	26.000	1.100	-1.700

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U1 [kV]	U2 [kV]	P1 [MW]	Q1 [MVar]	P2 [MW]	Q2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
28065	28068	238.40	238.60	134.200	-25.500	-133.500	25.000	0.600	-0.500
28065	28914	238.40	239.20	-97.100	-11.500	97.700	4.600	0.600	-6.900
28065	28066	238.40	238.30	159.300	-25.000	-158.700	25.500	0.600	0.500
28066	28068	238.30	238.60	46.900	-17.700	-46.700	15.100	0.100	-2.600
28066	28067	238.30	238.60	46.900	-17.800	-46.700	15.100	0.100	-2.600
28067	28003	238.60	417.40	195.600	10.200	-195.200	1.500	0.500	11.700
28067	29260	238.60	16.60	-184.400	-39.900	185.000	55.600	0.600	15.700
28067	28071	238.60	233.50	57.300	4.200	-56.400	-21.000	0.900	-16.700
28067	28068	238.60	238.60	-21.800	10.400	21.800	-10.400	0.000	0.000
28068	28003	238.60	417.40	195.600	10.200	-195.200	1.500	0.500	11.700
28068	29169	238.60	16.60	-184.400	-39.900	185.000	55.600	0.600	15.700
28068	28097	238.60	236.90	88.200	-9.000	-87.000	0.500	1.100	-8.500
28069	28071	231.40	233.50	-130.500	-1.100	131.900	0.100	1.300	-1.000
28069	28071	231.40	233.50	-130.500	-1.100	131.900	0.100	1.300	-1.000
28069	28071	231.40	233.50	-130.500	-1.100	131.900	0.100	1.300	-1.000
28069	28070	231.40	232.60	-77.200	-2.500	77.700	-3.200	0.600	-5.700
28069	28070	231.40	232.60	-77.200	-2.500	77.700	-3.200	0.600	-5.700
28069	28008	231.40	406.50	301.300	-3.200	-300.600	28.300	0.700	25.100
28069	28008	231.40	406.50	301.300	-3.200	-300.600	28.300	0.700	25.100
28069	28071	231.40	233.50	-130.500	-1.100	131.900	0.100	1.300	-1.000
28070	28071	232.60	233.50	-112.700	-2.800	113.200	1.500	0.500	-1.300
28070	28071	232.60	233.50	-112.700	-2.800	113.200	1.500	0.500	-1.300
28073	29051	229.60	229.60	-169.900	-90.000	169.900	90.000	0.000	0.000
28073	28905	229.60	232.50	-2.500	-28.200	2.700	18.400	0.200	-9.700
28073	28079	229.60	233.70	-167.600	-61.900	168.600	64.400	1.100	2.500
28074	29219	236.50	16.40	-117.300	-22.200	117.600	31.000	0.300	8.800
28074	28075	236.50	231.20	262.000	64.400	-259.300	-52.700	2.700	11.700
28074	28021	236.50	418.60	-127.300	-36.100	127.700	43.100	0.400	7.000
28074	28021	236.50	418.60	-127.300	-36.100	127.700	43.100	0.400	7.000
28075	28076	231.20	230.30	204.300	32.700	-203.700	-31.400	0.600	1.300
28077	28012	236.40	236.40	-361.300	-47.000	361.300	47.000	0.000	0.000
28077	29302	236.40	16.90	-199.200	-95.800	200.000	117.300	0.800	21.500
28077	28081	236.40	233.40	50.100	-12.400	-49.000	-13.300	1.100	-25.700
28077	28078	236.40	236.10	88.100	-16.200	-87.100	8.400	1.000	-7.800
28077	28078	236.40	236.10	88.100	-16.200	-87.100	8.400	1.000	-7.800
28077	28024	236.40	416.70	-324.800	-6.100	325.500	34.000	0.700	27.800
28078	28083	236.10	236.20	75.600	-15.900	-75.200	12.200	0.300	-3.700
28078	28083	236.10	236.20	75.600	-15.900	-75.200	12.200	0.300	-3.700
28079	29137	233.70	14.50	-92.600	-42.900	93.000	51.900	0.400	9.000
28079	29136	233.70	14.50	-92.600	-42.900	93.000	51.900	0.400	9.000
28079	29051	233.70	229.60	168.600	64.300	-167.500	-61.800	1.100	2.500
28079	28935	233.70	233.10	142.600	30.600	-142.400	-30.600	0.200	0.100
28079	28901	233.70	230.60	54.700	10.600	-54.200	-19.700	0.500	-9.000
28079	28011	233.70	414.50	-174.600	-42.100	175.000	52.700	0.400	10.600
28079	28011	233.70	414.50	-174.600	-42.100	175.000	52.700	0.400	10.600
28080	28081	235.40	233.40	69.000	-0.300	-68.400	-8.400	0.600	-8.700
28081	28082	233.40	224.30	117.400	21.700	-114.900	-25.500	2.400	-3.800
28082	28950	224.30	229.90	-125.000	-28.600	126.300	21.300	1.300	-7.400
28082	28950	224.30	229.90	-125.000	-28.600	126.300	21.300	1.300	-7.400
28082	28950	224.30	229.90	-125.000	-28.600	126.300	21.300	1.300	-7.400
28082	28950	224.30	229.90	-125.000	-28.600	126.300	21.300	1.300	-7.400
28082	28950	224.30	229.90	-125.000	-28.600	126.300	21.300	1.300	-7.400
28082	28950	224.30	229.90	-125.000	-28.600	126.300	21.300	1.300	-7.400
28082	28950	224.30	229.90	-125.000	-28.600	126.300	21.300	1.300	-7.400
28082	28950	224.30	229.90	-125.000	-28.600	126.300	21.300	1.300	-7.400
28083	28084	236.20	236.10	62.700	-14.700	-62.200	6.500	0.500	-8.200
28083	28084	236.20	236.10	62.700	-14.700	-62.200	6.500	0.500	-8.200
28084	28085	236.10	237.30	24.700	-19.000	-24.400	7.400	0.300	-11.500
28084	28085	236.10	237.30	24.700	-19.000	-24.400	7.400	0.300	-11.500

