

PLANIFICAREA EXTINDERII REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

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

Ing. Răzvan Petru Teslovan

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. Gheorghe Vuc

Data susținerii tezei: 28.III.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 2010 – martie 2014, în cadrul studiilor doctorale cu frecvență în domeniul *Inginerie Energetică* la *Universitatea Politehnica Timișoara*, desfășurate prin în cadrul proiectului "Spre cariere de cercetare prin studii doctorale", ID 77265, cofinanțat din Fondul Social European "Investește în oameni", în cadrul Programului Operațional Sectorial pentru Dezvoltarea Resurselor Umane 2007–2013.

În acești ani am avut șansa să particip la soluționarea unor contracte de cercetare încheiate cu o serie de operatori de distribuție a energiei electrice (Enel, Electrica) și de agenți economici, strâns legate de tema tezei de doctorat, în cadrul Centrului de Cercetare pentru *Analiza și optimizarea regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice*, condus de Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni. Toate aceste activități de cercetare au avut o puternică influență asupra formării și orientării mele profesionale. În acest context, adresez alese mulțumiri Șef lucr.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, 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 doresc îmi exprim gratitudinea față de profesorii mei din cadrul Departamentului de Electroenergetică, care m-au încurajat și mi-au oferit un ajutor prețios. Doresc să remarc ajutorul prețios oferit de Șef lucr.dr.ing. Ioan Borlea și Conf.dr.ing. Gheorghe Vuc prin punerea la dispoziție a unor baze de date de un real folos. Un gând frumos pentru Prof.dr.ing Iuliu Delesega, care mi-a oferit șansa de a colabora în activitatea didactică.

Pe parcursul elaborării tezei am avut o colaborare fructuoasă cu colegii mei, dr.ing. Petru Dan Cristian, dr.ing. Florin Solomonesc, drd.ing Attila Simo, 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. Gheorghe Vuc (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 părinților mei pentru sprijinul și înțelegerea acordate în toți acești ani.

Timișoara, februarie 2014

Răzvan-Petru Teslovan

Teslovan, Răzvan Petru

PLANIFICAREA EXTINDERII REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

Teze de doctorat ale UPT, Seria 13, Nr. 9, Editura Politehnica, 2014,
220 pagini, 57 figuri, 67 tabele

ISSN: 2069-8208

ISBN: 978-606-554-819-0

Cuvinte cheie: rețea de distribuție a energiei electrice, planificarea extinderii optime, inteligența artificială, particle swarm optimization, algoritmi genetici, optimizare regimuri de funcționare, strategie energetică.

Rezumat: Tematica tezei se încadrează în preocupările actuale din domeniul mai larg al managementului sistemelor electroenergetice, al planificării pe termen mediu și lung a dezvoltării rețelei de distribuție al energiei electrice. Teza are ca obiectiv principal elaborarea unor metode practice de planificare optimă a extinderii rețelelor de distribuție (RED) utilizând tehnici de inteligență artificială – în principal Algoritmi Genetici. Alături de planificarea extinderii, se abordează și problema reconfigurării RED, în scopul asigurării radialității soluțiilor practice de extindere.

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 distribuție (Electrică, Enel, E.ON, CEZ în cazul României). Programele de calcul au fost realizate în mediul Matlab, fiind compatibile la nivel de bază de date cu pachete de programe profesionale din domeniu. Ele utilizează la maxim posibilitățile oferite de mediile de programare și de sistemele informatice actuale.

Aplicațiile concrete se referă atât la sisteme de distribuție test de diverse dimensiuni (cele consacrate, de tip IEEE, sau cele elaborate în cadrul Departamentului de Electroenergetică), cât și la un sistem real de mari dimensiuni denumit generic Enel Timișoara – o zonă consistentă din cadrul rețelei deservite de Enel Distribuție Banat. Toate studiile de extindere au avut în vedere și evoluția sursele regenerabile de energie, racordate în diversele noduri ale rețelei de distribuție.

CUPRINS

CUPRINS	5
ACRONIME	8
LISTA DE FIGURI	9
LISTA DE TABELE	11
LISTA DE ANEXE	14
1. INTRODUCERE	15
2. STADIUL ACTUAL AL EVOLUȚIEI SECTORULUI ENERGETIC, AL SISTEMELOR ELECTROENERGETICE ȘI AL REȚELELOR DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE	21
2.1. Contextul global.....	21
2.2. Politica energetică a Uniunii Europene	24
2.3. Evoluția sistemului electroenergetic al României și a cadrului legislativ	26
2.4. Situația actuală a sistemului electroenergetic al României	27
2.4.1. Producerea energiei electrice	27
2.4.2. Consumul de energie electrică	30
2.4.3. Rețeaua de distribuție al energiei electrice.....	32
2.5. Planificarea extinderii RED în România.....	36
2.6. Concluzii.....	37
3. MODALITĂȚI DE SOLUȚIONARE A PLANIFICĂRII EXTINDERII RED	39
3.1. Metode matematice de optimizare	39
3.1.1. Programare liniară, programare liniară în numere întregi și mixtă.....	40
3.1.2. Programare neliniară	41
3.1.3. Programare dinamică	42
3.2. Metode euristice și meta-euristice.....	42
3.2.1. Algoritmi euristici constructivi	43
3.2.2. Recoacere simulată (Simulated Annealing)	43
3.2.3. Căutare de tip tabu (Tabu Search).....	44
3.2.4. Sisteme expert.....	44
3.2.5. Algoritmi evolutivi. Algoritmi genetici	45
3.2.6. Metoda coloniilor de furnici.....	46
3.2.7. Metoda „branch exchange”	47
3.3. Concluzii	48
4. TEHNICI DE INTELIGENȚĂ ARTIFICIALĂ	49
4.1. Particle Swarm Optimization (PSO)	49
4.1.1. Calcul evolutiv. Inteligența de tip roi	49
4.1.2. Versiunea de bază a PSO.....	50
4.1.3. Alte versiuni ale PSO	55

4.2. Algoritmi Genetici (AG)	57
4.2.1. Considerații preliminare	57
4.2.2. Versiunea de bază a algoritmilor genetici	59
4.2.3. Algoritmi genetici codificați cu valori reale	61
4.3. Concluzii	66
5. MODELUL MATEMATIC AL PLANIFICĂRII EXTINDERII REȚELOR DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE	67
5.1. Versiunea clasică a modelului matematic	67
5.1.1. Analiza regimului permanent normal	67
5.1.1.1. Considerații preliminare	67
5.1.1.2. Soluționarea modelului matematic cu versiunea clasică a metodei Newton	68
5.1.2. Optimizarea regimului permanent normal (OPF)	74
5.1.2.1. Considerații preliminare	74
5.1.2.2. Prezentarea modelului matematic	75
5.1.2.3. Soluționarea modelului matematic al OPF	82
5.1.3. Planificarea extinderii rețelelor electrice de distribuție	86
5.2. Versiunea pentru algoritmi genetici	89
5.2.1. Considerații preliminare	89
5.2.2. Optimizarea regimului permanent normal	89
5.2.3. Planificarea extinderii rețelelor electrice de distribuție	91
5.3. Concluzii	93
6. PREZENTAREA INSTRUMENTELOR SOFTWARE	95
6.1. Instrument software pentru optimizarea circulației de puteri	95
6.2. Instrument software pentru planificarea extinderii rețelelor de distribuție	98
6.3. Concluzii	100
7. STUDII DE CAZ ȘI REZULTATE	101
7.1. Considerații preliminare	101
7.2. Rețeaua Test 13	102
7.2.1. Considerații preliminare	102
7.2.2. Test 13 inițial, fără surse regenerabile	103
7.2.3. Test 13 extins maximal, fără surse regenerabile	104
7.2.4. Test 13 soluția optimă de extindere, fără surse regenerabile	105
7.2.5. Test 13 inițial, cu surse regenerabile	107
7.2.6. Test 13 inițial extins maximal, cu surse regenerabile	107
7.2.7. Test 13 soluția optimă de extindere, cu surse regenerabile	108
7.2.8. Soluția finală de extindere	110
7.3. Rețeaua IEEE30	111
7.3.1. Considerații preliminare	111
7.3.2. IEEE30 inițial, fără surse regenerabile	111
7.3.3. IEEE30 extins maximal, fără surse regenerabile	112
7.3.4. IEEE30 soluția optimă de extindere, fără surse regenerabile	114
7.3.5. IEEE30 inițial, cu surse regenerabile	116
7.3.6. IEEE30 extins maximal, cu surse regenerabile	116
7.3.7. IEEE30 soluția optimă de extindere, cu surse regenerabile	117
7.3.8. Soluția finală de extindere	119

7.4. Rețeaua IEEE33	120
7.4.1. Considerații preliminare	120
7.4.2. IEEE33 inițial, fără surse regenerabile	120
7.4.3. IEEE33 extins maximal, fără surse regenerabile.....	121
7.4.4. IEEE33 soluția optimă de extindere, fără surse regenerabile.....	122
7.4.5. IEEE33 inițial, cu surse regenerabile	124
7.4.6. IEEE33 extins maximal, cu surse regenerabile.....	125
7.4.7. IEEE33 soluția optimă de extindere, cu surse regenerabile	125
7.4.8. Soluția finală de extindere	127
7.5. Sistemul de distribuție Enel Timișoara	131
7.5.1. Considerații preliminare	131
7.5.2. Enel Timișoara inițial, fără surse regenerabile.....	131
7.5.3. Enel Timișoara extins maximal, fără surse regenerabile	133
7.5.4. Enel Timișoara soluția optimă de extindere, fără surse regenerabile	135
7.5.5. Enel Timișoara inițial, cu surse regenerabile.....	137
7.5.6. Enel Timișoara extins maximal, cu surse regenerabile.....	139
7.5.7. Enel Timișoara soluția optimă de extindere, cu surse regenerabile.....	139
7.5.8. Soluția finală de extindere	142
7.6. Concluzii	145
8. CONCLUZII GENERALE ȘI CONTRIBUȚII PERSONALE.....	147
ANEXE	151
Anexa 1. Test 13	151
Anexa 2. IEEE30	157
Anexa 3. IEEE33	167
Anexa 4. Enel Timișoara	178
BIBLIOGRAFIE	209
SINTEZA PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII.....	221

ACRONIME

ABC – Artificial Bee Colony
ACO – Ant Colony Optimization
AE – Algoritmi Evolutivi
AG – Algoritmi Genetici
ANRE – Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei
c.a. – curent alternativ
c.c. – curent continuu
CE – Comisia Europeană
CEE – Centrală Electrică Eoliană
CEF – Centrală Electrică Fotovoltaică
CHE – Centrală Hidroelectrică
CNE – Centrală Nuclearoelectrică
CTE – Centrală Termoelectrică
c.p.t. – consumul propriu tehnologic
d.c. – dublu circuit
DEN – Dispecerat Electroenergetic Național
EC – Comisia Europeană
EP – Evolutionary Programming
E-SRE - energie electrică produsă din surse regenerabile
FDTEE – Filială de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice
FOB – Funcție Obiectiv
LEA – Linie Electrică Aeriană
LES – Linie Electrică Subterană
OD – Operatorul de Distribuție
OECD – Organizația pentru Cooperare Economică și Dezvoltare
OMEPA – Operatorul de Măsurare a Energiei electrice tranzitate pe Piața Anglo
OPCOM – Operatorul Pieței de Energie Electrică
OPF – circulația optimă de puteri (Optimal Power Flow)
PPL – problemă de programare liniară
PPN – problemă de programare neliniară
PSO – Particle Swarm Optimization
PTA – Post de transformare
RET – Rețeaua Electrică de Transport (Rețeaua de Transport al Energiei Electrice)
RED – Rețeaua Electrică de Distribuție
RNA – Rețele Neuronale Artificiale
RR – Relații de restricție
SA – Simulated Annealing
SEN – Sistemul Electroenergetic Național al României
SEE – Sisteme ElectroEnergetice
SDFEE – Sucursală de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice
TNEP – planificarea extinderii rețelei electrice de transport
DNEP – planificarea extinderii rețelei electrice de distribuție
TS – Tabu Search
UCTE – Uniunea pentru Coordonarea Transportului de Energie Electrică
UE – Uniunea Europeană
UnoDEN – Unitatea Operațională "Dispecerul Energetic Național"

LISTA DE FIGURI

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
1.	Fig. 2.1.1.	Evoluția consumului de energie în UE în lunile ianuarie-aprilie 2012 și 2013
2.	Fig. 2.1.2.	Consumul de energie mondial între 1990-2040 (cvadriilion BTU)
3.	Fig. 2.1.3.	Energia electrică generată la nivel mondial în funcție de sursele primare utilizate 2010-2040
4.	Fig. 2.4.1.	Structura producției de energie electrică a României în 2012, pe tipuri de resurse
5.	Fig. 2.4.2.	Structura capacității electrice instalate după tipul de SRE la sfârșitul anului 2012
6.	Fig. 2.4.3.	Evoluția puterii nete disponibile în perioada 2013-2015
7.	Fig. 2.4.4.	Variația consumului mediu brut anual în perioada 2000-2012 (MWh)
8.	Fig. 2.4.5.	Evoluția consumului (MWh/h) mediu, minim și maxim în anii 2010-2012
9.	Fig. 2.4.6.	Scenarii de evoluție a consumului intern net de energie electrică în perioada 2008-2030
10.	Fig. 2.4.7.	Rețeaua de transport al energiei electrice
11.	Fig. 4.1.1.	Topologie tip inel
12.	Fig. 4.1.2.	Topologie de tip stea (global PSO)
13.	Fig. 4.2.1.	Ciclul de bază al unui algoritm evolutiv
14.	Fig. 4.2.2.	Schema logică a algoritmului genetic cu valori reale
15.	Fig. 6.1.1.	Interfața grafică a programului OPFGA
16.	Fig. 6.1.2.	Schema logică a programului de calcul OPFGA
17.	Fig. 6.1.3.	Meniul Fișier
18.	Fig. 6.1.4.	Fișierul de rezultate
19.	Fig. 6.1.5.	Graficul de evoluție pentru un sistem test
20.	Fig. 6.2.1.	Interfața grafică a programului DNEPGA
21.	Fig. 6.2.2.	Schema logică a programului DNEPGA
22.	Fig. 7.2.1.	Rețeaua Test 13 – schema monofilară inițială
23.	Fig. 7.2.2.	Rețeaua Test 13 extinsă maximal
24.	Fig. 7.2.3.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
25.	Fig. 7.2.4.	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor
26.	Fig. 7.2.5.	Evoluția TNEP pentru determinarea soluției optime de extindere

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
27.	Fig. 7.2.6.	Rețeaua Test 13 – schema monofilară inițială
28.	Fig. 7.2.7.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
29.	Fig. 7.2.8.	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor
30.	Fig. 7.2.9.	Evoluția TNEP pentru determinarea soluției optime de extindere
31.	Fig. 7.3.1	Rețeaua IEEE30 – schema monofilară inițială
32.	Fig. 7.3.2.	Rețeaua IEEE30 extinsă maximal
33.	Fig. 7.3.3.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
34.	Fig. 7.3.4.	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor
35.	Fig. 7.3.5.	Evoluția TNEP pentru determinarea soluției optime de extindere
36.	Fig. 7.3.6.	Rețeaua IEEE30 – schema monofilară inițială
37.	Fig. 7.3.7.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
38.	Fig. 7.3.8.	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor
39.	Fig. 7.3.9.	Evoluția TNEP pentru determinarea soluției optime de extindere
40.	Fig. 7.4.1.	Rețeaua IEEE33 – schema monofilară inițială
41.	Fig. 7.4.2.	Rețeaua IEEE33 extinsă maximal
42.	Fig. 7.4.3.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
43.	Fig. 7.4.4.	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor
44.	Fig. 7.4.5.	Evoluția TNEP pentru determinarea soluției optime de extindere
45.	Fig. 7.4.6.	Rețeaua IEEE33 – schema monofilară inițială
46.	Fig. 7.4.7.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
47.	Fig. 7.4.8.	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor
48.	Fig. 7.4.9.	Evoluția TNEP pentru determinarea soluției optime de extindere
49.	Fig. 7.5.1.	Sistemul de distribuție Enel Timișoara – schema monofilară inițială
50.	Fig. 7.5.2.	Structura sistemului Enel Timișoara extins maximal
51.	Fig. 7.5.3.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
52.	Fig. 7.5.4.	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor
53.	Fig. 7.5.5.	Evoluția TNEP pentru determinarea soluției optime de extindere
54.	Fig. 7.5.6.	Sistemul de distribuție Enel Timișoara – schema monofilară inițială
55.	Fig. 7.5.7.	Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]
56.	Fig. 7.5.8.	Evoluția valorii FOB pentru TNEP pe parcursul iterațiilor
57.	Fig. 7.5.9.	Evoluția TNEP pentru determinarea soluției optime de extindere

LISTA DE TABELE

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
1.	Tabelul 2.1.1.	Consumul mondial de energie pe grupuri de țări, 2010-2040 (cvadrilion BTU)
2.	Tabelul 2.3.1	Etapele parcurse în procesul de deschidere a pieței de energie electrică
3.	Tabelul 2.4.1.	Valorile puterii active și reactive tranzitate RET->RED
4.	Tabelul 7.2.1.	Parametri linii electrice aeriene
5.	Tabelul 7.2.2.	Parametri transformatoare
6.	Tabelul 7.2.3.	Date și rezultate noduri, regim de bază
7.	Tabelul 7.2.4.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază
8.	Tabelul 7.2.5.	Parametri LEA suplimentare
9.	Tabelul 7.2.6.	Date și rezultate noduri, sistem extins maximal, OPF
10.	Tabelul 7.2.7.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, sistem extins maximal, OPF
11.	Tabelul 7.2.8.	Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere
12.	Tabelul 7.2.9.	Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere
13.	Tabelul 7.2.10.	Date și rezultate noduri, regim de bază
14.	Tabelul 7.2.11.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază
15.	Tabelul 7.2.12.	Date și rezultate noduri, regim extins maximal cu surse regenerabile
16.	Tabelul 7.2.13.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim extins maximal cu surse regenerabile
17.	Tabelul 7.2.14.	Date și rezultate noduri
18.	Tabelul 7.2.15.	Circulații de puteri prin elementele de rețea
19.	Tabelul 7.3.1.	Parametri linii electrice aeriene
20.	Tabelul 7.3.2.	Parametri transformatoare
21.	Tabelul 7.3.3.	Date și rezultate noduri, regim de bază
22.	Tabelul 7.3.4.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază
23.	Tabelul 7.3.5.	Parametri LEA suplimentare
24.	Tabelul 7.3.6.	Date și rezultate noduri, sistem extins maximal, OPF
25.	Tabelul 7.3.7.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, sistem extins maximal, OPF
26.	Tabelul 7.3.8.	Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
27.	Tabelul 7.3.9.	Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere
28.	Tabelul 7.3.10.	Date și rezultate noduri, regim de bază
29.	Tabelul 7.3.11.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază
30.	Tabelul 7.3.12.	Date și rezultate noduri, regim extins maximal cu surse regenerabile
31.	Tabelul 7.3.13.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim extins maximal cu surse regenerabile
32.	Tabelul 7.3.14.	Date și rezultate noduri
33.	Tabelul 7.3.15.	Circulații de puteri prin elementele de rețea
34.	Tabelul 7.4.1.	Parametri linii electrice aeriene
35.	Tabelul 7.4.2.	Parametri transformatoare
36.	Tabelul 7.4.3.	Date și rezultate noduri, regim de bază
37.	Tabelul 7.4.4.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază
38.	Tabelul 7.4.5.	Parametri LEA suplimentare
39.	Tabelul 7.4.6.	Date și rezultate noduri, sistem extins maximal, OPF
40.	Tabelul 7.4.7.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, sistem extins maximal, OPF
41.	Tabelul 7.4.8.	Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere
42.	Tabelul 7.4.9.	Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere
43.	Tabelul 7.4.10.	Date și rezultate noduri, regim de bază
44.	Tabelul 7.4.11.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază
45.	Tabelul 7.4.12.	Date și rezultate noduri, regim extins maximal cu surse regenerabile
46.	Tabelul 7.4.13.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim extins maximal cu surse regenerabile
47.	Tabelul 7.4.14.	Date și rezultate noduri
48.	Tabelul 7.4.15.	Circulații de puteri prin elementele de rețea
49.	Tabelul 7.4.16.	Posibilitățile de debrulare
50.	Tabelul 7.4.17.	Soluțiile de debrulare în absența surselor regenerabile
51.	Tabelul 7.4.18.	Soluțiile de debrulare în prezența surselor regenerabile
52.	Tabelul 7.4.19.	Soluțiile de debrulare recomandate
53.	Tabelul 7.5.1.	Parametri linii electrice aeriene
54.	Tabelul 7.5.2.	Parametri transformatoare
55.	Tabelul 7.5.3.	Date și rezultate noduri, regim de bază
56.	Tabelul 7.5.4.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază
57.	Tabelul 7.5.5.	Parametri LEA suplimentare
58.	Tabelul 7.5.6.	Date și rezultate noduri, sistem extins maximal, OPF

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
59.	Tabelul 7.5.7.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, sistem extins maximal, OPF
60.	Tabelul 7.5.8.	Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere
61.	Tabelul 7.5.9.	Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere
62.	Tabelul 7.5.10.	Date și rezultate noduri, regim de bază
63.	Tabelul 7.5.11.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază
64.	Tabelul 7.5.12.	Date și rezultate noduri, regim extins maximal cu surse regenerabile
65.	Tabelul 7.5.13.	Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim extins maximal cu surse regenerabile
66.	Tabelul 7.5.14.	Date și rezultate noduri
67.	Tabelul 7.5.15.	Circulații de puteri prin elementele de rețea

LISTA DE ANEXE

Nr. crt.	Numărul anexei	Titlul anexei
1.	Anexa 1	Test 13
2.	Anexa 2	IEEE30
3.	Anexa 3	IEEE33
4.	Anexa 4	Enel Timișoara

1. INTRODUCERE

Energia este o preocupare esențială a societății și reprezintă baza dezvoltării economice a oricărui stat sau uniune de state. România ca stat membru al Uniunii Europene (UE) este datoră a se alinia tendințelor economice și politice ale acestei alianțe. În urma aderării, România se află de aproape un deceniu într-o schimbare continuă a infrastructurii energetice pentru a corespunde cerințelor legate de: liberalizarea pieței de energie, producerea energiei electrice cu emisii poluante minime, promovarea surselor regenerabile de energie (SRE), securitatea alimentării consumatorilor și asigurarea raporturilor de import/export a energiei cu statele UE și non-UE.

Conceptului de energie electrică ca o marfă a condus la restructurarea sistemului energetic și la apariția unei piețe de energie descentralizate. Începând cu anul 2000, în România au apărut o serie de entități separate și specializate pe câte un aspect al lanțului tradițional de producere, transport, distribuție și utilizare a energiei electrice. Piața liberă de energie electrică a condus la modificări fundamentale în ierarhia tradițională de producere, transport, distribuție și utilizare a energie electrice. Gradul de deschidere al acestei piețe este de 100% odată cu adoptarea H.G. 638/2007. În consecință, au apărut diferiți producătorii de energie electrică, inclusiv independenți (fără intervenția statului), firme privatizate de distribuție a energiei electrice și cele mai diverse categorii de consumatori. În ceea ce privește transportul energiei electrice și operarea sistemului electroenergetic (SEE), a luat naștere conceptul de operator de transport și sistem (OTS). Infrastructura acestei piețe este reprezentată de rețeaua electrică de transport (RET). Operatorul de transport și sistem este obligat să pună această infrastructură la dispoziția oricărui participant la piața de energie electrică. S-a format astfel, o bursă a energiei electrice care funcționează după regulile economiei de piață, și la care se remarcă participarea unui număr din ce în ce mai mare de producători și consumatori. Liberalizarea pieței de energie electrică a condus la formarea unei burse care funcționează după regulile economiei de piață, și la care se remarcă participarea unui număr din ce în ce mai mare de producători și consumatori de energie electrică.

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

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

Conform Codului Tehnic al Rețelei Electrice de Distribuție, planificarea extinderii rețelei electrice de distribuție intră în atribuțiile operatorului de distribuție. Acesta este obligat să conceapă un plan de perspectivă pentru fiecare 5 până la 10 ani succesivi [CodRED]. Planul de perspectivă al dezvoltării trebuie să prevadă: distribuția întregii cantități necesare de energie electrică pentru acoperirea consumului de energie în zona prevăzută, corelarea acțiunilor între operatorul de distribuție (OD) și restul participanților la piață, corelarea acțiunilor OD cu prevederile planului de

dezvoltare în perspectivă al RET, evacuarea puterii din instalațiile producătorilor, inclusiv din instalațiile locale de producere distribuită.

Datele de intrare folosite de OD sunt [CodRED]:

- prognoza consumului, pe o perioadă de minimum 5 ani, pusă la dispoziție anual de către furnizori și consumatori;
- prognozele de producție de energie electrică ale producătorilor existenți (maximum 10 ani);
- prognozele de producție și de consum de energie electrică ale altor utilizatori RED existenți și viitori (maximum 10 ani);
- nivelul de siguranță care trebuie asigurat în funcționarea SEN în ansamblu și pe fiecare nod, conform normelor în vigoare;
- strategia dezvoltării infrastructurii sistemului de telecomunicații.

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

Rolul planificării extinderii este de a asigura dezvoltarea RED astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru distribuția de energie electrică prognozată a fi produsă, transportată și distribuită în condiții de siguranță a sistemului electroenergetic în ansamblu.

Apariția și dezvoltarea impetuoasă a surselor regenerabile de energie, racordate local la rețeaua de distribuție a energiei electrice, adaugă o serie de noi valențe planificării dezvoltării RED. Fiind vorba de puteri de ordinul megawaților, apar o serie de situații în care se inversează fluxurile de putere, în care apar sensuri diferite de circulație pentru puterea activă și cea reactivă.

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 distribuție al energiei electrice. Teza are ca obiectiv principal elaborarea unor metode practice, dar riguros fundamentate din punct de vedere științific, de planificare a extinderii optime a RED, folosind tehnici de inteligență artificială, la modul general, respectiv tehnici de calcul evolutiv, mai precis Algoritmi Genetici (AG). Metodele de analiză utilizate sunt finalizate prin tehnici originale de soluționare, implementate în instrumente soft care utilizează la maxim posibilitățile oferite de mediile de programare și de sistemele informatice actuale.

Aplicațiile concrete se referă atât la sisteme test elaborate la Departamentul de Electroenergetică (Test 13), sisteme test IEEE consacrate (IEEE 30, IEEE 33), cât și la un sistem real de mari dimensiuni denumit generic Enel Timișoara – o zonă consistentă din cadrul rețelei deservite de Enel Distribuție Banat.

Teza de doctorat, extinsă pe 220 de pagini, este structurată pe 8 capitole, prefață, 4 anexe și o listă bibliografică, conținând un număr de 57 figuri, scheme, histograme și 67 tabele. Lista bibliografică cuprinde 168 de titluri, semnalându-se prezența unor lucrări reprezentative, atât cele considerate deja clasice, cât și cele de dată relativ recentă, apărute în țară sau în reviste de prestigiu din străinătate.

Capitolul 1 are un caracter introductiv. El cuprinde încadrarea și justificarea tematicii care constituie obiectul tezei de doctorat, în contextul stadiului actual al evoluției sistemelor electroenergetice, al rețelelor de distribuție a energiei electrice și al preocupărilor existente pe plan mondial și la noi în țară, și continuă prin prezentarea succintă a conținutului fiecărui capitol al tezei. În încheierea capitolului se evidențiază atât modul de valorificare a cercetărilor efectuate în cadrul elaborării tezei de doctorat (publicații, contracte de cercetare științifică, instrumente soft), cât și perspectivele privind direcțiile ulterioare de cercetare.

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

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

În a doua parte sunt descrise strategia și politica actuală a României în sectorul energetic și evoluția sistemului electroenergetic național (SEN). Este prezentat stadiul actual al dezvoltării SEN, cu o atenție specială pentru rețeaua de distribuție al energiei electrice (RED), și perspectivele, mai mult sau mai puțin certe, ale evoluției sale viitoare (în viziunea operatorilor de distribuție).

Analiza situației actuale a RED evidențiază două aspecte cel puțin contradictorii: capacitatea de distribuție 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 re tehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

Strategiile de extindere a RED trebuie să țină cont de o serie de aspecte legate de dezvoltarea durabilă și de mediu (în concordanță cu normele și politica UE în acest domeniu). Concluziile acestui capitol reliefează necesitatea unei viziuni coerente asupra planificării extinderii RED, care să aibă la bază o abordare riguroasă, cu considerarea tuturor aspectelor menționate și a unei game largi de scenarii posibile, inclusiv cele care înglobează și noile surse regenerabile.

Obiectivul capitolului 3 constă în prezentarea sistematizată a metodelor actuale de soluționare a planificării extinderii optime a rețelelor de distribuție a energiei electrice din cadrul sistemelor electroenergetice complexe. Este de menționat faptul că problema în discuție este o problemă de optimizare de mari dimensiuni, neliniară (sau liniarizată), de regulă cu variabile atât reale, cât și întregi. Funcția obiectiv are în vedere în principal cheltuielile de investiții, la care se pot adăuga cheltuielile de funcționare, cele legate de penalizarea congestiilor și a nealimentării consumatorilor, elemente care să înglobeze aspecte legate de siguranța în funcționare, de capacitatea disponibilă de transfer, de impactul asupra mediului, de rata de amortizare a investițiilor etc. Relațiile de restricție acoperă o gamă largă de aspecte, în principal tehnice și economice.

Metodele de soluționare sunt sistematizate în două mari categorii:

- metode matematice de optimizare (programare liniară, programare liniară cu numere întregi și mixtă, programare neliniară, programare dinamică etc.) și metode euristice
- meta-euristice de optimizare (algoritmi euristici constructivi, metode de tip Tabu Search și Simulated Annealing, algoritmi evolutivi, algoritmi genetici, metode de tip "roi", metoda coloniilor de furnici, sisteme expert, metode de tip „branch exchange” etc.).

Există și posibilitatea utilizării unor tehnici hibride, rezultate prin combinarea a două sau mai multe metode.

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

Capitolul 4 are ca obiectiv prezentarea tehnicilor de inteligență artificială, în scopul alegerii celei care se va utiliza efectiv pentru planificarea extinderii rețelelor electrice de distribuție. În primul subcapitol se prezintă o sinteză a evoluției algoritmilor de tip roi (Particle Swarm Optimization – PSO) și a particularităților acestora, precum și modelele matematice aferente. Al doilea subcapitol se referă la Algoritmii Genetici (AG), prin prisma încadrării lor în calculul evolutiv, a prezentării aspectelor teoretice și elementelor practice de implementare.

În prima parte a capitolului sunt prezentate în detaliu o serie de particularități ale PSO, împreună cu toate elementele caracteristice și parametrii specifici. Fiecare parametru al PSO este tratat în detaliu, reliefându-se modalitatea prin care acesta influențează convergența. Sunt trecute în revistă toate particularitățile algoritmului clasic (standard PSO) și ale altor variante.

Partea a doua a capitolului este dedicată prezentării algoritmilor genetici și a modelelor matematice aferente, ca metode din clasa algoritmilor evolutivi. Se prezintă noțiunile de bază cu care operează algoritmi evolutivi și stabilește încadrarea AG în această categorie. În continuare sunt prezentate conceptele de bază legate de AG codificați cu valori binare, respectiv cele legate de variante de AG care folosesc variabile reale. Se definesc în acest context noțiunile de cromozom și populație, apoi se discută despre evaluarea populației, metodele de selecție, metodele de recombinare, tipurile de mutație, noțiunea de elitism și criteriile de terminare a calculului. Scopul final îl reprezintă implementarea cu succes a acestor tehnici de optimizare pentru rezolvarea unor probleme din domeniul ingineriei sistemelor electroenergetice (optimizarea regimurilor de funcționare, planificarea extinderii RED).

Capitolul 5 are ca obiectiv elaborarea modelului matematic aferent planificării extinderii rețelelor complexe de distribuție a energiei electrice. Prima parte a capitolului tratează versiunea "clasică", bazată pe modelarea matematică (în sensul prezentat în capitolul 3). Având în vedere că toate analizele se bazează pe un calcul complet de circulație de puteri în c.a., se prezintă modelul matematic al analizei regimului permanent normal și cel al optimizării funcționării momentane a sistemelor electroenergetice complexe (care pot cuprinde doar rețeaua de transport, rețeaua de transport și rețeaua de distribuție sau exclusiv rețeaua de distribuție). Apoi se trece la introducerea elementelor specifice legate de planificarea extinderii sistemelor complexe de distribuție a energiei electrice. Se utilizează un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidynamic retrospectiv, maniera de definire a funcției obiectiv ținând cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare. Funcția obiectiv cuprinde atât costul investițiilor legate de realizarea noilor capacități, 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 genetici prezențați în capitolul 4. Pe baza experienței anterioare [Cristian2013a], [Solomonesc2013], aplicarea tehnicilor de calcul evolutiv vizează doar metoda propriu-zisă de extindere (se utilizează un algoritm genetic binar), respectiv optimizarea regimului de funcționare

(se utilizează un algoritm genetic cu variabile reale). Calculul circulației de puteri se realizează în manieră "clasică", utilizând un algoritm Newton complet (fără "decuplare") [Kilyeni2010].

Capitolul 6 are ca obiectiv prezentarea instrumentelor software utilizate pentru studiile de extindere a rețelelor de distribuție complexe. Este vorba de două programe de calcul: cel care soluționează optimizarea circulației de puteri în rețelele de distribuție complexe, respectiv cel care rezolvă problema planificării extinderii sistemelor de distribuție a energiei electrice. Programele de calcul au la bază instrumentele soft prezentate în [Solomonesc2013] și [Cristian2013a], la care s-au adus modificările necesare legate de specificul rețelelor de distribuție a energiei electrice și de studiile de reconfigurare.

Instrumentele soft utilizează mediul de lucru oferit de pachetul Matlab® 2012. Interfețele grafice permit compatibilizarea la nivel de bază de date cu pachetul de programe PowerWorld® 17 (soft de firmă cu licență) [PowerWorld], Power (elaborat la Departamentul de Electroenergetică) [Kilyeni2010] și MatPower4.1 (software academic) [MatPower]. Toate programele de calcul permit configurarea parametrilor algoritmului genetic și alegerea opțiunilor specifice problemei, unde este cazul.

Capitolul 7 constituie principala parte aplicativă a lucrării. Se prezintă rezultatele obținute prin implementarea tehnicilor de optimizare bazate pe inteligență artificială (algoritmi genetici) în soluționarea planificării extinderii optime a rețelelor de distribuție a energiei electrice. Elementele teoretice care au constituit obiectul capitolelor anterioare, metodologiile de calcul elaborate și instrumentele soft aferente au fost aplicate și utilizate la soluționarea extinderii optime pentru o gamă largă de sisteme de distribuție. S-a pornit de la sisteme test de mici dimensiuni elaborate la Departamentul de Electroenergetică al Universității Politehnica Timișoara (Test 13) [Kilyeni1988a], [Tanase2009] și rețele test IEEE consacrate (IEEE30, IEEE33, IEEE37, IEEE123) [Civanlar1985], [Hu2003], [Wu2010], [Ulinuha2011], [Zhang2011], ca apoi să se treacă la rețele de distribuție reale, de mari dimensiuni, din cadrul Enel Distribuție Banat, Enel Distribuție Dobrogea și Electrica Muntenia Nord [UPT2013], [UPT2013a], [UPT2013b], [UPT2013c], [UPT2013d], [UPT2013e], [UPT2014]. Din motive de "spațiu", pentru prezentarea în cadrul tezei de doctorat au fost selectate trei rețele de distribuție test și un sistem de distribuție real de mari dimensiuni.

Prima parte a capitolului prezintă rezultatele obținute pentru rețelele Test 13, IEEE30 și IEEE33 (în ordinea complexității), în condițiile unor scenarii fictive de extindere. A doua parte este dedicată sistemului de distribuție real – o zonă consistentă din cadrul rețelei deservite de Enel Distribuție Banat.

Pentru fiecare RED sunt prezentate atât topologia și parametrii elementelor de rețea, cât și rezultatele circulației de puteri pentru regimurile de bază. Studiile de extindere au la bază o prognoză a consumului pentru perioada luată în considerare și evoluția resurselor regenerabile de energie în zonă. Pe lângă soluția optimă de extindere, sunt prezentate și alte variante posibile, rezultate în procesul de optimizare sau pe baza analizei soluției optime. Se discută și influența surselor regenerabile asupra soluției de extindere, în scopul găsirii unui compromis rezonabil. Studiile de extindere realizate pentru rețeaua funcționând buclat sunt urmate de analize de reconfigurare, în scopul stabilirii punctelor optime de secționare (dintre cele posibile).

Concluziile rezultate pe parcursul acestui capitol, referitoare la extinderea RED, sunt de o deosebită utilitate atât pentru OD, la modul general, cât și pentru Enel Distribuție Banat, în particular.

Ultimul capitol (Capitolul 9) cuprinde concluziile generale ale tezei și prezentarea sistematizată a contribuțiilor originale ale autorului, precum și reliefaarea

direcțiilor și perspectivelor oferite de lucrarea de față pentru continuarea cercetărilor și aplicarea rezultatelor și a experienței obținute. Metodologiile și programele de calcul elaborate sunt de aplicabilitate generală, oferind un instrument eficient operatorilor de distribuție a energiei electrice, precum și altor entități specializate, cu preocupări în domeniul planificării extinderii RED.

Anexele oferă o serie de elemente și de rezultate de detaliu referitoare la studiile de caz privind bazele de date utilizate pentru studiile de caz complexe, precum și la regimurile de funcționare analizate și la rezultatele obținute.

Rezultatele cercetării au fost și vor fi valorificate în cadrul unor contracte de cercetare științifică încheiate între Universitatea Politehnica Timișoara, Centrul de cercetare pentru analiza și optimizarea regimurilor de funcționare a SEE, și Enel Distribuție Banat, Enel Distribuție Dobrogea și Electrica Muntenia Nord, alți agenți economici etc. [UPT2013], [UPT2013a], [UPT2013b], [UPT2013c], [UPT2013d], [UPT2013e], [UPT2014]. De altfel, la baza stabilirii temei tezei de doctorat a stat interesul manifestat de OD în ceea ce privește extinderea RED.

De asemenea, o parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei au fost publicate și sunt în curs de publicare. Se remarcă faptul că din totalul de 9 lucrări proprii până în prezent, 4 sunt publicate în țară și 5 în străinătate. O lucrare este cotate ISI ([Molnar2012]), 5 sunt indexate BDI – Scopus, Compendex, Inspec, IEEE ([Cornoiu2011], [Cristian2013], [Solomonesc2012], [Vătău2011], [Vuc2013], 3 au fost susținute în cadrul workshop-urilor organizate în cadrul proiectului "Interdisciplinaritatea și managementul cercetării în studiile doctorale" ID 77265 [Teslovan2011], [Teslovan 2012a], [Teslovan2013a] și 2 sunt rapoarte științifice elaborate în cadrul programului de cercetare doctorală [Teslovan2012b], [Teslovan2013b].

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 RED:

- "dinamizarea" modelului matematic – abordarea problemei extinderii RED ca o problemă de programare dinamică, soluția indicând momentul când trebuie finalizate noile capacități de transport al energiei electrice;
- rafinarea metodelor de soluționare bazate pe utilizarea algoritmilor genetici, în scopul creșterii eficienței și ameliorării performanțelor acestora;
- implementarea unor alte clase de metode de soluționare bazate pe tehnici de inteligență artificială;
- abordarea probabilistă a unor elemente componente ale problemei discutate;
- extinderea analizei la alte sisteme de distribuție a energiei electrice, gestionate de OD din România.

2. STADIUL ACTUAL AL EVOLUȚIEI SECTORULUI ENERGETIC, AL SISTEMELOR ELECTROENERGETICE ȘI AL REȚELELOR DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

Capitolul 2 prezintă o sinteză a situației actuale privind evoluția sectorului energetic, în general, și a sistemelor electroenergetice, în particular.

În prima parte a capitolului atenția este focalizată asupra stadiului actual al evoluției sectorului energetic european. Sunt trecute în revistă principalele aspecte legate de situația energetică a Uniunii Europene (UE) și de stadiul evoluției sistemului electroenergetic (SEE) european: elaborarea unei politici comune în acest domeniu și a instrumentelor de implementare, adaptarea legislației comunitare, evoluția pieței de energie, influența asupra altor sectoare și impactul asupra mediului, efectele extinderii UE în ultimul deceniu.

A doua parte a acestui capitol se axează pe evoluția și strategia sectorului energetic românesc, cu un accent special pe dezvoltarea rețelelor de distribuție a energiei electrice.

2.1. Contextul global

Odată cu tendința de globalizare a economiei, se are în vedere și dezvoltarea și modernizarea sistemelor electroenergetice pentru a face față consumului prognozat pe termen mediu și lung. Pentru anul 2030 se prevede o creștere a consumului de energie cu 50 %.

O comparație a evoluției consumului de energie electrică în statele membre ale Uniunii Europene (plus Norvegia și Elveția), în primele patru luni ale anului 2012 și 2013 este redată în figura 2.1.1. Conform [EC2013] consumul de energie electrică a scăzut cu 0,7% în UE, în ianuarie-aprilie 2013, în comparație cu aceeași perioadă a anului precedent. Acest exemplu evidențiază două aspecte:

- probabil valoarea de 50 % din paragraful precedent este ușor exagerată, chiar dacă se referă la toate formele de energie;
- tendința generală de creștere poate cuprinde și perioade, mai scurte sau mai lungi, de stagnare sau de scădere, care probabil nu vor afecta trendul ascendent.

Creșterea consumului de energie electrică este prognozat de diferite agenții care se ocupă de analize în sectorul energetic. Conform U.S Energy Information Administration [EIA2013] consumul mondial de energie va crește cu 56% între 2010 și 2040. Consumul total de energie la nivel mondial se ridică la 524 cvadrilion de unități termice britanice (BTU) în 2010, la 630 cvadrilion BTU în 2020 și la 820 de cvadrilion BTU în 2040 (Figura 2.1.2). O mare parte din creșterea consumului de energie are loc în țările din afara Organizației pentru Cooperare și Dezvoltare Economică (OECD), cunoscute sub numele de non-OECD, unde cererea este determinată de creșterea economică puternică, pe termen lung.

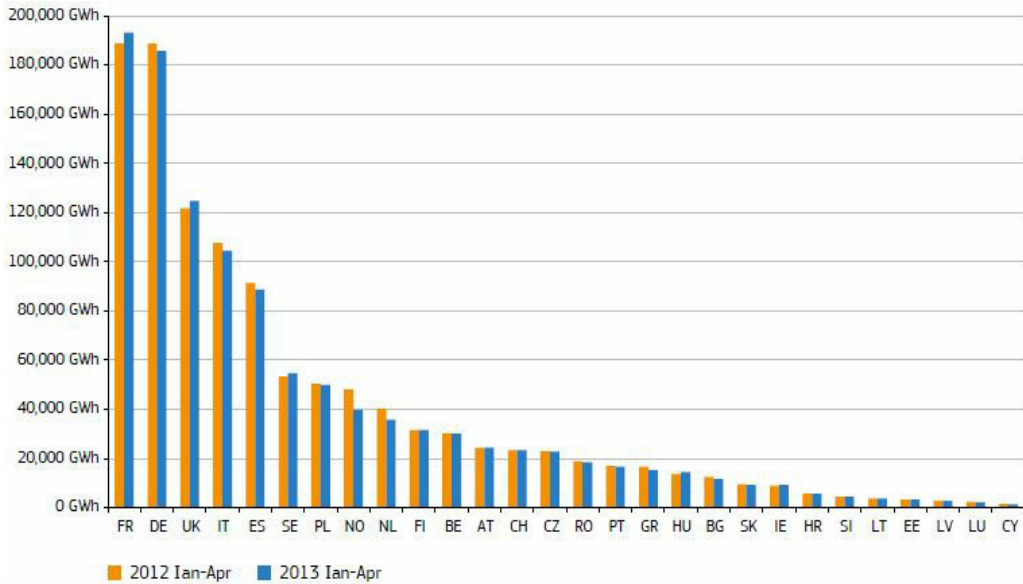


Fig. 2.1.1. Evoluția consumului de energie în UE în lunile ianuarie-aprilie 2012 și 2013

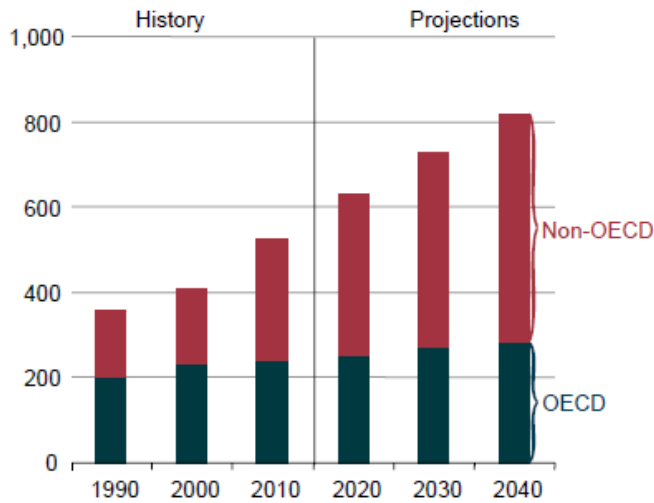


Fig. 2.1.2. Consumul de energie mondial între 1990-2040 (cvadrilion BTU)

După cum se poate vedea din tabelul 2.1.1, se prognozează o creștere a consumului de energie în toată lumea în perioada 2010-2040 cu un procent mediu anual de 0.5% în statele membre OECD, cu valori procentuale medii cuprinse între 1,2-2,2. În statele care nu sunt membre OECD și rezultă o creștere procentuală anuală la nivel mondial de 1,5%.