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U1 [kV]	U2 [kV]	P1 [MW]	Q1 [MVar]	P2 [MW]	Q2 [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
28085	28086	237.30	237.90	1.900	-14.900	-1.800	10.600	0.100	-4.300
28085	28086	237.30	237.90	1.900	-14.900	-1.800	10.600	0.100	-4.300
28086	28087	237.90	239.40	-72.100	-28.500	72.500	23.200	0.500	-5.300
28086	28087	237.90	239.40	-65.400	-19.700	65.900	16.100	0.500	-3.600
28087	29160	239.40	16.90	-199.300	-76.700	200.000	96.500	0.700	19.800
28087	29159	239.40	16.90	-199.300	-76.700	200.000	96.500	0.700	19.800
28087	28093	239.40	229.00	132.300	15.300	-128.600	-18.300	3.700	-2.900
28087	28088	239.40	234.30	79.800	27.800	-79.000	-34.200	0.800	-6.400
28087	28036	239.40	415.00	-94.000	51.000	94.400	-45.500	0.400	5.400
28088	28089	234.30	232.90	5.000	9.200	-4.800	-17.200	0.200	-7.900
28089	28097	232.90	236.90	-171.900	9.200	175.800	-1.800	3.900	7.400
28089	28091	232.90	228.40	160.200	13.700	-157.800	-10.200	2.300	3.500
28089	28090	232.90	234.50	-71.400	-23.800	71.700	21.000	0.200	-2.800
28090	29164	234.50	16.60	-71.700	-21.000	72.000	29.000	0.300	8.000
28091	28093	228.40	229.00	62.200	-19.200	-61.800	12.700	0.500	-6.400
28091	28092	228.40	226.90	60.900	17.700	-60.700	-20.700	0.200	-3.000
28093	28094	229.00	229.90	-0.300	-18.200	0.400	13.400	0.100	-4.800
28093	28094	229.00	229.90	-0.300	-18.200	0.400	13.400	0.100	-4.800
28094	28095	229.90	228.20	65.300	14.100	-65.000	-18.000	0.300	-3.900
28094	28039	229.90	407.40	-66.100	-41.000	66.400	45.200	0.300	4.200
28096	10	409.70	405.00	-5.200	9.500	6.600	-80.000	1.400	-70.500
28097	28099	236.90	239.60	-59.300	-21.400	59.800	13.900	0.400	-7.500
28097	28098	236.90	240.70	-122.500	-27.400	123.500	25.400	1.000	-2.000
28098	29173	240.70	16.80	-61.700	-12.700	62.000	18.200	0.300	5.600
28098	29172	240.70	16.80	-61.700	-12.700	62.000	18.200	0.300	5.600
28099	29170	239.60	16.70	-59.800	-13.900	60.000	19.200	0.200	5.300
28100	28034	232.80	419.00	102.200	-8.600	-101.900	13.800	0.400	5.200
28100	28034	232.80	419.00	102.200	-8.600	-101.900	13.800	0.400	5.200
28855	28935	229.40	233.10	-95.000	-25.000	95.800	21.100	0.800	-3.900
28901	28902	230.60	227.50	30.500	9.800	-30.100	-21.000	0.300	-11.200
28901	28935	230.60	233.10	-46.300	-18.100	46.600	9.400	0.400	-8.700
28904	29327	415.50	25.40	-319.000	-31.000	320.000	69.900	1.000	38.900
28904	29326	415.50	25.40	-319.000	-31.000	320.000	69.900	1.000	38.900
28905	28906	232.50	233.80	-32.000	-24.500	32.400	17.800	0.400	-6.700
28905	28906	232.50	233.80	-32.000	-24.500	32.400	17.800	0.400	-6.700
28905	28904	232.50	415.50	-326.500	-108.900	327.300	141.500	0.800	32.600
28905	29051	232.50	229.60	2.700	18.400	-2.500	-28.100	0.200	-9.700
28905	28911	232.50	225.70	110.400	55.700	-109.300	-57.000	1.100	-1.300
28905	28910	232.50	233.90	-25.300	-14.700	25.500	7.300	0.200	-7.400
28906	28907	233.80	235.00	-32.400	-17.800	32.600	8.000	0.100	-9.800
28906	28907	233.80	235.00	-32.400	-17.800	32.600	8.000	0.100	-9.800
28907	29323	235.00	417.10	-165.200	-46.100	165.600	55.900	0.400	9.900
28914	29162	239.20	16.40	-97.700	-4.600	98.000	11.800	0.300	7.200
28973	29252	419.60	25.30	-347.800	13.600	349.000	31.100	1.200	44.700
28973	29252	419.60	25.30	-347.800	13.600	349.000	31.100	1.200	44.700
28973	29218	419.60	25.30	-347.800	13.600	349.000	31.100	1.200	44.700
28973	29218	419.60	25.30	-347.800	13.600	349.000	31.100	1.200	44.700
28973	28974	419.60	419.60	19.500	-4.000	-19.200	-10.000	0.200	-14.000
29253	28037	234.00	411.70	-45.000	-15.000	45.300	18.300	0.300	3.300
29286	28033	417.90	414.90	219.500	-52.000	-217.700	-46.400	1.800	-98.300
29286	29288	417.90	25.20	-177.500	-4.200	178.000	17.200	0.500	13.000
29286	29287	417.90	25.20	-177.500	-4.200	178.000	17.200	0.500	13.000
29323	28016	417.10	419.00	-368.700	-4.200	372.400	-30.700	3.700	-34.900
								374.5	-1604.5

BIBLIOGRAFIE

1. [Aba2007] Abbasy A., Hosseini S. H., Ant colony optimization-based approach to optimal reactive power dispatch: a comparison of various ant systems, Power engineering society conference and exposition, Johannesburg, 2007, pp.1-8
2. [Abba2009] Abbas N. H., Rao R., Swarm intelligence stability based on stochastic diffusion search, Proceedings of the International Conference on Methods and Models in Computer Science, ICM2CS2009, Delhi, 2009, pp.1-5
3. [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
4. [Abra2004] Abraham A., Jain L., Goldberg R., Evolutionary multi-objective optimization – Theoretical advances and applications, Springer Science and Business Media, Inc., 2004
5. [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
6. [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, pp.553-561, 2009
7. [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
8. [ANRE2013] Raport privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna ianuari 2013, Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, ANRE, 2013
9. [Arabali2014] Arabali A., Ghofrani M., Amoli E. M., Fadali M. S., Aghtaie M. M., A multi-objective transmission expansion planning framework in deregulated power systems with wind generation, IEEE Transactions on Power Systems, 2014, ISSN 0885-8950, pp.1-8
10. [Asada2005] 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, Russia, 2005, pp.1-6
11. [Asada2012] Sousa A.S., Asada E.N., A new branch and cut approach applied to the long-term transmission expansion planning problem, Control Automatic Journal, vol.23, nr.1, 2012, pp.108-119
12. [Ash2006] Ashlock D., Evolutionary computation for modeling and optimization, Springer Science and Business Media, Inc., 2006
13. [Atas2011] Atashkari K., Nariman Z. N., Ghavimi A. R., Mahmoodabadi M. J., Multi-objective optimization of power system based on artificial bee colony, 2011 International Symposium on Innovations in Intelligent Systems and Applications, INISTA2011, Istanbul, 2011, pp.64-68
14. [Barb2009] Bărbulescu C., Managementul congestiilor în condițiile pieței libere a energiei, Teză de doctorat, Universitatea Politehnica Timișoara, 2009
15. [Barreto2013] Barreto W. E., Torres S. P., Castro C. A., Study of Particle Swarm Optimization Variations Applied to Transmission Expansion Planning, IEEE Power Tech, 2013, Grenoble, pp.1-6

16. [Bellman1962] Bellman R. E., Dreyfus E. S., Programare dinamică aplicată, Princeton University Corporation, 1962
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. [Bent2012] Bent R., Toole L. G., Berscheid A., Transmission Network Expansion Planning With Complex Power Flow Models, IEEE Transactions On Power Systems, vol. 27, nr. 2, 2012, pp.904-912
19. [Bergen2000] Bergen A.R., Vittal V., Power Systems Analysis, Prentice Hall, 2000
20. [Bergh2001] van den Bergh F., An Analysis of Partile Swarm Optimizers, Faulty of Natural and Agricultural Sciene, University of Pretoria, Pretoria, 2001
21. [Berian2010] Berian S., Cercetări Privind Potențialul Transdisciplinar al Mecatronicii, Teză de doctorat, Universitatea Tehnică din Cluj-Napoca, 2010
22. [Berry1989] Berry P. E., Dunnett R. M., Contingency constrained economic dispatch algorithm for transmission planning, IEE Proceedings, vol. 136-C, 1989, pp.238-244
23. [Bishop2004] Bishop J. M., Myatt D. R., Nasuto S. J., Minimum stable convergence criteria for stochastic diffusion search, Electronic Letters, Vol. 40, pp.112-118
24. [Bijaya2011] Bijaya K. P., Yuhui S., Meng-Hiot L., Handbook of Swarm Intelligence, Concepts, Principles and Applications, Springer, Berlin Heidelberg, 2011
25. [Bijwe2009] 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
26. [Bola2013] Bolanos R., Correa C. A., Garces A., Molina A., Multi-objective environmental transmission network expansion planning, IEEE PowerTech, Grenoble, 2013, pp.1-5
27. [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, pp.1-7
28. [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
29. [Bramer2011] Bramer M., Devedzic V., Artificial intelligence applications and innovations, Kluwer Academic Publishers, 2011
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. [Buygi2004] Buygi M., Transmission Expansion Planning in Deregulated Power Systems, Teză de doctorat, Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Darmstadt, 2004
32. [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
33. [Cao2010] Cao J. Y., Power system reactive power optimization based on the immune ant colony algorithm, 8th World Congress on Intelligent Control and Automation, WCICA2010, Jinan, pp.4702-4705
34. [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
35. [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

36. [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
37. [CIGRE1995] CIGRE WG 37.10, Methods for planning under uncertainty: toward flexibility in power system development, *Electra*, no. 161, 1995, pp.143-163
38. [Coley2003] Colez D. A., An introduction to genetic algorithms for scientists and engineering, World Scientific Publishing Company, 2003
39. [Conejo2012] 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
40. [Contreras2000] 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
41. [Correa2013] Correa C. A., Balanos A. R., Garces A., Environmental Transmission Expansion Planning Using Non-linear Programming and Evolutionary Techniques, *Alternative Energies and Energy Quality (SIFAE)*, IEEE International Symposium, 2012, pp.1-5
42. [Cristian2013] Cristian P.D., Planificarea extinderii sistemelor electroenergetice complexe utilizând tehnici de inteligență artificială, Teză de doctorat, Universitatea Politehnica Timișoara, 2013
43. [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
44. [Dawkins1976] Dawkins R., *The selfish gene*, Ed a 2-a, Editura Oxford University Press, New York, 1989
45. [Deb2013] Deb S., Gope S., Goswami A. K., Generator rescheduling for congestion management with incorporation of wind farm using artificial bee colony algorithm, 2013 Annual IEEE India Conference, INDICON2013, Mumbai, 2013, pp.1-6
46. [Den2003] Denardo E. V., *Dynamic programming. Models and applications*, Dover Publications, 2003
47. [Den2011] Denardo E. V., *Linear Programming and generalizations. A problem-based introduction with spreadsheets*, Springer Science, 2011
48. [Dera2010] Zadeh S.J., Hosseyni S.H., Derafshian Maram M., Dehghan S., Akbari S., A mixed-integer LP approach considering the impact of bundle conductors on transmission network expansion planning, 18th Iranian Conference on Electrical Engineering - ICEE , pp.938-943, 2010
49. [Desta2013] Desta F. Z., de Cuadra F., Olmos L., Rivier M., Perey-Arriaga I. J., A formulation for large-scale transmission expansion planning problem and a solution strategy, 10th International Conference on the European Energy Market, EEM2013, Stockholm, 2013, pp.1-8.
50. [Dewani2012] Dewani B., Daigavane M. B., Zadgaonkar A. S., A review of various computational intelligence techniques for transmission network expansion planning, IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, 2012, Bengaluru, pp.1-5
51. [Dong2012] 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
52. [Dorigo2004] Dorigo M., Stutzle T., *Ant colony optimization*, Library of Congress Cataloging-in-Publication Data, 2004
53. [Dreyfus2005] Dreyfus G., *Neural networks. Methodology and applications*, Springer Verlag, 497 p., 2005