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

Tabelul 2.1.1. Consumul mondial de energie pe grupuri de țări, 2010-2040 (cvadrilion BTU)

Regiune	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Modificarea procentuală anuală 2010-2040
OECD	242	244	255	263	269	276	285	0.5
America	120	121	126	130	133	137	144	0.6
Europa	82	82	85	89	91	93	95	0.5
Asia	40	41	43	44	45	46	46	0.5
Non-OECD	282	328	375	418	460	501	535	2.2
Europa și Euroasia	47	50	53	57	61	65	67	1.2
Asia	159	194	230	262	290	317	337	2.5
Orientul Mijlociu	28	33	37	39	43	46	49	1.9
Africa	19	20	22	24	27	31	35	2.1
America Centrală și de Sud	29	31	33	35	39	42	47	1.6
Mondial	524	572	630	680	729	777	820	1.5

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

Prețurile ridicate ale combustibililor fosili înregistrate între 2003 și 2008, combinat cu preocupările legate de mediu și consecințele emisiilor de gaze cu efect de seră au reînnoit interesul pentru dezvoltarea unor alternative la combustibilii fosili, atenția îndreptându-se spre energia nucleară și sursele regenerabile de energie [EIA2013].

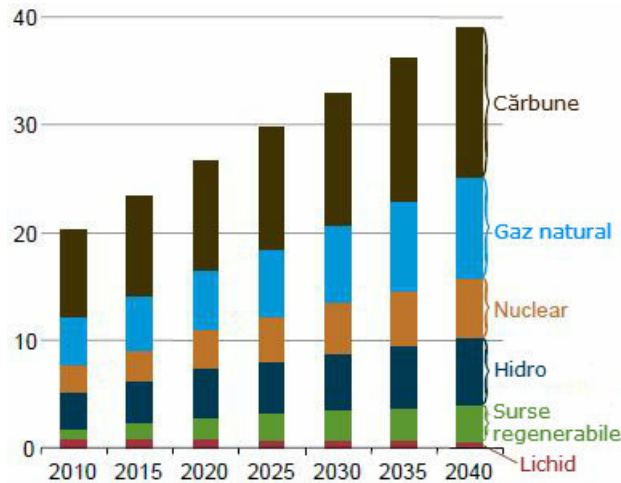


Fig. 2.1.3. Energia electrică generată la nivel mondial în funcție de sursele primare utilizate 2010-2040

După cum rezultă din proiectul [EIA2013] cărbunele asigură cea mai mare parte a producției de energie electrică în întreaga lume, deși cota sa scade de la 40% din totalul energiei produse în 2010 la 36% în 2040 (Fig. 2.1.3). Cota lichidelor din producția totală, se încadrează în cazul de referință, sunt substituite ca și alți combustibili de lichide la preț mai mare în sectorul de generare a energiei electrice,

dacă este posibil. Cota de lichide din producția totală scade de la 5% în 2010 la mai puțin de 2% în 2040. Gazele naturale și energia din surse regenerabile reprezintă creșterea ponderii producției totale. Cota gazelor naturale din producția de energie la nivel global crește de la 22 la sută în 2010 la 24% în 2040, iar ponderea energiilor regenerabile crește de la 21% la 25%. Producția de energie din surse regenerabile (inclusiv hidroenergie) are cea mai rapidă creștere din lume dintre sursele de energie electrică, în creștere cu o medie de 2,8% pe an și devansând creșterile medii anuale de gaze naturale (2,5%), energie nucleară (2,5%) și cărbune (1,8%). Politicile guvernamentale și stimulentele din întreaga lume sprijină construirea rapidă a instalațiilor de generare din surse regenerabile.

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

2.2. Politica energetică a Uniunii Europene

Provocările cu care se confruntă membrii Uniunii Europene sunt ridicate de schimbările climatice, dependența de importuri, prețurile tot mai ridicate ale energiei.

Prioritatea Comisiei Europene în politica energetică o reprezintă energiile regenerabile și anume, folosirea de tehnologii "curate" pentru producția de electricitate, producția descentralizată de energie și utilizarea biocombustibilului în transportul public local.

"Cartea verde a eficienței energetice", elaborată în iunie 2005, are șase teme de discuție, enumerate mai jos [CVEE2005]:

- competiția și piața locală a energiei;
- diversificarea surselor energetice;
- solidaritatea la nivel european;
- dezvoltarea durabilă;
- inovația tehnologică;
- politica energetică la nivel european.

Noua politică energetică europeană trebuie să fie ambițioasă, competitivă și pe termen lung și se bazează pe trei obiective majore [PEE2007]:

- durabilitate – emisiile de gaze cu efect de seră (GES) sunt principala cauză a schimbărilor climatice, sectorul energetic generând 80% din GES. Uniunea Europeană se angajează să reducă emisiile de GES în cadrul Uniunii și pe plan mondial să limiteze efectul de încălzire globală la doar 2°C în plus față de temperaturile din era pre-industrială;
- competitivitate – cu condiția punerii în aplicare a politicii și a cadrelor legislative adecvate, piața internă de energie ar încuraja prețuri corecte și competitive la energie, ar stimula economisirea de energie, precum și investiții mai ridicate;
- siguranța în alimentarea cu energie – vizează reducerea vulnerabilității țărilor membre în privința importurilor de energie, a întreruperilor în alimentare, a posibilelor crize energetice și a nesiguranței privind alimentarea cu energie în viitor.

Prin crearea unei piețe interne de energie și în încercarea de a proteja mediul înconjurător, politica energetică europeană urmărește:

- asigurarea funcționării piețelor de energie în condiții de competitivitate;
- asigurarea siguranței aprovizionării cu energie în Uniune;

- promovarea eficienței energetice și a economiei de energie;
- dezvoltarea surselor regenerabile de energie;
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră;
- promovarea interconectării rețelelor energetice.

Consiliul Europei stabilește o serie de obiective pentru anul 2020, cunoscute sub denumirea de „obiectivele 20-20-20”:

- reducerea emisiilor de GES la nivelul UE cu cel puțin 20% față de nivelul anului 1990;
- creșterea ponderii energiei regenerabile de la mai puțin de 7% în anul 2006, la 20% din totalul surselor sale de energie până în 2020;
- creșterea ponderii și biocombustibililor la cel puțin 10% din totalul combustibililor utilizați în anul 2020;
- reducerea consumului său global de energie primară cu 20% până în anul 2020.

Două obiective cheie în materie de tehnologii energetice sunt urmărite de Europa: diminuarea costului energiei nepoluante și aducerea întreprinderilor din UE pe primul loc în sectorul tehnologiilor energetice cu emisii reduse de carbon. În 2007, Comisia prezintă un „Plan strategic european privind tehnologiile energetice”, cu o viziune pe termen lung ce urmărește reducerea emisiilor de carbon fără pierderea competitivității sistemului energetic:

- tehnologiile trebuie să realizeze obiectivul conform căruia energia regenerabilă reprezintă 20% din totalul surselor de energie până în 2020, permițând o creștere a surselor mai ieftine de energie regenerabilă;
- până în 2030, trebuie ca producția de electricitate și încălzirea să folosească în tot mai mare măsură surse cu emisii reduse de carbon; de asemenea, este necesară o utilizare amplă a centralelor electrice pe combustibili fosili cu emisii aproape zero și cu captare și stocare de CO₂;
- pentru orizontul 2050 și ulterior, sistemul energetic european trebuie să se bazeze exclusiv pe surse cu emisii reduse de carbon.

Obiectivul de 20% referitor la eficiența energetică va contribui în mare măsură la obiectivele privind durabilitatea și competitivitatea în UE, iar diminuarea consumului prin eficiență energetică este cel mai sigur mod de a reduce dependența de combustibilii fosili și de importuri.

Fiind necesară o politică dedicată care să accelereze dezvoltarea și desfășurarea tehnologiilor rentabile cu nivel redus de carbon și cunoscând importanța tehnologiei în domeniul energiei, pentru reducerea emisiilor de CO₂, UE a propus o strategie comună pentru promovarea tehnologiilor energetice adoptată în octombrie 2009 și denumită „Planul strategic european pentru tehnologiile energetice – Către un viitor cu emisii reduse de carbon”.

Prin acest plan strategic, Comisia Europeană propune dezvoltarea tehnologiilor energetice, în special, cele de îmbunătățire a eficienței energetice, utilizarea surselor de energie regenerabilă și reducerea emisiilor de CO₂ (centrale cu ardere pe combustibil solid cărora să li se aplice tehnologia de captare și stocare a CO₂ și a patra generație de centrale nucleare).

Impactul evoluției pieței de energie și a necesității extinderii și funcționării optime a sistemului electroenergetic e conștientizat de statele membre și de industrie, iar securitatea aprovizionării cu energie, utilizarea eficientă a resurselor, prețurile accesibile și soluțiile inovatoare sunt cruciale pentru o creștere durabilă pe termen lung și pentru a îmbunătăți calitatea vieții în Uniunea Europeană.

2.3. Evoluția sistemului electroenergetic al României și a cadrului legislativ

Prin aderarea României în Uniunea Europeană și sectorul energetic a fost obligat să se alinieze la standardele Uniunii și la trecerea la o piață de energie liberalizată. Directiva 96/92 stabilită de UE pentru sectorul energetic vizează în principal liberalizarea pieței de energie electrică, prin introducerea concurenței, cu toate consecințele sale, în sectorul integrat la nivel european [Barb2009].

În UE sistemele energetice au fost descentralizate, rămânând centralizată doar conducerea operativă. Aproximativ 70% din piața de energie electrică a UE este deschisă competiției, marii consumatori industriali putând să-și aleagă furnizorul, urmărindu-se ca toți consumatorii să ajungă să beneficieze de aceasta opțiune, astfel încât deschiderea pieței să fie una totală.

În vederea aderării la UE, România decide să înceapă procesul de liberalizare a pieței de energie, sectorul energetic fiind obligat să se conformeze directivelor și rezoluțiilor comunitare.

După 1990, în România s-a trecut la un proces de restructurare și reorganizare a sistemului electroenergetic, după cum urmează:

- Prin Hotărârea de Guvern 1199/1990 s-a desființat Departamentul Energiei Electrice din Ministerul Resurselor și Industriei și s-a înființat Regia Autonomă de Energie Electrică (RENEL) care a preluat întreprinderile de producere, de transport și de distribuție a energiei electrice, iar întreprinderile de construcții și montaj de specialitate au devenit independente.
- Prin HG 365/1998 RENEL a fost divizată în Compania Națională de Energie Electrică CONEL, Compania Națională Nuclearelectrică SA și Regia Autonomă a Activităților Nucleare. În cadrul CONEL au fost create societățile comerciale Transelectrica, Electrica, Termoelectrica și Hidroelectrică.
- Prin HG 29/1998 a fost creată Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energetic (ANRE), care, începând din martie 1999, a emis reglementări privitoare la piața liberă de energie.
- Prin HG 63/1998 s-au stabilit principiile, cadrul și principalele direcții pentru liberalizarea pieței de energie electrică în România, în conformitate cu Directiva 96/92 a UE.
- Prin HG 627/2000 CONEL a fost desființată, iar unitățile sale au devenit independente: SC Termoelectrică SA, SC Hidroelectrică SA, SC Electrică SA și Compania Națională Transelectrica SA. Aceste companii sunt supuse spre privatizare, cu excepția CN Transelectrica, unitate care rămâne companie de stat; în cadrul acesteia a fost înființat operatorul de piața OPCOM SA.
- În noiembrie 2002 România a semnat la Atena "Memorandumul de Înțelegere privind crearea până în 2005 a Pieței Regionale de Energie Electrică în Sud-Estul Europei", reprezentând un pas spre integrarea în piața de energie electrică a UE.
- În perioada de preaderare, România a negociat cu UE Capitolul 14 – "Energia" și a armonizat în cadrul legislativ național referitor la acest sector.

În anul 2000, prin două decizii succesive, s-a declanșat procesul de deschidere a pieței energiei electrice din România către concurență, astfel:

- prin H.G. nr.122/2000 gradul de deschidere a pieței a fost stabilit la 10%;
- gradul de deschidere a pieței a fost majorat în același an prin H.G. nr.982/2000 la 15%;
- prin H.G. nr.1272/2001 gradul de deschidere a pieței este majorat la 25%;

- la începutul anului 2002, prin Hotărârea de Guvern 48/2002 gradul de deschidere a pieței este actualizat la 33%;
- prin Hotărârea de Guvern nr. 1563/2003, gradul de deschidere a pieței este ridicat la 40%;
- Hotărârea de Guvern nr. 1.823/2004 prevede majorarea gradului de deschidere a pieței de energie electrică la un nivel de 55%;
- HG nr. 644/2005 majorează gradul de deschidere a pieței la 83,5%;
- gradul de deschidere este stabilit la 100% prin HG nr. 638/2007.

Evoluția gradului de deschidere a pieței de energie electrică a României este prezentată în tabelul 2.3.1 [ANRE2011].

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

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

2.4. Situația actuală a sistemului electroenergetic al României

2.4.1. Producerea energiei electrice

Conform Operatorului de măsurare a energiei electrice tranzitate pe piața angro (OMEPA) media orară a energiei electrice produse în anul 2012 a fost de 6664 MWh. Structura producției de energie electrică a României în anul 2012, pe tipuri de resurse este prezentată în fig. 2.4.1 [ANRE2012a]. Din figură se observă ca ponderea energiei produse din surse regenerabile în anul 2012 a fost de 26%, iar energia produsă din surse termoelectrice a depășit jumătate din producția de energie. În SEN (Sistemul Energetic Național) sunt în funcțiune, din punct de vedere al sursei primare de energie, următoarele tipuri de grupuri generatoare: hidroelectrice, termoelectrice clasice (cu și fără producere combinată de energie electrică și termică) bazate pe cărbuni sau gaze, nuclearelectrice, eoliene, fotovoltaice și termoelectrice bazate pe biomasa. Astfel:

- 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);
- grupuri hidroelectrice cu puteri unitare de la valori mai mici de 1 MW, până la 194,4MW (echivalentă cu puterea instalată după reabilitare a grupurilor din CHE Porțile de Fier I);
- grupuri termoelectrice clasice cu un domeniu larg de variație a puterii unitare instalate: de la câțiva MW pentru unele grupuri ale autoproducătorilor, până la

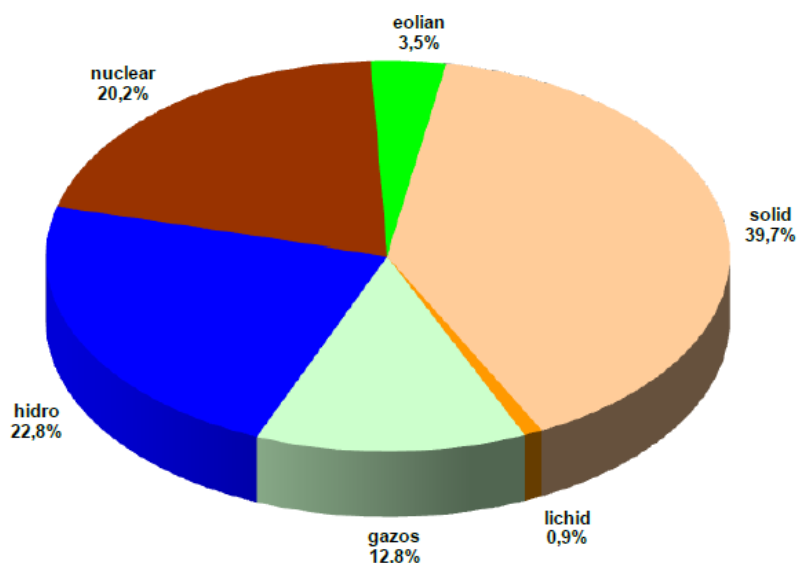


Fig. 2.4.1. Structura producției de energie electrică a României în 2012, pe tipuri de resurse

330 MW puterea unitară a grupurilor de condensatie pe lignit din centralele Rovinari și Turceni;

- grupuri eoliene cu puteri unitare mai mici de 3 MW, însă prin agregarea unui număr mare de astfel de grupuri rezultă centrale electrice eoliene (CEE) care pot ajunge la sute de MW. În stația de 400 kV Tariverde este racordat și funcționează o centrală eoliană cu o putere instalată de 600 MW, clasată drept cea mai mare centrală eoliană terestră din Europa la momentul finalizării;
- puterea instalată totală în CEE 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;
- creștere rapidă a puterii instalate a centralelor electrice fotovoltaice (CEF); dacă în aprilie 2013 aceasta atingeau 94 MW, în iulie 2013 puterea instalată în CEF s-a dublat, ajungând 203,5 MW;
- tot în 2013 se semnalează apariția observabilă a centralelor pe biomasă, totalizând 41,9 MW, la 1 iulie.

Potrivit [ANRE2012b] numărul de producători de energie electrică produsă din surse regenerabile (E-SRE) titulari de licență și acreditați la sfârșitul anului 2012 a fost de 147 producători (52 energie eoliană, 47 energie hidro, 7 biomasă și 41 energie solară), în creștere față de anii anteriori. Structura capacității electrice totale instalate după tipul de SRE la sfârșitul anului 2012 se observă în figura 2.4.2. Producția de E-SRE în anul 2012 a fost de 14,977 TWh, reprezentând o pondere de 33,86% din consumul final brut de energie electrică al României. Se remarcă o evoluție a gradului de realizare a țintei naționale E-SRE în consumul final brut de energie electrică a României, la nivelul anului 2012 ajungându-se la un grad de îndeplinire a țintei de 96,74%.

În 2012, consumul mediu a scăzut ușor față de anul 2011, cu aprox. 100 MW, însă valorile maxime și minime anuale au continuat să crească.

În anul 2011, 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), ca urmare a scăderii drastice a producției hidroelectrice cu 10% în 2011, comparativ cu 2010.

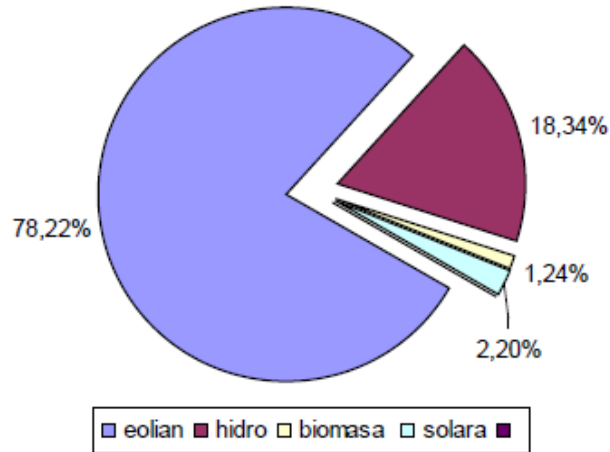


Fig. 2.4.2. Structura capacității electrice instalate după tipul de SRE la sfârșitul anului 2012

În 2012 se remarcă creșterea semnificativă a contribuției centralelor electrice eoliene (5% din total producție în 2012) comparativ cu anul 2011 (2% din total producție).

Din punct de vedere al adecvantei sistemului, estimată conform metodologiei ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), capacitatea instalată în SEN a fost suficientă pentru acoperirea vârfului de sarcină din decembrie 2012 și a exportului, în condiții de siguranță în funcționare a SEN. Valoarea excedentului de putere în luna decembrie 2012 a reprezentat peste 33% din puterea netă instalată în SEN [Trans2013].

Se prevede o creștere a puterii nete disponibile conform prognozei realizate de Transelectrica privind evoluția puterii nete disponibile în perioada 2013-2015. În fig. 2.4.3 se observă o putere netă disponibilă mai mare decât în anii precedenți, până la valoarea de 19.639 GW. Totodată, se observă o creștere a energiei regenerabile de la 2.328 GW în 2013 până la 3.310 GW în 2015 și o scădere a energiei termo de la 9.076 GW în 2013 până la 8.634 GW în 2015.

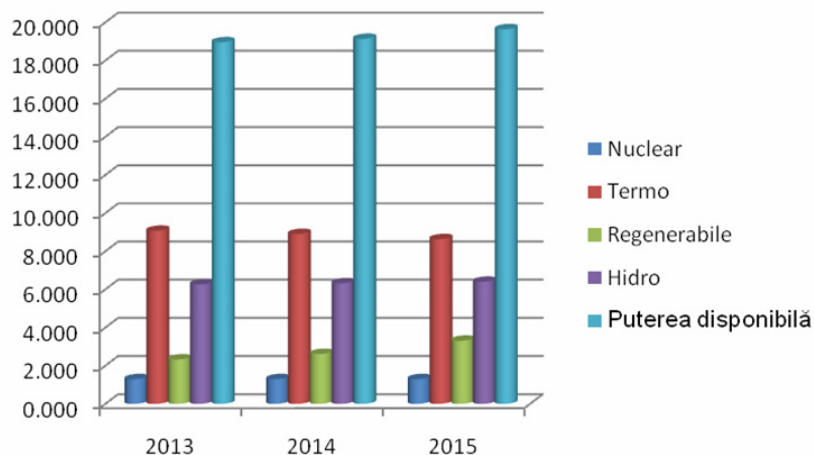


Fig. 2.4.3. Evoluția puterii nete disponibile în perioada 2013-2015

2.4.2. Consumul de energie electrică

Conform competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și Condițiilor asociate Licenței nr. 161 pentru transportul de energie electrică și furnizarea serviciului de sistem, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. planifică dezvoltarea RET, ținând seama de stadiul actual și evoluția prognozată a consumului, parcului de producție și schimburilor de energie electrică și elaborează la fiecare 2 ani un Plan de dezvoltare pentru următorii 10 ani succesivi, aprobat de către autoritatea competentă.

Conform [Trans2013] în perioada 2000÷2008, cu excepția anului 2002, consumul brut intern a crescut anual cu 0,42% ÷ 4,47%, în anul 2009 consumul brut intern a scăzut cu 8,3% față de anul 2008, ca urmare a crizei economice și financiare. Scăderile lunare au fost de 3,5%÷14,0%, comparativ cu luna similară a anului 2008. În perioada octombrie - noiembrie 2009, descreșterea consumului s-a mai redus, iar din luna decembrie s-a reluat un trend de creștere. Anul 2010 a înregistrat o creștere cu 5,4% a consumului net (4,8% consum brut), față de anul 2009, în anul 2011 consumul brut a crescut cu 3,7% față de 2010, iar în anul 2012 consumul brut a înregistrat o scădere de 1,5% față de anul anterior. Evoluția consumului este prezentată în fig. 2.4.4.

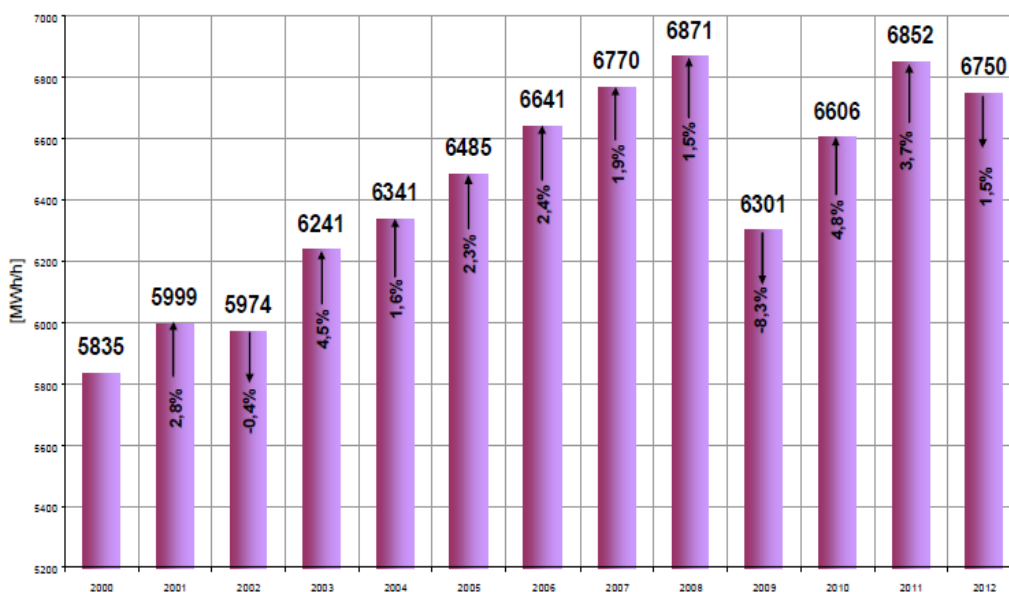


Fig. 2.4.4. Variația consumului mediu brut anual în perioada 2000-2012 (MWh)

Dacă valoarea medie a consumului a crescut în 2010 față de 2009 cu aprox. 300 MW, diferența dintre valorile de vârf a fost chiar mai mare, ajungând la aprox. 400 MW. În 2011, consumul a continuat să crească, diferența între valorile medii fiind de aprox. 250 MW, iar cea între valorile de vârf de circa 50 MW. În 2012, consumul mediu a scăzut ușor față de anul 2011, cu aprox. 100 MW, însă valorile maxime și minime anuale au continuat să crească (Fig. 2.4.5).

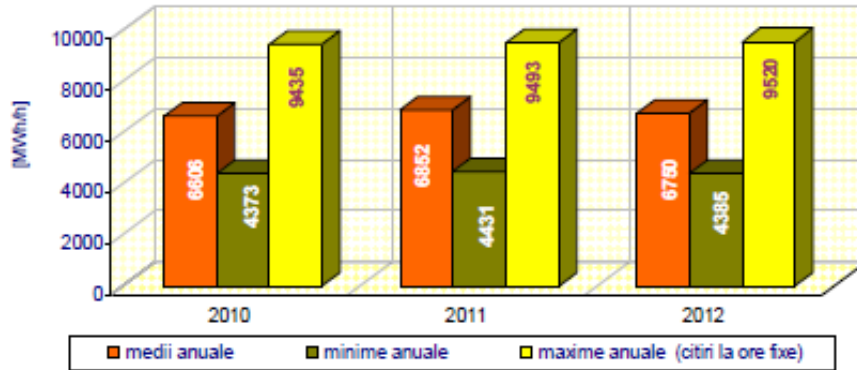


Fig. 2.4.5. Evoluția consumului (MWh/h) mediu, minim și maxim în anii 2010-2012

În Tabelul 2.4.1. se prezintă valorile puterii active și reactive tranzitate RET->RED, determinate pe bara de 110 kV a autotransformatoarelor 220/110 kV și a transformatoarelor 400/110 kV.

Tabelul 2.4.1. Valorile puterii active și reactive tranzitate RET ⇒ RED

Regim		Tranzit soldat RET ⇒ RED	
		P [MW]	Q [MVar]
Iarna 2012 / 2013	VSI	3822	1023
Vara 2012 / 2013	VDV	3211	1331

Consumatorii alimentați din RED reprezintă cca. 84,5% din consumul total de putere activă la palierul de VDV 2012 și 87,1% din consumul total de putere activă la palierul de VSI 2012-2013.

La elaborarea scenariilor privind evoluția consumului de energie electrică, Transelectrica a avut în vedere previziunile macroeconomice disponibile, în principal prognozele elaborate de Comisia Națională de Prognoză privind evoluția PIB. La demararea studiilor de analiză a regimurilor de funcționare, scenariile s-au actualizat la nivelul prognozei din noiembrie 2012. S-a avut în vedere, de asemenea:

- proiectul "Elemente de Strategie energetică pentru perioada 2011-2035 – Direcții și obiective strategice în sectorul energiei electrice", în care au fost menționate trei scenarii de evoluție economică pentru România în perioada 2010-2035: Scenariul de referință (baza), Scenariul nefavorabil 1 și Scenariul nefavorabil 2 (fig. 2.4.6);
- „Studiu privind direcțiile de dezvoltare a RET din România pentru perioada 2011-2035 – ca parte integrantă a strategiei energetice naționale”, elaborat de ISPE, în care autorii au elaborat, în a doua jumătate a anului 2011, o prognoză proprie, pornind de la valorile realizate în anul 2009; se propunea 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.

S-au modelat în final, pentru analiza prin calcul a regimurilor de funcționare a RET, un scenariu de bază și două scenarii alternative, unul cu o creștere mai mică a consumului și a surselor de producție și altul cu o implementare mai accentuată

a obiectivelor strategice la nivel european, privind acoperirea consumului pe baza surselor regenerabile și privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

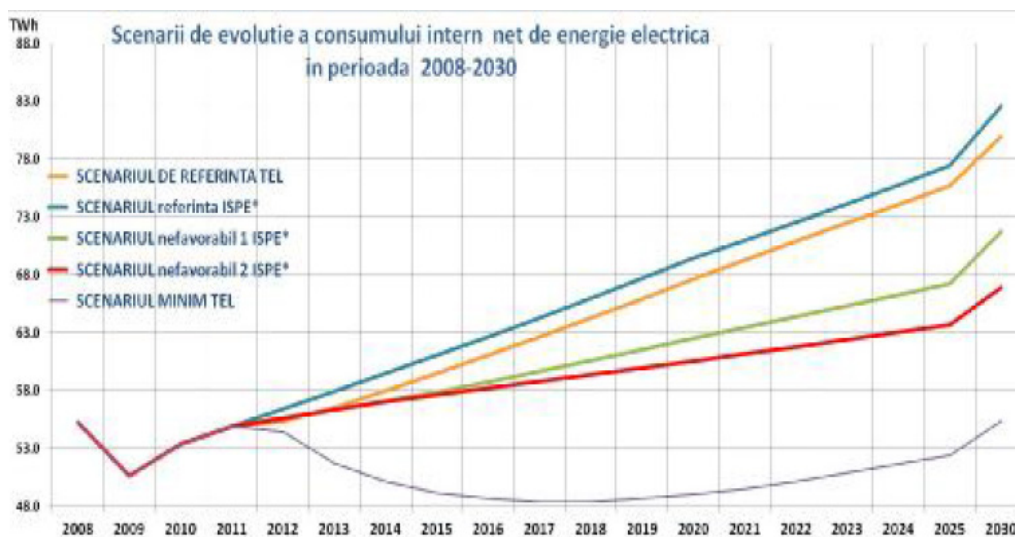


Fig. 2.4.6. Scenarii de evoluție a consumului intern net de energie electrică în perioada 2008-2030

Diminuarea consumului în zonele cu 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.

Directivile Uniunii Europene vizează o pondere de 20% a energiei din surse regenerabile în consumul total de energie, la nivelul UE, până în 2020. Participarea României la această directivă este susținută prin *Legea 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie* (modificată și completată prin *Legea 139/2010*, *OUG 88/2011*, *Legea 134/2012* și *OUG nr. 57/2013*), care a fixat țintele naționale privind ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în consumul final de energie electrică în anii 2010, 2015 și 2020 la 33%, 35% și, respectiv, 38%.

2.4.3. Rețeaua de distribuție al energiei electrice

Rețeaua de distribuție al energiei electrice (RED) este definită ca fiind rețeaua electrică de interes național și strategic, cu tensiunea de linie nominală cuprinsă între 1 și 110 kV, structura ei actuală fiind dificil de reprezentat, în figura 2.4.7. fiind reprezentat sistemul energetic național (SEN) pentru nivelul de tensiune cuprins între 110-750 kV.

Rețelele electrice de distribuție prezintă un grad avansat de uzură fizică (circa 65%) a liniilor electrice de joasă, medie și înaltă tensiune, a stațiilor de transformare și a posturilor de transformare. La uzura fizică se adaugă și uzura morală, 30% din instalații fiind echipate cu aparatură produs în anii '60. Consumul propriu tehnologic în rețelele de distribuție ca valoare medie anuală este superioară mediei țărilor din UE de 7,3%.

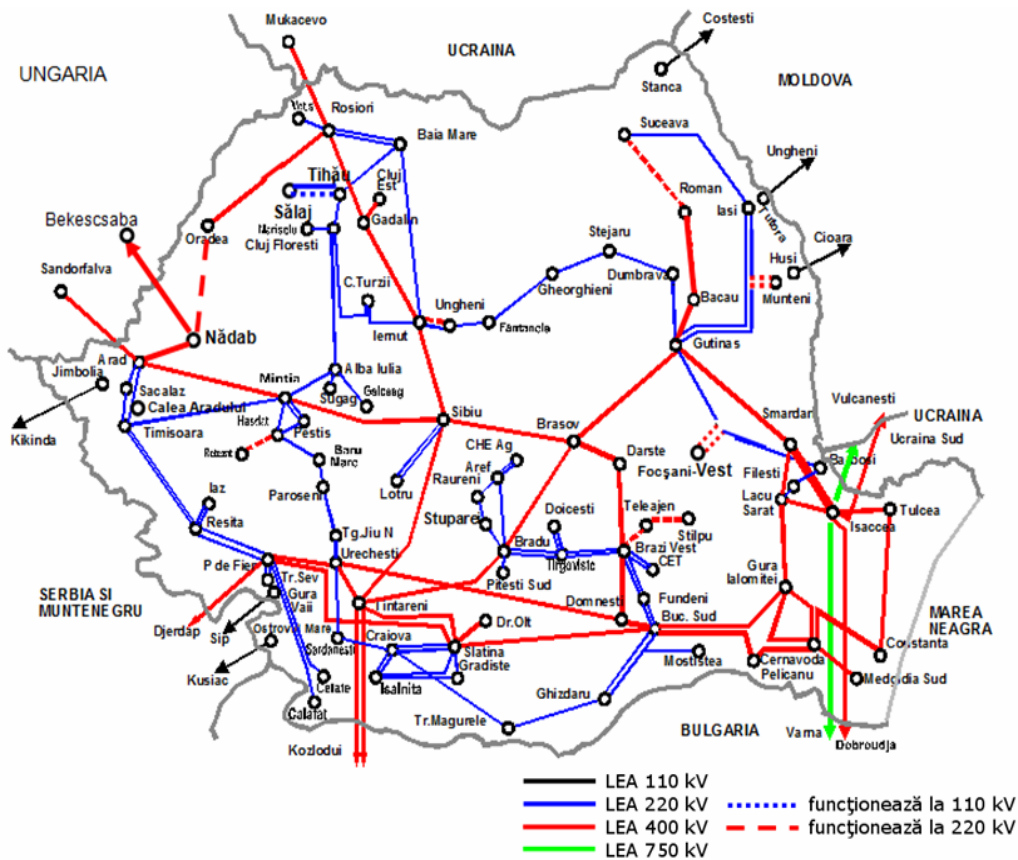


Fig. 2.4.7. Rețeaua de transport al energiei electrice

Pe teritoriul României există opt zone de distribuție corespunzătoare următoarelor regiuni geografice: Muntenia Sud, Muntenia Nord, Transilvania Sud, Transilvania Nord, Oltenia, Moldova, Banat, Dobrogea. Toate cele opt zone au fost administrate de către operatorul de distribuție (OD) Electrica SA, companie de stat, până în 2005, când patru filiale au fost privatizate către grupurile energetice E.ON (Germania), Enel (Italia), CEZ (Cehia). În anul 2008 a fost privatizat și a cincea filială către grupul italian Enel, la ora actuală pe teritoriul României operând următorii OD:

- Enel Distribuție Banat,
- Enel Distribuție Dobrogea,
- Enel Distribuție Muntenia Sud,
- CEZ Oltenia,
- E.ON Moldova,
- Electrica Muntenia Nord,
- Electrica Transilvania Sud,
- Electrica Transilvania Nord.

Filiarele de distribuție a energiei electrice asigură distribuția energiei electrice și desfășoară următoarele activități:

- tranzitul de energie electrică prin rețele proprii;
- dispecerizarea energiei electrice;

- modernizarea și rețehnologizarea instalațiilor existente;
- extinderea automatizării;
- cercetare-proiectare în domeniile de activitate.

Liberalizarea pieței de energie electrică, creșterea continuă a numărului de consumatori, creșterea așteptărilor acestora privind nivelul de siguranță în alimentarea cu energie electrică, calitatea energiei electrice furnizate, cererea crescută, din partea producătorilor, de racordare a centralelor care folosesc resurse de energie regenerabile (a generatoarelor eoliene, în mod special) constituie provocări cărora distribuitorii de energie trebuie să le facă față cu succes.

Accentul pus pe profit, în cazul pieței liberalizate de energie, a condus la scăderea interesului pentru siguranța în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor, având în vedere faptul că reducerea cheltuielilor de mentenanță generează reducerea fiabilității sistemului. De asemenea lipsa investițiilor și a modernizărilor în infrastructura energetică poate determina în viitor dificultăți în operarea în condiții de siguranță a sistemului.

În acest context, a devenit necesară o abordare nouă a planificării lucrărilor de mentenanță pentru menținerea în funcțiune a rețelelor electrice, mai ales că mentenanța a devenit una dintre activitățile cu cele mai mari costuri la nivelul companiilor energetice.

Electrica SA asigura exploatarea și funcționarea instalațiilor de distribuție a energiei electrice, a sistemelor de măsură, protecție, automatizare și comandă-control aferente, precum și a infrastructuri de Comunicații și Informatică, iar principalele obiective ale societății sunt [Electrica2013]:

- creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor distribuție;
- reducerea consumului propriu tehnologic;
- dezvoltarea SCADA și a sistemelor de automatizare a distribuției;
- dezvoltarea sistemelor de telegestiune și transmitere la distanță a informațiilor înregistrate în echipamentele de măsură;
- implementarea sistemului integrat național,
- modernizarea sistemelor de comunicații și transmisii de date.

În perioada 2005-2013 OD au derulat și finalizat lucrări de mentenanță majore pentru LEA astfel:

- s-au dat în folosință linii noi de ÎT: LES 110 kV Timpuri Noi – Pajura în 2007, LES 110 kV Panduri – Centru și LES 110 kV Fundeni – Timpuri Noi în 2008, LES 110 kV Domnești – Militari și LES 110 kV Filaret – Balta Alba în 2009, LES 110 kV Otopeni – Timpuri Noi, LES 110 kV Otopeni – Laromet, LES 110 kV CET Sud – Centru și LES 110 kV Fundeni – Nord în 2010, LES 110 kV Domnești – Arcuda și LES 110 kV Fundeni – Otopeni în 2011 realizate de Enel Muntenia;
- în 2013 planul Enel Muntenia a urmărit rețehnologizarea stațiilor de transformare: 110/10 kV Crîngași, 110/10 kV Drumul Taberei, 110/10 kV Militari, 110/10 kV Titan, 110/10 kV Jilava, 110/10 kV Toporași, 110/6 kV Dudești, 110/20 kV Popești Leordeni, 110/10 kV Chitila, 110/20 kV Otopeni și modernizarea LEA medie tensiune: 20 kV Sere Popești, 20 kV Pantelimon, 20 kV CFR, 20 kV Militari 1,2, 20 kV Afumați, 20 kV Jilava, 20 kV Carne 1, 20 kV OLF Chiajna, 20 kV Clinceni, 20 kV Vârteju, 20 kV Brănești, 20 kV Antimarek 2, 20 kV Oxigen, 20 kV Radar Otopeni, 20 kV Mihăilești, 20 kV Avicola Afumați, 20 kV Solex, 20 kV Tarom;
- Enel Dobrogea a dat în folosință în anul 2006 stația de înaltă tensiune de la Călărași;

- în 2008 Enel Dobrogea a finalizat modernizarea stației electrice de 110/20 kV din Fetefști, iar în 2013 a finalizat lucrările la stația 110/20 kV Neptun;
- în 2011 Enel Banat finalizează lucrările de modernizare la stația de transformare Pădurea Verde din Timișoara;
- în 2008 EON Moldova a realizat prima linie electrică subterana (LES) de 110 kV între Hurmuzachi și Rădăuți;
- s-au modernizat de către EON Moldova stațiile de transformare: 110 kV Botoșani în 2008, 110 kV Moinești, Hîrlău, Pașcani, Iași, Săveni, Darabani, Târgu Neamț, Cîrteii, Rădăuți în 2009;
- s-a construit de către EON Moldova o nouă stație de transformare în 2009 la Miroslava;
- cele mai importante lucrări efectuate de CEZ România în anul 2007 au fost: modernizarea LEA 110 kV Hușnicioara – Motru și modernizarea posturilor de transformare (PTA), rețelei de JT și bransamentele aferente PTA1, PTA2, PTA3, Gârla Mare;
- modernizarea stației 110/20 kV Craiova Centru de CEZ România în 2013;
- în perioada 2009-2011 Electrica a realizat lucrări de modernizare la: stația 110/MT Baia Mare 4, LES 20 kV Zalău, stația 110/20 kV Jucu, LEA 20 kV Gherla – Geaca, stația 110/20 kV Sf. Gheorghe, stația 110/20 kV Dumbrava, stația 110/20 kV Vlăhița, stația 110/20 kV Urleasca/Brăila;
- Electrica a realizat lucrări de modernizare în 2011 la: LEA JT Telciu, LEA JT Coșbuc, LEA 20 kV Livada, LEA 20 kV Seini, LEA 110 kV CEM Sibiu, LES 20 kV stație Hipodrom-PA 30 Obor/Brăila, LEA 20 kV SPPd3-Derivație Coroișca/Brăila, LES 20 kV Brăila Port-PT Maternitate, stația Lunca 110/20 kV, stația 110/20 kV Jugureanu, LEA 110 kV Buzău Nord-Buzău Sud, LES 20 kV PT Caraiman – PT Inspectoratul Silvic Focșani.

Pe lângă lucrările punctate mai sus, operatorii de distribuție au efectuat și lucrări de: extindere a rețelei, modernizare linii JT, normalizare a tensiunii, modernizare bransament, extindere sistem SCADA, modernizare post de transformare, trecere de pe un nivel de tensiune pe altul.

Pentru perioada următoare operatorii de distribuție urmăresc finalizarea sau începerea altor lucrări de modernizare, din care pot fi amintite:

- modernizarea de către Enel a stației de 110/10 kV Drumul Morarilor, rețehnologizarea stației de 110/10 kV Crângași, rețehnologizarea stației 110/20/10 Jilava, modernizarea LEA 110 kV Ilfov, modernizare LEA 110 kV Giurgiu, rețehnologizarea stației de transformare 110/20/10 Chitila;
- modernizarea de către CEZ a stației de 110/20 kV Basarabi, modernizarea stației de 110/20 kV Băilești, modernizarea stației de 110/20 kV Galicea, modernizarea stației de 110/20 kV Balș, modernizarea stației de 110/20 kV Alunu, modernizarea stației de 110/20 kV Berbești;
- implementarea de către E.ON Energie până în 2015 a sistemului de monitorizare SCADA în 26 de stații de transformare.

Necesitatea extinderii rețelei sau a măririi capacității sale, în ceea ce privește puterea distribuită duce la urbanizarea unor noi porțiuni de teritoriu sau la modificarea sau reconversia unor porțiuni deja urbanizate, pe lângă progresiva evoluție a sarcinilor clienților deja existenți. Modificările urbanistice de mai sus pot varia de la simpla realizare a alimentării unor imobile rezidențiale până la realizarea unor noi extinderi. Următoarele intervenții pe rețea pot la rândul lor să varieze de la construcția unui bransament, la realizarea unor posturi MT/JT sau, chiar și stații IT/MT.

2.5. Planificarea extinderii RED în România

Activitatea de planificare privind dezvoltarea RED în cadrul SEN se realizează de către Operatorul de Distribuție (OD), în conformitate cu strategia și politica energetică națională, în baza competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea Energiei Electrice nr. 13/2007. Pentru elaborarea unui plan de extindere a sistemului electroenergetic se pornește de la necesitatea satisfacerii cerințelor utilizatorilor în condițiile menținerii calității serviciului de distribuție și de sistem și a siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic național.