54. [Duan2002] Duan G., Yu Y., Problem-specific genetic algorithm for power transmission system planning, *Electric Power Systems Research*, vol.61, 2002, pp.41-50
55. [Duson1973] Dusonchet Y. P., El-Abiad A. H., Transmission planning using discrete dynamic optimization, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* vol. PAS-92, 1973, pp.1358-1371
56. [EIA2011] International Energy Outlook 2011, Energy Information Administration, Office of integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, 2011
57. [EIA2012] International Energy Outlook 2012, Energy Information Administration, Office of integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, 2012
58. [EIA2013] International Energy Outlook 2013, Energy Information Administration, Office of integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, 2013
59. [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
60. [El-Hawary2008] El-Hawary M.E., Introduction to electrical power systems, John Wiley & Sons, IEEE Press, 2008
61. [Eremia1985] Eremia M., Crişciu H., Ungureanu B., Bulac C., Analiza asistată de calculator a regimurilor sistemelor electroenergetice, Editura Tehnică Bucureşti, 1985
62. [Eremia2006] Eremia M., Electric Power Systems. Vol I: Electric networks, Editura Academiei Române, Bucureşti, 2006
63. [Esc2004] Escobar A.H., Gallego R.A., Romero R., Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2004, vol.19, nr.2, pp.735-744
64. [Esmiin2005] Esmiin 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
65. [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
66. [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
67. [Fang2012] Zechun H., Fang Z., Baowei L., Transmission expansion planning considering the deployment of energy storage systems, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, 2012, pp.1-6
68. [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
69. [Felea2000] Felea I., Coroiu N., Fiabilitatea și mentenanța echipamentelor electrice, Editura Tehnică, Bucureşti, 2000
70. [Felea2006] Felea I., Dziţac S., Fiabilitatea echipamentelor și sistemelor energetice. Aplicații, Editura Universității din Oradea, Oradea, 2006
71. [Felix2007] Felix T.S., Chan K.T., Manoj K. T., *Swarm Intelligence, Focus on ant and particle swarm optimization*, I-Tech Education and Publishing, 2007
72. [Feng2003] 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
73. [Flores2011] Flores F. B., Salonga J. H. M., Nerves A. C., Multi-objective Transmission Expansion Planning Using an Elitist Non-dominated Sorting Genetic Algorithm with Fuzzy Decision Analysis, *Fifth Asia Modelling Symposium*, Kuala Lumpur, 2011, pp.168-173

74. [Fonseka2004] Fonseka P.A.J., Shrestha G.B., Congestion-driven transmission expansion in competitive power markets, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.19, nr.3, 2004, pp.1658-1665
75. [Fuchs2011] Fuchs I., Voller S., Gjengedal T., Ant Colony based Transmission Expansion developed for the Nordic Area and Great Britain, *IEEE PowerTech*, Trondheim, 2011, pp.1-6
76. [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
77. [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
78. [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
79. [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, București, Romania, pp.1-7
80. [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
81. [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
82. [Garcia2001] Haffner S., Monticelli A., Garcia A., Romero R., Specialized branch and bound algorithm for transmission network expansion planning, *IEEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution*, vol.148, nr.5, 2001, pp.482-488
83. [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
84. [Gavrilaş1999] Gavrilaş M., *Calcul numeric cu aplicații în Turbo Pascal*, Editura Gh. Asachi, Iași, 1999
85. [Geo2012] 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)*, nr.99, 2012, pp.1-6
86. [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
87. [Glover2006] Glover J.D., Sarma M.S., *Power system analysis and design*, Fourth Edition, Prentice Hall, 2006
88. [Goe2011] Goertzel B., Pennachin C., *Artificial General Intelligence*, Springer Berlin Heidelberg, 2011
89. [Gol1989] Goldberg D.E., *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*, Addison Wesley, 1989
90. [Golkar2011] Golkar M.A., Asadzadeh V., Moghaddas-Tafreshi S.M., Economics-based transmission expansion planning in restructured power systems using decimal codification genetic algorithm, *Applied Electrical Engineering and Computing Technologies (AEECT)*, IEEE Jordan Conference, 2011, pp.1-8
91. [Gran2001] 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

92. [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>
93. [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
94. [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
95. [Hash2003] Hashimoto S.H.M., Romero R., Mantovani J.R.S., Efficient linear programming algorithm for the transmission network expansion planning problem, IEEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution, vol.150, nr.5, 2001, pp.536-542
96. [Hau2004] Haupt R.L., Haupt S.E., Practical Genetic Algorithms, Ed. II, John Wiley & Sons, Inc., 2004
97. [Holl1975] Holland J.H., Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to biology, control and artificial intelligence. MIT Press, 1975
98. [Hui2012] 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
99. [Hut2013] Hutter M., Universal Artificial Intelligence – Sequential decisions based in algorithmic probability, Springer Berlin Heidelberg, 2013
100. [Isabela2013] Isabela M. M.; Ivo C. S.; André L. M. M., Bruno H. D., Member, Transmission Expansion Optimization Via Constructive Heuristic Technique, IEEE PowerTech, 2013, Grenoble, pp.1-5
101. [Jabr2013] Jabr R. A., Robust transmission network expansion planning with uncertain renewable generation and loads, IEEE transactions on power systems, vol. 28, nr. 4, 2013, pp.1-6
102. [Jain2000] Jain L. C., Martin N. M., Fusion of neural networks, fuzzy systems and genetic algorithms: industrial applications, CRC Press, 2000
103. [Jalil2009] Jalilzadeh Saeed, Kazemi A., Mahdavi M., Haddadian H., TNEP considering voltage level, network losses and number of bundle lines using GA, Proceedings of the 3rd International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2009, pp.1580-1585
104. [Jes2012] Jesse R., Cohn R., Stochastic diffusion search, 2012
105. [Jigoria2010] Jigoria-Oprea D., Integrarea surselor regenerabile de energie în sistemele electroenergetice actuale, Teză de doctorat, Universitatea Politehnica Timișoara, 2010
106. [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
107. [Jingdong1997] Jingdong X., Guoqing T., The application of genetic algorithms in the multi-objective transmission network planning, Proceeding 4th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, 1997, pp.338-341
108. [Johan2013] Johan N. F. M., Azmi A., Rashid M. A., Yaakob S. B., Multi-objective using artificial bee colony optimization for distributed generation placement on power system, IEEE International Conference on Control System, Computing and Engineering, ICCSCE2013, Mindeb, 2013, pp.117-121