Obiectivele activității de planificare a dezvoltării RED sunt:

- asigurarea dezvoltării RED astfel încât acestea să fie corespunzător dimensionate pentru distribuția energiei electrice prevăzute a fi tranzitată și elaborarea unui plan de dezvoltare în perspectivă;
- asigurarea funcționării economice, în condiții de siguranță și securitate a RED, și permiterea distribuției energiei electrice la niveluri de calitate corespunzătoare, în toate punctele de delimitare, în conformitate cu standardul de performanță;
- concretizarea rezultatelor activității de planificare a dezvoltării RED prin:
 - inițierea procedurilor necesare promovării investițiilor noi în RED rezultate ca eficiente;
 - furnizarea de date și informații necesare stabilirii tarifelor de distribuție în conformitate cu reglementările în vigoare.

Planificarea dezvoltării RED se face pe baza unui studiu de dezvoltare în perspectivă, pe o durată medie de 5 ani și maximă de 10 ani, a rețelei electrice respective, studiu fundamentat tehnico-economic. Soluțiile alese trebuie să permită dezvoltarea instalațiilor și după această perioadă, fără modificări esențiale, cu integrarea elementelor principale ale rețelelor existente (soluțiile să fie autostructurante).

Planul de perspectivă pe termen mediu (5 ani), respectiv actualizările sale anuale se supun spre avizare Autorității competente și reprezintă document cu caracter public. Pe baza planului de perspectivă, OD întocmește programul de investiții anual pentru dezvoltarea și modernizarea RED, în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare.

Planificarea dezvoltării RED trebuie să asigure:

- distribuția întregii cantități necesare de energie electrică pentru acoperirea consumului de energie în zona prevăzută prin licență, în condiții de siguranță și eficiență economică, precum și realizarea serviciului public de asigurare a accesului la RED în mod corect, transparent și nediscriminatoriu;
- corelarea acțiunilor între OD și restul participanților la piață, referitor la orice serviciu solicitat care poate avea impact asupra performanțelor de siguranță a SEN sau asupra racordării utilizatorilor la RED;
- corelarea acțiunilor OD cu prevederile planului de dezvoltare în perspectivă al RET, privind oportunitățile zonale pentru racordare și utilizare a RED, în funcție de prognoza de dezvoltare a consumului și necesitățile de capacități nou-instalate, în scopul funcționării în condiții de siguranță și eficiență a SEN;
- evacuarea puterii din instalațiile producătorilor, inclusiv din instalațiile locale de producere distribuită.

Datele necesare activității de planificare a dezvoltării RED, aparținând unui OD, sunt furnizate în mod obligatoriu acestuia de către utilizatorii RED respective, după cum urmează:

- toți producătorii autorizați și/sau licențiați de către Autoritatea competentă sau în curs de autorizare;
- OTS și alți OD racordați la RED a OD respectiv;
- toți consumatorii de energie electrică racordați la RED;
- toți furnizorii de energie electrică, licențiați de către Autoritatea competentă, care utilizează respectiva RED.

Elaborarea planului de dezvoltare a RED are la bază următoarele date de intrare:

- prognoza de consum, pe o perioadă de minimum 5 ani, pusă la dispoziție anual de către furnizori și consumatori (inclusiv curbe de sarcină-tip pentru zile caracteristice);
- prognozele de producție de energie electrică ale producătorilor existenți (maximum 10 ani);
- prognozele de producție și de consum de energie electrică ale altor utilizatori RED existenți și viitori (maximum 10 ani);
- nivelul de siguranță care trebuie asigurat în funcționarea SEN în ansamblu și pe fiecare nod, conform normelor în vigoare;
- strategia dezvoltării infrastructurii sistemului de telecomunicații.

Pentru verificarea dimensionării RED se au în vedere următoarele criterii tehnice:

- criteriul economic;
- criteriul stabilității termice în regim de durată;
- criteriul stabilității termice și dinamice în regim de scurtcircuit;
- criteriul căderii de tensiune admisibile.

Criteriul economic are în vedere, de regulă, minimizarea unui ansamblu de cheltuieli actualizate la un același an de referință, ansamblu care însumează efortul de investiții, cheltuieli anuale datorate pierderilor de putere și energie și cheltuieli anuale ulterioare de exploatare, precum și eventuale daune.

Pentru dimensionarea RED de 110 kV care funcționează într-o schemă cu posibilități de buclare, se utilizează și criteriul (N-1). Pentru liniile care evacuează energie de la centrale electrice la acest nivel de tensiune, centralele se consideră cu maxim și minim de putere în funcțiune. Pentru liniile radiale de 110 kV și instalațiile de MT, gradul de rezervare se va stabili pe criterii economice.

2.6. Concluzii

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

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

Aspectele menționate mai sus sunt valabile în totalitate și pentru rețelele de distribuție (sistemele de distribuție) a energiei electrice, ca părți componente ale ansamblului SEE.

Analiza atentă a situației actuale a RED a României evidențiază două aspecte contradictorii: capacitatea de distribuție al energiei electrice acoperă practic cerințele actuale de consum, dar majoritatea liniilor și stațiilor electrice sunt sau se apropie de limita duratei normale de funcționare, fiind realizate la nivelul tehnic și tehnologic al anilor '60-'80. Se remarcă totuși că starea tehnică reală a instalațiilor se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că se desfășoară un program riguros de mentenanță și că s-a impus un program susținut de retehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

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

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

- realizarea unei sinteze documentate, în viziunea proprie a autorului, asupra stadiului actual al evoluției sectorului energetic, al pieței de energie și al SEE;
- prezentarea într-o manieră proprie, graduală, a evoluției pieței de energie în UE, a legislației europene în domeniu energetic, a cerințelor impuse prin dezvoltarea durabilă și protecția mediului;
- reliefaarea necesității unei viziuni coerente asupra planificării extinderii RED, 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 distribuție al energiei electrice, sursele de informații fiind cele "oficiale", furnizate în mare parte de Operatorii de Distribuție;
- prezentarea sistematizată a evoluției cadrului legal actual în domeniu, în concordanță cu legislația comunitară corespunzătoare;
- evidențierea necesității unei strategii coerente asupra planificării extinderii RED, care să aibă la bază o abordare riguroasă, luând în considerare toate aspectele de interes tehnic și economic menționate, ținând cont în același timp de o gamă largă de scenarii posibile, de la cele mai pesimiste până la cele mai optimiste.

3. MODALITĂȚI DE SOLUȚIONARE A PLANIFICĂRII EXTINDERII RED

Obiectivul capitolului 3 constă în prezentarea sistematizată a metodelor actuale de soluționare a planificării extinderii optime a rețelelor de distribuție a energiei electrice din cadrul sistemelor electroenergetice complexe. Este de menționat faptul că problema în discuție este o problemă de optimizare de mari dimensiuni, neliniară (sau liniarizată), de regulă cu variabile atât reale, cât și întregi. Funcția obiectiv are în vedere în principal cheltuielile de investiții, la care se pot adăuga cheltuielile de funcționare, cele legate de penalizarea congestiilor și a nealimentării consumatorilor, elemente care să înglobeze aspecte legate de siguranța în funcționare, de capacitatea disponibilă de transfer, de impactul asupra mediului, de rata de amortizare a investițiilor etc. Relațiile de restricție acoperă o gamă largă de aspecte, în principal tehnice și economice.

Metodele de soluționare sunt sistematizate în două mari categorii:

- metode matematice de optimizare (programare liniară, programare liniară cu numere întregi și mixtă, programare neliniară, programare dinamică etc.) și metode euristice
- meta-euristice de optimizare (algoritmi euristici constructivi, metode de tip Tabu Search și Simulated Annealing, algoritmi evolutivi, algoritmi genetici, metode de tip "roi", metoda coloniilor de furnici, sisteme expert, metode de tip „branch exchange” etc.).

Există și posibilitatea utilizării unor tehnici hibride, rezultate prin combinarea a două sau mai multe metode.

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

3.1. Metode matematice de optimizare

În această formulare, planificarea extinderii RED este definită ca o problemă matematică de optimizare de mari dimensiuni, unde se caută cea soluție de extindere pentru care valoarea funcției obiectiv este minimă, cu respectarea unor relații de restricție [Haffner2008].

Pentru soluționarea problemei de optimizare se pot utiliza modele mai simple sau mai complicate, liniare sau neliniare: probleme de programare liniară clasică, în numere întregi sau mixte [Aoki1990], [Nara1992], [Vaziri2004], [Haffner2008], [Khodaei2010], [Lotoero2011], programarea neliniară [Cossi2009], [El-Khattam2005], [Fan1996], [Ramirez2001], [Tang1996], [Vaziri2004b], programare dinamică [Youssef 1988], [Blanchard1996], [Fletcher2007], [Gonen1987], [Kuwabara1997], [Nara1991], [Ramirez1991].

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

În 1990 Aoki formulează problema de planificare a extinderii rețelelor de distribuție ca o problemă de programare liniară mixtă (cu variabile întregi și reale). [Aoki1990]. Relațiile de restricție sunt liniare, cu variabile reale (cu variație continuă). Ele se referă la:

- încărcările maxim admisibile ale liniilor electrice și ale transformatoarelor;
- valorile tensiunilor în nodurile rețelei;
- bilanțul de puteri pe ansamblul sistemului de distribuție;
- asigurarea unei configurații radiale (în scopul reglării facile a dispozitivelor de protecție prin relee).

Funcția obiectiv vizează minimizarea cheltuielilor totale anuale, compuse din costurile de investiții și cele de exploatare (calculate prin intermediul pierderilor de putere activă în rețea).

Costul investiției are trei componente: costul de construcție a stației și cel al transformatorului (dacă este cazul), respectiv costul liniilor electrice. Acestea din urmă cuprind atât o componentă fixă, independentă de lungimea liniei, cât și una variabilă, proporțională (dependentă liniar) cu lungimea.

Optimizare este "statică", într-un singur pas, pe baza unui regim de funcționare de tip maxim, de la sfârșitul perioadei de analiză. Soluțiile de extindere a rețelei sunt alese dintr-o mulțime de soluții posibile, cunoscute aprioric, toate liniile electrice fiind de același tip (nivel de tensiune, secțiune, număr de circuite).

La fel ca în [Aoki1990], în [Nara1992] problema de extindere a RED este formulată ca o problemă de programare liniară mixtă, deosebirea constând în faptul că algoritmul de rezolvare de tip „branch exchange” aici este multi-etapizat. Cu alte cuvinte, se face o abordare dinamică a problemei planificării extinderii RED.

[Vaziri2004] tratează problema extinderii RED ca o problemă de optimizare abordată în mai multe faze. Se utilizează o serie de elemente specifice din teoria grafurilor, operând cu concepte orientate [Kilyeni2012].

Se pornește de la ideea că scopul principal al extinderii RED este de a satisface cerințele consumatorilor în condiții de fiabilitate maximă, cu costuri rezonabile. Analiza se referă atât la rețelele de distribuție, cât și la stațiile electrice aferente.

Definirea de principiu a funcției obiectiv și maniera de formulare a relațiilor de restricție este foarte asemănătoare cu cea din [Aoki1990], [Nara1992].

Investigarea naturii și ordinului de mărime a costurilor fixe și a celor variabile (în funcție de lungimea liniilor electrice) arată că funcția obiectiv neliniară (de regulă pătratică, adică formă polinomială de gradul 2) poate fi aproximată cu precizie relativ bună printr-o funcție liniară simplă. Noua tehnică elimină nevoia de liniarizare convențională a FOB. Formularea finală multi-etapizată conduce tot la un model de programare liniară mixtă, la rezolvarea unor faze utilizându-se și elemente din cadrul teoriei grafurilor.

[Haffneri2008] utilizează tot o abordare quasi dinamică, pentru un orizont de timp relativ lung, aspectul de noutate fiind legat de includerea efectului noilor surse de generare distribuite.

Spre deosebire de lucrările anterioare, problema extinderii RED este privită mai nuanțat. Conceptul de extindere utilizat are un sens mai larg, mult mai apropiat de situațiile reale. Se iau în considerare următoarele posibilități de "extindere" (mai bine spus de "dezvoltare") a RED:

- mărirea secțiunii conductoarelor deja existente ("întărirea" rețelei);
- introducerea de noi linii electrice cu diferite secțiuni ale conductoarelor;
- instalarea de noi stații;
- creșterea capacității stațiilor existente;
- luarea în considerare a capacității disponibile pentru generarea distribuită.

Funcția obiectiv este definită în maniera prezentată anterior, cu observația că se ține cont și de costul surselor distribuite. Problema de optimizare liniară mixtă este soluționată cu un algoritm de tip "branch and bound" [Kilyeni2012].

Un model de rezolvare a problemei de planificare a extinderii rețelei de distribuție în mai multe trepte este prezentat și în [Loterio2011]. Funcția obiectiv cuprinde costul actualizat al investiției referitoare la consolidarea, înlocuirea sau adăugarea de linii electrice și stații de transformare, costul pierderilor de putere activă și costurile de funcționare și întreținere. Funcția obiectiv neliniară este aproximată printr-o funcție liniară pe porțiuni, rezultând un model liniar mixt cu variabile întregi, care se rezolvă folosind metodele standard ale programării liniare. Modelul permite găsirea mai multor soluții, în plus față de cea optimă, dar relativ apropiate în ceea ce privește valoarea FOB. Astfel factorii de decizie pot alege soluția practică finală dintr-o gamă mai largă de posibilități. În plus față de problema de optimizare, se determină o serie de indicatori de fiabilitate și costurile asociate, pentru fiecare soluție, bazat pe modelul reglementat utilizat în Brazilia. Astfel este posibil să se compare atât impactul asupra costurilor legate de utilități atunci când autoritatea de reglementare aplică sancțiuni pentru neîndeplinirea indicilor de fiabilitate, cât și impactul asupra costurilor de la clienți pentru daunele provocate de întreruperi în sistem. Rezultatele numerice și discuțiile vizează o rețea test de 27 de noduri.

3.1.2. Programare neliniară

În [Fan1996] se asociază problema discutată cu cea a reconfigurării rețelelor de distribuție a energiei electrice, abordarea teoretică referindu-se la o rețea simplă, cu o singură buclă. Această lucrare încearcă să ofere o descriere analitică și o înțelegere sistematică cu privire la analiza calitativă a problemei, studiile ulterioare referindu-se la generalizarea metodei pentru cazul rețelelor buclate complex. Modelul matematic la care se ajunge reprezintă o problemă de optimizare neliniară mixtă (variabile de tip real și de tip întreg). Abordarea se consideră mai avantajoasă decât una euristică. Se discută și soluția liniarizării modelului matematic.

[Tang1996] propune o nouă abordare, multi-etapizată ("dinamică") pentru extinderea optimă a sistemelor de distribuție a energiei electrice. Modelul matematic la care se ajunge este tot neliniar, cu variabile mixte (reale și întregi). Funcția obiectiv include cheltuielile de investiție și de exploatare (inclusiv costul pierderilor), cât și cele legate de siguranța în funcționare (întreruperile în alimentarea consumatorilor, separatoarele sub sarcină necesare etc.)

[Ramirez2011] folosește tot un model mixt-întreg și neliniar, cu o funcție obiectiv multiplă, așa cum s-a precizat în paragraful anterior. Acest model de optimizare multiobiectiv este asemănător cu cel care a fost aplicat în manieră "statică" (o sigură etapă), "pseudo-dinamică" și "dinamică" (mai multe etape) în [Sun1982] și [Ramirez1991].

[Fletcher2007a] introduce un nou model de planificare a extinderii rețelelor de distribuție care oferă soluția optimă pentru finalul unei anumite perioade, într-un orizont finit de număr de ani. Rezultă un model de "problemă de programare neliniară continuă". Aplicațiile se referă la sisteme complexe de distribuție a energiei electrice dintr-o zonă a SUA.

3.1.3. Programare dinamică

Abordarea "dinamică" a planificării extinderii SEE se referă la utilizarea unui model matematic de programare dinamică [Kilyen2012]. Soluția de extindere se determină pentru un orizont de timp finit, cu indicarea în detaliu a momentelor discrete de timp la care se adaugă diversele elemente suplimentare de rețea (programare dinamică discretă cu orizont finit). Această abordare se poate aplica atât în cadrul metodelor de extindere bazate pe modelarea matematică, cât și a celor euristice și meta-euristice (discutate în subcapitolul următor).

În [Ramirez1991] se prezintă un prim model (de bază) de planificare a extinderii rețelelor de distribuție, urmat de unul extins, bazat pe o abordare pseudo-dinamică. În acest mod rezultă o soluție "globală" de extindere, care rezolvă simultan atât dimensionarea și localizarea cât și temporizarea soluțiilor de extindere propuse. Modelul "pseudo-dinamic extins" utilizează doar un bilanț global de puteri (fără o analiză în detaliu, neliniară, a circulației de puteri), cu o verificare relativ simplă a căderilor de tensiune și a încărcării elementelor de rețea (limitele maxim admisibile din punct de vedere termic). Metoda permite și elaborarea unor soluții apropiate de cea optimă, pe baza experienței proiectanților.

[CIGRE1995] recomandă utilizarea programării dinamice stocastice, care permite o abordare flexibilă a momentelor în care se adoptă deciziile de extindere. De asemenea, se propune combinarea abordării dinamice cu tehnici de căutare euristice.

3.2. Metode euristice și meta-euristice

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

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

Pentru rezolvarea problemei extinderii rețelelor de distribuție a energiei electrice au fost propuse o serie de metode euristice și meta-euristice cum ar fi: algoritmi euristici [Shirmo1992], [Carreno2008], [Lavaroto2010], căutare de tip tabu ("tabu search") [Cossi2009], recoacere simulată ("simulated annealing") [Jonnavithula1996], [Gallego1998], [Nahman2008], algoritmi genetici [Miranda1994], [Rosado1998], [Najafi2009], [Martins2011], [Wang2011], metoda coloniilor de furnici [Gomez2004], algoritmi evolutivi [Carvalho2000], [Dorado2002], [Yang2008], sisteme expert [Chen1989], [Hsu1990], algoritmi de tip "branch exchange" [Nara1992], [Goswami1997], [Miguez2002] etc.

3.2.1. Algoritmi euristici constructivi

În [Shirmo1992] este descris principiul unei metode euristice de a repune în funcție porțiunile izolate ale unui sistem de distribuție prin reconfigurarea rețelei. Metodologia stabilește un număr minim posibil de comutări necesare pentru a repune în funcțiune ramurile rețelei care sunt izolate din cauza întreruperilor forțate sau programate. Problema discutată este o problemă de programare neliniară mixtă (cu variabile întregi și reale), pentru care soluționarea cu metodele specifice modelării matematice clasice este foarte laborioasă. Dezavantajul metodei propuse constă în faptul că soluția depinde foarte mult de configurația inițială a rețelei.

[Lavaroto2010] propune utilizarea unui algoritm euristic constructiv pentru soluționarea problemei planificării extinderii sistemelor de distribuție a energiei electrice. La fiecare iterație se soluționează o problemă de programare neliniară pentru a obține valoarea unui indice de sensibilitate, pe baza căruia se adaugă la sistemul de distribuție un nou element de rețea (linie electrică sau transformator). PPN se obține prin "relaxarea" variabilelor întregi (binare) – înlocuirea lor cu variabile reale limitate la domeniul $[0, 1]$. Funcția obiectiv cuprinde atât cheltuielile de extindere, cât și cele legate de funcționarea sistemului (costul pierderilor de putere activă). Relațiile de restricție vizează puterile consumate prognozate, valorile tensiunilor, limitele de încărcare a elementelor de rețea, caracterul radial al rețelei etc. Soluționarea PPN se realizează cu un instrument soft de firmă (KNITRO 5.2 – Nonlinear Interior-point Trust Region Optimizer [Byrd2006]). Având în vedere faptul că algoritmul euristic constructiv determină de regulă o soluție quasi optimă, calculul se finalizează printr-o tehnică locală de îmbunătățire a soluției. Studiile de caz vizează două sisteme de distribuție test (23, respectiv 54 noduri) și un sistem de distribuție real (136 noduri).

3.2.2. Recoacere simulată (Simulated Annealing)

Algoritmul de recoacere simulată (Simulated Annealing – SA) este o metodă de optimizare utilizând analiza combinatorie, care 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. Răcirea lentă le dă mai multe șanse de a găsi configurații în care energia internă este mai mică decât cea inițială.

Prima aplicare a unei asemenea metode la planificarea configurației optime a rețelelor de distribuție este prezentată în [Jonnavithula1996]. Studiile de caz se referă la sisteme test, cu mențiunea că algoritmul propus se poate adapta și pentru studiile de extindere a unor rețele existente.

În [Gallego1998] sunt precizate alte două aspecte importante ale recoacerii simulate: reprezentarea spațiului de căutare și un mecanism de tranziție care reglementează modul în care spațiul de căutare este explorat. Metoda de tip SA a fost comparată cu un algoritm genetic și cu algoritm de tip tabu search.

[Nahman2008] prezintă o metodă de optimizare a planificării rețelelor electrice de distribuție bazându-se pe o combinație între un algoritm de tip SA și o metodă de gradient utilizată pentru soluționarea problemelor de programare neliniară. Se pornește de la o configurație care include toate liniile care pot fi construite practic. Inițializarea soluției se realizează prin utilizarea metodei de gradient, iar îmbunătățirea ei se face utilizând un algoritm de recoacere simulată. FOB vizează minimizarea cheltuielilor totale anuale, care cuprind costurile de investiție, cât și cele legate de pierderile de

energie activă și de riscurile de nealimentare a consumatorilor. Aplicațiile se referă la planificarea unor sisteme de distribuție noi, dar metoda propusă poate fi aplicată și la extinderea unor rețele de distribuție existente, inclusiv cu luarea în considerare a generării distribuite.

3.2.3. Căutare de tip tabu (Tabu Search)

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

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

[Gallego1998] prezintă o comparație între un algoritm genetic, un algoritm de tip SA și un algoritm de tip căutare tabu. Se precizează faptul că se efectuează o căutare mai agresivă în cazul algoritmului TS decât în cazul SA și GA. O caracteristică esențială a algoritmilor de căutare tabu este excluderea directă a alternativelor de căutare clasificate temporar ca interzise. Utilizarea memoriei devine crucială în cazul acestor algoritmi, spre deosebire de SA.

În [Cossi2009] se prezintă o metodă de planificare pe termen scurt (1-5 ani) a rețelelor de distribuție de joasă tensiune. Se referă atât la rețelele noi de distribuție, cât și la extinderea celor deja existente. Modelul matematic rezultat constituie o problemă de programare neliniară mixtă (cu variabile întregi și reale). FOB include atât cheltuielile de investiție, cât și cele de exploatare, relațiile de restricție fiind cele menționate în paragraful 3.2.1. Problema de optimizare este rezolvată cu un algoritm de tip TS, atât pentru structuri radiale, cât și pentru structuri slab buclate. Studiul de caz se referă la o rețea de 75 de noduri.

3.2.4. Sisteme expert

Sistemele expert fac parte din metodele de inteligență artificială care încearcă să simuleze modalitatea de luare a deciziilor a unui expert uman. Ele sunt proiectate pentru a rezolva probleme complexe prin folosirea raționamentului și nu prin urmărirea unei proceduri, cum este cazul în programarea matematică convențională. Un sistem expert are o structură unică, diferită de programele tradiționale, și este divizat în două componente: una fixă, independentă de sistemul expert, numită mașina de inferență, și una variabilă, reprezentată de baza de cunoștințe.

Un sistem expert a fost utilizat pentru soluționarea planificării extinderii rețelelor electrice de distribuție în [Chen1989]. S-a elaborat un sistem expert bazat pe reguli, utilizând limbajul Prolog, pentru alocarea sau realocarea consumului (cu alte cuvinte reconfigurarea rețelei) în studiile de planificare a extinderii. Aplicația se referă la un sistem de distribuție din Taiwan, care cuprinde trei puncte de alimentare și 28 de linii electrice. Funcția obiectiv include atât cheltuielile de investiție, cât și pe cele legate de costul pierderilor, alături de cuantificarea unor elemente legate de siguranța în alimentare a consumatorilor.

[Hsu1990] continuă abordarea prezentată anterior, utilizează o tehnică de tip sistem expert tot pentru planificarea extinderii rețelelor de distribuție. Elementul de noutate se referă la un algoritm mai eficient de reconfigurare (alocare și realocare a consumatorilor) și la perfecționarea programului elaborat în limbajul Prolog, în sensul unei interfețe mai prietenoase pentru utilizator.

3.2.5. Algoritmi evolutivi. Algoritmi genetici

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

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

- a) algoritmi genetici (AG), care se folosesc în special pentru rezolvarea unor probleme de optimizare discretă (combinatorie), unde populația este reprezentată de stări din spațiul problemei codificate binar, iar principalii operatori sunt cei de încrucișare și selecție, cel de mutație având probabilitate mică de aplicare;
- b) algoritmi evolutivi (AE), care au fost concepute inițial pentru a rezolva probleme de optimizare continuă, unde populația este constituită din elemente din domeniul de definiție al funcției obiectiv. Operatorul principal este cel de mutație, dar este folosită și recombinarea. Pentru strategiile evolutive au fost dezvoltate scheme de adaptare a parametrilor de control (auto-adaptare).

În [Carvalho2000] este propusă abordarea unui algoritm evolutiv pentru a rezolva problema de planificare a extinderii RED într-un scenariu care să țină cont și de incertitudinea evoluției consumului. Până în acest moment s-au publicat numai lucrări care vizau scenarii deterministe. Rezolvarea se modifică în maniera următoare: în prima etapă se caută doar soluția de investiții care minimizează costurile așteptate, actuale și viitoare. În a doua etapă problema completată cu elementele de incertitudine se descompune într-un set de probleme deterministe.

Un algoritm evolutiv este propus și în [Dorado2002] pentru planificarea rețelelor de distribuție urbane, de medie tensiune, de mari dimensiuni, fiind testat pe un sistem real din Spania. Este abordată și problema reconfigurării, în sensul minimizării pierderilor de putere activă. Funcția obiectiv constă în minimizarea pierderilor de putere activă, în condițiile respectării RR legate de nivelul de tensiune și de capacitatea de încărcare a elementelor de rețea. Dacă se are în vedere extinderea rețelei de distribuție (într-o abordare "statică"), la FOB se adaugă și costul noilor elemente de rețea. Lucrarea oferă o descriere în detaliu a elementelor caracteristice ale algoritmului

evolutiv propus: stabilirea populației inițiale, operatorii de mutație, de încrucișare, de selecție, funcția obiectiv, criteriul de terminare a calculelor, căutarea unui drum între două vârfuri ale grafului asociat problemei de planificare a extinderii.

În [Yang2008] este propusă ca metodă de soluționare a problemei planificării extinderii optime a RED un algoritm evolutiv diferențial, pentru care optimul global se obține printr-o tehnică de tip "fitness sharing". Algoritmul se dovedește a fi exact, rapid și robust. Principala problemă la aplicarea AE pare a fi asigurarea diversității populației când se ajunge în zona unui minim local sau chiar a minimului global. Lucrarea prezintă o serie de modalități de surmontare a acestei probleme: utilizarea unor metode de mutație care implementează tehnici de tip "fitness sharing" în procesul de soluționare. Modificările propuse sunt verificate și "acordate" pe o serie de funcții test consacrate înainte de a fi utilizate efectiv la soluționarea planificării extinderii RED.

Planificarea extinderii rețelelor de distribuție de mari dimensiuni este dificilă și complexă. În [Najafi2009] se propune un algoritm genetic îmbunătățit pentru a determina amplasarea optimă a stațiilor electrice și extinderea și reconfigurarea rețelei electrice de distribuție în condițiile asigurării puterii cerute de consumatori și a rezolvării problemelor de lipsă de alimentare, evident la un preț rezonabil. Funcția obiectiv cuprinde cheltuielile de investiție și cele de exploatare, cu respectarea tuturor restricțiilor geografice legate de amplasarea stațiilor electrice și de traseul liniilor electrice. Metoda se poate aplica atât la planificarea unor rețele noi, cât și la extinderea celor existente.

În [Wang2011] est introdus un algoritm genetic echilibrat asociat cu metoda DEA (Data Envelopment Analysis). Abordarea este "statică", în mai multe etape, în sens prospectiv, cu considerarea incertitudinilor legate de evoluția consumului. AG echilibrat propus de lucrare asigură diversitatea soluției, iar metoda DEA modificată facilitează compararea facilă și flexibilă a soluțiilor evitând necesitatea unor factori de ponderare exacti pentru diversele componente ale FOB. Abordarea în mai multe etape implică analiza unui număr mare de soluții posibile care rezultă pe baza primei (primelor) etape, ceea ce poate însemna un timp de calcul exagerat. AG echilibrat poate accelera acest proces prin exploatarea structurii generaționale a căutării bazate pe AG în scopul generării eficiente a soluțiilor de extindere pe baza mulțimii soluțiilor din primele etape.

3.2.6. Metoda coloniilor de furnici

Principiul care stă la baza metodei coloniilor (Ant Colony System – ACS) de furnici este inspirat din comportamentul de căutare a sursei de hrană al acestora. În cazul coloniilor de furnici, acestea efectuează inițial o căutare aleatorie după hrană în jurul cuibului, ca apoi, după ce aceasta a fost găsită, drumul dintre cuib și sursa de hrană să fie marcat cu feromoni. Cea mai scurtă cale dintre cuib și mănecare prezintă nivelul cel mai ridicat de feromoni, fiind cel mai frecventat drum; de aici rezultând că atunci când o altă furnică își începe drumul aceasta va alege calea cu cei mai mulți feromoni, contribuind în continuare la consolidarea drumului cel mai scurt. Acest mod este unul simplu și eficient de rezolvare a problemelor de tip drum de valoare minimă într-un graf.

În [Gomez2004] modelul coloniilor de furnici a fost utilizat pentru planificarea extinderii rețelelor de distribuție. FOB include atât cheltuielile de investiție, cât și cele de exploatare, relațiile de restricție fiind cele menționate în paragraful 3.2.1 [SumIm2009b]. Analiza se face pe baza prognozei puterii consumate pentru o anumită perioadă (10-15 ani), remarcându-se faptul că se utilizează o circulație completă de puteri în c.a. (este una dintre foarte puținele lucrări care procedează în această manieră).

Aplicațiile se referă la două sisteme test: primul de 35 kV, cu 23 noduri, al doilea de 10 kV, cu 201 noduri. Se apreciază că rezultatele obținute reflectă un potențial ridicat al acestei metode meta-euristice, ceea ce este încurajator pentru cercetările ulterioare în domeniu.

3.2.7. Metoda "branch exchange"

În [Aoki1990] se utilizează o tehnică euristică de tip "branch exchange" (schimbarea arcului – în termeni de teoria grafurilor arcul reprezintă o linie de distribuție a energiei electrice, graful fiind asociat ansamblului sistemului de distribuție) pentru planificarea extinderii rețelelor electrice de distribuție. Formularea problemei "stative" de optimizare a fost prezentată în paragraful 3.1.1, unde s-a concluzionat că este vorba de o problemă de programare liniară mixtă (variabile întregi și reale). Metoda are la bază algoritmul de tip "branch and bound" utilizat în [Gonen1981] pentru soluționarea PPL.

Metoda propusă încorporează avantajele unei tehnici clasice de soluționare a PPL mixte [Kilyeni2012] cu algoritmul euristic de tip "branch exchange". Acest concept reflectă faptul că în rețeaua de distribuție radială se închide o buclă (se adaugă o linie electrică) și se elimină o altă linie electrică din buclă, pentru a asigura, a menține caracterul radial al ansamblului rețelei. Dacă relațiile de restricție sunt îndeplinite, se calculează noua valoare a FOB. Dacă noua soluție este mai bună, calculul se continuă cu această configurație; în caz contrar se revine la soluția anterioară. Procedura se repetă iterativ până când nu mai există altă cale de a reduce valoarea FOB.

Determinarea celei mai bune modificări posibile (care conduce la cea mai accentuată scădere a valorii FOB) se realizează printr-o pivotare de tip Gauss în tabloul simplex [Kilyeni2012]. Alegerea pivotului se realizează pe baza minimizării încălcării relațiilor de restricție, dacă există asemenea încălcări, respectiv a costului noii soluții, împreună cu maximizarea nivelului de tensiune (în limitele admise, în scopul reducerii pierderilor), dacă nu există violări ale relațiilor de restricție.

Metoda a fost testată pe două rețele radiale (de 5, respectiv 59 de noduri), constatându-se eficiența sa comparativ cu modelul clasic de programare liniară mixtă.

[Nara1992] propune un algoritm de tip "branch exchange" multi-etapizat pentru a rezolva problema planificării extinderii rețelelor electrice de distribuție. Abordarea multi-etapizată este sugerată și de caracterul similar al operațiilor de reconfigurare sau restaurare a sistemului de distribuție. După o primă etapă de aplicare, soldată cu obținerea unui minim local, se trece la a doua etapă, a treia etapă ș.a.m.d. În aceste condiții se ajunge la o analiză combinatorie quasi-exhaustivă, ceea ce înseamnă șanse sporite pentru găsirea optimului global. Totuși, trebuie găsită o soluție rezonabilă de compromis între volumul de calcule și câștigul suplimentar obținut la valoarea FOB. Valabilitatea și eficacitatea metodei propuse sunt demonstrate prin teste numerice pentru un exemplu de sistem la scară reală.

În [Goswami1997] o metodă de tip "branch exchange" este aplicată în două etape: în prima etapă, denumită "branch exchange" intrazonal, metoda se aplică la tronsoanele alimentate din aceeași stație. În a doua etapă, denumită "branch exchange" interzonal, metoda se aplică luând în considerare succesiv stațiile "adiacente" (vecine). Etapa intrazonală determină configurația optimă a rețelei aferente fiecărei stații, iar cea interzonală determină zona de servicii optime a fiecărei stații. După fiecare pas al celor două faze se efectuează un calcul de circulație de puteri. Tehnica de schimbare a ramurii, aplicată pentru reconfigurarea rețelei de distribuție, transformă de fapt o rețea radială într-o rețea buclată. Structura radială este restaurată din nou prin deschiderea unor alte linii ale rețelei, astfel încât valoarea funcției obiectiv să scadă

cât mai accentuat, cu respectarea RR. Aplicațiile se referă la două sisteme test de dimensiuni reduse.

[Miguez2002] propune un algoritm de tip "branch exchange" îmbunătățit pentru planificarea rețelelor de distribuție de mari dimensiuni, care poate fi utilizat și la studiile de extindere. Prima parte a metodei este practic similară cu cea prezentată anterior. Ameliorarea se referă la adăugarea unei etape suplimentare, bazată pe determinarea unui arbore de tip Steiner [Bykra2010]. Conform teoriei grafurilor, este vorba de un arbore de valoare minimă legând un anumit număr de noduri, cu posibilitatea de a adăuga noduri suplimentare (noduri de "transfer" în accepțiunea problemei discutate). Evident, la FOB a problemei de tip Steiner trebuie adăugată și componenta care ține cont de circulația de puteri (pierderile de putere activă). Aplicațiile se referă la sisteme de distribuție complexe (sute sau chiar mii de noduri), soluția fiind cu certitudine doar quasi-optimală.

3.3. Concluzii

Obiectivul capitolului 3 constă în prezentarea sistematizată a metodelor actuale de soluționare a planificării extinderii optime a rețelelor complexe de distribuție. Problema în discuție este o problemă de optimizare de mari dimensiuni, neliniară (sau liniară într-o primă aproximație), de regulă cu variabile atât reale, cât și întregi (posibil binare). Funcția obiectiv are în vedere în principal cheltuielile de investiții, la care se pot adăuga cheltuielile de funcționare, cele legate de penalizarea nealimentării consumatorilor, precum și elemente care să înglobeze aspecte legate de siguranța în funcționare, de capacitatea totală de transfer, impactul asupra mediului etc. Relațiile de restricție acoperă o gamă largă de aspecte, în principal tehnice și economice.

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

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

Se remarcă, în mod critic, faptul că foarte puține lucrări utilizează un calcul complet de circulație de puteri în c.a., cu toate că posibilitățile oferite de tehnica actuală de calcul permit acest lucru. La fel ca în [Cristian2013a] și [Solomonesc2013], și în această lucrare de doctorat se va utiliza calculul riguros al circulației de puteri.

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 RED, atât cele care la ora actuală pot fi considerate "clasice", cât și a celor "moderne", utilizând tehnici specifice inteligenței artificiale;
- focalizarea unei atenții speciale asupra metodelor de soluționare bazate pe tehnici de inteligență artificială;
- pregătirea elementelor pentru capitolele următoare, care se referă la metodele concrete utilizate în lucrare și la studiile de caz realizate, inclusiv recomandarea de a utiliza un calcul complet de circulație de puteri în c.c.

4. TEHNICI DE INTELIGENȚĂ ARTIFICIALĂ

Capitolul 4 are ca obiectiv prezentarea tehnicilor de inteligență artificială, în scopul alegerii celei care se va utiliza efectiv pentru planificarea extinderii rețelelor electrice de distribuție. În primul subcapitol se prezintă o sinteză a evoluției algoritmilor de tip roi (Particle Swarm Optimization – PSO) și a particularităților acestora, precum și modelele matematice aferente. Al doilea subcapitol se referă la Algoritmii Genetici (AG), prin prisma încadrării lor în calculul evolutiv, a prezentării aspectelor teoretice și elementelor practice de implementare.

4.1. Particle Swarm Optimization (PSO)

4.1.1 Calculul evolutiv. Inteligența de tip roi

Algoritmii evolutivi fac parte din categoria tehnicilor euristice și stocastice de optimizare, bazate pe principiile teoriei evoluției naturale. Domeniul de investigare al algoritmilor evolutivi este cunoscut sub numele de „calculul evolutiv”, acesta fiind un subdomeniu al inteligenței artificiale [SumIm2009]. Calculul evolutiv are caracter iterativ și implică dezvoltarea unei populații care este ghidată, pe baza unei căutări aleatoare pentru a atinge scopul dorit. Astfel de procese sunt adesea inspirate de mecanismele biologice ale evoluției [wikiEC].

Orice algoritm de calcul iterativ începe cu stabilirea unei populații inițiale. Iterațiile, repetate până la îndeplinirea condiției de terminare a procesului de calcul, cuprind următoarele elemente: evaluarea populației curente, efectuarea unei selecții, efectuarea încrucișării (recombinării), aplicarea mutației, actualizarea populației. Cu excepția procedurii de evaluare, care este de obicei bazată pe analiza valorii unei funcții obiectiv, restul procedurilor și operațiilor diferențiază algoritmii particulari de calcul evolutiv.

Inteligența de tip roi (swarm) [Beni1989]) desemnează o formă de inteligență specifică unui sistem colectiv format din indivizi relativ simpli, autonomi (fiecare individ reprezintă un subsistem care interacționează cu mediul înconjurător fără a urma un plan prestabilit), care este capabil să se auto-organizeze, în urma interacțiunilor cu caracter local de tip individ-individ, precum și de tip individ-mediul înconjurător. Organizarea sistemelor de tip roi se produce descentralizat, adică fără influențe externe cu caracter coercitiv [Berian2010].

În esență, inteligența de tip roi reprezintă o colecție de algoritmi inspirați din natură, care se încadrează în domeniul calculului evolutiv. Ea se bazează pe algoritmi care se folosesc de o populație formată din indivizi care comunică între ei, evoluând de-a lungul generațiilor până la găsirea unei soluții optime.

Principala sursă de inspirație a inteligenței de tip roi o reprezintă natura. Bancurile de pești, stolurile de păsări, coloniile de furnici sau turmele de animale demonstrează capacități auto-organizatorice remarcabile și produc un comportament colectiv care nu poate fi descris doar prin simpla reuniune a comportamentului fiecărui individ. Această observație a stimulat curiozitatea științifică cu privire la normele care produc și stau la baza comportamentului colectiv. Studiul regulilor și al procedurilor

care promovează comportamentul inteligent și apariția unui tipar în cadrul colaborării și competiției între indivizii unei populații a dat naștere la domeniul inteligenței colective.

În domeniul optimizării, inteligența de tip roi a apărut în 1989 ca un set de algoritmi destinați pentru controlul roboților autonomi [Beni1989].

Cei mai cunoscuți algoritmi de optimizare din categoria inteligenței de tip roi sunt următoarele:

- Ant Colony Optimization (ACO) sau modelul coloniilor de furnici [Bonabeau1999], [Berian2010], [Maniezzo2004], [Dorigo2004], [Parsop2010];
- Artificial Bee Colony (ABC) sau modelul roiurilor de albine [Karaboga2005];
- Stochastic Diffusion Search (SDS) sau căutare stocastică difuză [Bishop1992], [Whitaker2002], [deMeyer2004], [Parsop2010];
- Particle Swarm Optimization (PSO) [Kennedy1995], [Parsop2010].

În continuare se prezintă câteva aspecte generale legate algoritmi de tip Particle Swarm Optimization (PSO).

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

În cadrul PSO, particulele (agenții, indivizii) 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 expresie matematică a fost inițial inspirată din mișcarea stolurilor de păsări. Poziția atinsă de fiecare particulă este memorată, ca apoi să fie comunicată întregii populații, astfel încât direcția de mișcare să fie către regiunea cea mai promițătoare 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 [Kennedy1995], împreună cu dezvoltarea algoritmului în sine, ca apoi acesta să fie aplicat în domenii precum telecomunicațiile, data mining, design, optimizarea combinatorie, electroenergetică, procesare de semnal etc. [webPSO].

4.1.2. Versiunea de bază a PSO

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

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

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

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, la rândul ei, poate fi definită în maniera:

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i,1}, x_{i,2}, \dots, x_{i,d}\} \in A, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (4.1.1)$$

Valoarea lui n_p indică 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 realizează prin intermediul vitezei \mathbf{v} :

$$\mathbf{v}_i = \{v_{i,1}, v_{i,2}, \dots, v_{i,d}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (4.1.2)$$

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

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

$$f(\mathbf{pbest}_i^{t+1}) = \text{Min}\{f(\mathbf{x}_i^1), f(\mathbf{x}_i^2), \dots, f(\mathbf{x}_i^t)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (4.1.3)$$

$$\mathbf{pbest}_i^{t+1} = \{\mathbf{pbest}_{i,1}^{t+1}, \mathbf{pbest}_{i,2}^{t+1}, \dots, \mathbf{pbest}_{i,d}^{t+1}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (4.1.4)$$

unde t reprezintă iterația curentă.

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

$$f(\mathbf{gbest}^{t+1}) = \text{Min}\{f(\mathbf{pbest}_1^{t+1}), f(\mathbf{pbest}_2^{t+1}), \dots, f(\mathbf{pbest}_{n_p}^{t+1})\} \quad (4.1.5)$$

$$\mathbf{gbest}^{t+1} = \{\mathbf{gbest}_1^{t+1}, \mathbf{gbest}_2^{t+1}, \dots, \mathbf{gbest}_d^{t+1}\} \quad (4.1.6)$$

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

$$v_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (\mathbf{pBest}_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (\mathbf{gBest}_j^t - x_{i,j}^t), \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (4.1.7)$$

$$x_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^{t+1} + x_{i,j}^t, \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (4.1.8)$$

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

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 funcția obiectiv prezintă mai multe minime locale foarte apropiate, pentru a nu accelera mișcarea particulelor către o astfel de zonă în care ar putea fi blocată valoarea de *global best*);
- pentru cazul $c_1 < c_2$ direcția de căutare este preponderent către minimul dat de *global best* (caz care se pretează în cazul funcțiilor convexe – nu au minime locale, au numai minimul global).

Coeficienții de accelerare trebuie să asigure o convergență cât mai bună. Valorile lor se aleg pe baza experienței.

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

□ Spațiul de căutare

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

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

$$v_{i,j}^{t+1} = x_{i,j}^{t+1} - x_{i,j}^t \quad (4.1.9)$$

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

□ Ajustarea vitezei

Una dintre problemele care pot apărea în cadrul evoluției unui algoritm de optimizare de tip PSO este 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.

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

$$x_i \in [a_i, b_i] \quad (4.1.10)$$

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

Rezultă limitele inferioară și superioară pentru viteză:

$$\begin{aligned} v_j^{max} &= \frac{b_j - a_j}{k}, \quad j = 1, 2, \dots, n \\ v_j^{min} &= -v_j^{max}, \quad j = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (4.1.11)$$

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 4.1.7, se efectuează o verificare a încadrării între limitele admise, cu o corectare corespunzătoare în cazul încălcării uneia dintre ele:

$$v_{i,j}^{t+1} = \begin{cases} v_{i,j}^{t+1} & \text{dacă } v_{i,j}^{t+1} \in [v_j^{min}, v_j^{max}] \\ v_j^{min} & \text{dacă } v_{i,j}^{t+1} < v_j^{min} \\ v_j^{max} & \text{dacă } v_{i,j}^{t+1} > v_j^{max} \end{cases}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (4.1.12)$$

O îmbunătățire a performanțelor algoritmului PSO și a conceputului de limitare a vitezei se poate realiza prin folosirea unei viteze adaptive. Adaptarea vitezei se realizează după un anumit număr de iterații. Viteza maximă v_j^{max} se determină conform relației 4.1.11, unde k poate fi ales egal cu 1 sau cu \sqrt{d} .