109. [Karaboga2000] Karaboga D., Pham D. T., *Intelligent Optimisation Techniques*, Springer Berlin Heidelberg, 2000
110. [Kennedy1995] Kennedy J., Eberhart, R.C., Particle swarm optimization, *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks*, Perth, Australia, 1995, pp.1942–1948
111. [Kilyeni1988a] Kilyeni St., Nemes M., Moga M., Buta A., Lustrea B., Velicescu C., Surianu F., Sistem test de 13 de noduri, *Simpozionul National de Electroenergetica*, Timisoara, 1988, vol.2, p.77-82
112. [Kilyeni1988b] Kilyeni St., Nemes M., Moga M., Buta A., Luștea B., Velicescu C., Șurianu F., Sistem test de 25 de noduri, *Conferinta Națională de Energetică*, București, vol.5, lucr. 5.05, 1988
113. [Kilyeni2010] Kilyeni St., Tehnice numerice de analiză asistată de calculator a regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice, Ed. a 2-a, Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 2010
114. [Kilyeni2011] Kilyeni St., Metode numerice. Algoritme, programe de calcul, aplicații în energetică, Ed. A 4-a, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2011
115. [Kilyeni2012] Kilyeni St., Tehnici de optimizare în inginerie energetică, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2012
116. [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
117. [Kwang2008] Kwang Z. L., Mohamed A., *Modern heuristic optimization techniques, theory and applications to power systems*, IEEE Press Series on Power Engineering, 2008
118. [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
119. [Le2013] Le A. D., Nguzen M. H., Eghbal M., Nguzen D. H., Transmission expansion planning in electricity market: the case in Vietnam, *IEEE Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Hobart, Australia, 2013, pp.1-6
120. [Lee2005] Lee K. Y., Vlachogiannis J. G., Optimization of power systems based on ant colony system algorithms: an overview, *13th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems*. Arlington, 2005, pp.22-35
121. [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
122. [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
123. [Lew2007] Lew A., Mauch H., *Dynamic programming. A computational Tool*, Springer Berlin Heidelberg, 2007
124. [Li2008] Li, Z., Tan G., A self-adaptive mutation-particle swarm optimization algorithm, *4th International Conference on Natural Computation, ICNC2008*, Jinan, 2008, pp.30-34
125. [Li2010] 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
126. [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

127. [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
128. [Lumb2013] Lumbreras S., Ramos A., Transmission expansion planning using an efficient version of Bender's decomposition. A case study, *IEEE PowerTech*, 2013, pp.1-7
129. [Lustrea2010] Lustrea B., Elemente de inteligență artificială în inginerie energetică, Note de curs, Universitate Politehnică Timișoara, 2010
130. [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
131. [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
132. [Maha2012] Mahamed G. H., Salman A., Probabilistic stochastic diffusion search, Springer Berlin Heidelberg, 2012
133. [Marin1992] 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
134. [Matlab] Users guide, <http://www.mathworks.com/>
135. [Mendo2013a] Mendonca M. I., Poubel R. P., Junior I. C., Oliveira E. J., Marcato A. L., Leonardo W., Static Transmission Network Expansion Planning of Electric Power Systems using the Firefly Optimization, *IEEE PowerTech*, Grenoble, 2013, pp.1-6
136. [Mendo2013b] Mendonca M. I., Junior I. C., Marcato A. L., Andre L. M., Dias B. H., Transmission Expansion Optimization Via Constructive Heuristic Technique, *IEEE PowerTech*, Grenoble, 2013, pp.1-6
137. [Michael2010] Michael N. Vrahatis, Konstantinos E. Parsopoulos, Particle Swarm Optimization and Intelligence: Advances and Applications, Editura IGI Global, Hershey SUA, 2010
138. [Min2014] Minhat A.R., Mustafa M.W., Musirin I., Khalid S.N.A., Implementation of artificial bees colony algorithm on real power line loss allocation, 8th International Power Engineering and Optimization Conference, PEOCO2014, Langkawi, 2014, pp.658-662
139. [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
140. [Molina2011] Molina J. D., Rudnick H., Transmission expansion plan: ordinal and meta-heuristic multi-objective optimization, *IEEE PowerTech*, Trondheim, 2011, pp.1-6
141. [Momoh2008] Momoh A.J., Electric power system applications of optimization, Howard University, Second Edition, CRC Press, 2008
142. [Monsef2012] 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
143. [Monti2000] 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
144. [Moscato1989] Moscato P., On evolution, search, optimization, genetic algorithms and martial arts: Towards memetic algorithms, Caltech concurrent computation program, C3P Report 826, 1989

145. [Mosle2012] 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
146. [Moul2010] Moulin L.S., Poss M., Sagastizábal C., Transmission expansion planning with re-design, *Energy Systems*, vol. 1, nr. 2, pp.113-139, 2010
147. [Muh1994] Mühlenbein, H., The Breeder Genetic Algorithm - a provable optimal search algorithm and its application. *Colloquium on Applications of Genetic Algorithms*, IEE 94/067, London, 1994
148. [Mur2006] Murari C.A.F., Silva Id.J., Rider M.J., Romero R., Transmission Network Expansion Planning Considering Uncertainty in Demand, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006, vol.21, nr.4, pp.1565-1573
149. [Nil2012] Nilson J. N., *Artificial Intelligence. A new synthesis*, Morgan Kaufmann Publishers, Inc., 2012
150. [Nima2014] Shahab D., Nima A., Ahad K., Two-Stage Robust Generation Expansion Planning: A Mixed Integer Linear Programming Model, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, nr. 2, 2014
151. [Obu2014] Obushevs A., Oleinikova I., Transmission expansion planning considering wholesale electricity market and integration of renewable generation, 11th International Conference on the European Energy Market (EEM), Krakow, 2014, pp.1-6
152. [Ojeda2010] 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
153. [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
154. [Olive2004] Oliveira P.M., Gomez J.F., Khodr H.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
155. [OPCOM2004] Raport anual 2004, Operatorul pieței de energie electrică din Romania, SC OPCOM SA, 2004
156. [Palma1996] Palma R., Rudnick H., Cura E., Silva C., Economically adapted transmission systems in open access schemes-application of genetic algorithms, *IEEE Transactions on Power Systems*, 1996, vol.11, nr.3, pp.1427-1440
157. [Park1993] 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
158. [Parso2001] 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
159. [Parso2004] 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
160. [Part2013] Partridge D., *Artificial intelligence and software engineering, understanding the promise of the future*, Glenlake Publishing Company, Ltd., 2013
161. [Pere1985] 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