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

Rata de succes pentru o particulă se definește ca fiind raportul dintre contorul de succes aferent particulei și $nIter$. Ea se compară cu *probabilitatea de succes*: dacă este mai mare, viteza ei se dublează. În caz contrar, se înjumătățește.

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

□ Conceptul de inerție

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

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

$$v_{i,j}^{t+1} = w^t \cdot v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (gBest_j^t - x_{i,j}^t), \quad i=1,2,\dots,n_p, \quad j=1,2,\dots,d \quad (4.1.13)$$

Valoare 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 :

$$w(t) = w_{max} - (w_{max} - w_{min}) \cdot \frac{t}{t_{max}} \quad (4.1.14)$$

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.

□ Conceptul de vecinătate (neighborhood)

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. Rezultă 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 $S = \{x_1, x_2, \dots, x_{np}\}$, atunci cei s vecini ai particulei x_i vor fi definiți astfel:

$$NB_i = \{x_{n_1}, x_{n_2}, \dots, x_{n_s}\} \quad (4.1.15)$$

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 NB_i , atunci vom avea o valoare locală care determină cea mai bună poziție a vecinilor ($lBest_j$). În aceste condiții relația 4.1.7 de calcul al vitezei devine:

$$v_{i,j}^{t+1} = w^t \cdot v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (lBest_j^t - x_{i,j}^t), \quad i=1, 2, \dots, n_p, \quad j=1, 2, \dots, d \quad (4.1.16)$$

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

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

$$NB_i = \{x_{i-r}, x_{i-r+1}, \dots, x_{i-1}, x_i, x_{i+1}, \dots, x_{i+r-1}, x_{i+r}\} \quad (4.1.17)$$

considerând că particulele ar fi dispuse sub forma unui cerc, fiecare dintre ele având cel puțin doi vecini (Figura 4.1.1). Acest tip de topologie poartă denumirea de topologie de tip inel, iar parametrul r poartă numele de rază a vecinilor.

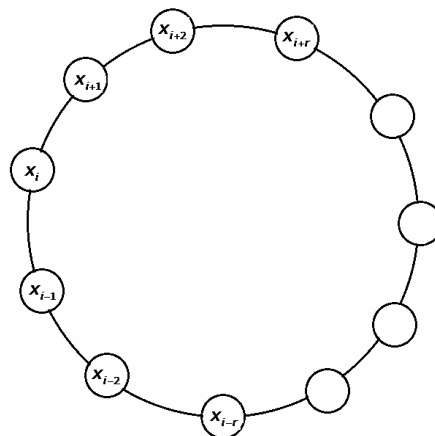


Fig. 4.1.1. Topologie tip inel

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

$$NB_i \equiv S, \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (4.1.18)$$

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

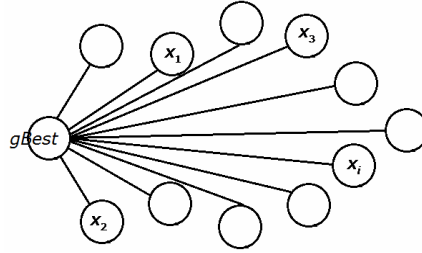


Fig. 4.1.2. Topologie de tip stea (global PSO)

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

4.1.3. Alte versiuni ale PSO

□ Unified Particle Swarm Optimization (UPSO)

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

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

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

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

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

$$vg_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (gBest_j^t - x_{i,j}^t), \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (4.1.19)$$

iar pentru varianta *local PSO*:

$$vl_{i,j}^{t+1} = v_{i,j}^t + c_1 \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j}^t - x_{i,j}^t) + c_2 \cdot r_2 \cdot (lBest_j^t - x_{i,j}^t), \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (4.1.20)$$

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

$$v_{i,j}^{t+1} = u \cdot vg_{i,j}^{t+1} + (u - 1) \cdot vl_{i,j}^{t+1}, \quad i=1,2,\dots,n_p, j=1,2,\dots,d \quad (4.1.21)$$

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

Primul *algoritm memetic* (*Memetic Algorithms – MAs*) a fost propus în [Moscato 1989] pentru rezolvarea problemei comisului voiajor (problema determinării drumului hamiltonian optim într-un graf [Kilyeni2012]), unde *recoacerea simulată* (*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.

Algoritmul decurge în modul următor: 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 de fapt algoritmul standard PSO cu un algoritm de căutare locală.

□ Vector Evaluated Particle Swarm Optimization (VEPSO)

Vector evaluated PSO (VEPSO) a fost prezentat în [Parso2002a], [Parso2002b] ca o variantă de PSO pentru probleme de optimizare cu obiectiv multiplu (OM). El 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, atunci VEPSO va utiliza un set de K roiuri, $\mathbf{S}_1, \mathbf{S}_2, \dots, \mathbf{S}_K$ (câte unul pentru fiecare funcție obiectiv).

Particula $i, i = 1, 2, \dots, n_p$ a roiului k se notează cu $x_{i,k}$, valoarea ei cea mai bună cu $pBest_{i,k}$, viteza cu $v_{i,k}$, iar valoarea globala cea mai bună cu $gBest_k$.

Evaluarea roiului \mathbf{S}_k se va face în raport cu funcția obiectiv care îi corespunde, f_k , $k = 1, 2, \dots, K$. Roiurile vor schimba informații între ele comunicând soluțiile găsite individual în încercarea de a găsi optimul Pareto.

Ecuatiile care definesc algoritmul VEPSO sunt:

$$v_{i,j,k}^{t+1} = v_{i,j,k}^t + c_{1,k} \cdot r_1 \cdot (pBest_{i,j,k}^t - x_{i,j,k}^t) + c_{2,k} \cdot r_2 \cdot (gBest_{j,s}^t - x_{i,j,k}^t), \quad (4.1.22)$$

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

$$x_{i,j,k}^{t+1} = v_{i,j,k}^t + x_{i,j,k}^{t+1}, \quad k = 1, 2, \dots, K, i = 1, 2, \dots, n_p, j = 1, 2, \dots, d \quad (4.1.23)$$

unde pentru $gBest_{j,s}^t$ s reprezintă indicele roiului, 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.

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.

4.2. Algoritmi Genetici (AG)

4.2.1. Considerații preliminare

Algoritmii evolutivi (AE) reprezintă metode de optimizare meta-euristice, iterative, bazate pe populații, care folosesc pentru găsirea unor soluții fezabile procese inspirate din biologie, în special din genetică [Wei2010], numite operatori genetici.

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

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

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

- *fenotip* – ansamblu de însușiri și caractere care se manifestă în mod vizibil la un individ și care este determinat de baza ereditară și de condițiile de mediu [DEX1998] (adaptat problemelor matematice se poate spune că fenotipul reprezintă valoarea unei funcții corespunzând unui anumit set de variabile);
- *genotip* (cromozom) – totalitatea proprietăților ereditare ale unui organism [DEX 1998] (din punct de vedere matematic poate fi considerat un șir de variabile);
- *genom* – grup de cromozomi, diferiți genetic, care formează o unitate [DEX1998]; spațiul de căutare;
- *gena* – unitatea de bază din care este alcătuit un cromozom, una sau mai multe gene reprezentând o variabilă;
- *alela* – valoarea unei anumite gene;
- *locus* – poziția la care se găsește o anumită genă într-un cromozom;
- *conversia ontogenetică* (decodificarea cromozomului) – procesul prin care informația stocată în cromozom este adusă la forma în care poate fi folosită pentru evaluarea funcției (de la genotip la fenotip);

- *individul* – reprezintă un set format din cromozom și fenotipul aferent;
- *populația* – un set de cromozomi;
- *generația* – populația la un anumit moment (pe parcursul unei iterații).

Principalele etape ale unui AE sunt reprezentate în fig. 4.2.1 Pentru a obține un algoritm evolutiv funcțional este necesar să se stabilească particularitățile fiecărei etape și condiția de terminare a calculului.

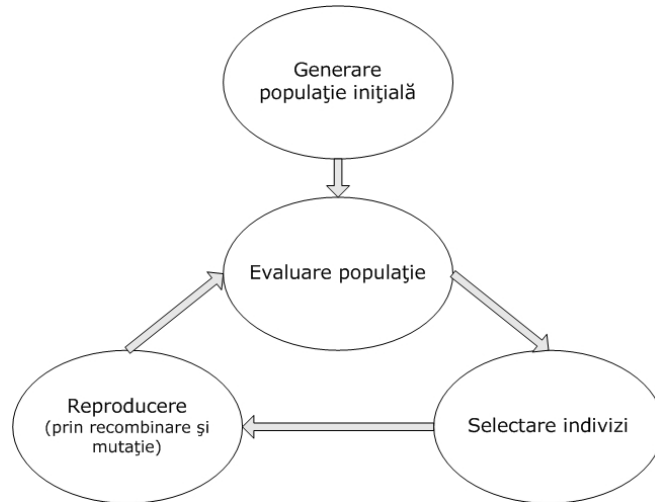


Fig. 4.2.1. Ciclul de bază al unui algoritm evolutiv

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

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

În etapa de *evaluare* se decodifică cromozomul și fiecare membru al populației este evaluat. Pe baza evaluării se construiește o *funcție de potrivire (fitness)*, care indică gradul de adaptare a indivizilor. Cu cât valoarea acestei funcții este mai mare cu atât individul reprezintă o soluție mai bună.

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

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

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

Principalele *criteriile de oprire* a procesului de calcul sunt:

- îmbunătățirea soluției nu mai este semnificativă pe parcursul unui număr de iterații stabilit aprioric (s-a obținut soluția optimă);
- s-a depășit numărul maxim de iterații (nu s-a obținut soluția optimă);
- s-a depășit timpul alocat executării algoritmului (nu s-a obținut soluția optimă).

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

- Algoritmii Genetici – descriși în subcapitolele următoare;
- Strategiile Evolutive – o categorie de AE ce lucrează cu șiruri de numere reale, reproducerea făcându-se doar prin mutație;
- Programarea Genetică – folosită pentru crearea programelor de calculator.

4.2.2. Versiunea de bază a algoritmilor genetici

Algoritmii genetici (AG) reprezintă o subcategorie a algoritmilor evolutivi care respectă îndeaproape principiul de bază al acestora. Bazele acestei metode au fost puse de John Holland în anul 1975, în cartea „Adaptation in Natural and Artificial Systems”. Cel care a îndreptat atenția asupra algoritmilor genetici a fost David Goldberg [Gol1989], care a reușit să rezolve o problemă complexă de optimizare a transportului gazelor naturale folosind AG. De Jong a testat AG pe funcții matematice în încercarea de a stabili parametri optimi pentru aceștia [Hau2004].

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

Etapetele unui algoritm genetic trebuie să includă:

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

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

- se consideră funcția $f(\mathbf{x}) : X \rightarrow Y \subseteq \mathbb{R}^n$, unde $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, x_3, \dots, x_d\}$ este vectorul variabilelor (d variabile);
- se cere să se determine cea 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 este definită ca o mulțime $P = \{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_{n_c}\}$, unde n_c reprezintă numărul de cromozomi (indică dimensiunea populației). Valoarea sa se stabilește pe baza experienței, în funcție de tipul problemei și numărul de variabile.

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

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

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

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

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

Algoritmul debutează cu formarea populației inițiale. Aceasta se obține prin generarea aleatoare a unei matrice cu elemente binare, de dimensiune $n_c \times n_g$.

Următorul pas se referă la 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 apoi pentru selecția cromozomilor ce 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".

Selecția fiind un proces iterativ, la o iterație oarecare k , cel mai bun cromozom (\mathbf{x}_{sel}^k – indicele superior se referă la iterație) se determină în maniera:

$$f(\mathbf{x}_{sel}^k) = \min\{f(\mathbf{x}_i^k)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c + 1 - k, \quad (4.2.3)$$

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

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

Reproducerea se face prin două mecanisme:

- **încrucșare:**
 - într-un singur punct, adică părinții sunt împărțiți în două în același punct, iar șirurile de gene rezultate sunt schimbate între aceștia. 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} cei urmași, atunci valorile urmașilor vor fi:

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

$$\mathbf{x}^{u2} = \{\mathbf{x}_{1 \dots \ell_{inc}}^T, \mathbf{x}_{\ell_{inc} + 1 \dots n_g}^M\}$$

- în mai multe puncte, adică părinții sunt împărțiți în mai multe grupuri de gene în puncte omoloage și bucățile rezultate sunt schimbate între aceștia. Foarte rar se ajunge la mai mult de două puncte de secționare. Considerând n_s puncte de secționare, valorile urmașilor se determină conform relației 4.2.5:

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

$$\mathbf{x}^{u2} = \{\mathbf{x}_{1 \dots \ell_{inc,1}}^T, \mathbf{x}_{\ell_{inc,1} + 1 \dots \ell_{inc,2}}^M, \dots, \mathbf{x}_{\ell_{inc,n_s-1} + 1 \dots \ell_{inc,n}}^T, \mathbf{x}_{\ell_{inc,n_s} + 1 \dots n_g}^M\}$$

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

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

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

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

După reproducere populația rezultată va deveni populația curentă pentru iterația următoarea 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 se găsește o soluție ce nu poate fi îmbunătățită semnificativ pe parcursul mai multor generații.

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

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

Teorema "schemei" demonstrează convergența unui astfel de algoritm [Holl1975].

4.2.3. Algoritmi genetici codificați cu valori reale

Se consideră problema definită în subcapitolul 4.2.2. Diferența principală constă în reprezentarea cromozomilor. De această dată variabilele sunt reprezentate pe o singură genă în sistemul zecimal, deci numărul de gene se identifică cu numărul de variabile, $n_g = d$.

Avantajul principal al acestui algoritm este că oferă acces direct la variabile. În perspectivă, etapele acestui algoritm sunt identice cu cele ale algoritmului binar, însă în detaliu, operatori genetici diferă foarte mult. Schema logică simplificată, este prezentată în fig. 4.2.2. În acest paragraf sunt descrise particularitățile algoritmului și diferite moduri de implementare a operatorilor genetici.

Cromozomul este reprezentat de un șir de variabile reale $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, x_3, \dots, x_d\}$, de lungime d . 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 calculului pentru aceeași calitate a soluției.

Populația inițială (tabelul 4.2.1) este generată în mod aleator în intervalul de definiție al funcției $[x_{min}, x_{max}]$, fără nici o restricție conform relației 4.2.10:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}_{i,j} &= (x_{max} - x_{min}) \cdot a_{i,j} + x_{min}, & i &= 1, 2, \dots, n_c \\ a_{i,j} &= \text{aleatoriu în intervalul } [0;1], & j &= 1, 2, \dots, d \end{aligned} \quad (4.2.10)$$

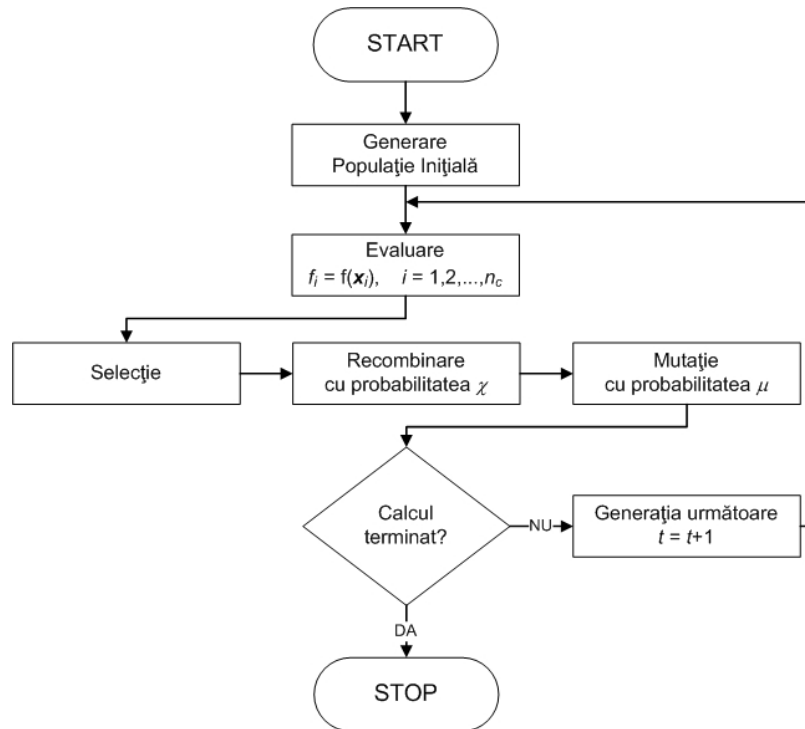


Fig. 4.2.2. Schema logică a algoritmului genetic cu valori reale

Funcția f este evaluată pentru fiecare cromozom $\mathbf{x}_i \in X$, iar pe baza valorilor $f_i = f(\mathbf{x}_i) \in Y$, se va face selecția celor mai buni indivizi. Cea mai mică valoare f_i va reprezenta cel mai bun individ dintr-o populație. Așa cum s-a precizat în subcapitolul 4.2.1 individul este considerat un set format din cromozom și fenotipul corespunzător, adică $\{\mathbf{x}_i, f(\mathbf{x}_i)\}$.

Pentru realizarea selecției se consideră 3 posibilități: selecția prin trunchiere, selecția turneu și cea prin ierarhizare. Deoarece algoritmul prezentat folosește populație cu mărime fixă, în urma selecției vor fi extrași un număr de cromozomi egal cu n_c .

Selecția prin trunchiere este o metodă foarte ușor de implementat. Parametrul acestei metode este rata de supraviețuire (notată σ) și reprezintă procentul din 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 încetinită. Pentru ca populația rezultată să ajungă la dimensiunea n_c , se creează copii ale indivizilor aleși.

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

$$\begin{aligned} f(\mathbf{x}_{sel}^k) &= \min\{f(\mathbf{x}_i^k)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c + 1 - k, \\ \mathbf{P}^{k+1} &= \mathbf{P}^k \setminus \mathbf{x}_{sel}^k, \quad k = 1, 2, \dots, n_{sel} \end{aligned} \quad (4.2.11)$$

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

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

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

La o iterație oarecare k , modul de determinare a celui mai bun cromozom (\mathbf{x}_{sel}^k - indicele superior se referă la numărul iterației) se face conform relațiilor 4.2.12. Indivizii aleși nu sunt eliminați din populație, având șansa de a fi aleși de mai multe ori.

$$\begin{aligned} a_i^k &= \text{aleatoriu}, \in \{1, 2, \dots, n_c\}, & i &= 1, 2, \dots, n_{comp} \\ \mathbf{x}_{comp_i}^k &= \mathbf{x}_{a_i}^k, & k &= 1, 2, \dots, n_c \\ f(\mathbf{x}_{sel}^k) &= \min\{f(\mathbf{x}_{comp_i}^k)\} \\ \mathbf{P}^{k+1} &= \mathbf{P}^k, \end{aligned} \quad (4.2.12)$$

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 :

$$\text{rang}_i = \text{rang}(\mathbf{x}_i) = i, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (4.2.13)$$

- se calculează probabilitatea cu care un individ poate fi ales conform relației 4.2.14; cu cât rangul atribuit unui individ este mai mare cu atât crește probabilitatea ca acel individ să fie ales;

$$p_i = p(\mathbf{x}_i) = \text{rang}_i / \sum_i \text{rang}_i, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (4.2.14)$$

- se calculează suma cumulativă Sc a probabilităților:

$$Sc_i = Sc(\mathbf{x}_i) = \sum_{j=1}^i p_j, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (4.2.15)$$

- se generează un număr aleatoriu în intervalul $[0;1]$ și se alege primul individ cu suma cumulativă corespunzătoare mai mare decât numărul generat.

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 4.2.16. Indivizii aleși nu sunt eliminați din populație, având șansa de a fi aleși de mai multe ori.

$$\begin{aligned}
a &= \text{aleatoriu în intervalul } [0;1] \\
Sc(\mathbf{x}_{sel}^k) &= \min\{Sc(\mathbf{x}_i^k) \mid Sc(\mathbf{x}_i^k) > a\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \\
\mathbf{p}^{k+1} &= \mathbf{p}^k, \quad k = 1, 2, \dots, n_c
\end{aligned} \tag{4.2.16}$$

La fel ca în cazul algoritmului codificat binar, cromozomii vor forma perechi, fiecare pereche dând naștere la doi urmași. Comentariile din paragraful precedent legate de perechile de părinți 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 4.2.17. S-au folosit notațiile: \mathbf{x}^M , \mathbf{x}^T pentru cromozomii părinți și \mathbf{x}^{u1} și \mathbf{x}^{u2} pentru cromozomii urmași.

$$\begin{aligned}
\mathbf{x}^{u1} &= \{r \cdot \mathbf{x}_i^M + (1-r) \cdot \mathbf{x}_i^T\} \\
\mathbf{x}^{u2} &= \{r \cdot \mathbf{x}_i^T + (1-r) \cdot \mathbf{x}_i^M\}, \quad i = 1, 2, \dots, d
\end{aligned} \tag{4.2.17}$$

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

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

$$\mathbf{r} = \begin{bmatrix} r_{1,1} & r_{1,2} & \dots & r_{1,d} \\ r_{2,1} & r_{2,2} & \dots & r_{2,d} \end{bmatrix}, \quad r = \text{aleatoriu}, \in \{0, 1\} \tag{4.2.18}$$

Relația 4.2.17 devine:

$$\begin{aligned}
\mathbf{x}^{u1} &= \{r_{1,i} \cdot \mathbf{x}_i^M + (1-r_{1,i}) \cdot \mathbf{x}_i^T\} \\
\mathbf{x}^{u2} &= \{r_{2,i} \cdot \mathbf{x}_i^T + (1-r_{2,i}) \cdot \mathbf{x}_i^M\}, \quad i = 1, 2, \dots, d
\end{aligned} \tag{4.2.19}$$

Variabilele celor doi urmași pot lua următoarele valori:

$$\begin{aligned}
x_i^{u1} &= x_i^T, \quad \text{dacă } r_{1,i} = 0 \\
x_i^{u1} &= x_i^M, \quad \text{dacă } r_{1,i} = 1 \\
x_i^{u2} &= x_i^M, \quad \text{dacă } r_{2,i} = 0 \\
x_i^{u2} &= x_i^T, \quad \text{dacă } r_{2,i} = 1
\end{aligned}, \quad i = 1, 2, \dots, d \tag{4.2.20}$$

Folosind această metodă, urmașii pot lua doar un număr finit de valori.

Recombinarea intermediară introduce cele mai mari modificări în populație. \mathbf{r} este tot o matrice de dimensiuni $2 \times d$ (relația 4.2.21), dar valori sunt generate în intervalul $[0;1]$. Pentru calculul valorilor urmașilor se folosește relația 4.2.19.

$$\mathbf{r} = \begin{bmatrix} r_{1,1} & r_{1,2} & \dots & r_{1,d} \\ r_{2,1} & r_{2,2} & \dots & r_{2,d} \end{bmatrix}, \quad r = \text{aleatoriu în intervalul } [0;1] \quad (4.2.21)$$

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} sunt într-un interval mai larg (de exemplu $[-0.1;1,1]$).

În cazul *recombinării liniare*, \mathbf{r} este o matrice cu dimensiunile 2×1 (relația 4.2.22), ce conține valori generate aleatoriu în intervalul $[0;1]$. Ca și în cazul anterior, limitele acestui interval pot fi depășite. Comentariile de la recombinația intermediară legate de intervalul în care pot lua valori elementele matricei \mathbf{r} sunt valabile și aici.

$$\mathbf{r} = \begin{bmatrix} r_1 \\ r_2 \end{bmatrix}, \quad r = \text{aleatoriu în intervalul } [0;1] \quad (4.2.22)$$

Pentru această situație se rescrie relația 4.2.17:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}^{u1} &= \{r_1 \cdot \mathbf{x}_i^M + (1-r_1) \cdot \mathbf{x}_i^T\} \\ \mathbf{x}^{u2} &= \{r_2 \cdot \mathbf{x}_i^T + (1-r_2) \cdot \mathbf{x}_i^M\}, \quad i = 1, 2, \dots, d \end{aligned} \quad (4.2.23)$$

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 \mathbf{x}_i , a unei gene care va fi modificată. Dacă se folosește metoda de generare aleatoare a noi valori (*mutație aleatoare*) valoarea genei după mutație va deveni:

$$\begin{aligned} x_{i,\ell_{mut}} &= a, \quad i \in \{1, 2, \dots, n_c\} \\ a &= \text{aleatoriu în intervalul } [x_{\min}; x_{\max}] \end{aligned} \quad (4.2.24)$$

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

$$\begin{aligned} x_{i,\ell_{mut}} &= x_{i,\ell_{mut}} \pm (x_{\max} - x_{\min}) \cdot pas \cdot 2^{-a \cdot precizie} \\ a &= \text{aleatoriu în intervalul } [0;1] \end{aligned} \quad (4.2.25)$$

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.

Elitismul presupune copierea unui număr dintre cei mai buni indivizi nealterați în generația următoare. De obicei, se copiază un singur individ \mathbf{x}_{elit} , asigurând în acest

mod păstrarea celei mai bune soluții găsite la un anumit moment. Această soluție este copiată pe prima poziție a următoarei generații (indicele superior – numărul generației):

$$\begin{aligned} f(\mathbf{x}_{elit}^t) &= \min\{f(\mathbf{x}_i^t)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \\ \mathbf{x}_1^{t+1} &= \mathbf{x}_{elit}^t \end{aligned} \quad (4.2.26)$$

Criterii de terminare a procesului iterativ de calcul sunt similare cu cele din paragraful anterior

4.3. Concluzii

În cadrul acestui capitol s-a realizat prezentarea tehnicilor de inteligență artificială, în scopul alegerii celei care se va utiliza efectiv pentru planificarea extinderii rețelelor electrice de distribuție. În primul subcapitol s-a prezentat o sinteză a evoluției algoritmilor de tip roi (Particle Swarm Optimization) și a particularităților acestora, precum și modelele matematice aferente. Al doilea subcapitol a avut ca obiect Algoritmii Genetici (AG), prin prisma încadrării lor în calculul evolutiv, a prezentării aspectelor teoretice și elementelor practice de implementare. S-a prezentat atât varianta de bază (codificare cu valori binare), cât și cea utilizând codificarea cu valori reale.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- realizarea unei sinteze originale asupra algoritmilor de optimizare de tip roi, ca o categorie distinctă de algoritmi evolutivi;
- realizarea unei sinteze originale asupra algoritmilor genetici;
- sistematizarea modelului matematic pentru algoritmi de tip PSO,
- sistematizarea modelului matematic pentru algoritmi genetici;
- verificarea algoritmilor pentru rețele de distribuție test, concluzia finală fiind recomandarea de a utiliza în cele ce urmează algoritmi genetici (similară cu cea obținută prin compararea rezultatelor obținute în [Cristian2013a], [Solomonesc 2013], referitoare la rețelele de transport al energiei electrice).

5. MODELUL MATEMATIC AL PLANIFICĂRII EXTINDERII REȚELELOR DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

Capitolul 5 are ca obiectiv elaborarea modelului matematic aferent planificării extinderii rețelelor complexe de distribuție a energiei electrice. Prima parte a capitolului tratează versiunea "clasică", bazată pe modelarea matematică (în sensul prezentat în capitolul 3). Având în vedere că toate analizele se bazează pe un calcul complet de circulație de puteri în c.a., se prezintă modelul matematic al analizei regimului permanent normal și cel al optimizării funcționării momentane a sistemelor electroenergetice complexe (care pot cuprinde doar rețeaua de transport, rețeaua de transport și rețeaua de distribuție sau exclusiv rețeaua de distribuție). Apoi se trece la introducerea elementelor specifice legate de planificarea extinderii sistemelor complexe de distribuție a energiei electrice. Se utilizează un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidinamic retrospectiv, maniera de definire a funcției obiectiv ținând cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare. Funcția obiectiv cuprinde atât costul investițiilor legate de realizarea noilor capacități, 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 genetici prezentați în capitolul 4. Pe baza experienței anterioare [Cristian2013a], [Solomonesc2013], aplicarea tehnicilor de calcul evolutiv vizează doar metoda propriu-zisă de extindere (se utilizează un algoritm genetic binar), respectiv optimizarea regimului de funcționare (se utilizează un algoritm genetic cu variabile reale). Calculul circulației de puteri se realizează în manieră "clasică", utilizând un algoritm Newton complet (fără "decuplare") [Kilyeni2010].

5.1. Versiunea clasică a modelului matematic

5.1.1. Analiza regimului permanent normal

5.1.1.1. Considerații preliminare

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 matricelor sau alte proceduri asemănătoare (diagonalizare sau triunghiularizare) [Kilyeni2011], [Gavrilaș1999], [Precup2007], [Micu2007], [Năslău2005].

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

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

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

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

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

Pentru diversele tipuri de noduri, în funcție de condițiile la borne date, rezultă următoarea clasificare:

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

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

5.1.1.2. Soluționarea modelului matematic cu versiunea clasică a metodei Newton

Conform [Kilyeni2010], [Eremia2006], [Momoh2008], [El-Hawary2008], modelul matematic al regimului permanent normal constă, în esență, dintr-un sistem neliniar de $2n$ ecuații, definite de bilanșurile de putere activă și reactivă în cele n noduri:

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

unde:

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

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

- U_i , $i \in C$ – c necunoscute;
- Q_i (Q_{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;

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

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

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

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

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

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

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

unde: $G_{\ell_{ij}}$ și $B_{\ell_{ij}}$ reprezintă conductanța, respectiv susceptanța longitudinală a elementului de rețea ij ; $G_{\ell_{i0}}$, $B_{\ell_{i0}}$ reprezintă conductanța, respectiv susceptanța transversală corespunzătoare nodului i (considerând pentru elementele de rețea scheme echivalente în π , simetrice pentru liniile electrice, 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]:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{f_P}}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{f_P}}{\partial \mathbf{U}} \\ \frac{\partial \mathbf{f_Q}}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{f_Q}}{\partial \mathbf{U}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_{p1}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{p1}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{p1}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial f_{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 (5.1.14)$$

elementele submatricelor jacobiene având expresiile:

- elementele submatricei \mathbf{J}_1 :

⇒ elementele diagonale:

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

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

⇒ elementele nedigonale:

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

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

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

- elementele submatricei \mathbf{J}_2 :

⇒ elementele diagonale:

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

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

⇒ elementele nediagonale:

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

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

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

- elementele submatricei \mathbf{J}_3 :

⇒ elementele diagonale:

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

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

⇒ elementele nediagonale:

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

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

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

- elementele submatricei \mathbf{J}_4 :

⇒ elementele diagonale:

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

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

⇒ elementele nediagonale:

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

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

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

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

e) se calculează noile valori ale variabilelor:

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

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

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

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

h) se verifică îndeplinirea condițiilor de terminare a procesului de calcul:

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

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

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

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

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

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

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

5.1.2. Optimizarea regimului permanent normal (OPF)

5.1.2.1. Considerații preliminare

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

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n) = \text{MINIM} \quad (5.1.39)$$

$$g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, p \quad (5.1.40)$$

$$g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0, \quad j = p+1, p+2, \dots, m \quad (5.1.41)$$

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

Soluționarea unor asemenea probleme de optimizare neliniară se poate realiza eficient numai cu metodele prezentate în [Kilyeni2012], [Eremia2006], [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).

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_t sunt linii electrice (L – submulțimea corespunzătoare) și n_t sunt transformatoare și autotransformatoare (T – submulțimea corespunzătoare).

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

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

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

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

Se menționează că toate relațiile care apar în acest capitol sunt exprimate în unități relative.

Convențiile de semne pentru puterile nodale și cele care circulă prin elementele de rețea, sunt cele uzuale, precizate în [Kilyeni2010], la fel ca și mărimile de bază pentru sistemul de unități relative.

5.1.2.2. Prezentarea modelului matematic

Conform [Kilyeni2010], [Eremia2006], [Momoh2008], [El-Hawary2008], modelul matematic complet al optimizării regimului permanent normal reprezintă în esență, o problemă de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni, având forma definită de relațiile (5.2.1) - (5.2.3) care definesc variabilele (de stare și de optimizare), relațiile de restricție (RR) și funcția obiectiv (FOB).

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

- P_{ci} și Q_{ci} , $i \in N$ – puterile active și reactive consumate în nodul i ;
- P_{gi} și Q_{gi} , $i \in G$ – puterile active și reactive generate în nodul i ;
- U_i și δ_i , $i \in N$ – modulul, respectiv faza, tensiunii în nodul i ;
- \mathbf{U} și 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 în nodul i ;
- U_i^{\min} și U_i^{\max} , $i \in N$ – limitele inferioară și superioară ale valorii tensiunii în nodul i ;
- K_{ij} , $ij \in T$ – raportul de transformare al transformatorului și autotransformatorului (modulul raportului de transformare la 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):

$$\delta_i, i \in N \setminus e, P_{ge}, U_i, i \in C, Q_{gi}, i \in G \quad (5.1.42)$$

și, eventual,

$$P_{ij}, Q_{ij}, ij \in R, S_{ij}, ij \in R \text{ sau } I_{ij}, ij \in R \quad (5.1.43)$$

⇒ de optimizare:

$$U_i, i \in G, P_{gi}, i \in G \setminus e, K_{ij}, ij \in T \quad (5.1.44)$$

- RR:

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

$$\begin{cases} P_i(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}) - P_{gi} - P_{ci} = 0, & i \in N \\ Q_i(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}) - Q_{gi} - Q_{ci} = 0, & i \in N \end{cases} \quad (5.1.45)$$

unde puterile P_i și Q_i au expresiile:

$$\begin{cases} P_i = U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j \in N \\ j \neq i}} U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], & i \in N \\ Q_i = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j \in N \\ j \neq i}} U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], & i \in N \end{cases} \quad (5.1.46)$$

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

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

$$P_{ge}^{min} \leq P_{ge} \leq P_{ge}^{max} \quad (5.1.47)$$

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max}, \quad i \in G \quad (5.1.48)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in C \quad (5.1.49)$$

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (5.1.50)$$

$$S_{ij}^{min} \leq S_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (5.1.51)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max}, \quad i \in G \setminus e \quad (5.1.52)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in G \quad (5.1.53)$$

$$K_{ij}^{min} \leq K_{ij} \leq K_{ij}^{max}, \quad ij \in T \quad (5.1.54)$$

unde RR au fost astfel ordonate încât relațiile (5.1.47) - (5.1.51) privesc variabilele de stare, relațiile (5.1.52) - (5.1.54) variabilele de optimizare, iar puterile $\underline{S}_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$ au expresiile:

$$\begin{cases} P_{ij} = U_i^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \\ Q_{ij} = -U_i^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \end{cases} \quad (5.1.55)$$

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (5.1.56)$$

- funcția obiectiv (FOB):

$$FOB = \sum_{i \in G} C_i(P_{gi}) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) = \text{Minim} \quad (5.1.57)$$

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

$$C_i(P_{gi}) = a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i, \quad i \in G \quad (5.1.58)$$

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

$$S_{ij}^{**} = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij} \leq S_{ij}^{\max} \\ S_{ij}^{\max} & \text{dacă } S_{ij} > S_{ij}^{\max} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (5.1.59)$$

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

$$\begin{aligned} \Phi = & \sum_{i \in G} (a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) + \\ & + \sum_{i \in N \setminus e} \lambda_{pi} \cdot (P_i - P_{gi} - P_{ci}) + \sum_{i \in C} \lambda_{qi} \cdot (Q_i - Q_{ci}) + \\ & + r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*)^2 + r_q \cdot \sum_{i \in G} p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*)^2 + r_u \cdot \sum_{i \in C} p_{ui} \cdot (U_i - U_i^*)^2 + \\ & + r_p \cdot \sum_{ij \in R} p_{p ij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*)^2 + r_s \cdot \sum_{ij \in R} p_{s ij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*)^2 \end{aligned} \quad (5.1.60)$$

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

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

$p_{pe}; p_{qi}, i \in G; p_{ui}, i \in C; p_{p ij}, ij \in R; p_{s ij}, ij \in R$ - coeficienți de ponderare;

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

$$P_{ge}^* = \begin{cases} P_{ge} & \text{dacă } P_{ge}^{\min} \leq P_{ge} \leq P_{ge}^{\max} \\ P_{ge}^{\min} & \text{dacă } P_{ge} < P_{ge}^{\min} \\ P_{ge}^{\max} & \text{dacă } P_{ge} > P_{ge}^{\max} \end{cases} \quad (5.1.61)$$

$$Q_{gi}^* = \begin{cases} Q_{gi} & \text{dacă } Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \\ Q_{gi}^{\min} & \text{dacă } Q_{gi} < Q_{gi}^{\min} \\ Q_{gi}^{\max} & \text{dacă } Q_{gi} > Q_{gi}^{\max} \end{cases}, \quad i \in G \quad (5.1.62)$$

$$U_i^* = \begin{cases} U_i & \text{dacă } U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \\ U_i^{\min} & \text{dacă } U_i < U_i^{\min} \\ U_i^{\max} & \text{dacă } U_i > U_i^{\max} \end{cases}, \quad i \in C \quad (5.1.63)$$

$$P_{ij}^* = \begin{cases} P_{ij} & \text{dacă } P_{ij}^{\min} \leq P_{ij} \\ P_{ij}^{\min} & \text{dacă } P_{ij} < P_{ij}^{\min} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (5.1.64)$$

$$S_{ij}^* = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij}^{\min} \leq S_{ij} \\ S_{ij}^{\min} & \text{dacă } S_{ij} < S_{ij}^{\min} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (5.1.65)$$

Analiza relațiilor (5.1.62) – (5.1.67) evidențiază următoarele observații:

- funcția Φ are următoarele componente: FOB, termenii corespunzători multiplicatorilor Lagrange $\lambda_{pi}, i \in N \setminus e; \lambda_{qi}, i \in C$) și cei aferenți coeficienților de penalizare $r_{pe}, r_q, r_u, r_p, r_s$;
- termenii cu multiplicatori Lagrange corespund variabilelor de stare (5.1.42) și RR de egalitate (5.1.45) aferente, mai puțin cele pentru P_{ge} și $Q_{gi}, i \in G$, mărimi care la calculul circulației de puteri rezultă direct din relațiile de forma (5.2.7);
- termenii de penalizare corespund RR de inegalitate (5.1.47) - (5.1.56);
- eventuala limitare a valorii variabilelor de optimizare se realizează direct, la recalcularea lor pentru fiecare iterație, în maniera prezentată în paragraful 5.1.2.3.

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

- derivatele în raport cu variabilele de optimizare:

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

$$\begin{aligned} U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} = & \left[(2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right] + \sum_{i \in G \setminus k} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \\ & + \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ ij \in R}}^{i=k} \left[TP_{ij} \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right] + \left(\lambda_{pk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left(\lambda_{pi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right) + \\ & + \sum_{i \in C} \left(\lambda_{qi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right) + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_e}{\partial U_k} + \\ & + 2 \cdot r_q \cdot p_{qk} \cdot (Q_{gk} - Q_{gk}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G \setminus k} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right] + \\ & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ ij \in R}}^{i=k} \left[p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ ij \in R}}^{i=k} \left[p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right] \end{aligned}, \quad k \in G \quad (5.1.66)$$

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

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{gk}} = 2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k - \lambda_{pk}, \quad k \in G \setminus e \quad (5.1.67)$$

⇒ derivatele în funcție de rapoartele de transformare ale transformatoarelor, K_{xy} , $xy \in T$:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Phi}{\partial K_{xy}} = & \sum_{i \in G} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right] + \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ j=y}}^{i=x} \left(TP_{ij} \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{xy}} \right) + \sum_{i \in N \setminus e} \left(\lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right) + \sum_{i \in C} \left(\lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right) + \\ & + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial K_{xy}} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right] + \\ & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ j=y}}^{i=x} \left[p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{xy}} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ j=y}}^{i=x} \left[p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{xy}} \right] \end{aligned} \quad , \quad xy \in T \quad (5.1.68)$$

• derivatele în raport cu variabilele de stare semnificative:

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

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Phi}{\partial \delta_k} = & \left[(2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k) \cdot \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \right] + \sum_{i \in G \setminus k} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \right] + \left(\lambda_{pk} \cdot \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \right) + \\ & + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left(\lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \right) + \left(\lambda_{qk} \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} \right) + \sum_{i \in C \setminus k} \left(\lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} \right) + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial \delta_k} + \\ & + 2 \cdot r_q \cdot p_{qk} \cdot (Q_{gk} - Q_{gk}^*) \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G \setminus k} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} \right] + \\ & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}}^{i=k} \left[p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}}^{i=k} \left[p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_k} \right] \end{aligned} \quad , \quad k \in N \setminus e \quad (5.1.69)$$

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

$$\begin{aligned} U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} = & \sum_{i \in G} \left[(2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \left(\lambda_{pk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left(\lambda_{pi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right) + \\ & + \left(\lambda_{qk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in C \setminus k} \left(\lambda_{qi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right) + 2 \cdot r_{pe} \cdot p_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_e}{\partial U_k} + \\ & + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G} \left[p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_u \cdot p_{uk} \cdot (U_k - U_k^*) \cdot U_k \\ & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}}^{i=k} \left[p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}}^{i=k} \left[p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right] \end{aligned} \quad , \quad k \in C \quad (5.1.70)$$

Ținând cont de expresiile puterilor injectate în noduri (5.1.46), 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 5.1.1.2.