162. [Pereira1985] 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
163. [Pereira2001] 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
164. [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
165. [Pop2010] Pop D.M., Contribuții privind planificarea extinderii sistemelor electroenergetice complexe, Teză de doctorat, Universitatea Politehnica Timișoara, 2010
166. [PowerWorld] PowerWorld, User's guide: <http://www.powerworld.com/>
167. [Precup2007] Precup R.E, Matematici asistate de calculator. Algoritmuri, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2007
168. [Qiu2011] 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
169. [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
170. [Rabih2013] Rabih A., Optimization of AC Transmission System Planning, IEEE Transactions On Power Systems, vol. 28, nr. 3, 2013, pp.2779-2787
171. [Rafa2014] Rafael S. F., Carmen L. T. B., Mario V. F. P., A Flexible Mixed-Integer Linear Programming Approach to the AC Optimal Power Flow in Distribution Systems, IEEE Transactions On Power Systems, 2014, pp.1-6
172. [Rahmani2013] Rahmani M., Romero R., Rider M. J., Strategies to Reduce the Number of Variables and the Combinatorial Search Space of the Multistage Transmission Expansion Planning Problem, 2013, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 28, Nr. 3
173. [Rat2013a] Rathore Ch., Roy R., Sharma U., Patel J., Artificial bee colony algorithm based static transmission expansion planning, International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability, ICEETS2013, Nagercoil, 2013, pp.1126-1131
174. [Rat2013b] Rathore Ch., Roy R., Impact of distributed generation in transmission network expansion planning problem, 3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion System, Istanbul, 2013, pp.1-6
175. [Ravi2012] Ravi V., Duraiswamy K., Effective optimization technique for power system stabilization using artificial bee colony, International Conference on Computer Communication and Informatics, ICCCI2012, Coimbatore, 2012, pp.1-6
176. [Rid2005] Rider M.J., de J.Silva I., Romero R., Garcia A.V., Murari C.A., Transmission network expansion planning in full open market considering security constraints, IEEE Power Tech, 2005, Russia, pp.1-6
177. [Rocha2011] 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
178. [Rocha2013] Rocha M. C., Saraiva J. T., Transmission Expansion Planning – A Multiyear PSO Based Approach Considering Load Uncertainties, IEEE PowerTech, 2013, Grenoble, pp.1-6
179. [Romero1996] 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

180. [Romero1998] Romero R., Gallego R. A., Monticelli A., Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm, IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution, vol.145, nr.3, 1998, pp.329-335
181. [Romero2003] 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
182. [Romero2005] 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
183. [Romero2007] Romero R., Rider M.J., Silva I.de J., A Metaheuristic to Solve the Transmission Expansion Planning, IEEE Transactions on Power Systems, 2007, vol.22, nr.4, pp.2289-2291
184. [Rongrit2014] Rongrit Ch., Surachai Ch., Transmission network expansion planning considering renewable energy target, IEEE ECTI-CON International Conference, 2014, Nakhon Ratchasima, pp.1-6.
185. [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
186. [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
187. [Seifu1989] Seifu A., Salon S., List G., Optimization of transmission line planning including security constraints, IEEE Trans. Power Syst., vol. 4, 1989, pp.1507-1512
188. [Sen1999] Sennott L. I., Stochastic Dynamic Programming and the Control of Queueing Systems, John Wiley & Sons, 1999
189. [Sepasian2011] Sepasian M.S., Seifi H., Electric Power System Planning Issues, Algorithms and Solutions, Ed. A 1-a, Editura Springer, Berlin, 2011
190. [Sepasian2012] 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
191. [Shah2010] Hedayat Saboori, Shahram Jadid, Economic assessment methods for transmission network expansion planning in competitive environments, 18th Iranian Conference on Electrical Engineering - ICEE , pp.907-912, 2010
192. [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
193. [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
194. [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
195. [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

196. [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
197. [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
198. [Snie1992] Sniedovich M., *Dynamic programming*, Marcel Dekker, Inc., 1992
199. [Solo2013] Solomonesc C.F., *Planificarea extinderii rețelelor de transport al energiei electrice utilizând tehnici de calcul evolutiv*, Teză de doctorat, Universitatea Politehnica Timișoara, 2013
200. [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*, Shenyang, China, pp.1-6
201. [Sousa2011] Sousa A. S., Eduardo N. A., *A Heuristic Method Based on the Branch and Cut Algorithm to the Transmission System Expansion Planning Problem*, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp.1-6
202. [SumIm2009] 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
203. [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
204. [Tani2009] Tanimoto S. L., *The elements of artificial intelligence – an introduction using LISP*, Computer Science Press, Inc., 2009
205. [Tavok2012] 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
206. [Taylor2009] 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
207. [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
208. [Teslovan2014] Teslovan R. T., *Planificarea extinderii rețelelor electrice de distribuție*, Teză de doctorat, Universitatea Politehnica Timișoara, 2014
209. [Torres2011] Torres S. P., Castro C. A., Pringles R. M., Guaman W., *Comparison of Particle Swarm Based Meta-heuristics for the Electric Transmission Network Expansion Planning Problem*, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, 2011, pp.1-7
210. [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
211. [Trans2011] *Planul de perspectivă al RET. Perioada 2010-2014 și orientativ 2019*, CNTEE Transelectrica S.A., București, 2011
212. [Trans2014] *Planul de dezvoltare a RET. Perioada 2014-2023*, CNTEE Transelectrica S.A., București, 2013
213. [TrEnerg2010] *Considerații privind sistemul energetic național și evoluția pieței de energie electrică*, <http://www.transenergo.ro>, 2010
214. [Tsui2002a] Tsui K., Ch., Liu J., *Evolutionary diffusion optimization I. Description of the algorithm*, *Proceedings on the 2002 Congress on Evolutionary Computation*, CEC2002, Honolulu, 2002, pp.169-174

215. [Tsui2002b] Tsui K., Ch., Liu J., Evolutionary diffusion optimization II. Performance assessment, Proceedings on the 2002 Congress on Evolutionary Computation, CEC2002, Honolulu, 2002, pp.1284-1289
216. [UPT2009a] Contract UPT 47/2009, Studiu privind oportunitatea mentinerii in functiune a compensatorului sincron din statia 220/110 kV Timisoara, CNTEE Transelectrica SA
217. [UPT2009b] Contract UPT 49/2009, Studiu privind managementul riscului de congestie prin utilizarea valorii probabile a congestiilor si optimizarea regimurilor de functionare. Studiu de caz pentru zona de Vest a SEN, CNTEE Transelectrica SA
218. [UPT2009c] Contract UPT 91/2009, 84/2010, Program de autoinstruire si auto-evaluare asistata de calculator pentru personalul operational din statiile electrice, CNTEE Transelectrica SA
219. [UPT2012] Contract UPT 83/2012, Verificarea schemelor de protectie impotriva loviturilor directe de trasnet, a supratensiunilor atmosferice propagate pe LEA in statie si a supratensiunilor de comutatie in cazul statiei 400 kV Mintia, CNTEE Transelectrica SA
220. [UPT2013a] Contract UPT 43/2013, Analiza si optimizarea regimurilor de functionare pentru rețeaua electrica de distributie din zona Electrica Muntenia Nord, Electrica Muntenia Nord
221. [UPT2013b] Contract UPT 64,70,77,79,80,86/2013, Studiu privind integrarea in sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Timișoara, Enel Distribuție Banat
222. [UPT2013c] Contract UPT 72,97,98/2013, Studiu privind integrarea in sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Sânnicolau-Jimbolia, Enel Distribuție Banat
223. [UPT2013d] Contract UPT 71,76/2013, Studiu privind integrarea in sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Lugoj-Făget, Enel Distribuție Banat
224. [UPT2013e] Contract UPT 78,87/2013, Studiu privind integrarea in sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Caraș-Severin, Enel Distribuție Banat
225. [UPT2013f] Contract UPT 58,96/2013, Studiu privind integrarea in sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Arad, Enel Distribuție Banat
226. [UPT2014a] Contract UPT 45/2014, Analiza și optimizarea regimurilor de funcționare pentru rețeaua electrică de 110 kV din zona Dobrogea, Enel Distribuție Dobrogea
227. [UPT2014b] Contract UPT 11,12,13/2013, Studiu privind integrarea in sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Lugoj-Făget, Enel Distribuție Banat
228. [UPT2014c] Contract UPT 24,32,84/2014, Studiu privind integrarea in sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Timișoara, Enel Distribuție Banat
229. [UPT2014d] Contract UPT 70/2014, Studiu privind racordarea la SEN a micro-hidrocentralei MHC3, Topleț, Enel Distribuție Banat
230. [UPT2014e] Contract UPT 93/2014, Studiu privind integrarea în sistemul electroenergetic a centralei cu biomasă din localitatea Ghiroda, Enel Distribuție Banat, CNTEE Transelectrica SA
231. [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
232. [Villasana1985] 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

233. [webMAT] <http://www.pserc.cornell.edu//matpower/#docs>
234. [webPSO] http://www.scholarpedia.org/article/Particle_swarm_optimization
235. [Wei2010] Weise T., Global optimization algorithms – theory and application, <http://www.it-weise.de>, 2010
236. [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
237. [wikiMeme] <http://en.wikipedia.org/wiki/Meme>
238. [Yan2007] Jin Y.X., Cheng H.Z., Yan J.Y., Zhang L., New discrete method for PSO and its application in transmission network expansion planning, *Electric Power Systems Research*, Elsevier, vol.77, nr.3, 2007, pp.227-233
239. [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
240. [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
241. [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
242. [Yun2008] Yuntao Z., Wang J., Xie X., Continuous ant colony algorithm based on entity and ITS convergence, *2nd International Symposium on Intelligent Information Technology application*, IITA2008, Shanghai, 2008, pp.80-84
243. [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
244. [Zao2003] 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
245. [Zeinad2011] Zeinaddini-Maymand M., Rashidinejad M., Mohammadian M. et al., An application of a Modified Constructive Heuristic Algorithm to Transmission Expansion Planning, *IEEE PowerTech*, Trondheim, 2011, pp.1-5
246. [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
247. [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
248. [Zio2010] E. Zio, F. Cadini, C.A. Petrescu, Optimal expansion of an existing electrical power transmission network by multi-objective genetic algorithms, *Reliability Engineering & System Safety*, 2010, Volume 95, Issue 3, pp.173–181

SINTEZĂ PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII

1. [Andea2010] Andea P., Mnerie G.V., Pop O., Solomonesc F., **Simo A.**, Conventional vs. alternative energy sources overview. Part III. Perspectives in Romania, Proceedings of the IEEE International Joint Conferences on Computational Cybernetics and Technical Informatics, Timișoara, România, 2010, p. 607-612 (BDI)
2. [Barb2009] Bărbulescu C., Kadar P., Kilyeni Șt., Vuc Gh., **Simo A.**, Probabilistic Power Flow Using a Software Tool Designed for Stochastic Power System Analysis, Energetica, 2009, România, pp.523-529 (BDI)
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 (ISI)
4. [Barb2013] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., **Simo A.**, Pop O., Oros C., Șchiopu R., Deacu A., ANN techniques for power consumption forecasting, Proceedings of the IEEE International Conference PowerTech 2013, Grenoble, France, 2013, pp.1-6 (BDI)
5. [Barb2014a] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., **Simo A.**, Oros C., Artificial Intelligence Techniques for Optimal Power Flow, 6th International Workshop on Soft Computig Applications, SOFA2014, Timișoara, România, 2014, pp. 1-6 (ISI)
6. [Barb2014b] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Fati O., **Simo A.**, Oprea G., Dobre B., Technical Losses Evaluation. Dobrogea Distribution Network Case Study, 49th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2014, Cluj-Napoca, România, 2014, pp.1-6 (ISI)
7. [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 (BDI)
8. [Cristian2012] 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, (BDI)
9. [Cristian2013a] Cristian D., **Simo A.**, Bărbulescu C., Kilyeni Șt., PSO Based Transmission Network Expansion, Proceedings of the 48th International Universitie's Power Engineering Conference, UPEC2013, Dublin, Ireland, 2013, pp.1-6 (ISI)
10. [Cristian2013b] Cristian D.P., Bărbulescu C., Kilyeni Șt. Teslovan R., **Simo A.**, PSO Based OPF Algorithm, International IEEE Eurocon Conference, Zagreb, Croatia, 2013, pp.1-6, (BDI)