Ținând cont de expresiile puterilor care circulă prin elementele de rețea (relațiile (5.1.57) și (5.1.58)), derivatele lui P_{ij} și Q_{ij} , respectiv S_{ij} , în raport cu modulele și fazele tensiunilor sunt de forma:

- derivatele parțiale în raport cu fazele tensiunilor:

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.1.71)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.1.72)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.1.73)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.1.74)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_i} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (5.1.75)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_j} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (5.1.76)$$

- derivatele parțiale în raport cu modulele tensiunilor:

$$U_i \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_i} = 2 \cdot U_i^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.1.77)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.1.78)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i} = -2 \cdot U_i^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.1.79)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (5.1.80)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_i} = \frac{P_{ij} \cdot U_i \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_i} + Q_{ij} \cdot U_i \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (5.1.81)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_j} = \frac{P_{ij} \cdot U_j \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_j} + Q_{ij} \cdot U_j \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_j}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (5.1.82)$$

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

$$\begin{cases} \underline{Y}_{jj} & \Rightarrow \underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij} \\ \underline{Y}_{ii} & \Rightarrow \frac{\underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij}}{K_{ij}^2} \\ \underline{Y}_{ji}, \underline{Y}_{ij} & \Rightarrow -\frac{\underline{Y}_{\ell ij}}{K_{ij}} \end{cases} \quad (5.1.83)$$

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

Având în vedere și expresiile puterilor injectate în noduri (5.1.46), derivatele lui P_i și Q_i în funcție de rapoartele de transformare sunt de forma:

$$\frac{\partial P_i}{\partial K_{ij}} = -2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{G_{\ell ij} + G_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in T \quad (5.1.84)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial K_{ij}} = 2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{B_{\ell ij} + B_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in T \quad (5.1.85)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in T \quad (5.1.86)$$

$$\frac{\partial Q_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)], \quad ij \in T \quad (5.1.87)$$

Ținând cont de maniera de reprezentare a transformatoarelor și autotransformatoarelor în studiile de sistem [Kilyeni2010] și de expresiile puterilor care circulă prin elementele de rețea (relația 5.1.57), derivatele lui P_{ij} și Q_{ij} , respectiv S_{ij} , în funcție de rapoartele de transformare sunt de forma:

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} = U_i^2 \cdot \left(\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} + \frac{\partial G_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} \right) - U_i \cdot U_j \cdot \left[\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + \frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (5.1.88)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}} = -U_i^2 \cdot \left(\frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} + \frac{\partial B_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} \right) - U_i \cdot U_j \cdot \left[\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - \frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \right], \quad ij \in T \quad (5.1.89)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in T \quad (5.1.90)$$

unde

$$\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{G_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (5.1.91)$$

$$\frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{B_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (5.1.92)$$

$$\frac{\partial G_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} = \frac{G_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \cdot \left(1 - \frac{2}{K_{ij}}\right) - \frac{2}{K_{ij}^3} \cdot G_{t ij} \quad (5.1.93)$$

$$\frac{\partial B_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} = \frac{B_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \cdot \left(1 - \frac{2}{K_{ij}}\right) - \frac{2}{K_{ij}^3} \cdot B_{t ij} \quad (5.1.94)$$

$$\frac{\partial G_{\ell j0}}{\partial K_{ij}} = \frac{G_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (5.1.95)$$

$$\frac{\partial B_{\ell j0}}{\partial K_{ij}} = \frac{B_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (5.1.96)$$

5.1.2.3. Soluționarea modelului matematic al OPF

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

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

- Se inițializează variabilele de control $U_i^0, i \in G, P_{g_i}^0, i \in G \setminus e, K_{ij}^0, ij \in T$, și coeficienții de ponderare $p_{q_i}, i \in G; p_{u_i}, i \in C; p_{p_{ij}}, ij \in R; p_{s_{ij}}, ij \in R$.
- Pentru un anumit ciclu de optimizare, $c = 1, 2, 3, \dots$ (corespunzător unui set de valori ale coeficienților de penalizare) se aleg valorile acestora $r_{p_e}^c, r_q^c, r_u^c, r_p^c, r_s^c$.
- La fiecare iterație de optimizare, $o = 1, 2, 3, \dots$ a unui anumit ciclu de optimizare c se soluționează în mod clasic circulația de puteri, pentru valorile curente $U_i^{o-1}, i \in G, P_{g_i}^{o-1}, i \in G \setminus e, K_{ij}^{o-1}, ij \in T$ ale variabilelor de optimizare, fără a impune limitări ale puterilor reactive generate ($Q_{g_i}, i \in G$ sunt lăsate "libere"), rezultând valorile variabilelor de stare: cele aferente nodurilor – $x_i^{o-1}, i \in N \setminus e, P_{g_e}^{o-1}, U_i^{o-1}, i \in C, Q_{g_i}, i \in G$, 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 (5.2.9) – (5.2.13) și se atribuie valorile corespunzătoare pentru variabilele $Q_{g_i}, i \in G; U_i, i \in C; P_{g_e}; P_{ij}, ij \in R; S_{ij}, ij \in R$ (conform relațiilor (5.1.47) – (5.1.54)), apoi se calculează valoarea FOB, FOB^{o-1} (5.1.57), și a funcției auxiliare Φ, Φ^{o-1} (5.1.60).
- Se soluționează sistemul liniar de ecuații care rezultă din condițiile ca derivatele parțiale ale funcției auxiliare în raport cu variabilele de stare să fie nule:

$$\begin{cases} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x_k} \right)^{o-1} = 0 & , \quad k \in N \setminus e \\ \left(U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} \right)^{o-1} = 0 & , \quad k \in C \end{cases} \quad (5.1.97)$$

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

- f) Se determină componentele gradientului g^{o-1} pentru toate variabilele de optimizare, cu relații de forma (5.1.66) - (5.1.68):

$$g_{Uk}^{o-1} = \left(U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} \right)^{o-1}, \quad k \in G \quad (5.1.98)$$

$$g_{Pgk}^{o-1} = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial P_{gk}} \right)^{o-1}, \quad k \in G \setminus e \quad (5.1.99)$$

$$g_{Kxy}^{o-1} = \left(\frac{\partial \Phi}{\partial K_{xy}} \right)^{o-1}, \quad xy \in T \quad (5.1.100)$$

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

$$\text{Max}_{k \in G} \{ g_{Uk}^{o-1} \} < \varepsilon \quad (5.1.101)$$

$$\text{Max}_{k \in G \setminus e} \{ g_{Pgk}^{o-1} \} < \varepsilon \quad (5.1.102)$$

$$\text{Max}_{xy \in T} \{ g_{Kxy}^{o-1} \} < \varepsilon \quad (5.1.103)$$

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]:

$$\beta^{o-1} = \frac{\sum_{k \in G} (g_{Uk}^{o-1})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-1})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{Kxy}^{o-1})^2}{\sum_{k \in G} (g_{Uk}^{o-2})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-2})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{Kxy}^{o-2})^2} \quad (5.1.104)$$

$$d_{Uk}^{o-1} = -g_{Uk}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Uk}^{o-2}, \quad k \in G \quad (5.1.105)$$

$$d_{Pgk}^{o-1} = -g_{Pgk}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Pgk}^{o-2}, \quad k \in G \setminus e \quad (5.1.106)$$

$$d_{K_{xy}}^{o-1} = -g_{K_{xy}}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{K_{xy}}^{o-2}, \quad xy \in T \quad (5.1.107)$$

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:

$$U_k^o = U_k^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{U_k}^{o-1}, \quad k \in G \quad (5.1.108)$$

$$P_{gk}^o = P_{gk}^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{P_{gk}}^{o-1}, \quad k \in G \setminus e \quad (5.1.109)$$

$$K_{xy}^o = K_{xy}^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{K_{xy}}^{o-1}, \quad xy \in T \quad (5.1.110)$$

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

$$U_k^o = \begin{cases} U_k^o & \text{dacă } U_k^{\min} \leq U_k^o \leq U_k^{\max} \\ U_k^{\min} & \text{dacă } U_k^o < U_k^{\min} \\ U_k^{\max} & \text{dacă } U_k^o > U_k^{\max} \end{cases}, \quad k \in G \quad (5.1.111)$$

$$P_{gk}^o = \begin{cases} P_{gk}^o & \text{dacă } P_{gk}^{\min} \leq P_{gk}^o \leq P_{gk}^{\max} \\ P_{gk}^{\min} & \text{dacă } P_{gk}^o < P_{gk}^{\min} \\ P_{gk}^{\max} & \text{dacă } P_{gk}^o > P_{gk}^{\max} \end{cases}, \quad k \in G \quad (5.1.112)$$

$$K_{xy}^o = \begin{cases} K_{xy}^o & \text{dacă } K_{xy}^{\min} \leq K_{xy}^o \leq K_{xy}^{\max} \\ K_{xy}^{\min} & \text{dacă } K_{xy}^o < K_{xy}^{\min} \\ K_{xy}^{\max} & \text{dacă } K_{xy}^o > K_{xy}^{\max} \end{cases}, \quad xy \in T \quad (5.1.113)$$

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

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

- Valorile inițiale ale variabilelor de control (punctul a) al algoritmului trebuie să fie de regulă în interiorul gamelor de valori admise pentru ele, astfel încât să existe posibilitatea modificării lor în ambele sensuri în cadrul procesului de optimizare.
- La punctul b) al algoritmului alegerea valorii inițiale a coeficienților de penalizare $r_{pe}^c, r_q^c, r_u^c, r_p^c, r_s^c$ se face pe baza experienței, cu mențiunea că valorile inițiale prea mari pentru acești coeficienți "aruncă" variabilele de stare dintr-o limită în alta (în cazul încălcării limitării superioare sau inferioare), iar cele prea mici permit încălcări exagerate ale limitărilor.
- Valorile coeficienților de penalizare pentru diverse tipuri de variabile nu sunt identice ca ordin de mărime, experiența anterioară fiind esențială din acest punct de vedere.
- Majorarea valorii coeficienților de penalizare la trecerea de la un ciclu de optimizare la altul trebuie făcută cu precauție, experiența anterioară fiind esențială.
- Soluționarea repetată a circulației de puteri la punctul c) al algoritmului (și de două ori la fiecare iterație de optimizare la punctul j), când se determină valoarea lui α) este un element extrem de sensibil în privința timpului de calcul, impunându-se utilizarea unor algoritme extrem de performante [Kilyeni2010].

- Dacă la punctul d) valoarea funcției auxiliare Φ diferă de cea a FOB (este mai mare), înseamnă că există violări ale unor RR de tip inegalitate privind limitarea valorii variabilelor de stare (aceste situații sunt "penalizate" în valoarea lui Φ).
- Soluționarea sistemului liniar (5.1.97), la punctul e) al algoritmului, este al doilea element sensibil în ceea ce privește timpul de calcul, analiza structurii lacunare a matricei de coeficienți necesitând o atenție specială [Kilyeni2010].
- Condițiile de terminare de la punctele g) și h) solicită experiență în ceea ce privește stabilirea valorii pragului ε , respectiv a condițiilor în care două regimuri de funcționare se consideră quasi identice.
- Legat de condițiile de terminare de la punctul g), se impune luarea unor măsuri de sesizare a situațiilor de divergență [Kilyeni2010].
- Legat de condițiile de terminare de la punctul h) și de numărul maxim practic de cicluri de optimizare, experiența arată că la stabilirea corectă a valorii funcțiilor de penalizare și a manierei de augmentare a acestora, 2-3 cicluri sunt de regulă suficiente.
- Componentele gradientului aferente variabilelor aflate în limitare sunt exceptate la condițiile de terminare (5.1.101) - (5.1.103) și la calculul valorii scalarului β (5.1.104).
- Referitor la punctul i) al algoritmului, la valori exagerat de reduse ale pragului ε , necorelate cu eroarea maximă admisă la calculul circulației de puteri, în apropierea soluției (la ultimele iterații de optimizare) pot să apară valori exagerate ale scalarului β (în asemenea situații se recomandă $\beta = 0$, ceea ce înseamnă comutare de la gradient conjugat la gradient clasic).
- Referitor la punctul k) al algoritmului se consideră utile următoarele precizări:
 - ⇒ dacă pentru o variabilă de optimizare aflată în limitare inferioară componenta corespunzătoare a lui \mathbf{d} este negativă, ea rămâne în continuare în limitarea respectivă;
 - ⇒ dacă pentru o variabilă de optimizare aflată în limitare inferioară componenta corespunzătoare a lui \mathbf{d} este pozitivă, variabila respectivă "se eliberează" din limitare (se calculează noua valoare conform relațiilor (5.1.105) - (5.1.107));
 - ⇒ dacă pentru o variabilă de optimizare aflată în limitare superioară componenta corespunzătoare a lui \mathbf{d} este pozitivă, ea rămâne în continuare în limitarea respectivă;
 - ⇒ dacă pentru o variabilă de optimizare aflată în limitare superioară componenta corespunzătoare a lui \mathbf{d} este negativă, variabila respectivă "se eliberează" din limitare (se calculează noua valoare conform relațiilor (5.1.105) - (5.1.107)).
- Referitor la punctul l) al algoritmului, în condițiile în care se activează o limitare la o variabilă de optimizare (având valoarea z la iterația $o-1$, componenta corespunzătoare a direcției având valoarea d_z) care anterior nu era în limitare, se recomandă recalcularea valorii scalarului α (experiența indică o ameliorare a convergenței, ceea ce înseamnă reducerea timpului total de calcul):
 - ⇒ dacă se activează limitarea superioară:

$$\alpha^{o-1} = \frac{z^{\max} - z}{d_z} \quad (5.1.114)$$
 - ⇒ dacă se activează limitarea inferioară:

$$\alpha^{o-1} = \frac{z^{\min} - z}{d_z} \quad (5.1.115)$$
- Dacă la mai multe variabile se activează o limitare în condițiile observației anterioare, se recalculează pentru fiecare valoarea lui α și se selectează valoarea minimă.

- O altă posibilitate de tratare a unor asemenea situații o reprezintă efectuarea unei iterații de gradient simplu în locul gradientului conjugat.
- Raportul de transformare pentru transformatoarele și autotransformatoarele cu reglaj longitudinal este o variabilă discretă: ea poate avea un număr fix de valori, dependent de numărul ploturilor de reglare. Considerarea caracterului discret al acestei variabile pe parcursul procesului iterativ de soluționare reprezintă o problemă foarte dificilă. De aceea, pe parcursul calculelor se preferă considerarea unei variații continue pentru K_{ij} , între limita minimă și maximă, oferite de dispozitivul concret de reglaj sub sarcină al tensiunii. În final, după terminarea procesului de optimizare, K_{ij} "se rotunjește" la valoarea cea mai apropiată de cea rezultată din calcul pentru regimul optim.

5.1.3. Planificarea extinderii rețelelor electrice de distribuție

Alegerea metodei de soluționare a planificării extinderii optime a rețelelor electrice de distribuție are la bază câteva argumente practice, legate atât de utilitatea generală a cercetărilor efectuate în cadrul tezei de doctorat, cât și de informațiile disponibile în legătură cu obiectul studiilor de caz:

- metoda utilizată trebuie să aibă un grad accentuat de generalitate, pentru a oferi un instrument util de lucru oricărui operator de distribuție a energiei electrice (în România fiind vorba de Electrica, Enel, CEZ, Eon etc.);
- aplicațiile concrete ale tezei se referă atât la rețele de distribuție de tip "test" consacrate, cât și la rețele reale, de mari dimensiuni;
- tehnica de calcul actuală permite, fără probleme, un calcul complet de circulație de puteri în c.a., inclusiv la optimizarea regimului de funcționare;
- 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, mai ales în ceea ce privește prognoza consumului;
- planificarea extinderii rețelelor de distribuție trebuie să țină cont atât de regimul de funcționare, de regulă, debuclat, cât și de elementele legate de siguranța în funcționare și posibilitățile de reconfigurare;
- apariția surselor regenerabile, amplasate "distribuit" în cadrul rețelei complexe de distribuție, cu perspective de evoluție puternică în viitor, trebuie să se reflecte în stabilirea soluțiilor de extindere.

În acest context, planificarea extinderii RED complexe este abordată ca o problemă de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni. Se propune un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor fezabile, având un caracter semidinamic retrospectiv. Funcția obiectiv este de tip multicriterial, înglobând atât cheltuielile legate de funcționarea sistemului și cheltuielile de investiție privind extinderea rețelei, cât și elemente de siguranță în funcționare (sintetizate într-un factor de risc evaluat pentru funcționarea buclată) și de capacitatea totală de transfer disponibilă.

Caracterul neliniar al problemei de optimizare rezultă din cele prezentate în paragraful anterior, toate regimurile de interes fiind analizate pe baza unui model complet de OPF, cu circulație de puteri în c.a.

Caracterul semidinamic retrospectiv se referă la faptul că soluția (sau soluțiile) de extindere se determină pentru ultimul an al unei perioade de studiu, existând posibilitatea "revenirii" către anul inițial, pentru a determina momentele corespunzătoare diverselor capacități noi de distribuție a energiei electrice.

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):

- primul criteriu se referă la cheltuielile legate de funcționarea sistemului (valoarea funcției obiectiv a OPF, definită de relația (5.1.57));
- al doilea criteriu reprezintă costul echivalat anual al investițiilor legate de realizarea noilor linii de distribuție a energiei electrice;
- al treilea criteriu are în vedere siguranța în funcționare, apreciată prin intermediul unui factor de risc;
- al patrulea criteriu ține cont de capacitatea totală disponibilă de transfer (pentru ansamblul sistemului de distribuție).

Informația necesară pentru primul criteriu se obține în mod implicit, prin analiza regimului de funcționare și determinarea valorii FOB definită de relația (5.1.59).

Al doilea criteriu (cheltuielile de investiție) ține cont și de secțiunea noilor rețele care urmează a fi instalate sau de "întărirea" sau dublarea liniilor existente.

Al treilea criteriu prevede calculul unui factor de risc procentual, în maniera prezentată în [Ma2008], [Fan2008], [Shari2008], pentru contingențele de tip $N-1$, analizate pentru soluția completă "buclată" de extindere:

$$r^{\%} = \frac{\sum_{k=1}^{n_{\ell}} q^k \cdot r^k}{\sum_{k=1}^{n_{\ell}} q^k} = \frac{\sum_{k=1}^{n_{\ell}} q^k \cdot P_r^k \left\{ \left| S_{ij}^k \right| > S_{ij}^{\max}, ij \in R \right\}}{\sum_{k=1}^{n_{\ell}} q^k} \cdot 100 \quad (5.1.116)$$

unde q_i – probabilitatea de deconectare a elementului de rețea (liniei) i , n_{ℓ} – numărul linii electrice care intră în discuție la contingente, S_{ij}^k – puterea aparentă care circulă prin elementul de rețea ij în cazul deconectării elementului de rețea k , S_{ij}^{\max} – limita maximă admisibilă termic a puterii aparente care circulă prin elementul de rețea ij , r^k – probabilitatea de apariție a unei depășiri a 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 violare a limitei superioare de încărcare a elementelor de rețea (toate contingentele de tipul $N-1$).

Evident

$$0 \leq \sum_{k=1}^{n_{\ell}} q^k \cdot P_r^k \left\{ \left| S_{ij}^k \right| > S_{ij}^{\max}, ij \in R \right\} \leq \sum_{k=1}^{n_{\ell}} q^k \quad (5.1.117)$$

rezultând că

$$0 \leq r^{\%} \leq 100 \quad (5.1.118)$$

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 (pentru ansamblul sistemului de distribuție) pentru soluția completă "buclată" de extindere, în maniera prezentată în [Lu2007], [Qu2010]:

$$TATC = \sum_{\substack{ij \in L \\ |S_{ij}| < S_{ij}^{\max}}} (S_{ij}^{\max} - |S_{ij}|) \quad (5.1.119)$$

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 .

În esență, pentru realizarea unui studiu de extindere se parcurg următoarele etape:

- a) se efectuează calculul complet al circulației de puteri pentru starea inițială a sistemului de distribuție a energiei electrice;
- b) se efectuează prognoza consumului pentru perioada de studiu luată în considerare;
- c) se elaborează soluția maximală de extindere: la configurația inițială se adaugă toate extinderile posibile de rețea (linii complet noi, dublarea unor linii existente, augmentarea secțiunii pentru linii existente);
- d) se efectuează calculul complet al circulației de puteri pentru rețeaua extinsă maximal, puterile consumate fiind cele obținute la punctul b);
- e) se calculează un OPF complet pentru regimul determinat la punctul d);
- f) se realizează studiul de extindere, utilizând o explorare euristică quasi-exhaustivă a domeniului soluțiilor fezabile, rezultând în final soluția optimă și o serie de soluții apropiate de cea optimă (pentru fiecare soluție în parte se calculează un OPF complet);
- g) punctele b) - f) se referă la rețeaua complet sau parțial buclată;
- h) pentru soluția (soluțiile) obținute la punctul f) se efectuează o analiză de reconfigurare, bazată pe minimizarea consumului propriu tehnologic, cu respectarea tuturor restricțiilor de natură tehnică și a condiției de radialitate, în scopul găsirii soluțiilor practice debuclate (radiale ramificate);
- i) se repetă punctele c) - h) pentru situația în care se iau în considerare și sursele distribuite regenerabile;
- j) se "intersectează" soluțiile obținute pentru cele două ipoteze (în absența și în prezența surselor regenerabile), obținându-se soluția (soluțiile) finale practice de extindere a rețelei de distribuție.

În contextul discutat, prin noțiunea de "reconfigurare" se înțelege modificarea topologiei rețelei de distribuție prin deconectări și/sau conectări de linii în următoarele condiții [Shirmo1989], [Shirmo1992], [Fan1996], [Borozan1997], [McDermott1998], [Dumbrava1999], [Ramos2001], [Asakura2003], [Delbem2005], [Fajardo2008a], [Fajardo2008b], [Jazebi2008], [Carreno2008], [Sawa2009], [Zhu2009], [Abdelaziz2009], [Chouhan2009], [Farahani2010]:

- toți consumatorii să rămână alimentați;
- relațiile de restricție referitoare la nivelul de tensiune și la încărcarea elementelor de rețea să fie satisfăcute;
- schema rețelei să fie debuclată.

Reconfigurarea se realizează printr-o tehnică de explorare euristică quasi-exhaustivă a spațiului soluțiilor, bazată pe metodele de eliminare sau cele de căutare unidimensională prezentate în [Kilyeni2012].

Soluționarea problemei de reconfigurare a rețelelor complexe de distribuție prin utilizarea unor metode bazate pe tehnicile de inteligență artificială va constitui obiectul unei lucrări ulterioare.

5.2. Versiunea pentru algoritmi genetici

5.2.1. Considerații preliminare

În cadrul acestui subcapitol problema discutată se soluționează folosind tehnici de inteligență artificială, în speță algoritmi genetici prezentați în capitolul 4. Pe baza experienței anterioare [Cristian2013a], [Solomonesc2013], aplicarea tehnicilor de calcul evolutiv vizează doar metoda propriu-zisă de extindere (se utilizează un algoritm genetic binar), respectiv optimizarea regimului de funcționare (se utilizează un algoritm genetic cu variabile reale). Calculul circulației de puteri se realizează în manieră "clasică", prezentată în subcapitolul anterior, utilizând un algoritm Newton complet (fără "decuplare") [Kilyeni2010].

În cele ce urmează se prezintă metoda de soluționare adoptată pentru optimizarea regimului permanent normal, respectiv pentru planificarea extinderii rețelelor complexe de distribuție.

Experiența anterioară privind utilizarea algoritmilor genetici și metodei PSO pentru planificarea extinderii rețelelor de transport al energiei electrice [Cristian2013a], [Solomonesc2013] a stat la baza deciziei privind utilizarea algoritmilor genetici în această lucrare.

5.2.2. Optimizarea regimului permanent normal

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 5.1.2.1, relațiile 5.1.42-5.1.65.

Metoda de soluționare a optimizării circulației de puteri prin algoritmi genetici a fost realizată în baza elementele teoretice prezentate în subcapitolul 4.2.3 - algoritmul genetic cu valori reale.

Funcția $f(\mathbf{x})$ care trebuie minimizată (funcția obiectiv a problemei de optimizare) este de fapt funcția auxiliară lagrangeană definită în relația (5.1.60):

$$\begin{aligned}
 f(\mathbf{x}) = FOB = \Phi(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) = & \sum_{i \in G} (a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i) + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) + \\
 & + \sum_{i \in N \setminus e} \lambda_{pi} \cdot (P_i - P_{gi} - P_{ci}) + \sum_{i \in C} \lambda_{qi} \cdot (Q_i - Q_{ci}) + \\
 & + r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*)^2 + r_q \cdot \sum_{i \in G} p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*)^2 + r_u \cdot \sum_{i \in C} p_{ui} \cdot (U_i - U_i^*)^2 + \\
 & + r_p \cdot \sum_{ij \in R} p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*)^2 + r_s \cdot \sum_{ij \in R} p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*)^2
 \end{aligned} \tag{5.2.1}$$

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, $U_i, i \in G$, $P_{gi}, i \in G \setminus e$, $K_{ij}, ij \in TR$. Având în vedere faptul că rețelele de distribuție nu conțin autotransformatoare cu reglaj de unghi, variabilele $\Omega_{ij}, ij \in TLT$ nu se iau în considerare. Prin TR s-a notat mulțimea transformatoarelor și auto-transformatoarelor reglante (cele care sunt prevăzute cu reglaj de tensiune sub sarcină). Numărul acestor elemente de rețea este notat cu tr .

Așadar, cromozomul va avea lungimea $d = 2g - 1 + tr$ și poate fi scris în următoarea formă:

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (5.2.2)$$

$$\mathbf{x}_i = \{\{U_{i,1}, U_{i,2}, \dots, U_{i,g}\}, \{P_{g,i,1}, P_{g,i,2}, \dots, P_{g,i,g-1}\}, \{K_{i,1}, K_{i,2}, \dots, K_{i,tr}\}\}, i = 1, 2, \dots, n_c \quad (5.2.3)$$

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

$$\begin{aligned} U_{i,j} &\in [0.90; 1.1], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, g \\ P_{g,i,j} &\in [P_{g,i,j}^{\min}; P_{g,i,j}^{\max}], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, g - 1 \\ K_{i,j} &\in [K_{i,j}^{\min}; K_{i,j}^{\max}], \quad i = 1, 2, \dots, n_p, \quad j = 1, 2, \dots, tr \end{aligned} \quad (5.2.4)$$

În faza de evaluare, fiecărui cromozom îi va fi atribuită o valoare în baza funcției obiectiv dată în relația 5.2.1. În acest caz, calculul se consideră terminat dacă pentru un număr de iterații stabilit apriori, soluția nu mai poate fi îmbunătățită (sau s-a depășit numărul maxim de iterații admis).

În aceste condiții, pașii algoritmului sunt următorii:

a) se inițializează în mod aleator, în domeniul de definiție, cei n_c cromozomi care compun populația:

$$\mathbf{x}_i^0 = \{\{U_{i,1}^0, U_{i,2}^0, \dots, U_{i,g}^0\}, \{P_{g,i,1}^0, P_{g,i,2}^0, \dots, P_{g,i,g-1}^0\}, \{K_{i,1}^0, K_{i,2}^0, \dots, K_{i,tr}^0\}\}, i = 1, 2, \dots, n_c \quad (5.2.5)$$

b) se calculează, pe cale clasică 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 (relația 5.2.1); algoritmul este neapărat elitist, astfel cel mai bun individ este salvat în \mathbf{x}_{elit}^0 :

$$f(\mathbf{x}_{elit}^0) = \min\{FOB(\mathbf{x}_i^0)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (5.2.6)$$

d) la un pas oarecare t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$:

- se aplică unul dintre procedeele de selecție prezentate în paragraful 4.2.3; în urma selecției va rezulta o populație $\mathbf{x}_{sel,i}$, $i = 1, 2, \dots, n_c$, a cărei membrii vor avea șanse la recombinare;
- 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;
- se formează câte doi urmași din cele n_{pr} perechi prin una din cele trei variante de recombinare descrise de relațiile (4.2.17) - (4.2.23);
- 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 (4.2.24) - (4.2.25);
- se înlocuiește primul cromozom din populația rezultată la pasul anterior cu cel mai bun din vechea populație:

$$\mathbf{x}_1^{t+1} = \mathbf{x}_{elit}^t \quad (5.2.7)$$

- 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 (5.2.1)) și se determină noua valoare \mathbf{x}_{elit} :

$$f(\mathbf{x}_{elit}^{t+1}) = \min\{FOB(\mathbf{x}_i^{t+1})\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (5.2.8)$$

- e) se verifică condiția de terminare a calculului: 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).

5.2.3. Planificarea extinderii rețelelor electrice de distribuție

Modelul matematic "clasic" (fără algoritmi genetici) aferent planificării extinderii RET a fost prezentat în paragraful 5.1.3. Rămân valabile toate elementele prezentate în prima parte a paragrafului respectiv.

Se menține caracterul semidinamic retrospectiv: se determină soluția (sau soluțiile) de extindere pentru ultimul an al unei perioade de studiu, existând posibilitatea "revenirii" către anul inițial, pentru a determina momentele corespunzătoare diverselor capacități noi de transport (această a doua parte nu constituie obiectul acestei lucrări).

Dintre cele patru componente ale FOB , prezentate în paragraful 5.1.3, s-au luat în considerare trei:

- a) cheltuielile legate de funcționarea sistemului (valoarea funcției obiectiv a OPF, definită de relația (5.1.59)), transpuse pentru perioada unui an;
- b) costul echivalat anual al investițiilor legate de realizarea noilor capacități de distribuție a energiei electrice;
- c) capacitatea totală disponibilă de transfer, adusă la numitor comun cu celelalte două criterii, pe baza îmbunătățirii față de regimul extins maximal (toate elementele de rețea "candidate potențiale" pentru extindere considerate ca aflate în funcțiune).

În esență, pentru realizarea unui studiu de extindere se parcurg următoarele etape:

- a) se efectuează calculul complet al circulației de puteri pentru starea inițială a sistemului de distribuție a energiei electrice;
- b) se efectuează prognoza consumului pentru perioada de studiu luată în considerare;
- c) se elaborează soluția maximală de extindere: la configurația inițială se adaugă toate extinderile posibile de rețea (linii complet noi, dublarea unor linii existente, augmentarea secțiunii pentru linii existente);
- d) se efectuează calculul complet al circulației de puteri pentru rețeaua extinsă maximal, puterile consumate fiind cele obținute la punctul b);
- e) se calculează un OPF complet (versiunea utilizând algoritmi genetici) pentru regimul determinat la punctul d);
- f) se realizează studiul de extindere, utilizând algoritmul genetic prezentat mai jos;
- g) punctele b) - f) se referă la rețeaua complet sau parțial buclată;
- h) pentru soluția (soluțiile) obținute la punctul f) se efectuează o analiză de reconfigurare, în scopul determinării soluțiilor practice debuclate (radiale ramificate);
- i) se repetă punctele c) - h) pentru situația în care se iau în considerare și sursele distribuite regenerabile;
- j) se "intersectează" soluțiile obținute pentru cele două ipoteze (în absența și în prezența surselor regenerabile), obținându-se soluția (soluțiile) finale practice de extindere a rețelei de distribuție.

Metoda de soluționare a planificării extinderii optime a rețelelor electrice de distribuție prin algoritmi genetici a fost realizată în baza elementele teoretice prezentate în paragraful 4.2.2 – algoritmul genetic codificat binar.

Funcția $f(\mathbf{x})$ care trebuie minimizată (funcția obiectiv a problemei de optimizare) rezultă prin însumarea celor trei componente menționate anterior, scalate corespunzător.

Populația $\mathbf{P} = \{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_{n_c}\}$ reprezintă o mulțime de soluții posibile. Fiecare cromozom din populație este format din starea (conectat/deconectat) a elementelor de rețea propuse drept candidați la extindere. Deoarece stările pot fi reprezentate prin caractere din alfabetul binar („0” și „1”), se justifică folosirea versiunii binare a algoritmului genetic.

Așadar, cromozomul va avea lungimea d și poate fi scris în următoarea formă:

$$\mathbf{x}_i = \{x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id}\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (5.2.9)$$

În faza de evaluare, fiecărui cromozom îi va fi atribuită o valoare în baza funcției obiectiv. 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:

$$\mathbf{x}_i^0 = \{x_{i,1}^0, x_{i,2}^0, \dots, x_{i,d}^0\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_p \quad (5.2.10)$$

b) se determină, folosind AG prezentat în paragraful 5.2.2, 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 :

$$f(\mathbf{x}_{elit}^0) = \min\{FOB(\mathbf{x}_i^0)\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (5.2.11)$$

d) la un pas oarecare t al procesului de calcul iterativ, $t = 0, 1, 2, \dots$, se aplică unul dintre procedeele de selecție prezentate în paragraful 4.2.3 (cu toate că sunt metode prezentate la AG cu valori reale pot fi folosite cu succes și în cazul AG binari, deoarece sunt independente de tipul codificării variabilelor); în urma selecției va rezulta o populație $\mathbf{x}_{sel,i}$, $i = 1, 2, \dots, n_c$, a cărei membrii vor avea șanse la recombinare;

- 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;
- se formează câte doi urmași din cele n_{pr} perechi prin încrucișare într-unul sau mai multe puncte conform relațiilor 4.2.4 și 4.2.5;
- se calculează numărul de gene din populația formată la pasul anterior, ce vor suferi mutație: $n_{gm} = \mu \cdot d \cdot n_c$; genele sunt modificate conform relației 4.2.6;
- primul cromozom din populația rezultată la pasul anterior este înlocuit cu cel mai bun din vechea populație:

$$\mathbf{x}_1^{t+1} = \mathbf{x}_{elit}^t \quad (5.2.12)$$

- 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}^t :

$$f(\mathbf{x}_{elit}^{t+1}) = \min\{FOB(\mathbf{x}_i^{t+1})\}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (5.2.13)$$

j) se verifică condiția de terminare a calculelor: imposibilitatea ameliorării valorii $FOB(\mathbf{x}_{elit})$. Dacă această condiție este satisfăcută calculul iterativ se consideră terminat, regimul definit de ultimul \mathbf{x}_{elit} constituind regimul optim; în caz contrar, se mărește cu 1 contorul de iterații t și se sare la punctul c).

În contextul discutat, prin noțiunea de "reconfigurare" se înțelege modificarea topologiei rețelei de distribuție prin deconectări și/sau conectări de linii în următoarele condiții [Shirno1989], [Shirno1992], [Fan1996], [Borozan1997], [McDermott1998], [Dumbrava1999], [Ramos2001], [Asakura2003], [Delbem2005], [Fajardo2008a], [Fajardo2008b], [Jazebi2008], [Carreno2008], [Sawa2009], [Zhu2009], [Abdelaziz2009], [Chouhan2009], [Farahani2010]:

- toți consumatorii să rămână alimentați;
- relațiile de restricție referitoare la nivelul de tensiune și la încărcarea elementelor de rețea să fie satisfăcute;
- schema rețelei să fie debuclată.

Reconfigurarea se realizează printr-o tehnică de explorare euristică quasi-exhaustivă a spațiului soluțiilor, bazată pe metodele de eliminare sau cele de căutare unidimensională prezentate în [Kilyeni2012].

Soluționarea problemei de reconfigurare prin utilizarea unor metode bazate pe tehnicile de inteligență artificială va constitui obiectul unei lucrări ulterioare.

5.3. Concluzii

În prima parte a acestui capitol s-a prezentat un model matematic aferent extinderii optime a sistemelor complexe de distribuție a energiei electrice, utilizând aproape în totalitate metode clasice de soluționare completă a modelului matematic (soluționarea numerică completă a unor sisteme de ecuații neliniare de foarte mari dimensiuni, a unor probleme de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni etc.).

Pentru planificarea extinderii optime a RED s-a elaborat un model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidinamic retrospectiv, maniera de definire a funcției obiectiv ținând cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare. Funcția obiectiv cuprinde atât costul investițiilor legate de realizarea noilor capacități, 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).

În partea a doua a capitolului problema discutată a fost soluționată folosind tehnici de inteligență artificială, în speță algoritmi genetici prezentați în capitolul 4. Pe baza experienței anterioare [Cristian2013a], [Solomonesc2013], aplicarea tehnicilor de calcul evolutiv vizează doar metoda propriu-zisă de extindere (s-a utilizat un algoritm genetic binar), respectiv optimizarea regimului de funcționare (s-a utilizat un algoritm genetic cu variabile reale).

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- prezentarea în detaliu a modelului matematic și a metodei de soluționare numerică a circulației de puteri, cu o serie de detalii practice utile pentru implementare;
- 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;

- prezentarea unui model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidinamic retrospectiv, pentru rezolvarea planificării extinderii rețelelor de distribuție a energiei electrice;
- elaborarea unei metode simple, dar robuste, de reconfigurarea a rețelelor de distribuție, în scopul obținerii soluțiilor optime practice debuclate (radiale ramificate);
- considerarea unei funcții obiectiv care ține cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare;
- adaptarea modelului matematic de optimizare a circulației de puteri cerințelor impuse de aplicarea unei tehnici de soluționare bazate pe algoritmi genetici;
- utilizarea unor algoritmi genetici pentru rezolvarea planificării extinderii rețelelor de distribuție a energiei electrice.

6. PREZENTAREA INSTRUMENTELOR SOFTWARE

Capitolul 6 are ca obiectiv prezentarea instrumentelor software utilizate pentru studiile de extindere a rețelelor de distribuție complexe. Este vorba de două programe de calcul: cel care soluționează optimizarea circulației de puteri în rețelele de distribuție complexe, respectiv cel care rezolvă problema planificării extinderii sistemelor de distribuție a energiei electrice.

Programele de calcul au la bază instrumentele soft prezentate în [Solomonesc 2013] și [Cristian2013a], la care s-au adus modificările necesare legate de specificul rețelelor de distribuție a energiei electrice și de studiile de reconfigurare.

Instrumentele soft utilizează mediul de lucru oferit de pachetul Matlab® 2012. Interfețele grafice permit compatibilizarea la nivel de bază de date cu pachetul de programe PowerWorld® 17 (soft de firmă cu licență) [PowerWorld], Power (elaborat la Departamentul de Electroenergetică) [Kilyeni2010] și MatPower4.1 (software academic) [MatPower].

Toate programele de calcul permit configurarea parametrilor algoritmului genetic și alegerea opțiunilor specifice problemei, unde este cazul.

6.1. Instrument software pentru optimizarea circulației de puteri (OPFGA)

Programul de calcul *OPFGA*, a fost realizat pe baza modelului matematic prezentat în capitolul 5. Interfața grafică permite atât încărcarea fișierelor ce conțin baza de date aferentă sistemului de distribuție analizat cât și configurarea parametrilor algoritmului genetic.

Interfața grafică a programului *OPFGA* este prezentată în figura 6.1.1, iar în figura 6.1.2 se prezintă schema logică a aplicației. Se observă posibilitatea selectării tipului de optimizare prin bifarea căsuțelor corespunzătoare în câmpul *Variabile de Optimizare*.

După lansarea programului se încarcă fișierul care conține configurația sistemului de distribuție. Acest fișier este de tipul **.m*, având un format standard, inspirat din cel folosit de MatPower [MatPower].

Fișierul conține trei categorii principale de date:

- informații despre noduri: tipul nodului, puterile activă și reactivă consumate în noduri, modulul și faza tensiunii, tensiunea nominală, limitele minimă și maximă ale tensiunii etc.;
- informații despre generatoare: nodul în care este instalat generatorul, puterile activă și reactivă generate și limitele acestor puteri etc.;
- informații despre elementele de rețea: nodurile care definesc elementul, parametri transversali și longitudinali, capacitatea maximă de transport, valoarea și limitele raportului de transformare (dacă este cazul) etc.

Acest fișier poate fi creat prin intermediul unui editor de text. Programul permite importarea configurației sistemului de distribuție din aplicația PowerWorld®. Baza de date din PowerWorld este salvată în format *csv* (comma separated values) și convertită în formatul standardizat acceptat de programul de calcul. Fișiere create sunt salvate în directorul *Sisteme*. Pentru a se putea realiza în mod automat importul datelor este necesară instalarea aplicației client-server *SimAuto* [PowerWorld].

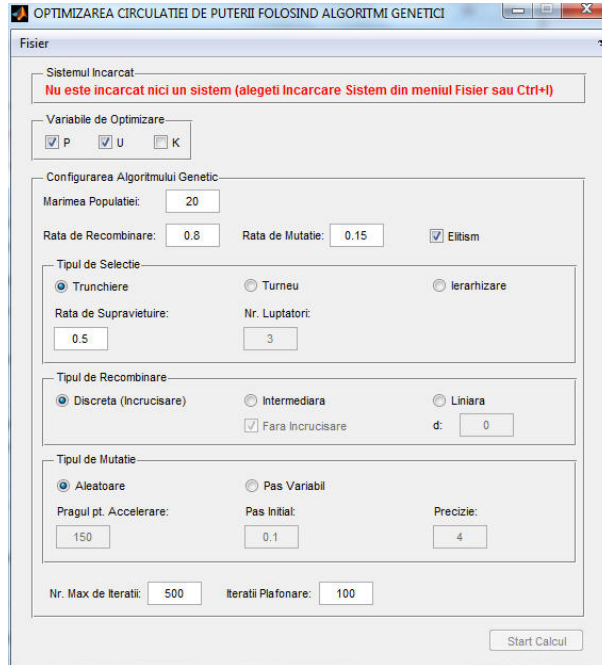


Fig. 6.1.1. Interfața grafică a programului OPFGA

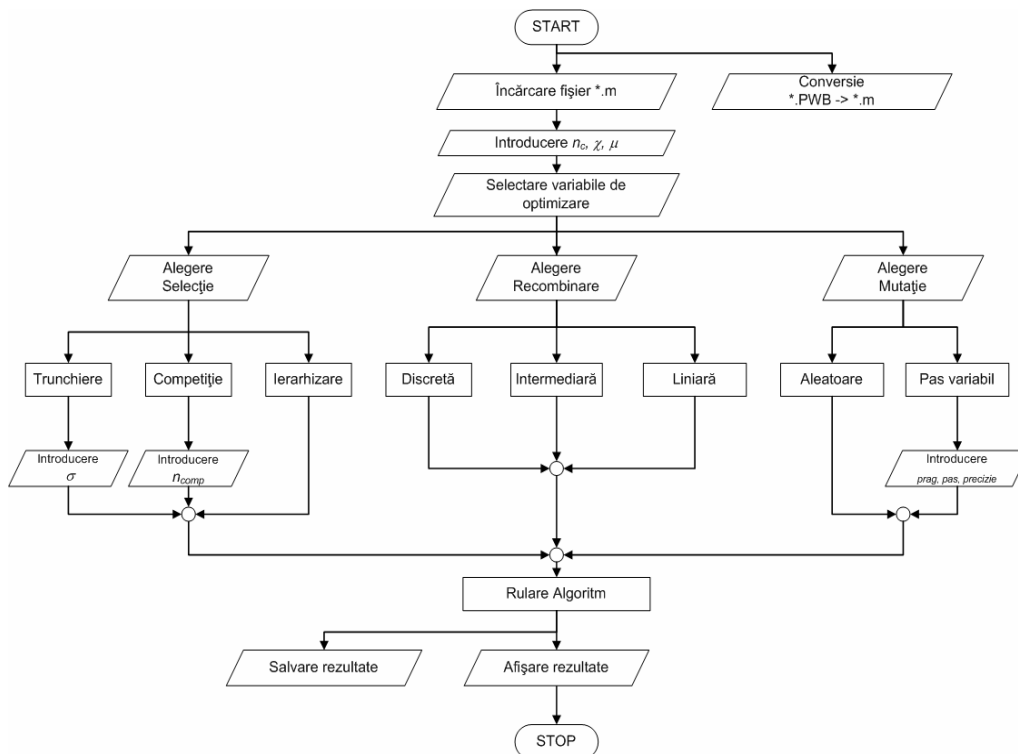


Fig. 6.1.2. Schema logică a programului de calcul OPFGA

Încărcarea fișierului de tip *.m se face prin intermediul meniului *Fișier* și alegerea opțiunii *Încărcare Sistem* sau prin combinația de taste <Ctrl+I>. Subrutina de conversie poate fi accesată din meniul *Fișier* prin alegerea opțiunii *Conversie PWB* ⇒ *mpc* sau prin combinația de taste <Ctrl+M> (figura 6.1.3).

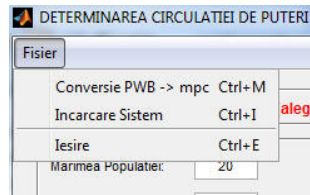


Fig. 6.1.3. Meniul Fișier

După încărcarea configurației unui sistem se stabilesc setările algoritmului și se începe calculul prin apăsarea butonului *Start Calcul*. Rezultatele obținute sunt salvate prin apăsarea unui fișier text (*numele_sistemului.txt*) din directorul *Rezultate*. În acest fișier sunt salvate atât rezultatele aferente regimului optim cât și parametrii algoritmului, timpul de calcul și numărul de iterații. Fișierul de rezultate are structura prezentată în figura 6.1.4.

```

***** POWER FLOW - GENETIC ALGORITHM *****
Rulat la: 23-Nov-2012 03:28:59
Timp de executie: 14.64 secunde
Numar de iteratii: 150

Pop  Sel   r_Sup  nr_Comp  Rec  r_Rec  mixt  d    Mut  r_Mut
40   1     0.5    3        2    0.7    0     0.00 2    0.5

prag  pas   prec  Elit  It_Max  It_Plafon
150   0.1   4     1     150    100

-----
|      Noduri      |
-----
|  Nod  Tensiune  Generare  Consum  |
|  #    Mag(pu) Ang(deg)  P (MW)  Q (MVar)  P (MW)  Q (MVar)  |
|-----|
|  1    1.100  0.000*  57.10   37.87   -       -       |
|  2    1.096  -0.705  82.00   67.24   -       -       |
|  3    1.100  -0.477  76.82   63.96   -       -       |
|  4    1.038  -2.072   -       -       70.00   70.00   |
|  5    1.030  -2.650   -       -       70.00   70.00   |
|  6    1.044  -2.434   -       -       70.00   70.00   |
|-----|
|                    Total:  215.93  169.06  210.00  210.00  |
|-----|

|      Laturi      |
-----
|  Nr.  De la  La  Circulatie i->j  Circulatie j->i  Pierderi  |
|  #    nod_i  nod_j  P (MW)  Q (MVar)  P (MW)  Q (MVar)  dP (MW)  dQ (MVar)  |
|-----|
|  1     1     2     6.75   -3.78   -6.71   -0.97   0.039   -4.75  |
|  2     1     4    27.58   25.36  -26.95  -27.40   0.633   -2.04  |
|  3     1     5    22.78   16.29  -22.17  -20.83   0.605   -4.54  |
|  4     2     3    -2.15   -4.75    2.16   -2.48   0.002   -7.22  |
|  5     2     4    47.62   39.77  -45.98  -38.76   1.641    1.00  |
|  6     2     5    18.82   15.73  -18.25  -18.55   0.568   -2.82  |
|  7     2     6    24.42   17.45  -23.83  -21.49   0.591   -4.04  |
|  8     3     5    24.98   15.29  -24.03  -18.90   0.951   -3.62  |
|  9     3     6    49.69   51.15  -48.83  -49.14   0.861    2.01  |
| 10     4     5     2.93   -3.84   -2.91   -4.68   0.016   -8.52  |
| 11     4     6    -2.64   -7.03    2.66    0.64   0.020   -6.39  |
|-----|
|                    Total:  5.930   -40.94  |

```

Fig. 6.1.4. Fișierul de rezultate

La finalul calculului aceste informații sunt afișate și în fereastra de comenzi a programului Matlab®. De asemenea se afișează graficul de evoluție a calculului iterativ,

care este salvat în directorul *Rezultate\Grafice*, având denumirea formată din data și ora la care s-a efectuat calculul respectiv (figura 6.1.5).

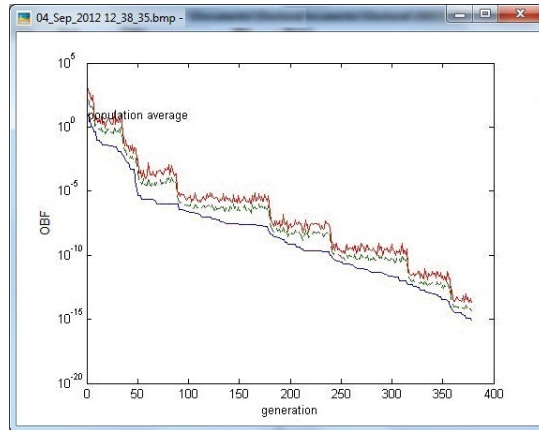


Fig. 6.1.5. Graficul de evoluție pentru un sistem test

6.2. Instrument software pentru planificarea extinderii rețelelor de distribuție

Programul de calcul pentru planificarea optimă a extinderii rețelelor de distribuție *DNEPGA*, este realizat în baza modelului matematic și a metodelor prezentate în capitolul 5. Instrumentul soft înglobează doi algoritmi genetici, unul codificat cu valori binare, folosit la generarea configurațiilor sistemului de distribuție, și unul codificat cu valori reale pentru rezolvarea optimizării circulației de puteri (programul prezentat în paragraful anterior). Fereastra principală (figura 6.2.1) a acestei aplicații permite încărcarea fișierelor și configurarea algoritmului genetic binar.

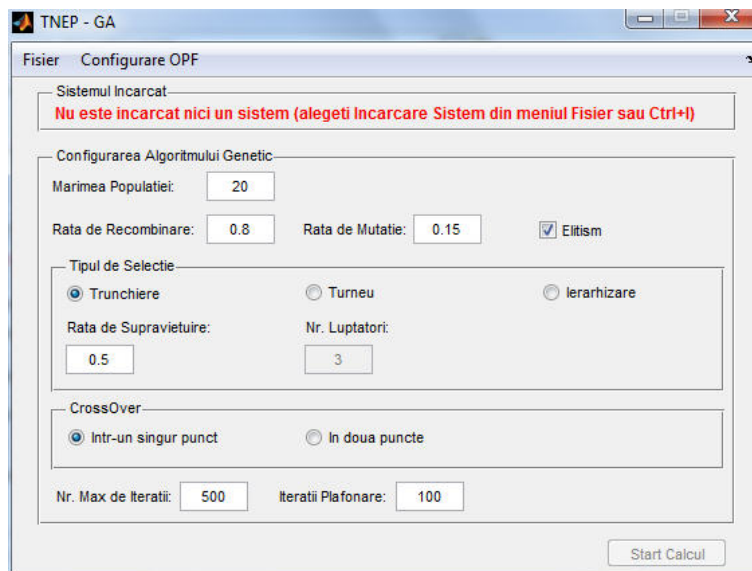


Fig. 6.2.1. Interfața grafică a programului *DNEPGA*

Setările disponibile se referă la mărimea populației, rata de încrucișare și cea de mutație, tipul și parametri selecțiilor, tipul încrucișării și condițiile de oprire.

Algoritmul care rezolvă problema de optimizare a circulației de puteri, poate fi configurat prin apăsarea butonului din meniu *Configurare*. Setările disponibile sunt cele din subcapitolul anterior, figura 6.1.2.

În figura 6.2.2 este prezentată schema logică după care funcționează programul pentru planificare extinderii rețelelor de distribuție. Din meniul *Fișier* se încarcă configurația sistemului de distribuție folosindu-se fișiere de tip *.m. Față de subcapitolul anterior, fișierul mai conține un câmp cu informații specifice planificării extinderii: liniile considerate pentru extindere, lungimea liniilor noi, informații legate de costuri etc.

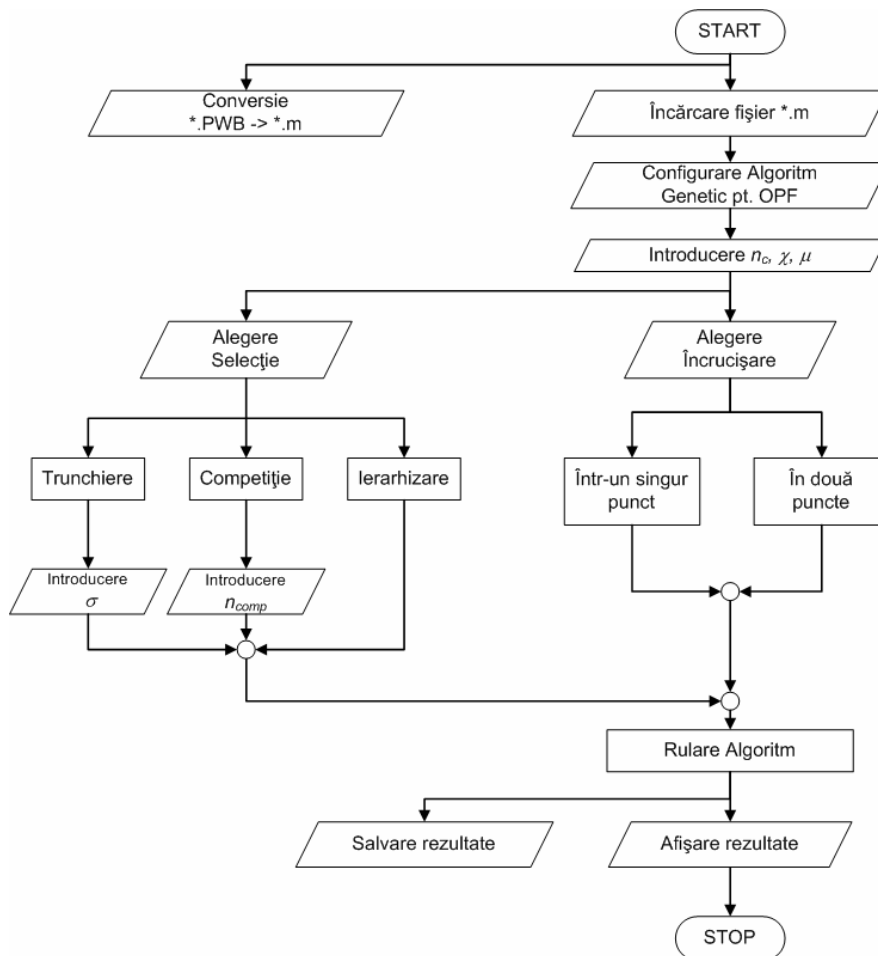


Fig. 6.2.2. Schema logică a programului DNEPGA

După încărcarea fișierului se stabilesc parametrii algoritmului pentru optimizarea circulației de puteri (prin eventuala modificare a valorilor recomandate de programul de calcul). În continuare se aleg setările pentru algoritmul binar și se demarează calculul efectiv, prin apăsarea butonului *Start calcul*.

Configurația găsită drept cea mai bună soluție de extindere este salvată în formatul prezentat în subcapitolul anterior și în format PowerWorld®.

6.3. Concluzii

În cadrul acestui capitol au fost prezentate instrumentele software dezvoltate, atât pentru analiza și optimizarea regimului permanent normal, cât și pentru planificarea extinderii optime a rețelelor de transport al energiei electrice din cadrul SEE complexe utilizând algoritmi genetici. Instrumentele software au fost dezvoltate în mediul Matlab și au fost astfel concepute, încât să fie compatibile la nivel de bază de date cu alte programe profesionale (Powerworld, MatPower).

În cadrul acestui capitol au fost prezentate instrumentele soft utilizate pentru studiile de extindere a rețelelor de distribuție complexe. Este vorba de două programe de calcul: cel care soluționează optimizarea circulației de puteri în rețelele de distribuție complexe, respectiv cel care rezolvă problema planificării extinderii sistemelor de distribuție a energiei electrice. Ele au la bază instrumentele soft prezentate în [Cristian 2013] și [Solomonesc 2013], la care s-au adus modificările necesare legate de specificul rețelelor de distribuție a energiei electrice și de studiile de reconfigurare.

Instrumentele soft utilizează mediul de lucru oferit de pachetul Matlab® 2012. Interfețele grafice permit compatibilizarea la nivel de bază de date cu pachetul de programe PowerWorld® 17 (soft de firmă cu licență) [PowerWorld], Power (elaborat la Departamentul de Electroenergetică) [Kilyeni2012] și MatPower4.1 (software academic) [MatPower]. Ele permit configurarea parametrilor algoritmului genetic și alegerea opțiunilor specifice problemei, unde este cazul.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- adaptarea instrumentelor soft pentru optimizarea regimului permanent normal și pentru planificarea extinderii optime a rețelelor de distribuție a energiei electrice utilizând algoritmi genetici, cu luarea în considerare a elementelor specifice legate de parametri, în special raportul R/X, de lungimea relativ redusă a liniilor electrice și de funcționarea cu schemă normală debuclată, radială ramificată;
- interfațarea cu programul PowerWorld, atât prin metodă locală, cât și prin server, cu asigurarea compatibilității depline la nivel de bază de date;
- înglobarea bibliotecii de programe MatPower, cu includerea conductanței transversale a elementelor de rețea;
- realizarea unor interfețe grafice ușor de utilizat, cu implementarea vizualizării și salvării în diferite forme a graficului evoluției iterative a algoritmilor genetici.

7. STUDII DE CAZ ȘI REZULTATE

Capitolul 7 constituie principala parte aplicativă a lucrării. Se prezintă rezultatele obținute prin implementarea tehnicilor de optimizare bazate pe inteligență artificială (algoritmi genetici) în soluționarea planificării extinderii optime a rețelelor de distribuție a energiei electrice. Elementele teoretice care au constituit obiectul capitolelor anterioare, metodologiile de calcul elaborate și instrumentele soft aferente au fost aplicate și utilizate la soluționarea extinderii optime pentru o gamă largă de sisteme de distribuție. S-a pornit de la sisteme test de mici dimensiuni elaborate la Departamentul de Electroenergetică al Universității Politehnica Timișoara (Test 13) [Kilyeni1988a], [Tanase2009] și rețele test IEEE consacrate (IEEE30, IEEE33, IEEE37, IEEE123) [Civanlar1985], [Hu2003], [Wu2010], [Ulinuha2011], [Zhang2011], ca apoi să se treacă la rețele de distribuție reale, de mari dimensiuni, din cadrul Enel Distribuție Banat, Enel Distribuție Dobrogea și Electrica Muntenia Nord [UPT2013], [UPT2013a], [UPT2013b], [UPT2013c], [UPT2013d], [UPT2013e], [UPT2014].

Din motive de "spațiu", pentru prezentarea în cadrul tezei de doctorat au fost selectate trei rețele de distribuție test și un sistem de distribuție real de mari dimensiuni.

Prima parte a capitolului prezintă rezultatele obținute pentru rețelele Test 13, IEEE30 și IEEE33 (în ordinea complexității), în condițiile unor scenarii fictive de extindere.

A doua parte a capitolului este dedicată sistemului de distribuție real – o zonă consistentă din cadrul rețelei deservite de Enel Distribuție Banat.

Pentru fiecare RED sunt prezentate atât topologia și parametrii elementelor de rețea, cât și rezultatele circulației de puteri pentru regimurile de bază. Studiile de extindere au la bază o prognoză a consumului pentru perioada luată în considerare și evoluția resurselor regenerabile de energie în zonă. Pe lângă soluția optimă de extindere, sunt prezentate și alte variante posibile, rezultate în procesul de optimizare sau pe baza analizei soluției optime. Se discută și influența surselor regenerabile asupra soluției de extindere, în scopul găsirii unui compromis rezonabil. Studiile de extindere realizate pentru rețeaua funcționând buclat sunt urmate de analize de reconfigurare, în scopul stabilirii punctelor optime de secționare (dintre cele posibile).

Concluziile finale privind analiza rezultatelor studiilor de caz încheie acest capitol.

7.1. Considerații preliminare

Studiile de caz selectate pentru a fi prezentate în cadrul acestui capitol se referă atât la rețele test de dimensiuni reduse, elaborate la Departamentul de Electroenergetică al Universității Politehnica Timișoara [Tanase2009] și la cele consacrate IEEE [Civanlar 1985], [Hu2003], [Wu2010], [Ulinuha2011], [Zhang2011], cât și un sistem de distribuție real, de mari dimensiuni, din cadrul Enel Distribuție Banat [UPT2013a], [UPT2013b], [UPT2013c], [UPT2013d], [UPT2013e].

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

- rețeaua Test 13 (20 kV), elaborată la Departamentul de Electroenergetică al Universității Politehnica Timișoara, alimentată de la două capete, având un număr de 13 noduri [Tanase2009];
- rețeaua test IEEE 30 (20 kV), alcătuită din 30 de noduri, alimentată de la un singur capăt – una din rețelele cele mai utilizate pentru testarea aplicațiilor de soluționare a extinderii optime a RED [Civanlar1985], [Hu2003], [Ulinuha2011];
- rețeaua test IEEE 33 (10 kV), alcătuită din 33 de noduri, alimentată de la un singur capăt – de asemenea una din rețelele cele mai utilizate pentru testarea aplicațiilor de soluționare a extinderii optime a RED [Wu2010], [Zhang2011].

Sistemul de distribuție real Enel Timișoara (20 kV) cuprinde peste o sută de noduri, acoperind o parte consistentă din zona Timișoara a rețelei deservite de Enel Distribuție Banat.

În ceea ce privește maniera de prezentare și discutare a rezultatelor, se remarcă următoarele aspecte cu valabilitate generală pentru toate rețelele analizate:

- sunt prezentate atât topologia și parametrii elementelor de rețea, cât și rezultatele circulației de puteri pentru regimurile de bază;
- studiile de extindere sunt realizate pe baza unei prognoze a consumului pentru perioada de studiu luată în considerare;
- în privința evoluției puterii consumate și a celei generate, s-au analizat și o serie de variante cu luarea în considerare a surselor distribuite regenerabile;
- soluția optimă de extindere este descrisă în detaliu, cu toate elementele noi rezultate în rețeaua extinsă, împreună cu regimul optim aferent;
- pe lângă soluția optimă de extindere, sunt prezentate și alte variante posibile, rezultate în procesul de optimizare sau pe baza analizei soluției optime;
- de asemenea, se discută și influența surselor regenerabile asupra soluției de extindere, în scopul găsirii unui compromis rezonabil;
- studiile de extindere realizate pentru rețeaua funcționând buclat sunt urmate de analize de reconfigurare, în scopul stabilirii punctelor optime de secționare (dintre cele posibile);
- se discută și aspecte de detaliu legate de evoluția algoritmului de optimizare.

7.2. Rețeaua Test 13

7.2.1. Considerații preliminare

Rețeaua de distribuție Test 13 a fost dezvoltată în cadrul Departamentului de Electroenergetică al Universității Politehnica Timișoara și reprezintă sistemul cu cea mai redusă complexitate pe care a fost testată aplicația.

S-au luat în considerare două ipoteze de lucru:

- a) nu se ține cont de prezența surselor regenerabile de energie locale;
- b) se ține cont de prezența surselor regenerabile de energie locale.

Paragrafele 7.2.2, 7.2.3, 7.2.4 se referă la prima abordare, iar paragrafele 7.2.5, 7.2.6 și 7.2.7 la cea de a doua.

Ultimul paragraf are ca obiect compararea celor două soluții obținute, în scopul găsirii unei soluții comune de extindere (un compromis rezonabil între cele două situații), și analiza finală de "reconfigurare" (debuclare optimă) pentru obținerea unei configurații radiale arborescente.

7.2.2. Test 13 inițial, fără surse regenerabile

Schema monofilară a rețelei de distribuție Test 13 este prezentată în fig. 7.2.1, acesta având următoarele caracteristici:

- număr total de noduri – 13, dintre care 2 generatoare și 11 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 17, dintre care 13 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110 și 20 kV și 4 de transformatoare

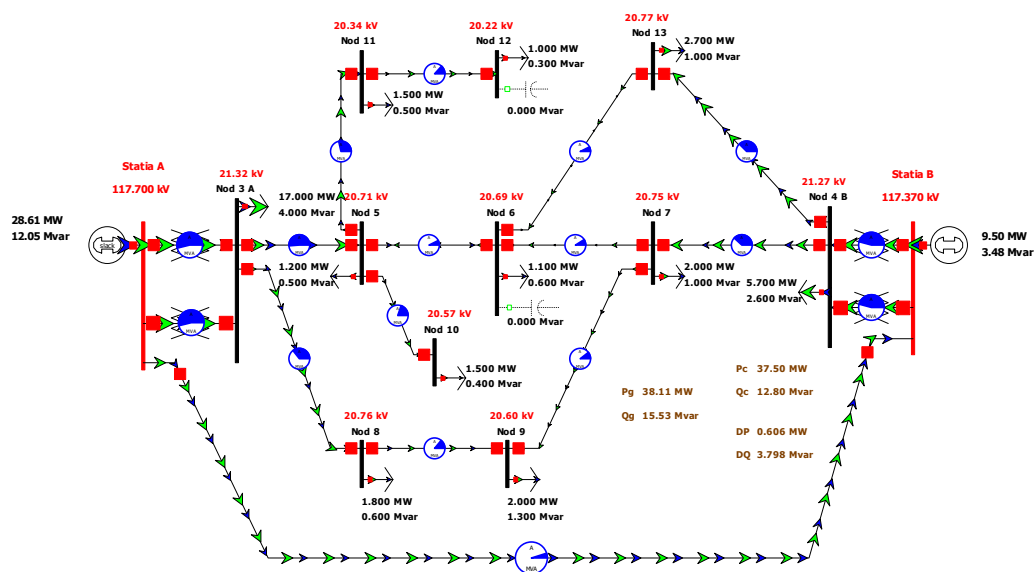


Fig. 7.2.1. Rețeaua Test 13 – schema monofilară inițială

Bazele de date au fost elaborate în cadrul programelor de calcul Power și PowerWorld, versiunea 17 [Powerworld] și apoi importate de instrumentele soft proprii (DNEPGA).

Regimul de bază a fost determinat cu programele *Power* [Kilyeni2010] și *Circulație de puteri*, rezultatele fiind apoi exportate în programul PowerWorld, pentru o vizualizare mai ușoară.

Elementele esențiale legate de regimul de bază inițial (topologie, parametri elemente de rețea, puteri consumate și generate, circulații de puteri prin elementele de rețea) sunt prezentate în tabelele din Anexa A1:

- Tabelul 7.2.1 – Parametri linii electrice aeriene;
- Tabelul 7.2.2 – Parametri transformatoare;
- Tabelul 7.2.3 – Date și rezultate noduri regim de bază (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 7.2.4 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim de bază (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Din punctul de vedere al tensiunilor în noduri regimul de bază se prezintă astfel:

- pentru nodurile cu tensiunile nominale de 110 și 20 kV valorile tensiunilor, în unități relative, au fost reglate astfel încât să se încadreze în intervalul (0.95-1.10);
- limitele de reglaj pentru tensiunile la bornele generatoarelor au fost fixate între (0.95-1.15).

Regimul de bază determinat este caracterizat pe întreg ansamblul de o putere activă consumată de 37,5 MW, puterea activă generată de 38,11 MW, pierderile de putere activă fiind de 0,606 MW.

7.2.3. Test 13 extins maximal, fără surse regenerabile

Extinderea rețelei de distribuție se face pentru finalul unei perioade de 15 ani, pe baza valorilor consumului prognozat pentru ultimul an.

Având în vedere faptul că, în primă instanță, extinderea se analizează pentru rețeaua funcționând buclat, s-au luat în considerare următoarele tipuri de "extinderi":

- "întărirea" unor linii de 20 kV existente (modificarea secțiunii conductoarelor);
- dublarea liniilor de 20 kV existente;
- introducerea unor linii noi de 20 kV.

Configurația maximală este prezentată în Fig. 7.2.2, cu observația că și "întărirea" au fost reprezentate ca circuite distincte. Se remarcă următoarele modificări față de configurația inițială: s-a mărit secțiunea sau a fost introdus un circuit suplimentar la liniile de 20 kV: 13 Nod 13 – 4 Nod 4 B, 8 Nod 8 – 10 Nod 10, 3 Nod 3 A – 8 Nod 8, 3 Nod 3 A – 5 Nod 5, 12 Nod 12 – 13 Nod 13, 5 Nod 5 – 11 Nod 11, 7 Nod 7 – 4 Nod 4 B.

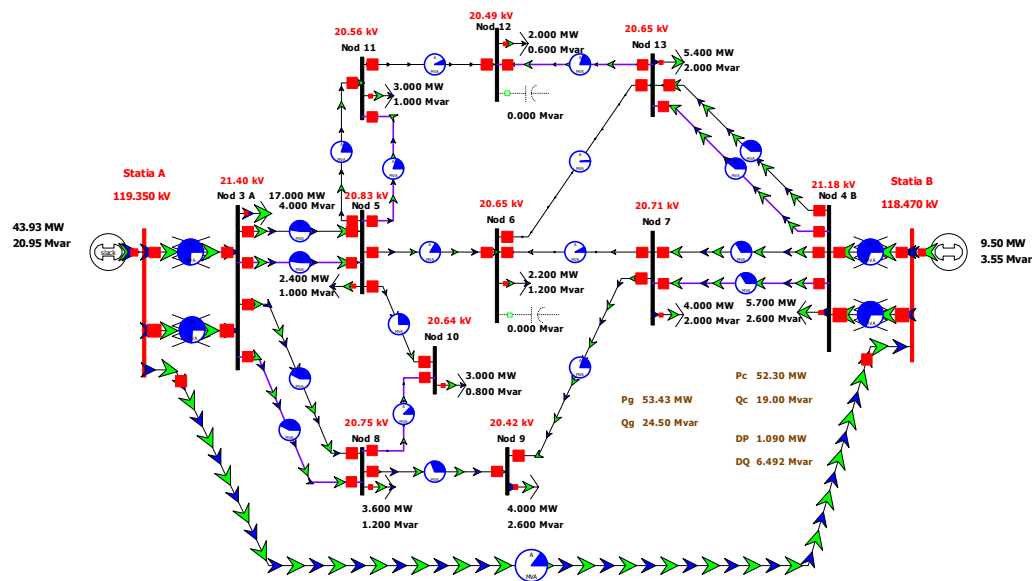


Fig. 7.2.2. Rețeaua Test 13 extinsă maximal

Parametrii elementelor suplimentare de rețea se regăsesc în tabelul 7.2.5 (Anexa A1).

Sistemul extins maximal cuprinde suplimentar (față de cel inițial) 7 LEA de 20 kV. Caracteristicile globale ale sistemului sunt următoarele:

- număr total de noduri – 13, dintre care 2 generatoare și 11 consumatori;
- număr total elemente de rețea – 24, dintre care 20 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110 și 20 kV și 4 de transformatoare.

Pentru determinarea soluției optime de extindere, la început a fost calculat regimul optim de funcționare al sistemului maximal. Rezultatele obținute pentru OPF sunt prezentate în tabelele din Anexa A1:

- a) Tabelul 7.2.6 – Date și rezultate noduri (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
 b) Tabelul 7.2.7 – Circulații de puteri prin elementele de rețea.

Valoarea totală a pierderilor de putere activă pe întreg sistemul, obținută în urma optimizării, este de 1,06 MW față de 1,13 MW pentru regimul de bază. Se observă că în urma optimizării pierderile de putere activă scad cu circa 6%, iar tensiunile în noduri se mențin în limitele menționate anterior. Reducerea relativ mică a pierderilor are două cauze: regimul inițial era deja apropiat față de cel optim, respectiv pierderile pe transformatoarele de 110/20 kV și pe liniile de 110 kV reprezintă 40% din total. Dacă se face comparația strict la nivelul rețelei de distribuție de 20 kV, reducerea pierderilor este de circa 9%.

7.2.4. Test 13 soluția optimă de extindere, fără surse regenerabile

Soluția optimă de extindere a fost determinată utilizând instrumentele soft prezentate în capitolul 6 (DNEPGA). Soluția a fost obținută în 5 iterații. Ea se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 7.2.1):

- 13 Nod 13 – 4 Nod 4 B (dublare),
- 3 Nod 3 A – 5 Nod 5 (dublare),
- 12 Nod 12 – 13 Nod 13 (LEA nouă),
- 7 Nod 7 – 4 Nod 4 B (dublare).

Dintre liniile de 20 kV prezente în sistemul extins maximal nu s-a considerat necesară introducerea (modificarea) următoarelor LEA:

- 8 Nod 8 – 10 Nod 10,
- 3 Nod 3 A – 8 Nod 8,
- 5 Nod 5 – 11 Nod 11.

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în tabelele din Anexa A1:

- a) Tabelul 7.2.8 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
 b) Tabelul 7.2.9 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF.

Figura 7.2.3 prezintă valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial de bază, regimului optim al sistemului extins maximal și regimului optim al soluției de extindere. Se observă că pentru soluția optimă de extindere tensiunile în noduri se află în banda admisibilă.

Figurile 7.2.4 și 7.2.5 prezintă evoluția algoritmului pentru determinarea soluției optime de extindere.

Figura 7.2.4 abordează acest aspect prin prisma valorii relative a FOB aferentă soluției optime curente, cu raportare la valoarea corespunzătoare regimului extins maximal. Datorită dimensiunilor sistemului și a numărului relativ mare de elemente de rețea propuse pentru extindere, se observă că valoarea FOB prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării algoritmului, cu amendamentul că la prima iterație reducerea este de circa 0,8%, următoarele aducând un câștig suplimentar de 1,6%.

Analiza figurii 7.2.5 evidențiază o concluzie similară (evoluția valorii "best" – culoarea albastru). De asemenea, se observă evoluția valorii medii pentru întreaga populație, corespunzătoare iterației curente ("average" – culoarea verde), respectiv a valorii celei mai proaste ("worst" – culoarea roșie).

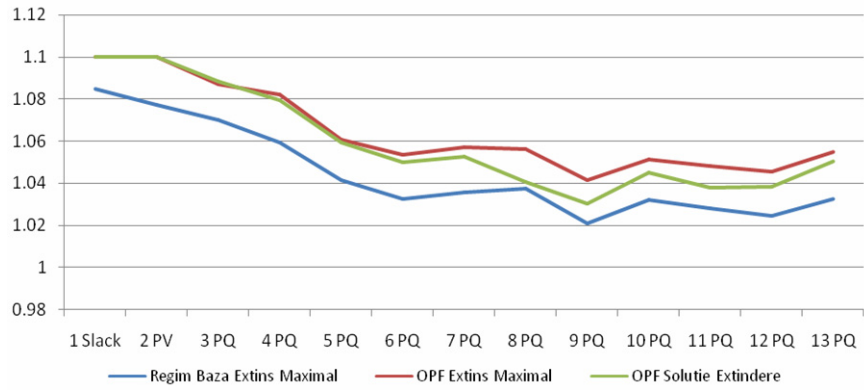


Fig. 7.2.3. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

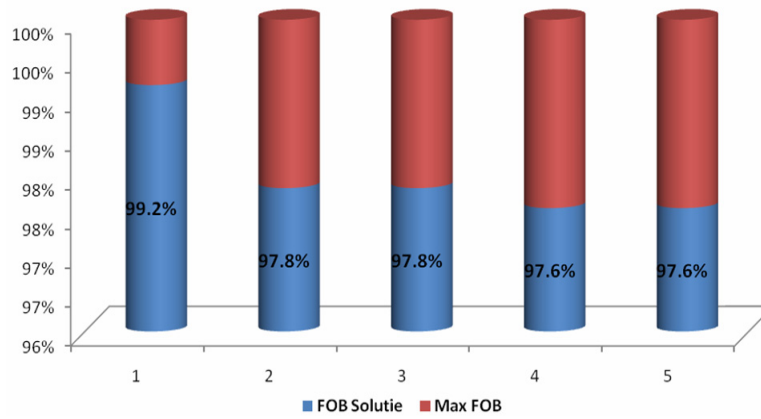


Fig. 7.2.4. Evoluția valorii FOB pentru DNEP pe parcursul iterațiilor

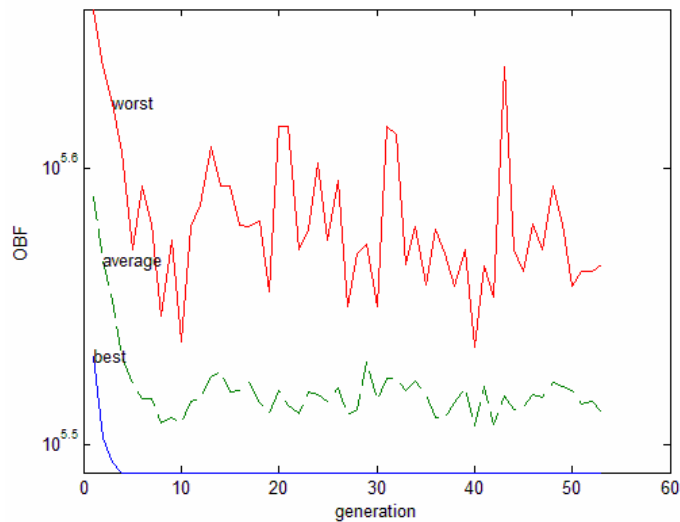


Fig. 7.2.5. Evoluția DNEP pentru determinarea soluției optime de extindere

7.2.5. Test 13 inițial, cu surse regenerabile

Schema monofilară a rețelei de distribuție Test 13 în prezența surselor regenerabile locale este prezentată în fig. 7.2.6.

Deosebirea față de schema din paragraful 7.2.2 constă în prezența unor surse fotovoltaice echivalente în nodurile:

- Nod 6 – 3 MW;
- Nod 9 – 3 MW;
- Nod 12 – 3 MW.

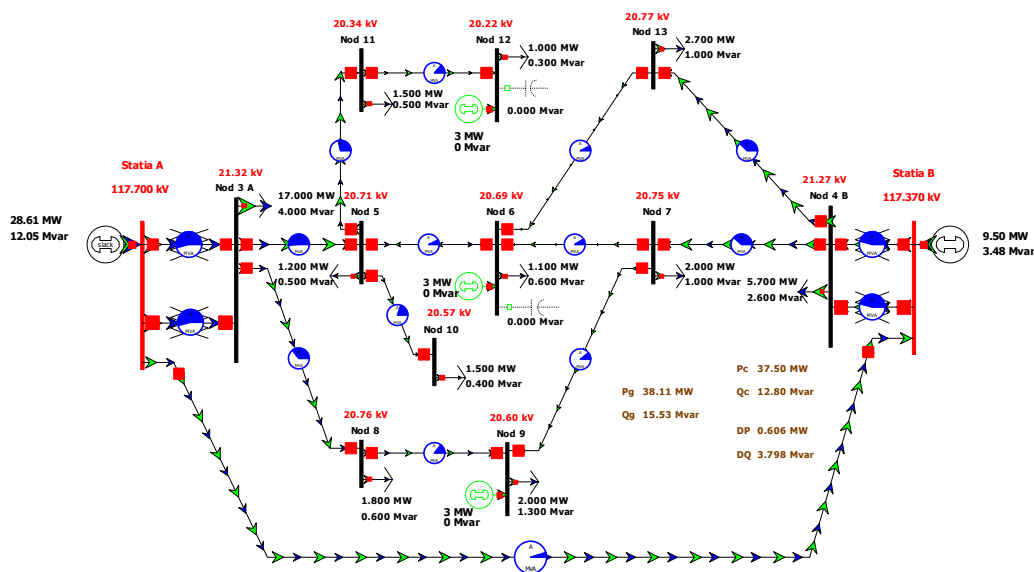


Fig. 7.2.6. Rețeaua Test 13 – schema monofilară inițială

În Tabelul 7.2.10 sunt prezentate rezultatele referitoare la nodurile rețelei (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază), iar în Tabelul 7.2.11 circulațiile de puteri prin elementele de rețea (Anexa A1).

Rezultatele evidențiază o creștere generală a nivelului de tensiune și o modificare a circulației de puteri în zonele unde au apărut noile surse. Pentru relativ multe linii de 20 kV se remarcă sensuri diferite pentru circulația de putere activă, respectiv cea reactivă.

Se menționează că regimul inițial se referă la situația când rețeaua de distribuție funcționează buclat.

7.2.6. Test 13 inițial extins maximal, cu surse regenerabile

Extinderea rețelei de distribuție se face pentru finalul unei perioade de 15 ani, pe baza valorilor consumului prognozat pentru ultimul an.

Propunerea de extindere maximală este cea prezentată în paragraful 7.2.3 (configurația din Fig. 7.2.2).

Pentru determinarea soluției optime de extindere, la început a fost calculat regimul optim de funcționare al sistemului maximal. În Tabelul 7.2.12 sunt date

rezultatele referitoare la nodurile rețelei (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază), iar în Tabelul 7.2.13 circulațiile de puteri prin elementele de rețea (Anexa A1).

Comparația cu rezultatele din paragraful 7.2.3 evidențiază concluzii asemănătoare cu cele de la finele paragrafului precedent.

7.2.7. Test 13 soluția optimă de extindere, cu surse regenerabile

Soluția optimă de extindere a fost determinată utilizând instrumentele soft prezentate în capitolul 6 (DNEPGA). Soluția a fost obținută în 3 iterații. Ea se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 7.2.1):

- 3 Nod 3 A – 5 Nod 5 (dublare).

Dintre liniile de 20 kV prezente în sistemul extins maximal nu s-a considerat necesară introducerea sau "întărirea" următoarelor LEA:

- 7 Nod 7 – 4 Nod 4 B ,
- 12 Nod 12 – 13 Nod 13 ,
- 13 Nod 13 – 4 Nod 4 B,
- 8 Nod 8 – 10 Nod 10,
- 3 Nod 3 A – 8 Nod 8,
- 5 Nod 5 – 11 Nod 11.

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în tabelele din Anexa A1:

- a) Tabelul 7.2.14 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- b) Tabelul 7.2.15 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF.

Figura 7.2.7 prezintă valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial de bază, regimului optim al sistemului extins maximal și regimului optim al soluției de extindere. Se observă că pentru regimul aferent soluției optime de extindere tensiunile în noduri se află în banda admisibilă.

Figurile 7.2.8 și 7.2.9 prezintă evoluția algoritmului pentru determinarea soluției optime de extindere.

Figura 7.2.8 abordează acest aspect prin prisma valorii relative a FOB aferentă soluției optime curente, cu raportare la valoarea corespunzătoare regimului extins maximal. Datorită dimensiunilor sistemului și a numărului relativ mare de elemente de rețea propuse pentru extindere, se observă că valoarea FOB prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării algoritmului, cu amendamentul că reducerea semnificativă este la prima iterație (circa 14%), următoarele aducând un câștig suplimentar de numai 2%.

Analiza figurii 7.2.9 evidențiază o concluzie similară (evoluția valorii "best" – culoarea albastru). De asemenea, prezintă evoluția valorii medii pe întreaga populație, corespunzătoare iterației curente ("average" – culoarea verde), respectiv a valorii celei mai proaste ("worst" – culoarea roșie).

Față de soluția de extindere obținută în paragraful 7.2.4 se remarcă următoarele diferențe:

- este introdusă doar o linie (3 Nod 3 A – 5 Nod 5) față de 4 introduse la soluția din paragraful (7.2.4);
- nu sunt introduse 6 linii față de 3 la soluția din paragraful (7.2.4).

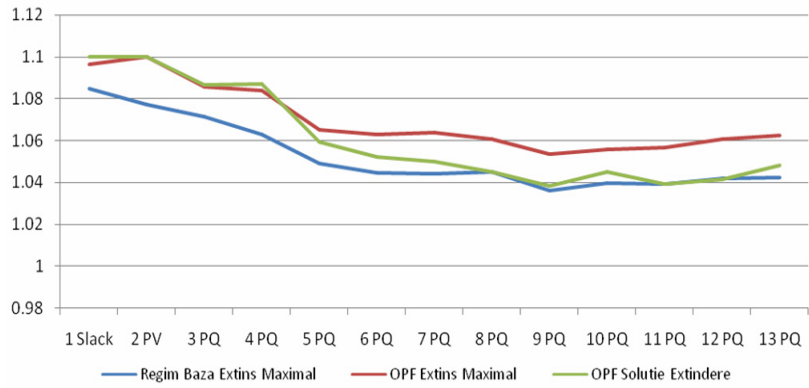


Fig. 7.2.7. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

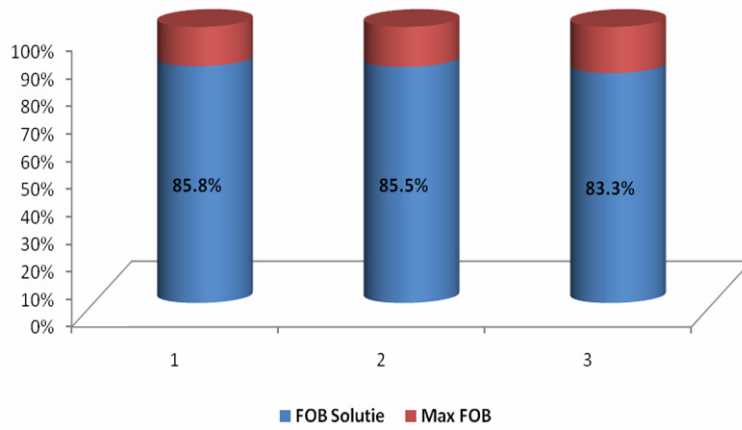


Fig. 7.2.8. Evoluția valorii FOB pentru DNEP pe parcursul iterațiilor

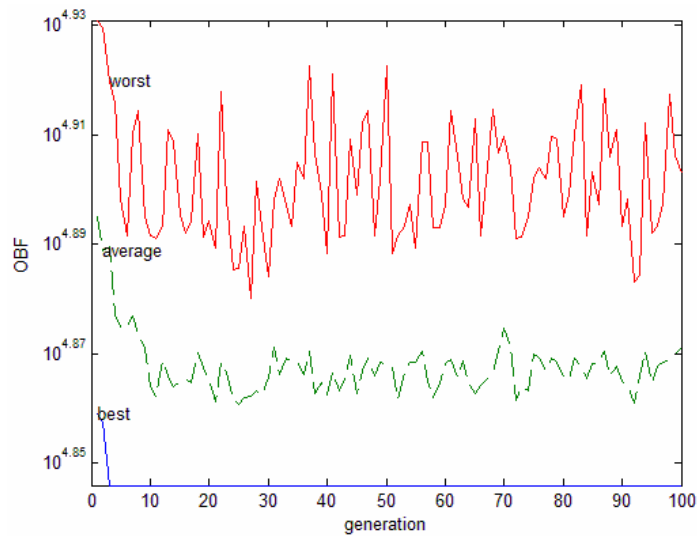


Fig. 7.2.9. Evoluția DNEP pentru determinarea soluției optime de extindere

7.2.8. Soluția finală de extindere

Analiza soluțiilor optime și a celor quasi-optime prezentate în paragrafele 7.2.4 și 7.2.7 sugerează posibilitatea formulării unei soluții comune, care să răspundă ambelor ipoteze de lucru. Este vorba de fapt de realizarea unui compromis rezonabil între cele două situații: fără surse regenerabile și cu surse regenerabile.

Soluția finală de extindere a rețelei de distribuție trebuie să răspundă la următoarele cerințe:

- obținerea unei scheme debuclate, corespunzătoare regimurilor uzuale de funcționare a rețelelor de distribuție;
- realizarea unui compromis rezonabil între soluțiile obținute fără și cu considerarea noilor surse regenerabile de energie;
- asigurarea unui grad ridicat de siguranță în alimentare a consumatorilor.

Realizarea acestor deziderate se obține prin:

- analize de reconfigurare (în sensul găsirii celor mai bune locuri posibile de secționare pentru asigurarea radialității schemei, în condițiile minimizării consumului propriu tehnologic) pentru ambele ipoteze de lucru;
- analiza comparativă a soluțiilor obținute;
- simularea unor contingente de tip N-1, cu reconfigurarea corespunzătoare a rețelei, în scopul alimentării în condiții corespunzătoare a tuturor consumatorilor.

Analiza configurației rețelei Test 13 pentru soluția optimă de extindere fără surse regenerabile evidențiază următoarele posibilități raționale de debuclare, fiecare dintre ele vizând deconectarea a 3 LEA, câte una din grupurile:

- 5 – 6, 6 – 7 și 4 – 7;
- 3 – 8, 8 – 9 și 9 – 7;
- 5 – 11, 11 – 12 și 12 – 13.

Rezultatele analizei exhaustive a soluțiilor posibile (în număr 27) evidențiază 15 variante fezabile, prezentate mai jos, în ordinea crescătoare a pierderilor de putere activă pe ansamblul rețelei:

- 1) 5 – 6, 8 – 9, 11 – 12 ⇒ 1.3 MW
- 2) 6 – 7, 8 – 9, 11 – 12 ⇒ 1.3 MW
- 3) 5 – 6, 9 – 7, 11 – 12 ⇒ 1.4 MW
- 4) 5 – 6, 8 – 9, 11 – 12 ⇒ 1.4 MW
- 5) 6 – 7, 8 – 9, 11 – 12 ⇒ 1.4 MW
- 6) 5 – 6, 9 – 7, 12 – 13 ⇒ 1.5 MW
- 7) 6 – 7, 8 – 9, 5 – 11 ⇒ 1.5 MW
- 8) 6 – 7, 9 – 7, 11 – 12 ⇒ 1.5 MW
- 9) 5 – 6, 9 – 7, 5 – 11 ⇒ 1.6 MW
- 10) 6 – 7, 9 – 7, 5 – 11 ⇒ 1.6 MW
- 11) 6 – 7, 9 – 7, 12 – 13 ⇒ 1.6 MW
- 12) 6 – 7, 3 – 8, 11 – 12 ⇒ 1.8 MW
- 13) 5 – 6, 3 – 8, 12 – 13 ⇒ 1.9 MW
- 14) 6 – 7, 3 – 8, 12 – 13 ⇒ 1.9 MW
- 15) 6 – 7, 3 – 8, 5 – 11 ⇒ 2.1 MW

Analiza configurației rețelei Test 13 pentru soluția optimă de extindere cu surse regenerabile evidențiază următoarele posibilități raționale de debuclare, fiecare dintre ele vizând deconectarea a 3 LEA, câte una din grupurile:

- 5 – 6, 6 – 7 și 4 – 7;
- 3 – 8, 8 – 9 și 9 – 7;
- 6 – 13 și 4 – 13.

Rezultatele analizei exhaustive a soluțiilor posibile (în număr de 18) evidențiază 6 variante fezabile, prezentate mai jos, în ordinea crescătoare a pierderilor de putere activă pe ansamblul rețelei:

- a) 5 – 6, 9 – 7, 6 – 13 \Rightarrow 1.7 MW
- b) 6 – 7, 8 – 9, 6 – 13 \Rightarrow 1.7 MW
- c) 6 – 7, 9 – 7, 6 – 13 \Rightarrow 1.7 MW
- d) 6 – 7, 8 – 9, 6 – 13 \Rightarrow 1.9 MW
- e) 7 – 4, 9 – 7, 6 – 13 \Rightarrow 2.2 MW
- f) 13 – 4, 8 – 9, 6 – 13 \Rightarrow 1.5 MW

În continuare s-au analizat toate contingențele de tip N-1, pentru ambele ipoteze de extindere, cu reconfigurarea corespunzătoare a rețelei, în scopul alimentării în condiții acceptabile a tuturor consumatorilor. Aceste analize au relevat o concluzie cu caracter de obligativitate și alta cu caracter opțional:

- adăugarea obligatorie a LEA 12 – 13 la soluția de extindere cu sursele regenerabile;
- adăugarea opțională a altor două LEA (13 – 4 și 7 - 4) la aceeași soluție.

Pe baza celor prezentate se recomandă drept soluție finală de extindere cea obținută în absența surselor regenerabile.

Pentru debuclare se recomandă adoptarea uneia dintre soluțiile b), c) sau f) de la soluția în cazul absenței surselor regenerabile:

- 1) 6 – 7, 8 – 9, 11 – 12;
- 2) 5 – 6, 9 – 7, 11 – 12;
- 3) 5 – 6, 9 – 7, 12 – 13.

7.3. Rețeaua IEEE30

7.3.1. Considerații preliminare

Rețeaua de distribuție IEEE30 este o rețea test consacrată, fiind printre cele mai folosite în testarea aplicațiilor de extindere a rețelelor de distribuție.