11. [Cristian2013c] Cristian D., **Simo A.**, Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Solomonesc F., Cornoiu M, PSO techniques for optimal power flow. Parameters tuning by mathematical test functions, Proceedings of the IEEE International Conference PowerTech 2013, Grenoble, France, 2013, pp.1-6, (BDI)
12. [Jigoria2009] Jigoria-Oprea D., Luștrea B., Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Kilyeni A., **Simo A.**, Daily load forecasting using recursive artificial neural network vs. classic forecasting approaches, Proceedings of the 5th International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics, SACI2009, Timișoara, România, 2009, pp. 487-490 (ISI)
13. [Kilyeni2009] Kilyeni Șt., Bărbulescu C., **Simo A.**, Topor G., Numerical methods software library. Power engineering applications, Proceedings of the 8th International Power Systems Conference, PSC2009, Buletinul Științific al UPT, Seria Energetică, Timișoara, România, 2009, p.263-272
14. [Kilyeni2010] 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 (BDI)
15. [Kilyeni2014a] Kilyeni Șt., Bărbulescu C., **Simo A.**, Teslovan R., Oros C., Genetic Algorithm Based Distribution Network Expansion Planning, 49th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2014, Cluj-Napoca, România, 2014, pp.1-6 (ISI)
16. [Kilyeni2014b] Kilyeni Șt., Bărbulescu C., **Simo A.**, Teslovan R., GA Based Distribution Network Expansion. Part 1. Mathematical Model, Proceedings of the International Conference on Applied and Theoretical Electricity, ICATE2014, 23-25 Octombrie, Craiova, Romania, p. 1-6 (ISI)
17. [Pop2012] Pop O., **Simo A.**, Bărbulescu C., Kilyeni Șt, Deacu A., Interconnected Power System Optimal Power Exchanges, Proceedings of the 47th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2012, London, UK, 2012, pp.1-6 (BDI)
18. [Simo2009] **Simo A.**, Topor G., Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Numerical processing of functions. Computer program in Delphi environment for power engineering applications, Proceedings of the 11th Timișoara Academic Days Conference, Buletinul Științific al UPT, Seria Energetică, Timișoara, România, 2009, p.105-108
19. [Simo2013] **Simo A.**, Raport științific nr.1 cu rezultate intermediare ale cercetării, Universitatea Politehnică Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Departamentul de Electroenergetică, Timișoara, 2013
20. [Solo2013a] Solomonsc F., Bărbulescu C., Kilyeni Șt., **Simo A.**, Optimal Power Flow Computing GA Applications, Proceedings of the 48th International Universities' Power Engineering Conference, UPEC2013, Dublin, Ireland, 2013, pp.1-6 (ISI)
21. [Simo2014a] **Simo A.**, Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Deacu A., PSO based transmission network expansion planning, 17th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, MELECON, Beirut, Lebanon, 2014, pp.1-6 (ISI)

22. [Simo2014b] **Simo A.**, Raport științific nr.1 cu rezultate intermediare ale cercetării, Universitatea Politehnică Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Departamentul de Electroenergetică, Timișoara, 2014
23. [Topor2009] Topor G., **Simo A.**, Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Numerical solution of linear systems. Computer program in Delphi environment for power engineering applications, Proceedings of the 11th Timișoara Academic Days Conference, Buletinul Științific al UPT, Seria Energetică, Timișoara, România, 2009, p.123-126
24. [UPT2009a] Contract UPT 47/2009, Studiu privind oportunitatea mentinerii în funcțiune a compensatorului sincron din stația 220/110 kV Timișoara, CNTEE Transelectrica SA
25. [UPT2009b] Contract UPT 49/2009, 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, CNTEE Transelectrica SA
26. [UPT2009c] Contract UPT 91/2009, 84/2010, Program de autoinstruire și autoevaluare asistată de calculator pentru personalul operațional din stațiile electrice, CNTEE Transelectrica SA
27. [UPT2012] Contract UPT 83/2012, Verificarea schemelor de protecție împotriva loviturilor directe de trăsnet, a supratensiunilor atmosferice propagate pe LEA în stație și a supratensiunilor de comutație în cazul stației 400 kV Mintia, CNTEE Transelectrica SA
28. [UPT2013a] Contract UPT 43/2013, Analiza și optimizarea regimurilor de funcționare pentru rețeaua electrică de distribuție din zona Electrica Muntenia Nord, Electrica Muntenia Nord
29. [UPT2013b] Contract UPT 64,70,77,79,80,86/2013, Studiu privind integrarea în sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Timișoara, Enel Distribuție Banat
30. [UPT2013c] Contract UPT 72,97,98/2013, Studiu privind integrarea în sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Sânnicolau-Jimbolia, Enel Distribuție Banat
31. [UPT2013d] Contract UPT 71,76/2013, Studiu privind integrarea în sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Lugoj-Făget, Enel Distribuție Banat
32. [UPT2013e] Contract UPT 78,87/2013, Studiu privind integrarea în sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Caraș-Severin, Enel Distribuție Banat
33. [UPT2013f] Contract UPT 58,96/2013, Studiu privind integrarea în sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Arad, Enel Distribuție Banat
34. [UPT2014a] Contract UPT 45/2014, Analiza și optimizarea regimurilor de funcționare pentru rețeaua electrică de 110 kV din zona Dobrogea, Enel Distribuție Dobrogea
35. [UPT2014b] Contract UPT 11,12,13/2013, Studiu privind integrarea în sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Lugoj-Făget, Enel Distribuție Banat

36. [UPT2014c] Contract UPT 24,32,84/2014, Studiu privind integrarea în sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Timișoara, Enel Distribuție Banat
37. [UPT2014d] Contract UPT 70/2014, Studiu privind racordarea la SEN a microhidrocentralei MHC3, Topleț, Enel Distribuție Banat
38. [UPT2014e] Contract UPT 93/2014, Studiu privind integrarea în sistemul electroenergetic a centralei cu biomasă din localitatea Ghiroda, Enel Distribuție Banat, CNTEE Transelectrica SA