S-au luat în considerare două ipoteze de lucru:

- a) nu se ține cont de prezența surselor regenerabile de energie locale;
- b) se ține cont de prezența surselor regenerabile de energie locale.

Paragrafele 7.3.2, 7.3.3, 7.3.4 se referă la prima abordare, iar paragrafele 7.3.5, 7.3.6 și 7.3.7 la cea de a doua.

Ultimul paragraf are ca obiect compararea celor două soluții obținute, în scopul găsirii unei soluții comune de extindere (un compromis rezonabil între cele două situații), și analiza finală de "reconfigurare" (debuclare optimă) pentru obținerea unei configurații radiale arborescente.

7.3.2. IEEE30 inițial, fără surse regenerabile

Schema monofilară a rețelei de distribuție IEEE30 este prezentată în fig. 7.3.1, acesta având următoarele caracteristici:

- număr total de noduri – 31, dintre care 1 generator și 30 consumatori;
- număr total elemente de rețea – 30, dintre care 29 linii electrice aeriene cu de 20 kV și un transformator.

Bazele de date au fost elaborate în cadrul programelor de calcul Power și PowerWorld versiunea 17 [Powerworld] și apoi importate de instrumentele soft proprii (DNEPGA).

Regimul de bază a fost determinat cu programele *Power* [Kilyeni2010] și *Circulație de puteri*, rezultatele fiind apoi exportate în programul PowerWorld, pentru o vizualizare mai ușoară.

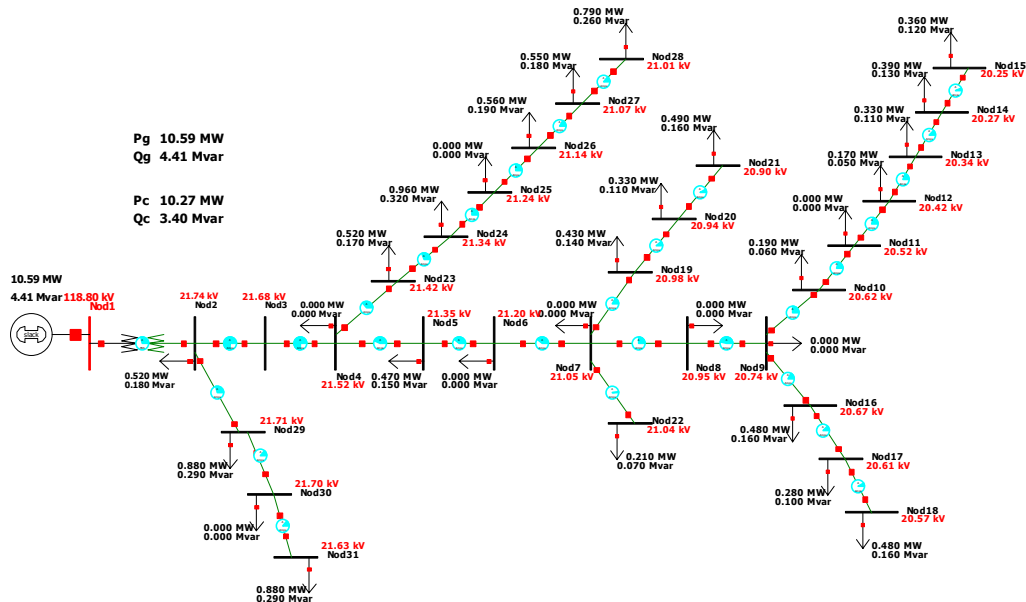


Fig. 7.3.1. Rețeaua IEEE30 – schema monofilară inițială

Elementele esențiale legate de regimul de bază inițial (topologie, parametri elemente de rețea, puteri consumate și generate, circulații de puteri prin elementele de rețea) sunt prezentate în tabelele din Anexa A2:

- Tabelul 7.3.1 – Parametri linii electrice aeriene;
- Tabelul 7.3.2 – Parametri transformatoare;
- Tabelul 7.3.3 – Date și rezultate noduri regim de bază (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 7.3.4 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim de bază (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Din punctul de vedere al tensiunilor în noduri regimul de bază se prezintă astfel:

- pentru nodurile cu tensiunile nominale de 110 și 20 kV valorile tensiunilor, în unități relative, au fost reglate astfel încât să se încadreze în intervalul (0.95-1.10);
- limitele de reglaj pentru tensiunile la bornele generatoarelor au fost fixate între (0.95-1.15).

Regimul de bază determinat este caracterizat pe întreg ansamblul de o putere activă consumată de 37,5 MW, puterea activă generată de 38,11 MW, pierderile de putere activă fiind de 0,606 MW.

7.3.3. IEEE30 extins maximal, fără surse regenerabile

Extinderea rețelei de distribuție se face pentru finalul unei perioade de 15 ani, pe baza valorilor consumului prognozat pentru ultimul an.

Având în vedere faptul că, în primă instanță, extinderea se analizează pentru rețeaua funcționând deublat, s-au luat în considerare următoarele tipuri de "extinderi":

- "întărirea" unor linii de 20 kV existente (modificarea secțiunii conductoarelor);
- dublarea liniilor de 20 kV existente;
- introducerea unor linii noi de 20 kV.

Configurația maximală este prezentată în Fig. 7.3.2, cu observația că și "întărirea" au fost reprezentate ca circuite distincte. Se remarcă următoarele modificări față de configurația inițială (s-a mărit secțiunea, a fost introdus un circuit suplimentar la liniile de 20 kV existente sau linie de 20 kV nouă): 4 Nod4 – 23 Nod23, 4 Nod4 – 5 Nod5, 6 Nod6 – 7 Nod7, 11 Nod 11 – 18 Nod18, 8 Nod8 – 9 Nod9, 22 Nod22 – 30 Nod30, 29 Nod29 – 30 Nod30, 5 Nod5 – 6 Nod6, 2 Nod2 – 3 Nod3, 3 Nod3 – 4 Nod4, 21 Nod21 – 15 Nod15, 21 Nod21 – 28 Nod28.

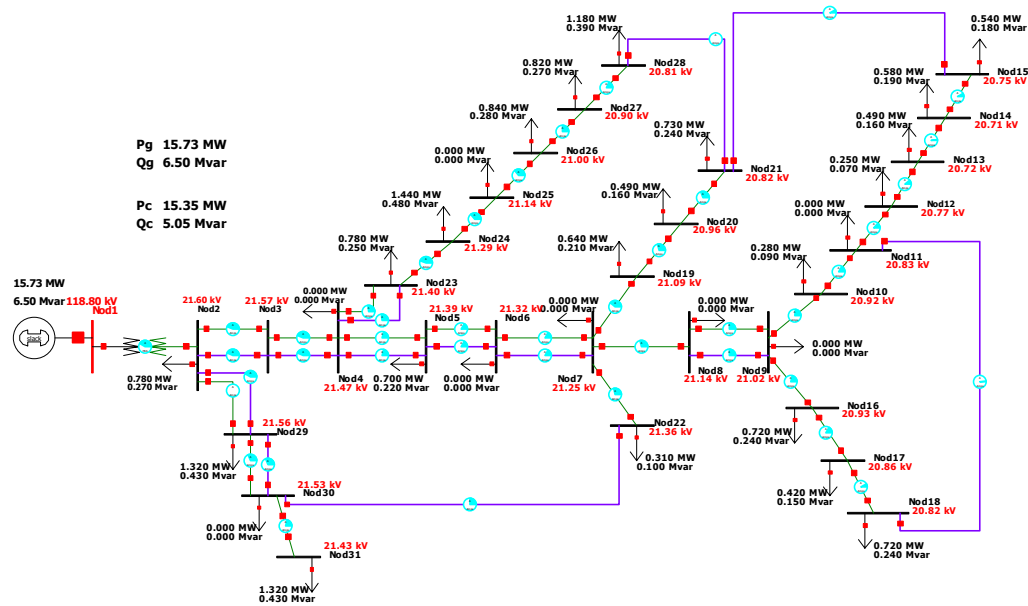


Fig. 7.3.2. Rețeaua IEEE30 extinsă maximal

Parametrii elementelor suplimentare de rețea se regăsesc în tabelul 7.3.5 (Anexa A2).

Sistemul extins maximal cuprinde suplimentar (față de cel inițial) 13 LEA de 20 kV. Caracteristicile globale ale sistemului sunt următoarele:

- număr total de noduri – 31, dintre care 1 generator și 30 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 43, dintre care 42 linii electrice aeriene cu tensiune nominală de 20 kV și 1 transformator.

Pentru determinarea soluției optime de extindere, la început a fost calculat regimul optim de funcționare al sistemului maximal. Rezultatele obținute pentru OPF sunt prezentate în tabelele din Anexa A2:

- Tabelul 7.3.6 – Date și rezultate noduri (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 7.3.7 – Circulații de puteri prin elementele de rețea.

Valoarea totală a pierderilor de putere activă pe întreg sistemul, obținută în urma optimizării, este de 0,37 MW față de 0,38 MW pentru regimul de bază. Se observă că în urma optimizării pierderile de putere activă scad cu circa 3%, iar tensiunile în noduri se mențin în limitele menționate anterior. Reducerea relativ mică a pierderilor are două cauze: regimul inițial era deja apropiat față de cel optim, respectiv pierderile pe transformatorul de 110/20 kV reprezintă 22% din total. Dacă se face comparația strict la nivelul rețelei de distribuție de 20 kV, reducerea pierderilor este de circa 9%.

7.3.4. IEEE30 soluția optimă de extindere, fără surse regenerabile

Soluția optimă de extindere a fost determinată utilizând instrumentele soft prezentate în capitolul 6 (DNEPGA). Soluția a fost obținută în 8 iterații. Ea se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 7.3.1):

- 4 Nod4 – 23 Nod23 (dublare),
- 4 Nod4 – 5 Nod5 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 12 Nod 12 – 13 Nod 13 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 6 Nod6 – 7 Nod7 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 22 Nod22 – 30 Nod30 (LEA nouă),
- 29 Nod29 – 30 Nod30 (dublare),
- 5 Nod5 – 6 Nod6 (dublare),
- 2 Nod2 – 3 Nod3 (dublare),
- 3 Nod3 – 4 Nod4 (dublare),
- 21 Nod21 – 15 Nod15 (LEA nouă).

Dintre liniile de 20 kV prezente în sistemul extins maximal nu s-a considerat necesară introducerea următoarelor:

- 21 Nod21 – 28 Nod28,
- 8 Nod8 – 9 Nod9 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 11 Nod 11 – 18 Nod18.

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în tabelele din Anexa A2:

- Tabelul 7.3.8 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 7.3.9 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF.

Figura 7.3.3 prezintă valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial de bază, regimului optim al sistemului extins maximal și regimului optim al soluției de extindere. Se observă că pentru soluția optimă de extindere tensiunile în noduri se află în banda admisibilă.

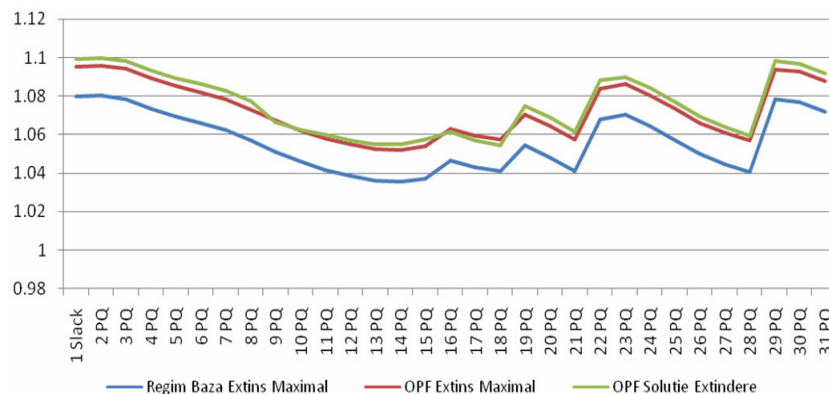


Fig. 7.3.3. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

Figurile 7.3.4 și 7.3.5 prezintă evoluția algoritmului pentru determinarea soluției optime de extindere.

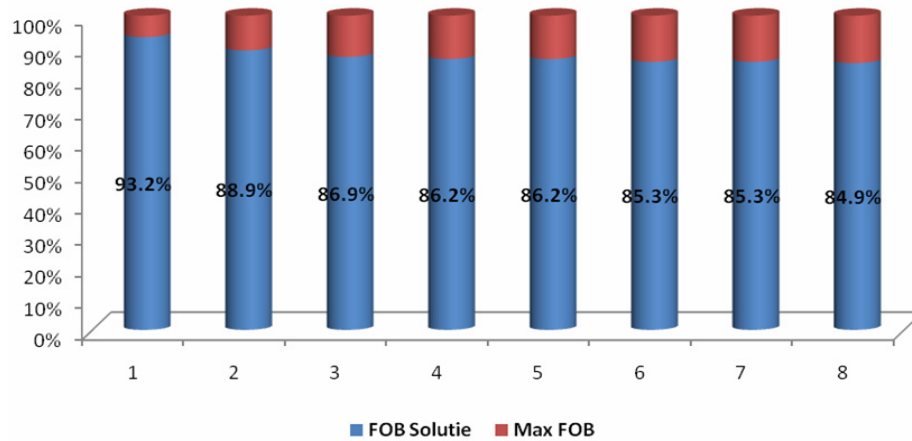


Fig. 7.3.4. Evoluția valorii FOB pentru DNEP pe parcursul iterațiilor

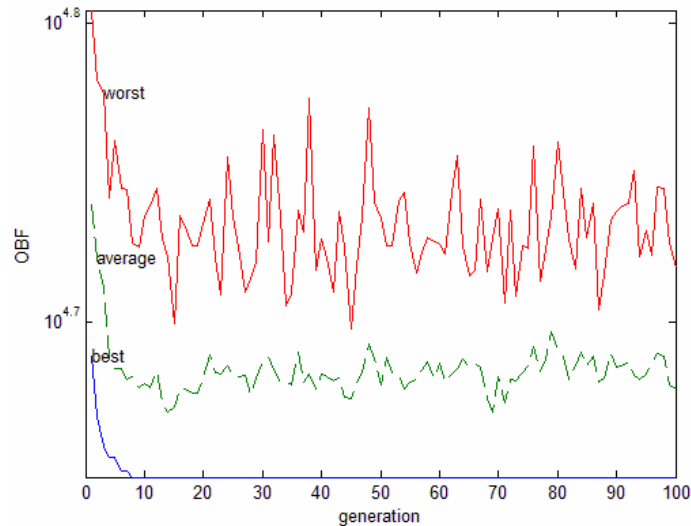


Fig. 7.3.5. Evoluția DNEP pentru determinarea soluției optime de extindere

Figura 7.3.4 abordează acest aspect prin prisma valorii relative a FOB aferentă soluției optime curente, cu raportare la valoarea corespunzătoare regimului extins maximal. Datorită dimensiunilor sistemului și a numărului relativ mare de elemente de rețea propuse pentru extindere, se observă că valoarea FOB prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării algoritmului, cu amendamentul că la prima iterație reducerea este de circa 7%, următoarele aducând un câștig suplimentar de 8%. Comparativ cu sistemul Test 13, se remarcă atât o creștere a numărului necesar de iterații pentru obținerea optimului, cât și o contribuție relativ mai semnificativă și a iterației a doua și a treia.

Analiza figurii 7.3.5 evidențiază o concluzie similară (evoluția valorii "best" – culoarea albastru). De asemenea, se observă evoluția valorii medii pentru întreaga populație, corespunzătoare iterației curente ("average" – culoarea verde), respectiv a valorii celei mai proaste ("worst" – culoarea roșie).

7.3.5. IEEE30 inițial, cu surse regenerabile

Schema monofilară a sistemului de distribuție IEEE30 în prezența surselor regenerabile locale este prezentată în fig. 7.3.6.

Deosebirea față de schema din paragraful 7.3.2 constă în prezența unor surse fotovoltaice echivalente în nodurile:

- Nod4 – 2 MW,
- Nod6 – 1 MW,
- Nod8 – 1 MW,
- Nod11 – 1 MW,
- Nod25 – 1 MW,
- Nod30 – 2 MW.

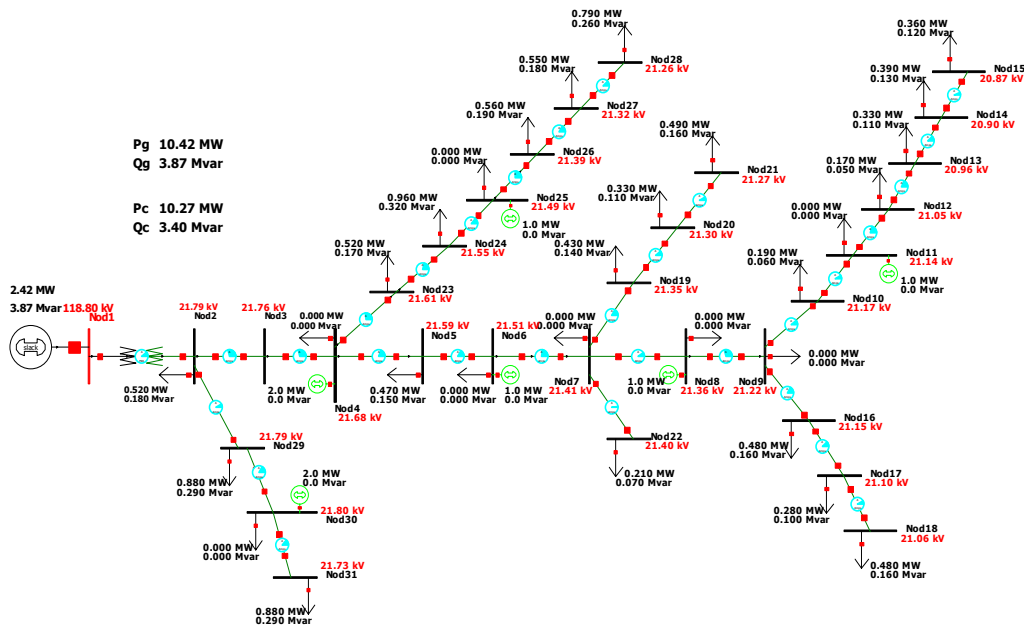


Fig. 7.3.6. Rețeaua IEEE30 – schema monofilară inițială

În Tabelul 7.3.10 sunt prezentate rezultatele referitoare la nodurile rețelei (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază), iar în Tabelul 7.3.11 circulațiile de puteri prin elementele de rețea (Anexa A2).

Rezultatele evidențiază o creștere generală a nivelului de tensiune și o modificare a circulației de puteri în zonele unde au apărut noile surse. Pentru relativ multe linii de 20 kV se remarcă sensuri diferite pentru circulația de putere activă, respectiv cea reactivă.

Se menționează că regimul inițial se referă la situația când rețeaua de distribuție funcționează deublat.

7.3.6. IEEE30 extins maximal, cu surse regenerabile

Extinderea rețelei de distribuție se face pentru finalul unei perioade de 15 ani, pe baza valorilor consumului prognozat pentru ultimul an.

Propunerea de extindere maximală este cea prezentată în paragraful 7.3.3 (configurația din Fig. 7.3.2).

Pentru determinarea soluției optime de extindere, pentru început a fost calculat regimul optim de funcționare al sistemului maximal. În Tabelul 7.3.12 sunt date rezultatele referitoare la nodurile rețelei (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază), iar în Tabelul 7.3.13 circulațiile de puteri prin elementele de rețea (Anexa A2).

Comparația cu rezultatele din paragraful 7.3.3 evidențiază concluzii asemănătoare cu cele de la finele paragrafului precedent.

7.3.7. IEEE30 soluția optimă de extindere, cu surse regenerabile

Soluția optimă de extindere a fost determinată utilizând instrumentele soft prezentate în capitolul 6 (DNEPGA). Soluția a fost obținută în 15 iterații. Ea se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 7.2.1):

- 4 Nod4 – 23 Nod23 (dublare),
- 4 Nod4 – 5 Nod5 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 12 Nod 12 – 13 Nod 13 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 6 Nod6 – 7 Nod7 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 29 Nod29 – 30 Nod30 (dublare),
- 5 Nod5 – 6 Nod6 (dublare),
- 2 Nod2 – 3 Nod3 (dublare),
- 3 Nod3 – 4 Nod4 (dublare),
- 8 Nod8 – 9 Nod9 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²).

Dintre liniile de 20 kV prezente în sistemul extins maximal nu s-a considerat necesară introducerea următoarelor:

- 21 Nod21 – 28 Nod28,
- 11 Nod 11 – 18 Nod18,
- 22 Nod22 – 30 Nod30 (LEA nouă),
- 29 Nod29 – 30 Nod30 (dublare),

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în tabelele din Anexa A2:

- a) Tabelul 7.3.14 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- b) Tabelul 7.3.15 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF.

Figura 7.3.7 prezintă valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial de bază, regimului optim al sistemului extins maximal și regimului optim al soluției de extindere. Se observă că pentru regimul aferent soluției optime de extindere tensiunile în noduri se află în banda admisibilă.

Figurile 7.3.8 și 7.3.9 prezintă evoluția algoritmului pentru determinarea soluției optime de extindere.

Figura 7.3.8 abordează acest aspect prin prisma valorii relative a FOB aferentă soluției optime curente, cu raportare la valoarea corespunzătoare regimului extins maximal. Datorită dimensiunilor sistemului și a numărului relativ mare de elemente de rețea propuse pentru extindere, se observă că valoarea FOB prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării algoritmului, cu amendamentul că reducerea semnificativă este la prima iterație (circa 16%), următoarele aducând un câștig suplimentar de numai 6%. Se observă că primele 7 iterații sunt de fapt semnificative, următoarele neavând importanță practică.

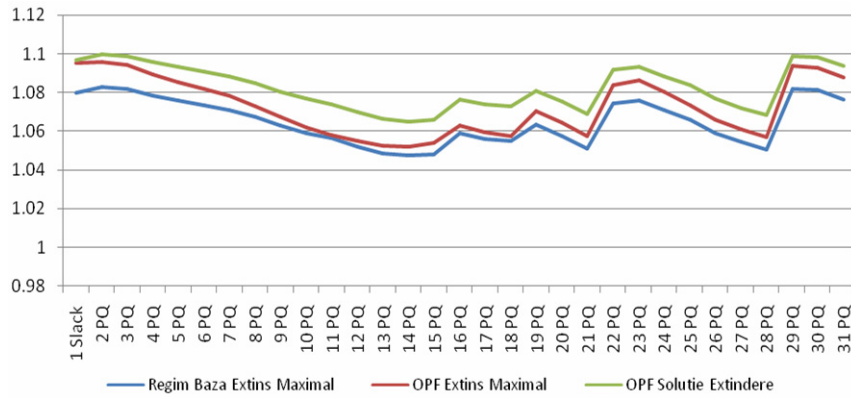


Fig. 7.3.7. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

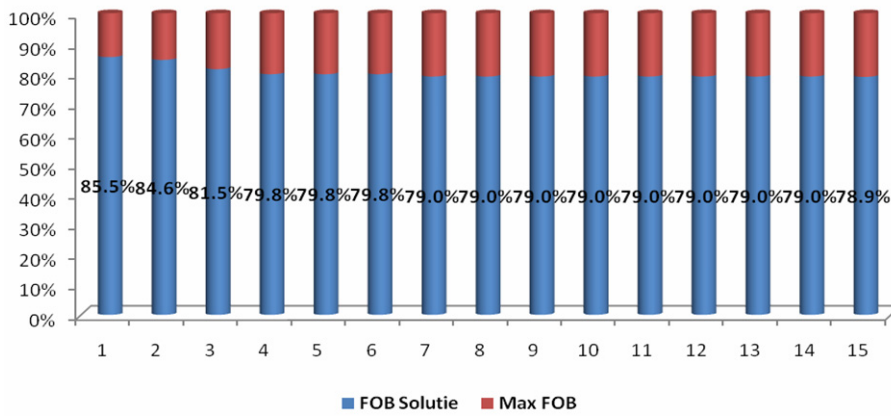


Fig. 7.3.8. Evoluția valorii FOB pentru DNEP pe parcursul iterațiilor

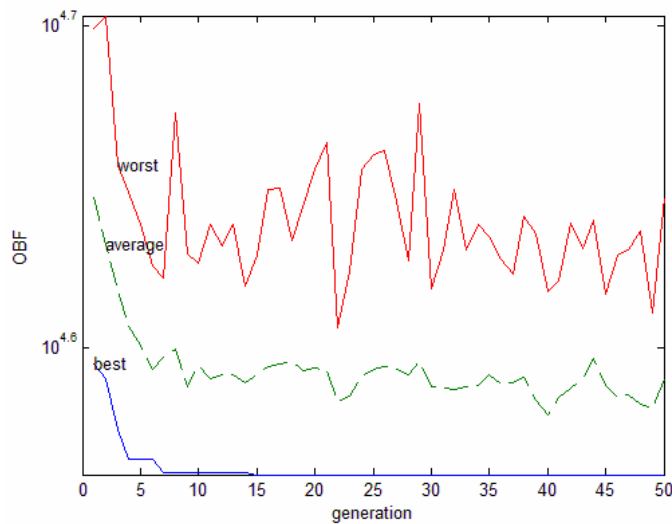


Fig. 7.3.9. Evoluția DNEP pentru determinarea soluției optime de extindere

Analiza figurii 7.2.9 evidențiază o concluzie similară (evoluția valorii "best" – culoarea albastru). De asemenea, prezintă evoluția valorii medii pe întreaga populație, corespunzătoare iterației curente ("average" – culoarea verde), respectiv a valorii celei mai proaste ("worst" – culoarea roșie).

Față de soluția de extindere obținută în paragraful 7.3.4 se remarcă următoarele diferențe:

- se consideră necesară introducerea a 9 linii la soluția cu surse regenerabile față de 10 introduse la soluția fără surse regenerabile;
- nu sunt introduse 4 linii față de 3 la soluția din paragraful 7.3.4;
- apare LEA 8 – 9 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²), care în soluția precedentă nu era;
- nu mai figurează LEA 22 – 30 (LEA nouă) și 29 – 30 (dublare);
- schema a rămas debuclată, la fel ca cea inițială.

7.3.8. Soluția finală de extindere

Analiza soluțiilor optime și a celor quasi-optime prezentate în paragrafele 7.3.4 și 7.3.7 sugerează posibilitatea formulării unei soluții comune, care să răspundă ambelor ipoteze de lucru. Este vorba de fapt de realizarea unui compromis rezonabil între cele două situații: fără surse regenerabile și cu surse regenerabile.

Soluția finală de extindere a rețelei de distribuție trebuie să răspundă la următoarele cerințe:

- obținerea unei scheme debuclate, corespunzătoare regimurilor uzuale de funcționare a rețelelor de distribuție;
- realizarea unui compromis rezonabil între soluțiile obținute fără și cu considerarea noilor surse regenerabile de energie;
- asigurarea unui grad ridicat de siguranță în alimentare a consumatorilor.

Realizarea acestor deziderate se obține prin:

- analize de reconfigurare (în sensul găsirii celor mai bune locuri posibile de secționare pentru asigurarea radialității schemei, în condițiile minimizării consumului propriu tehnologic) pentru ambele ipoteze de lucru;
- analiza comparativă a soluțiilor obținute;
- simularea unor contingente de tip N-1, cu reconfigurarea corespunzătoare a rețelei, în scopul alimentării în condiții corespunzătoare a tuturor consumatorilor.

Analiza configurației rețelei IEEE30 pentru soluția optimă de extindere fără surse regenerabile evidențiază următoarele posibilități raționale de debuclare, fiecare dintre ele vizând deconectarea a 3 LEA, câte una din grupurile:

- 19 – 20, 21 – 15, 12 – 13 și 10 – 11;
- 7 – 22, 22 – 30 și 29 – 30.

Rezultatele analizei exhaustive a soluțiilor posibile (în număr 12) evidențiază 9 variante fezabile, prezentate mai jos, în ordinea crescătoare a pierderilor de putere activă pe ansamblul rețelei:

- 1) 12 – 13, 7 – 22 ⇒ 0.373 MW
- 2) 12 – 13, 22 – 30 ⇒ 0.383 MW
- 3) 10 – 11, 7 – 22 ⇒ 0.384 MW
- 4) 10 – 11, 22 – 30 ⇒ 0.395 MW
- 5) 21 – 15, 7 – 22 ⇒ 0.420 MW
- 6) 21 – 15, 22 – 30 ⇒ 0.430 MW
- 7) 12 – 13, 29 – 30 ⇒ 0.445 MW
- 8) 10 – 11, 29 – 30 ⇒ 0.456 MW
- 9) 21 – 15, 29 – 30 ⇒ 0.493 MW

Analiza configurației rețelei IEEE30 pentru soluția optimă de extindere cu surse regenerabile evidențiază caracterul radial al configurației optime de extindere, nefiind necesare analize de reconfigurare.

În continuare s-au analizat toate contingențele de tip N-1, pentru soluția fără surse regenerabile, cu reconfigurarea corespunzătoare a rețelei, în scopul alimentării în condiții acceptabile a tuturor consumatorilor. Aceste analize au relevat concluzia că nu există probleme legate de aceste regimuri contingente.

Pe baza celor prezentate se recomandă drept soluție finală de extindere cea obținută în prezența surselor regenerabile, având o configurație radială arborescentă. Cu alte cuvinte, față de soluția în absența surselor regenerabile nu mai figurează LEA 22 – 30 (LEA nouă) și 29 – 30 (dublare), dar apare întărirea LEA 8 – 9 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²).

7.4. Rețeaua IEEE33

7.4.1. Considerații preliminare

Rețeaua de distribuție IEEE33 este o rețea test consacrată, fiind printre cele mai folosite în testarea aplicațiilor de extindere a rețelelor de distribuție.

S-au luat în considerare două ipoteze de lucru:

- nu se ține cont de prezența surselor regenerabile de energie locale;
- se ține cont de prezența surselor regenerabile de energie locale.

Paragrafele 7.4.2, 7.4.3, 7.4.4 se referă la prima abordare, iar paragrafele 7.4.5, 7.4.6 și 7.4.7 la cea de a doua.

Ultimul paragraf are ca obiect compararea celor două soluții obținute, în scopul găsirii unei soluții comune de extindere (un compromis rezonabil între cele două situații), și analiza finală de "reconfigurare" (debuclare optimă) pentru obținerea unei configurații radiale arborescente.

7.4.2. IEEE33 inițial, fără surse regenerabile

Schema monofilară a rețelei de distribuție IEEE33 este prezentată în fig. 7.4.1, aceasta având următoarele caracteristici:

- număr total de noduri – 34, dintre care 1 generator și 33 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 38, dintre care 37 linii electrice aeriene cu tensiune nominală 10 kV și un transformator.

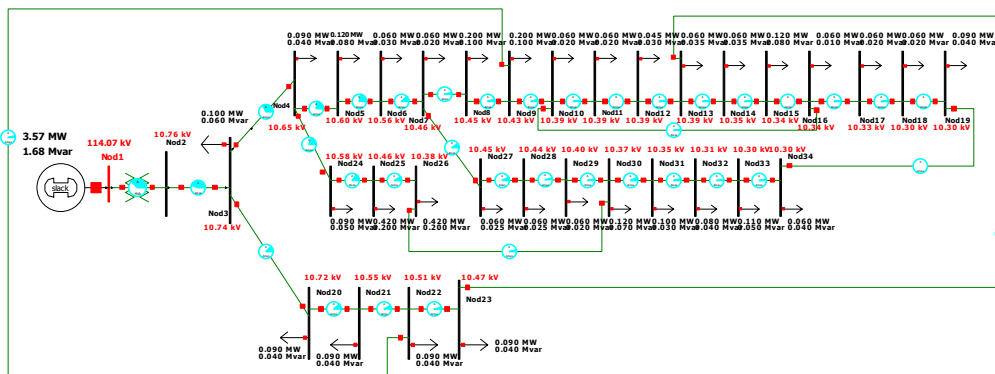


Fig. 7.4.1. Rețeaua IEEE33 – schema monofilară inițială

Bazele de date au fost elaborate în cadrul programelor de calcul Power și PowerWorld versiunea 17 [Powerworld] și apoi importate de instrumentele soft proprii (DNEPGA).

Regimul de bază a fost determinat cu programele *Power* [Kilyeni2010] și *Circulație de puteri*, rezultatele fiind apoi exportate în programul PowerWorld, pentru o vizualizare mai ușoară.

Elementele esențiale legate de regimul de bază inițial (topologie, parametri elemente de rețea, puteri consumate și generate, circulații de puteri prin elementele de rețea) sunt prezentate în tabelele din Anexa A3:

- a) Tabelul 7.4.1 – Parametri linii electrice aeriene;
- b) Tabelul 7.4.2 – Parametri transformatoare;
- c) Tabelul 7.4.3 – Date și rezultate noduri regim de bază (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- d) Tabelul 7.4.4 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim de bază (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

Din punctul de vedere al tensiunilor în noduri regimul de bază se prezintă astfel:

- pentru nodurile cu tensiunile nominale de 110 și 10 kV valorile tensiunilor, în unități relative, au fost reglate astfel încât să se încadreze în intervalul (0.95-1.10);
- limitele de reglaj pentru tensiunile la bornele generatoarelor au fost fixate între (0.95-1.15).

Regimul de bază determinat este caracterizat pe întreg ansamblul de o putere activă consumată de 3,45 MW, puterea activă generată de 3,57 MW, pierderile de putere activă fiind de 0,120 MW.

7.4.3. IEEE33 extins maximal, fără surse regenerabile

Extinderea rețelei de distribuție se face pentru finalul unei perioade de 15 ani, pe baza valorilor consumului prognozat pentru ultimul an.

Având în vedere faptul că, în primă instanță, extinderea se analizează pentru rețeaua funcționând buclat, s-au luat în considerare următoarele tipuri de "extinderi":

- "întărirea" unor linii de 10 kV existente (modificarea secțiunii conductoarelor);
- dublarea liniilor de 10 kV existente;
- introducerea unor linii noi de 10 kV.

Configurația maximală este prezentată în Fig. 7.4.2, cu observația că și "întărirea" au fost reprezentate ca circuite distincte. Se remarcă următoarele modificări față de configurația inițială (s-a mărit secțiunea, a fost introdus un circuit suplimentar la liniile de 10 kV existente sau linie de 10 kV nouă): 2 Nod2 – 3 Nod3, 3 Nod3 – 4 Nod4, 20 Nod20 – 21 Nod21, 3 Nod3 – 20 Nod20, 8 Nod8 – 9 Nod9, 5 Nod5 – 6 Nod6, 24 Nod24 – 25 Nod25, 4 Nod4 – 5 Nod5, 7 Nod7 – 8 Nod8, 6 Nod6 – 7 Nod7, 25 Nod25 – 26 Nod26, 21 Nod21 – 22 Nod22.

Parametrii elementelor suplimentare de rețea se regăsesc în tabelul 7.4.5 (Anexa A3).

Sistemul extins maximal cuprinde suplimentar (față de cel inițial) 12 LEA de 10 kV. Caracteristicile globale ale sistemului sunt următoarele:

- număr total de noduri – 34, dintre care 1 generator și 33 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 50, dintre care 49 linii electrice aeriene cu tensiune nominală de 10 kV și un transformator.

Pentru determinarea soluției optime de extindere, la început a fost calculat regimul optim de funcționare al sistemului maximal. Rezultatele obținute pentru OPF sunt prezentate în tabelele din Anexa A3:

- a) Tabelul 7.4.6 – Date și rezultate noduri (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
 b) Tabelul 7.4.7 – Circulații de puteri prin elementele de rețea.

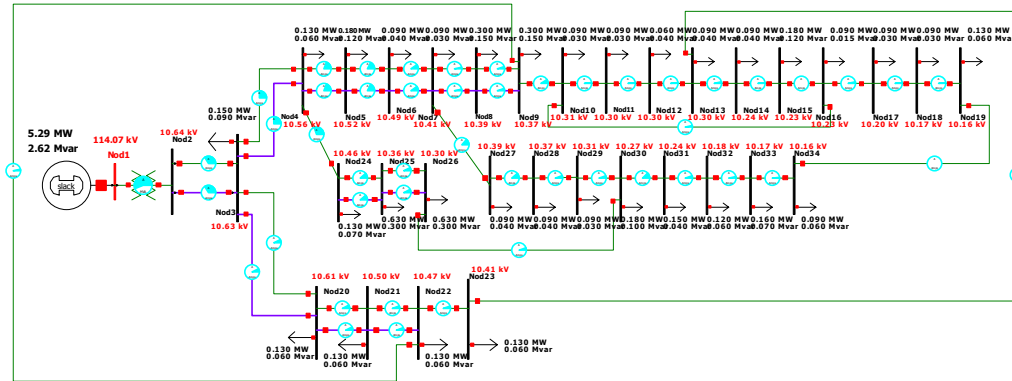


Fig. 7.4.2. Rețeaua IEEE33 extinsă maximal

Valoarea totală a pierderilor de putere activă pe întreg sistemul, obținută în urma optimizării, este de 0,16 MW față de 0,17 MW pentru regimul de bază. Se observă că în urma optimizării pierderile de putere activă scad cu circa 6%, iar tensiunile în noduri se mențin în limitele menționate anterior. Reducerea relativ mică a pierderilor are două cauze: regimul inițial era deja apropiat față de cel optim, respectiv pierderile pe transformatorul de 110/10 kV reprezintă 25% din total. Dacă comparația se face strict la nivelul rețelei de distribuție de 10 kV, reducerea pierderilor este de circa 8%.

7.4.4. IEEE33 soluția optimă de extindere, fără surse regenerabile

Soluția optimă de extindere a fost determinată utilizând instrumentele soft prezentate în capitolul 6 (DNEPGA). Soluția a fost obținută în 8 iterații. Ea se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 7.4.1):

- 2 Nod2 – 3 Nod3 (dublare),
- 3 Nod3 – 4 Nod4 (dublare),
- 3 Nod3 – 20 Nod20 (dublare),
- 5 Nod5 – 6 Nod6 (dublare),
- 4 Nod4 – 5 Nod5 (dublare).

Dintre liniile de 10 kV prezente în sistemul extins maximal nu s-a considerat necesară introducerea următoarelor:

- 20 Nod20 – 21 Nod21 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 8 Nod8 – 9 Nod9 (modificare secțiune la 95 mm², față de 50 mm²),
- 24 Nod24 – 25 Nod25 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 7 Nod7 – 8 Nod8 (dublare),
- 6 Nod6 – 7 Nod7 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 25 Nod25 – 26 Nod26 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 21 Nod21 – 22 Nod22 (dublare).

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în tabelele din Anexa A3:

- a) Tabelul 7.4.8 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);

b) Tabelul 7.4.9 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF.

Figura 7.4.3 prezintă valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial de bază, regimului optim al sistemului extins maximal și regimului optim al soluției de extindere. Se observă că pentru soluția optimă de extindere tensiunile în noduri se află în banda admisibilă.

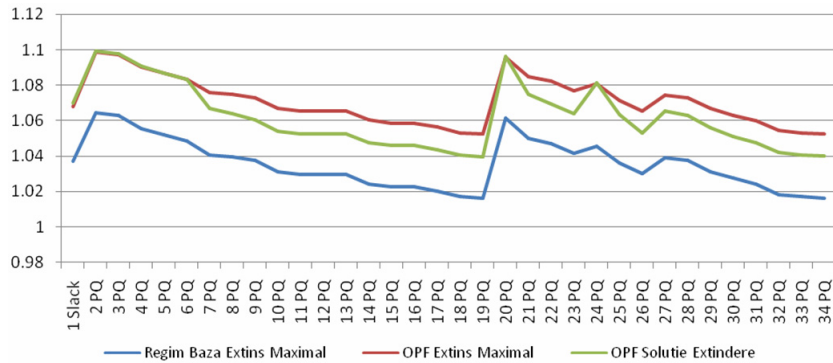


Fig. 7.4.3. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

Figurile 7.4.4 și 7.4.5 prezintă evoluția algoritmului pentru determinarea soluției optime de extindere.

Figura 7.4.4 abordează acest aspect prin prisma valorii relative a FOB aferentă soluției optime curente, cu raportare la valoarea corespunzătoare regimului extins maximal. Datorită dimensiunilor sistemului și a numărului relativ mare de elemente de rețea propuse pentru extindere, se observă că valoarea FOB prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării algoritmului, cu amendamentul că la prima iterație reducerea este de circa 4%, următoarele aducând un câștig suplimentar de 10%. Comparativ cu sistemul Test 13, se remarcă atât o creștere a numărului necesar de iterații pentru obținerea optimului, cât și o contribuție relativ mai semnificativă și a iterațiilor următoare (remarca este similară cu cea de la rețeaua Test30).

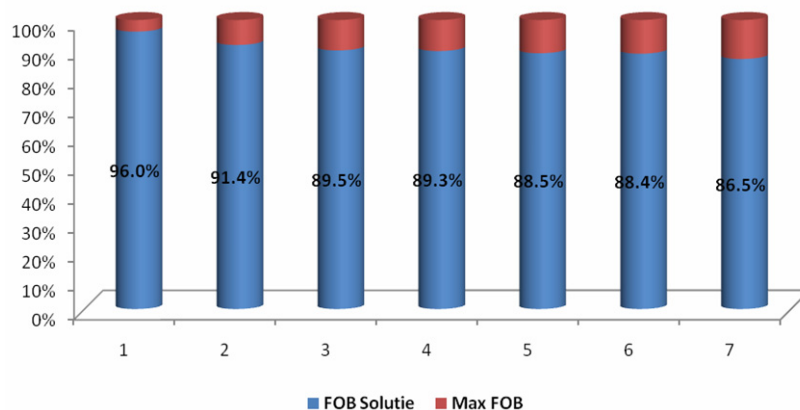


Fig. 7.4.4. Evoluția valorii FOB pentru DNEP pe parcursul iterațiilor

Analiza figurii 7.43.5 evidențiază o concluzie similară (evoluția valorii "best" – culoarea albastru). De asemenea, se observă evoluția valorii medii pentru întreaga populație, corespunzătoare iterației curente ("average" – culoarea verde), respectiv a valorii celei mai proaste ("worst" – culoarea roșie).

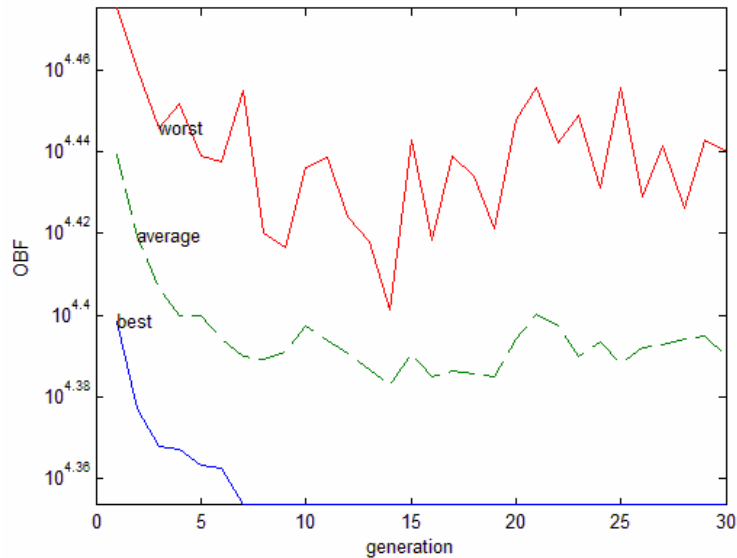


Fig. 7.4.5. Evoluția DNEP pentru determinarea soluției optime de extindere

7.4.5. IEEE33 inițial, cu surse regenerabile

Schema monofilară a sistemului de distribuție IEEE33 în prezența surselor regenerabile locale este prezentată în fig. 7.4.6.

Deosebirea față de schema din paragraful 7.4.2 constă în prezența unor surse fotovoltaice echivalente în nodurile:

- Nod7 – 0,5 MW,
- Nod17 – 0,5 MW,
- Nod23 – 0,5 MW,
- Nod26 – 1 MW.

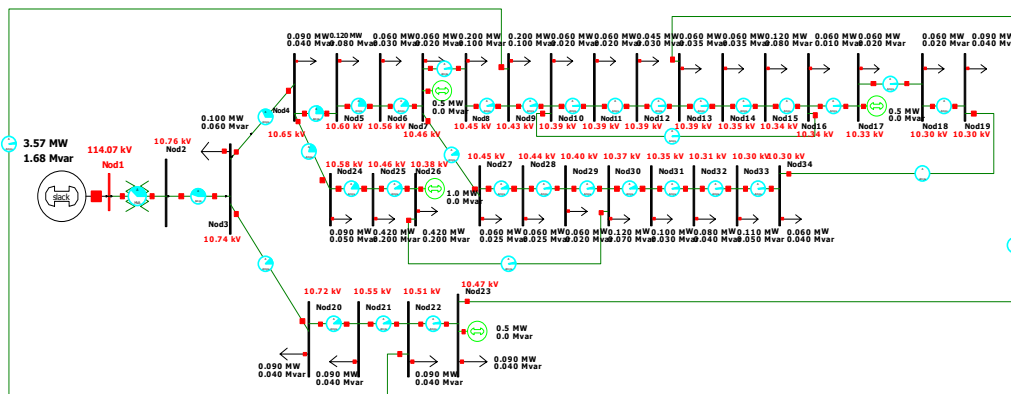


Fig. 7.4.6. Rețeaua IEEE33 – schema monofilară inițială

În Tabelul 7.4.10 sunt prezentate rezultatele referitoare la nodurile rețelei (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază), iar în Tabelul 7.4.11 circulațiile de puteri prin elementele de rețea (Anexa A3).

Rezultatele evidențiază o creștere generală a nivelului de tensiune și o modificare a circulației de puteri în zonele unde au apărut noile surse. Pentru multe linii de 10 kV apar sensuri diferite pentru circulația de putere activă, respectiv cea reactivă.

Se menționează că regimul inițial se referă la situația când rețeaua de distribuție funcționează buclat.

7.4.6. IEEE33 extins maximal, cu surse regenerabile

Extinderea rețelei de distribuție se face pentru finalul unei perioade de 15 ani, pe baza valorilor consumului prognozat pentru ultimul an.

Propunerea de extindere maximală este cea prezentată în paragraful 7.4.3 (configurația din Fig. 7.4.2).

Pentru determinarea soluției optime de extindere, pentru început a fost calculat regimul optim de funcționare al sistemului maximal. În Tabelul 7.4.12 sunt date rezultatele referitoare la nodurile rețelei (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază), iar în Tabelul 7.4.13 circulațiile de puteri prin elementele de rețea (Anexa A3).

Comparația cu rezultatele din paragraful 7.4.3 evidențiază concluzii asemănătoare cu cele de la finele paragrafului precedent.

7.4.7. IEEE33 soluția optimă de extindere, cu surse regenerabile

Soluția optimă de extindere a fost determinată utilizând instrumentele soft prezentate în capitolul 6 (DNEPGA). Soluția fiind obținută în 20 iterații. Ea se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 7.4.1):

- 2 Nod2 – 3 Nod3 (dublare),
- 3 Nod3 – 4 Nod4 (dublare),
- 3 Nod3 – 20 Nod20 (dublare),
- 5 Nod5 – 6 Nod6 (dublare),
- 4 Nod4 – 5 Nod5 (dublare).

Dintre liniile de 10 kV prezente în sistemul extins maximal nu s-a considerat necesară introducerea următoarelor:

- 20 Nod20 – 21 Nod21 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 8 Nod8 – 9 Nod9 (modificare secțiune la 95 mm², față de 50 mm²),
- 24 Nod24 – 25 Nod25 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 7 Nod7 – 8 Nod8 (dublare),
- 6 Nod6 – 7 Nod7 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 25 Nod25 – 26 Nod26 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 21 Nod21 – 22 Nod22 (dublare).

Se remarcă faptul că soluția obținută este similară cu cea din paragraful 7.4.4 (în absența surselor regenerabile). Explicația este legată de configurația puternic buclată a schemei inițiale.

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în tabelele din Anexa A3:

- a) Tabelul 7.4.14 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- b) Tabelul 7.4.15 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF.

Figura 7.4.7 prezintă valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial de bază, regimului optim al sistemului extins maximal și regimului optim al soluției de extindere. Se observă că pentru regimul aferent soluției optime de extindere tensiunile în noduri se află în banda admisibilă.

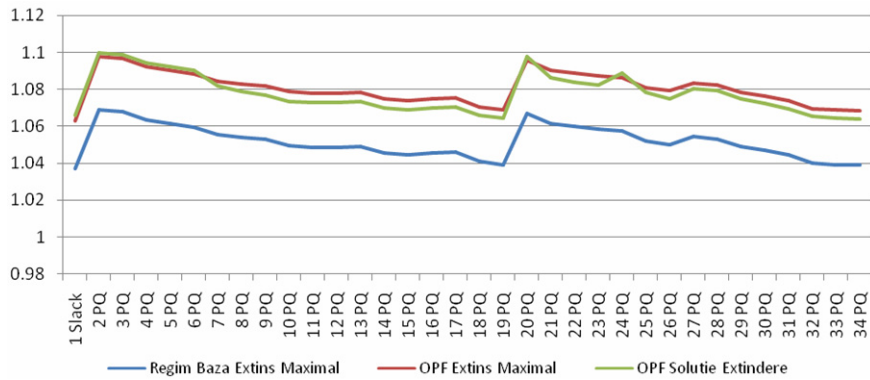


Fig. 7.4.7. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

Figurile 7.4.8 și 7.4.9 prezintă evoluția algoritmului pentru determinarea soluției optime de extindere.

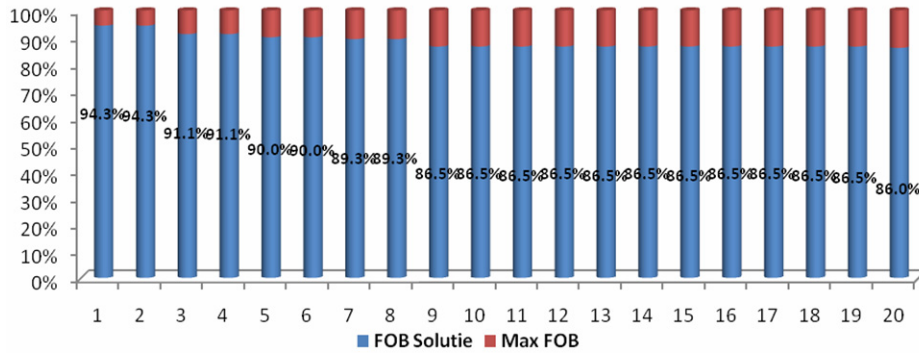


Fig. 7.4.8. Evoluția valorii FOB pentru DNEP pe parcursul iterațiilor

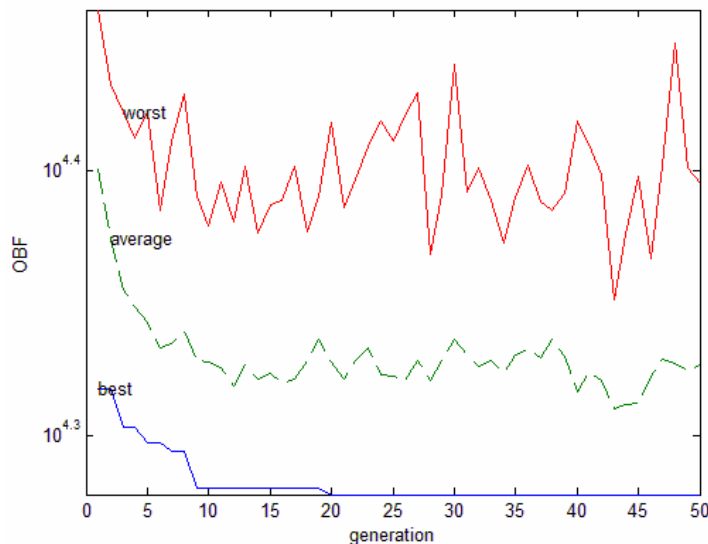


Fig. 7.4.9. Evoluția DNEP pentru determinarea soluției optime de extindere

Figura 7.4.8 abordează acest aspect prin prisma valorii relative a FOB aferentă soluției optime curente, cu raportare la valoarea corespunzătoare regimului extins maximal. Datorită dimensiunilor sistemului și a numărului relativ mare de elemente de rețea propuse pentru extindere, se observă că valoarea FOB prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării algoritmului, cu amendamentul că reducerea semnificativă este în primele două iterații (circa 9%), următoarele aducând un câștig suplimentar de 5%.

Analiza figurii 7.4.9 evidențiază o concluzie similară (evoluția valorii "best" – culoarea albastru). De asemenea, prezintă evoluția valorii medii pe întreaga populație, corespunzătoare iterației curente ("average" – culoarea verde), respectiv a valorii celei mai proaste ("worst" – culoarea roșie).

7.4.8. Soluția finală de extindere

Analiza soluțiilor optime și a celor quasi-optime prezentate în paragrafele 7.4.4 și 7.4.7 sugerează posibilitatea formulării unei soluții comune, care să răspundă ambelor ipoteze de lucru. Spre deosebire de cazurile precedente, pentru rețeaua IEEE33 soluția de extindere este similară pentru ambele ipoteze de lucru.

În aceste condiții, trebuie efectuate:

- analize de reconfigurare (în sensul găsirii celor mai bune locuri posibile de secționare pentru asigurarea radialității schemei, în condițiile minimizării consumului propriu tehnologic) pentru ambele ipoteze de lucru;
- analiza comparativă a soluțiilor obținute;
- simularea unor contingente de tip N-1, cu reconfigurarea corespunzătoare a rețelei, în scopul alimentării în condiții corespunzătoare a tuturor consumatorilor.

Analiza configurației rețelei IEEE33 pentru soluția optimă comună de extindere evidențiază 48 de posibilități raționale de debrulare, prezentate în tabelul 7.4.16.

Tabelul 7.4.16. Posibilitățile de debrulare

Nr. crt.	LEA deconectate pentru debrulare				
1	7-27	19-34	13-23	10-16	9-22
2	26-30	19-34	13-23	10-16	9-22
3	7-27	17-18	13-23	10-16	9-22
4	26-30	17-18	13-23	10-16	9-22
5	7-27	32-33	13-23	10-16	9-22
6	26-30	32-33	13-23	10-16	9-22
7	7-27	19-34	22-23	10-16	9-22
8	26-30	19-34	22-23	10-16	9-22
9	7-27	17-18	22-23	10-16	9-22
10	26-30	17-18	22-23	10-16	9-22
11	7-27	32-33	22-23	10-16	9-22
12	26-30	32-33	22-23	10-16	9-22
13	7-27	19-34	13-23	10-11	9-22
14	26-30	19-34	13-23	10-11	9-22
15	7-27	17-18	13-23	10-11	9-22
16	26-30	17-18	13-23	10-11	9-22
17	7-27	32-33	13-23	10-11	9-22
18	26-30	32-33	13-23	10-11	9-22
19	7-27	19-34	22-23	10-11	9-22
20	26-30	19-34	22-23	10-11	9-22
21	7-27	17-18	22-23	10-11	9-22

Nr. crt.	LEA deconectate pentru debrulare				
22	26-30	17-18	22-23	10-11	9-22
23	7-27	32-33	22-23	10-11	9-22
24	26-30	32-33	22-23	10-11	9-22
25	7-27	19-34	13-23	10-16	21-22
26	26-30	19-34	13-23	10-16	21-22
27	7-27	17-18	13-23	10-16	21-22
28	26-30	17-18	13-23	10-16	21-22
29	7-27	32-33	13-23	10-16	21-22
30	26-30	32-33	13-23	10-16	21-22
31	7-27	19-34	22-23	10-16	21-22
32	26-30	19-34	22-23	10-16	21-22
33	7-27	17-18	22-23	10-16	21-22
34	26-30	17-18	22-23	10-16	21-22
35	7-27	32-33	22-23	10-16	21-22
36	26-30	32-33	22-23	10-16	21-22
37	7-27	19-34	13-23	10-11	21-22
38	26-30	19-34	13-23	10-11	21-22
39	7-27	17-18	13-23	10-11	21-22
40	26-30	17-18	13-23	10-11	21-22
41	7-27	32-33	13-23	10-11	21-22
42	26-30	32-33	13-23	10-11	21-22
43	7-27	19-34	22-23	10-11	21-22
44	26-30	19-34	22-23	10-11	21-22
45	7-27	17-18	22-23	10-11	21-22
46	26-30	17-18	22-23	10-11	21-22
47	7-27	32-33	22-23	10-11	21-22
48	26-30	32-33	22-23	10-11	21-22

Rezultatele analizei exhaustive a soluțiilor posibile (în număr 48) evidențiază faptul că toate variantele sunt fezabile.

În tabelul 7.4.17 sunt prezentate rezultatele, în ordinea crescătoare a pierderilor de putere activă pe ansamblul rețelei, în situația absenței surselor locale regenerabile. Tabelul 7.4.18 oferă rezultatele pentru cazul prezenței surselor regenerabile.

Tabelul 7.4.17. Soluțiile de debrulare în absența surselor regenerabile

Nr. crt.	ΔP [MW]	LEA deconectate pentru debrulare				
1	0.301	26-30	17-18	13-23	10-16	9-22
2	0.304	26-30	17-18	13-23	10-11	9-22
3	0.308	26-30	19-34	13-23	10-11	9-22
4	0.311	26-30	19-34	13-23	10-16	9-22
5	0.312	7-27	19-34	13-23	10-11	9-22
6	0.314	7-27	17-18	13-23	10-16	9-22
7	0.316	7-27	19-34	13-23	10-16	9-22
8	0.316	7-27	17-18	13-23	10-11	9-22
9	0.323	26-30	17-18	22-23	10-16	9-22
10	0.33	26-30	17-18	22-23	10-11	9-22
11	0.330	7-27	17-18	22-23	10-16	9-22
12	0.333	26-30	17-18	13-23	10-16	21-22
13	0.335	7-27	19-34	22-23	10-16	9-22
14	0.335	7-27	32-33	13-23	10-11	9-22
15	0.335	26-30	17-18	13-23	10-11	21-22
16	0.336	26-30	19-34	22-23	10-16	9-22

Nr. crt.	ΔP [MW]	LEA deconectate pentru debruclare				
17	0.336	7-27	17-18	13-23	10-16	21-22
18	0.337	7-27	17-18	22-23	10-11	9-22
19	0.337	7-27	19-34	13-23	10-11	21-22
20	0.338	26-30	32-33	13-23	10-11	9-22
21	0.338	7-27	19-34	22-23	10-11	9-22
22	0.338	26-30	17-18	22-23	10-16	21-22
23	0.338	7-27	17-18	13-23	10-11	21-22
24	0.338	26-30	19-34	22-23	10-11	9-22
25	0.340	7-27	19-34	13-23	10-16	21-22
26	0.341	7-27	17-18	22-23	10-16	21-22
27	0.345	26-30	19-34	13-23	10-16	21-22
28	0.345	26-30	19-34	13-23	10-11	21-22
29	0.346	26-30	17-18	22-23	10-11	21-22
30	0.348	7-27	19-34	22-23	10-16	21-22
31	0.348	7-27	17-18	22-23	10-11	21-22
32	0.350	7-27	19-34	22-23	10-11	21-22
33	0.351	7-27	32-33	13-23	10-16	9-22
34	0.353	26-30	19-34	22-23	10-16	21-22
35	0.354	26-30	32-33	13-23	10-16	9-22
36	0.355	26-30	19-34	22-23	10-11	21-22
37	0.365	7-27	32-33	13-23	10-11	21-22
38	0.367	7-27	32-33	22-23	10-11	9-22
39	0.374	26-30	32-33	22-23	10-11	9-22
40	0.374	26-30	32-33	13-23	10-11	21-22
41	0.376	7-27	32-33	22-23	10-16	9-22
42	0.381	7-27	32-33	13-23	10-16	21-22
43	0.382	7-27	32-33	22-23	10-11	21-22
44	0.384	26-30	32-33	22-23	10-16	9-22
45	0.391	26-30	32-33	13-23	10-16	21-22
46	0.392	7-27	32-33	22-23	10-16	21-22
47	0.393	26-30	32-33	22-23	10-11	21-22
48	0.403	26-30	32-33	22-23	10-16	21-22

Tabelul 7.4.18. Soluțiile de debruclare în prezența surselor regenerabile

Nr. crt.	ΔP [MW]	LEA deconectate pentru debruclare				
1	0.108	7-27	19-34	22-23	10-16	9-22
2	0.108	7-27	19-34	22-23	10-11	9-22
3	0.108	7-27	32-33	22-23	10-11	9-22
4	0.111	7-27	19-34	22-23	10-11	21-22
5	0.112	7-27	19-34	22-23	10-16	21-22
6	0.113	7-27	32-33	22-23	10-16	9-22
7	0.113	26-30	19-34	22-23	10-11	9-22
8	0.113	7-27	32-33	22-23	10-11	21-22
9	0.114	26-30	19-34	22-23	10-16	9-22
10	0.115	7-27	19-34	13-23	10-16	21-22
11	0.116	26-30	32-33	22-23	10-11	9-22
12	0.118	7-27	32-33	22-23	10-16	21-22
13	0.118	7-27	19-34	13-23	10-11	21-22
14	0.120	7-27	19-34	13-23	10-16	9-22
15	0.120	26-30	19-34	22-23	10-11	21-22
16	0.121	26-30	32-33	22-23	10-16	9-22

Nr. crt.	ΔP [MW]	LEA deconectate pentru debrulare				
17	0.121	26-30	19-34	22-23	10-16	21-22
18	0.123	7-27	19-34	13-23	10-11	9-22
19	0.124	26-30	32-33	22-23	10-11	21-22
20	0.125	7-27	17-18	22-23	10-11	9-22
21	0.125	26-30	19-34	13-23	10-16	21-22
22	0.126	7-27	17-18	22-23	10-16	9-22
23	0.127	26-30	17-18	22-23	10-11	9-22
24	0.127	7-27	32-33	13-23	10-16	21-22
25	0.127	7-27	32-33	13-23	10-11	21-22
26	0.127	7-27	17-18	22-23	10-11	21-22
27	0.128	26-30	17-18	22-23	10-16	9-22
28	0.128	7-27	17-18	13-23	10-16	21-22
29	0.128	7-27	17-18	22-23	10-16	21-22
30	0.128	26-30	19-34	13-23	10-11	21-22
31	0.129	26-30	32-33	22-23	10-16	21-22
32	0.130	7-27	17-18	13-23	10-11	21-22
33	0.131	7-27	17-18	13-23	10-16	9-22
34	0.133	7-27	17-18	13-23	10-11	9-22
35	0.134	26-30	19-34	13-23	10-16	9-22
36	0.134	7-27	32-33	13-23	10-16	9-22
37	0.134	7-27	32-33	13-23	10-11	9-22
38	0.134	26-30	17-18	13-23	10-16	21-22
39	0.134	26-30	17-18	22-23	10-11	21-22
40	0.135	26-30	17-18	22-23	10-16	21-22
41	0.137	26-30	19-34	13-23	10-11	9-22
42	0.137	26-30	17-18	13-23	10-11	21-22
43	0.138	26-30	32-33	13-23	10-16	21-22
44	0.138	26-30	32-33	13-23	10-11	21-22
45	0.143	26-30	17-18	13-23	10-16	9-22
46	0.146	26-30	17-18	13-23	10-11	9-22
47	0.149	26-30	32-33	13-23	10-16	9-22
48	0.149	26-30	32-33	13-23	10-11	9-22

Compararea rezultatelor pentru cele două ipoteze de lucru arată diferențe relativ mari. Totuși, este posibilă selectarea câtorva soluții care asigură un compromis rezonabil. Ele sunt redată în tabelul 7.4.19, cu indicarea poziției soluției respective în cele două "clasamente", în ordinea în care sunt recomandate.

Tabelul 7.4.19. Soluțiile de debrulare recomandate

Nr. crt.	Poziție clasament fără regenerabile	Poziție clasament cu regenerabile	LEA deconectate pentru debrulare				
			7-27	19-34	22-23	10-16	9-22
1	13	1	7-27	19-34	22-23	10-16	9-22
2	7	14	7-27	19-34	13-23	10-16	9-22
3	5	18	7-27	19-34	13-23	10-11	9-22
4	21	2	7-27	19-34	22-23	10-11	9-22
5	19	13	7-27	19-34	13-23	10-11	21-22
6	24	15	26-30	19-34	22-23	10-11	9-22

În concluzie, soluția de extindere este comună pentru ambele ipoteze de lucru, soluțiile de debrulare recomandate fiind cele din tabelul 7.4.19.

7.5. Sistemul de distribuție Enel Timișoara

7.5.1. Considerații preliminare

Studiul de extindere a rețelei de distribuție Enel Timișoara se face luând în considerare o perioadă de 15 ani, pe baza valorilor consumului prognozat pentru ultimul an.

S-au luat în considerare două ipoteze de lucru:

- a) o primă ipoteză, în care nu se ține cont de prezența surselor regenerabile de energie locale;
- b) o a doua ipoteză, în care se ține cont de prezența surselor regenerabile de energie locale.

Paragrafele 7.5.2, 7.5.3, 7.5.4 se referă la prima abordare, iar paragrafele 7.5.5, 7.5.6 și 7.5.7 la cea de a doua.

Ultimul paragraf are ca obiect compararea celor două soluții obținute, în scopul găsirii unei soluții comune de extindere (un compromis rezonabil între cele două situații), și analiza finală de "reconfigurare" (debuclare optimă) pentru obținerea unei configurații radiale arborescente.

7.5.2. Enel Timișoara inițial, fără surse regenerabile

Sistemul de distribuție real Enel Timișoara (20 kV) cuprinde 102 noduri, acoperind o bună parte din zona Timișoara a rețelei de distribuție deservite de Enel Distribuție Banat.

Schema monofilară a sistemului de distribuție Enel Timișoara este prezentată în fig. 7.5.1, acesta având următoarele caracteristici:

- număr total de noduri – 102, dintre care 2 generatoare și 100 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 113, dintre care 101 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110 și 20 kV și 12 de transformatoare.

În toate nodurile sistemului au fost introduse consumurile reale, pentru un regim de tip maxim-vară, furnizate de Enel Distribuție Banat.

Bazele de date au fost elaborate în cadrul programelor de calcul Power și PowerWorld versiunea 17 [Powerworld] și apoi importate de instrumentele soft proprii (DNEPGA).

Regimul de bază a fost determinat cu programele *Power* [Kilyeni2010] și *Circulație de puteri*, rezultatele fiind apoi exportate în programul PowerWorld, pentru o vizualizare mai ușoară.

Elementele esențiale legate de regimul de bază inițial (topologie, parametri elemente de rețea, puteri consumate și generate, circulații de puteri prin elementele de rețea) sunt prezentate în tabelele din Anexa A4:

- a) Tabelul 7.5.1 – Parametri linii electrice aeriene;
- b) Tabelul 7.5.2 – Parametri transformatoare;
- c) Tabelul 7.5.3 – Date și rezultate noduri regim de bază (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- d) Tabelul 7.5.4 – Circulații de puteri prin elementele de rețea regim de bază (LEA, transformatoare și autotransformatoare).

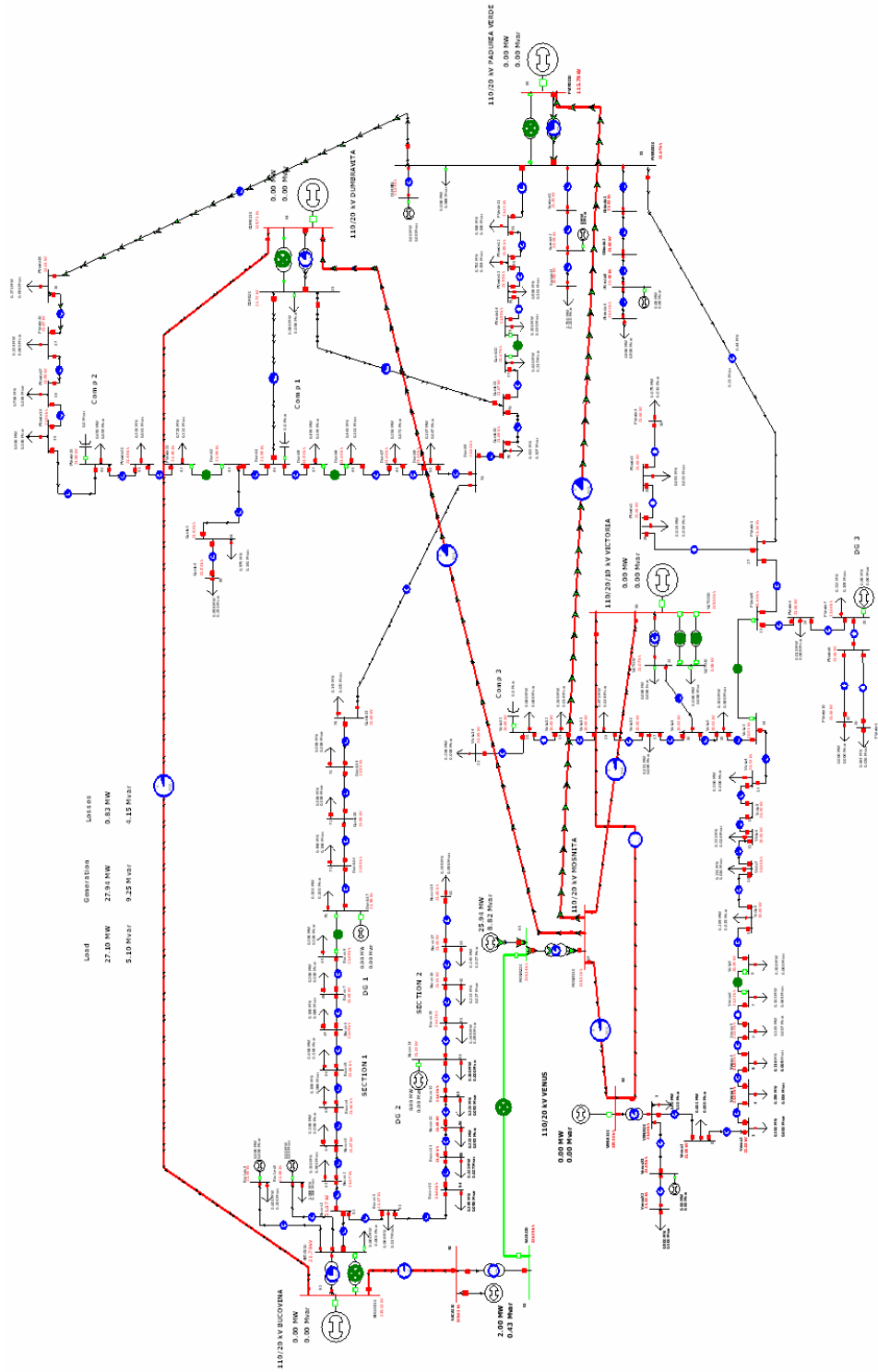


Fig. 7.5.1. Sistemul de distribuție Enel Timișoara – schema monofilă inițială

Din punctul de vedere al tensiunilor în noduri regimul de bază se prezintă astfel:

- pentru nodurile cu tensiunile nominale de 110 și 20 kV valorile tensiunilor, în unități relative, au fost reglate astfel încât să se încadreze în intervalul (0.95-1.10);
- limitele de reglaj pentru tensiunile la bornele generatoarelor au fost fixate între (0.95-1.15).

Regimul de bază determinat este caracterizat pe întreg ansamblul de o putere activă consumată de 27,1 MW, puterea activă generată de 27,9 MW, pierderile de putere activă fiind de 0,833 MW.

Se menționează că regimul inițial se referă la situația când rețeaua de distribuție funcționează debuclat (similar regimurilor reale). Sunt deconectate următoarele linii de 20 kV: 7 Venus6 – 8 Victo9, 14 Victo3 – 23 Pverde5, 69 Bucov8 – 70 Dumb17, 77 Dumb12 – 78 Pverde14, 42 PVerde21 – 43 Dumb2, 47 Dumb5 – 48 Dumb6.

7.5.3. Enel Timișoara extins maximal, fără surse regenerabile

Extinderea rețelei de distribuție se face pentru finalul unei perioade de 15 ani, pe baza valorilor consumului prognozat pentru ultimul an.

Având în vedere faptul că, în primă instanță, extinderea se analizează pentru rețeaua funcționând buclat, s-au luat în considerare următoarele tipuri de "extindere":

- "întărirea" unor linii de 20 kV existente (modificarea secțiunii conductoarelor);
- dublarea liniilor de 20 kV existente;
- introducerea unor linii noi de 20 kV.

Configurația maximală este prezentată în Fig. 7.5.2, cu observația că și "întărirea" au fost reprezentate ca circuite distincte. Se remarcă următoarele modificări față de configurația inițială:

- s-au conectat liniile de 20 kV care erau deconectate în regimul inițial: 7 Venus6 – 8 Victo9, 14 Victo3 – 23 Pverde5, 69 Bucov8 – 70 Dumb17, 77 Dumb12 – 78 Pverde14, 42 PVerde21 – 43 Dumb2, 47 Dumb5 – 48 Dumb6;
- s-a mărit secțiunea sau a fost introdus un circuit suplimentar la LEA de 20 kV: 95 Ghiroda4 – 94 Ghiroda3, 66 Bucov5 – 67 Bucov6, 52 Bucov1 – 63 Bucov2, 97 Surgani2 – 96 Surgani1, 38 PVerde17 – 37 PVerde16, 64 Bucov3 – 65 Bucov4, 75 Dumb10 – 76 Dumb11, 5 Venus4 – 6 Venus5, 14 Victo3 – 23 PVerde5, 1 VENUS20 – 2 Venus1, 94 Ghiroda3 – 93 Ghiroda2, 96 Surgani1 – 31 PVERDE20, 23 PVerde5 – 27 PVerde1, 36 PVerde15 – 31 PVERDE20, 46 Dumb1 – 35 DUMB20, 34 BUCOV20 – 52 Bucov1, 92 Ghiroda1 – 31 PVERDE20, 2 Venus1 – 3 Venus2, 4 Venus3 – 5 Venus4, 63 Bucov2 – 64 Bucov3, 6 Venus5 – 7 Venus6, 7 Venus6 – 8 Victo9, 98 Surgani3 – 97 Surgani2, 3 Venus2 – 4 Venus3, 93 Ghiroda2 – 92 Ghiroda1, 16 Victo1 – 15 Victo2, 65 Bucov4 – 66 Bucov5, 15 Victo2 – 14 Victo3, 51 Dumb9 – 75 Dumb10, 27 PVerde1 – 31 PVERDE20, 8 Victo9 – 9 Victo8, 35 DUMB20 – 76 Dumb11, 37 PVerde16 – 36 PVerde15, 16 Victo1 – 22 VICTO20, 67 Bucov6 – 68 Bucov7.

Parametrii elementelor suplimentare de rețea se regăsesc în tabelul 7.5.5 (Anexa A4).

Sistemul extins maximal cuprinde suplimentar (față de cel inițial) 35 LEA de 20 kV. Caracteristicile globale ale sistemului sunt următoarele:

- număr total de noduri – 102, dintre care 2 generatoare și 100 consumatoare;
- număr total elemente de rețea – 148, dintre care 101 linii electrice aeriene cu tensiuni nominale de 110 și 20 kV și 12 de transformatoare.

Pentru determinarea soluției optime de extindere, la început a fost calculat regimul optim de funcționare al sistemului maximal. Rezultatele obținute pentru OPF sunt prezentate în tabelele din Anexa A4:

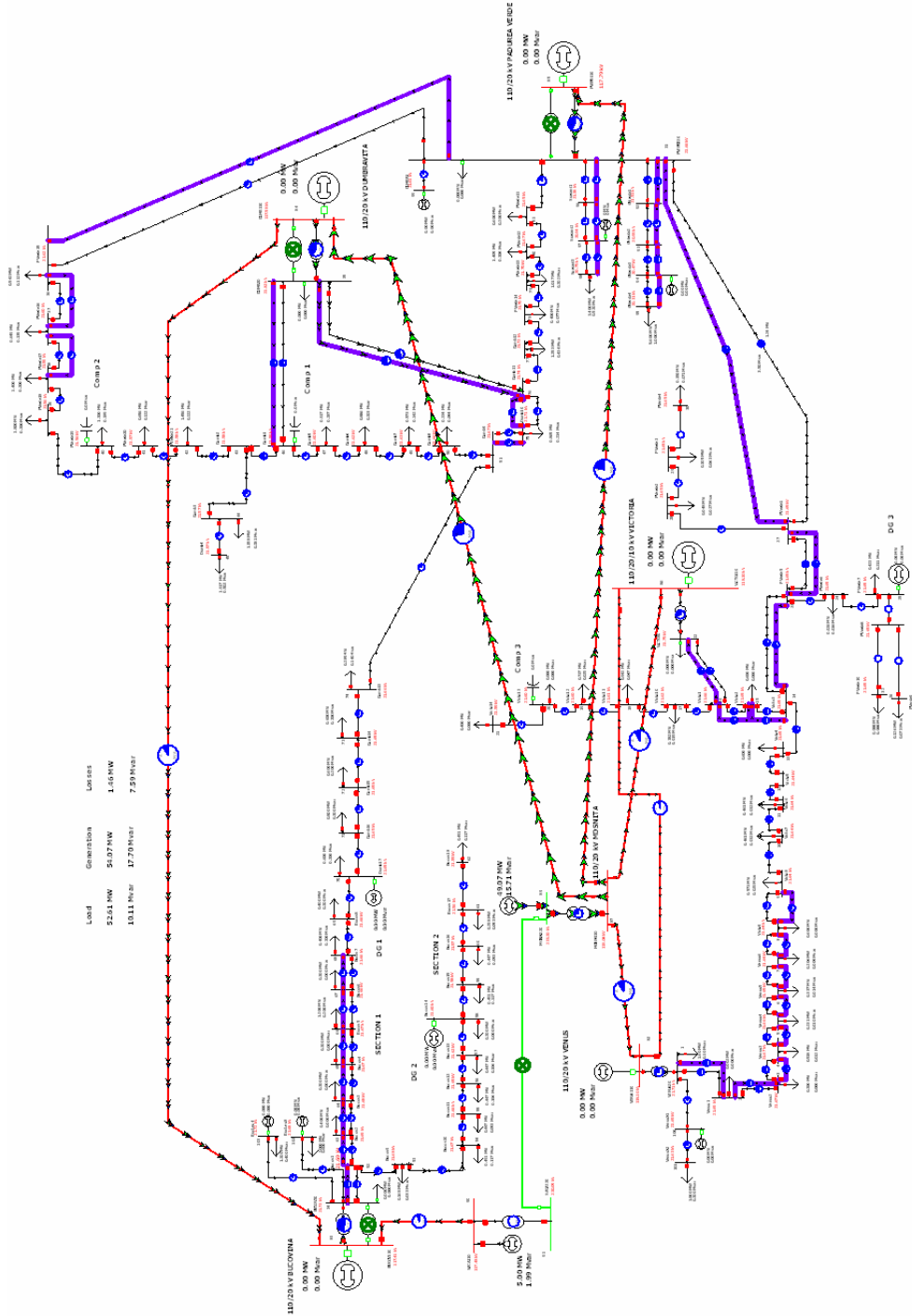


Fig. 7.5.2. Structura sistemului Enel Timișoara extins maximal

- a) Tabelul 7.5.6 – Date și rezultate noduri (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
 b) Tabelul 7.5.7 – Circulații de puteri prin elementele de rețea.

Valoarea totală a pierderilor de putere activă pe întreg sistemul, obținută în urma optimizării, este de 1,44 MW față de 1,47 MW pentru regimul de bază. Se observă că în urma optimizării pierderile de putere activă scad cu circa 3%, iar tensiunile în noduri se mențin în limitele menționate anterior. Reducerea relativ mică a pierderilor are două cauze: regimul inițial era deja apropiat față de cel optim, respectiv pierderile pe transformatoarele de 110/20 kV și pe liniile de 110 kV reprezintă aproape jumătate din total. Dacă comparația se face strict la nivelul rețelei de distribuție de 20 kV, reducerea pierderilor este de circa 8%.

7.5.4. Enel Timișoara soluția optimă de extindere, fără surse regenerabile

Soluția optimă de extindere a fost determinată utilizând instrumentele soft prezentate în capitolul (DNEPGA). Soluția fiind obținută în 45 de iterații. Ea se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 7.5.1):

- 95 Ghiroda4 – 94 Ghiroda3 (LEA nouă),
- 66 Bucov5 – 67 Bucov6 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 52 Bucov1 – 63 Bucov2 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 38 PVerde17 – 37 PVerde16 (dublare),
- 64 Bucov3 – 65 Bucov4 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 75 Dumb10 – 76 Dumb11 (dublare),
- 14 Victo3 – 23 PVerde5 (modificare secțiune la 95 mm², față de 50 mm²),
- 1 VENUS20 – 2 Venus1 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 94 Ghiroda3 – 93 Ghiroda2 (LEA nouă),
- 34 BUCOV20 – 52 Bucov1 (dublare),
- 92 Ghiroda1 – 31 PVERDE20 (LEA nouă),
- 4 Venus3 – 5 Venus4 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 63 Bucov2 – 64 Bucov3 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 6 Venus5 – 7 Venus6 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 7 Venus6 – 8 Victo9 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 3 Venus2 – 4 Venus3 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 16 Victo1 – 15 Victo2 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 65 Bucov4 – 66 Bucov5 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 15 Victo2 – 14 Victo3 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 51 Dumb9 – 75 Dumb10 (dublare),
- 35 DUMB20 – 76 Dumb11 (dublare),
- 37 PVerde16 – 36 PVerde15 (dublare),
- 16 Victo1 – 22 VICTO20 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 67 Bucov6 – 68 Bucov7 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 27 PVerde1 – 31 PVERDE20 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 2 Venus1 – 3 Venus2 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 46 Dumb1 – 35 DUMB20 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 23 PVerde5 – 27 PVerde1 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 5 Venus4 – 6 Venus5 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²).

Dintre soluțiile prezente în sistemul extins maximal nu s-au considerat necesare următoarele:

- 8 Victo9 – 9 Victo8,
- 93 Ghiroda2 – 92 Ghiroda1 (LEA nouă),

- 98 Surgani3 – 97 Surgani2 (LEA nouă),
- 36 PVerde15 – 31 PVERDE20 (dublare),
- 96 Surgani1 – 31 PVERDE20 (LEA nouă),
- 97 Surgani2 – 96 Surgani1 (LEA nouă).

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în tabelele din Anexa A4:

- Tabelul 7.5.8 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- Tabelul 7.5.9 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF.

Figura 7.5.3 prezintă valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial de bază, regimului optim al sistemului extins maximal și regimului optim al soluției de extindere. Se observă că pentru soluția optimă de extindere tensiunile în noduri se află în banda admisibilă.

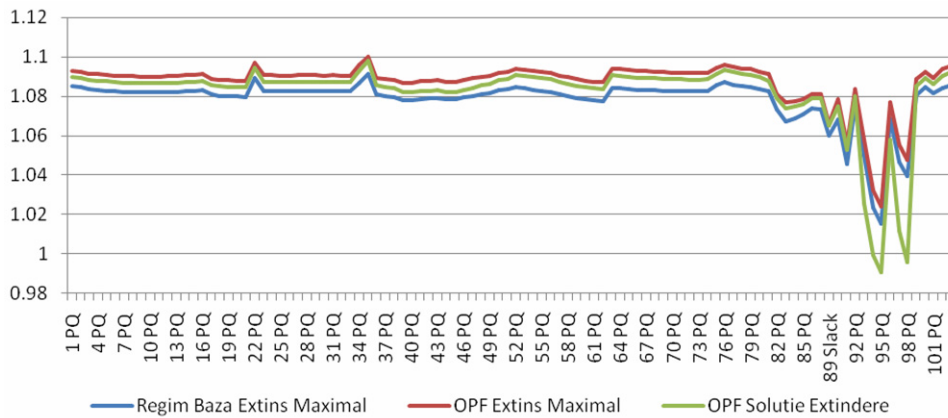


Fig. 7.5.3. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

Figurile 7.5.4 și 7.5.5 prezintă evoluția algoritmului pentru determinarea soluției optime de extindere.

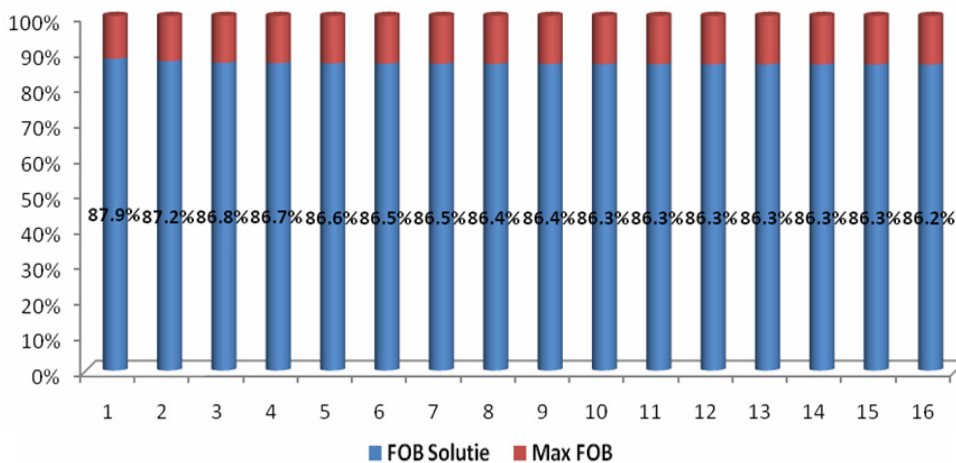


Fig. 7.5.4. Evoluția valorii FOB pentru DNEP pe parcursul iterațiilor

Figura 7.5.4 abordează acest aspect prin prisma valorii relative a FOB aferentă algoritmului de extindere, cu raportare la valoarea absolută aferentă regimului extins maximal. Datorită dimensiunilor sistemului și a numărului relativ mare de elemente de rețea propuse pentru extindere, se observă că valoarea FOB prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării algoritmului, cu amendamentul că reducerea semnificativă este la prima iterație (circa 12%), următoarele aducând un câștig suplimentar de numai 2%.

Analiza figurii 7.5.5 evidențiază o concluzie similară (evoluția valorii "best" – culoarea albastru). De asemenea, se observă evoluția valorii medii pentru întreaga populație, corespunzătoare iterației curente ("average" – culoarea verde), respectiv a valorii celei mai proaste ("worst" – culoarea roșie).

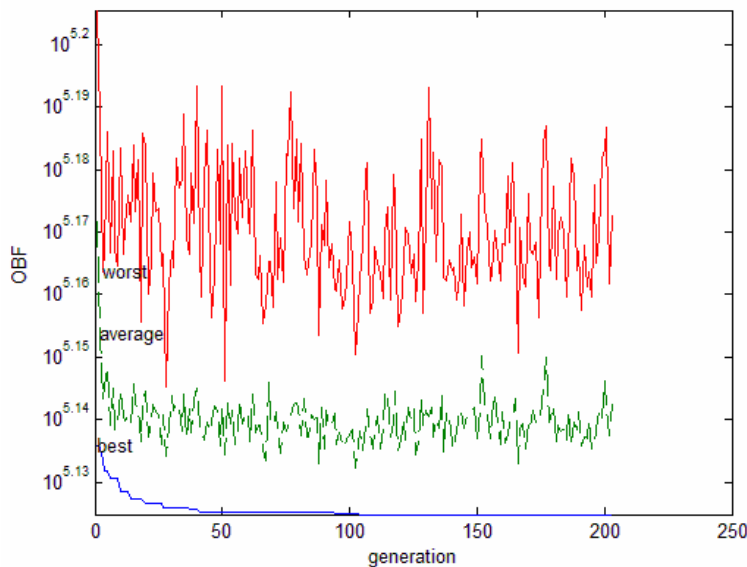


Fig. 7.5.5. Evoluția DNEP pentru determinarea soluției optime de extindere

Analiza în detaliu a evoluției procesului de optimizare și a rezultatelor intermediare evidențiază existența și a altor soluții posibile de extindere, cu valoarea FOB apropiată de cea optimă.

Se menționează următoarele soluții de acest tip:

- la prima soluție apropiată de cea optimă, diferența constă în faptul că nu a fost introdusă linia 14 Victo3 – 23 PVerde5 (modificare secțiune la 95 mm², față de 50 mm²);
- la cea de a doua soluție apropiată de cea optimă, diferența constă în faptul că nu a fost introdusă linia 92 Ghiroda1 – 31 PVERDE20 (LEA nouă);
- la cea de a treia soluție apropiată de cea optimă, diferența constă în faptul că a fost introdusă în plus linia 27 PVerde1 – 31 PVERDE20 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²).

7.5.5. Enel Timișoara inițial, cu surse regenerabile

Schema monofilară a sistemului de distribuție Enel Timișoara în prezența surselor regenerabile locale este prezentată în fig. 7.5.6.

Deosebirea față de schema din paragraful 7.5.2 constă în prezența unor surse fotovoltaice echivalente în nodurile:

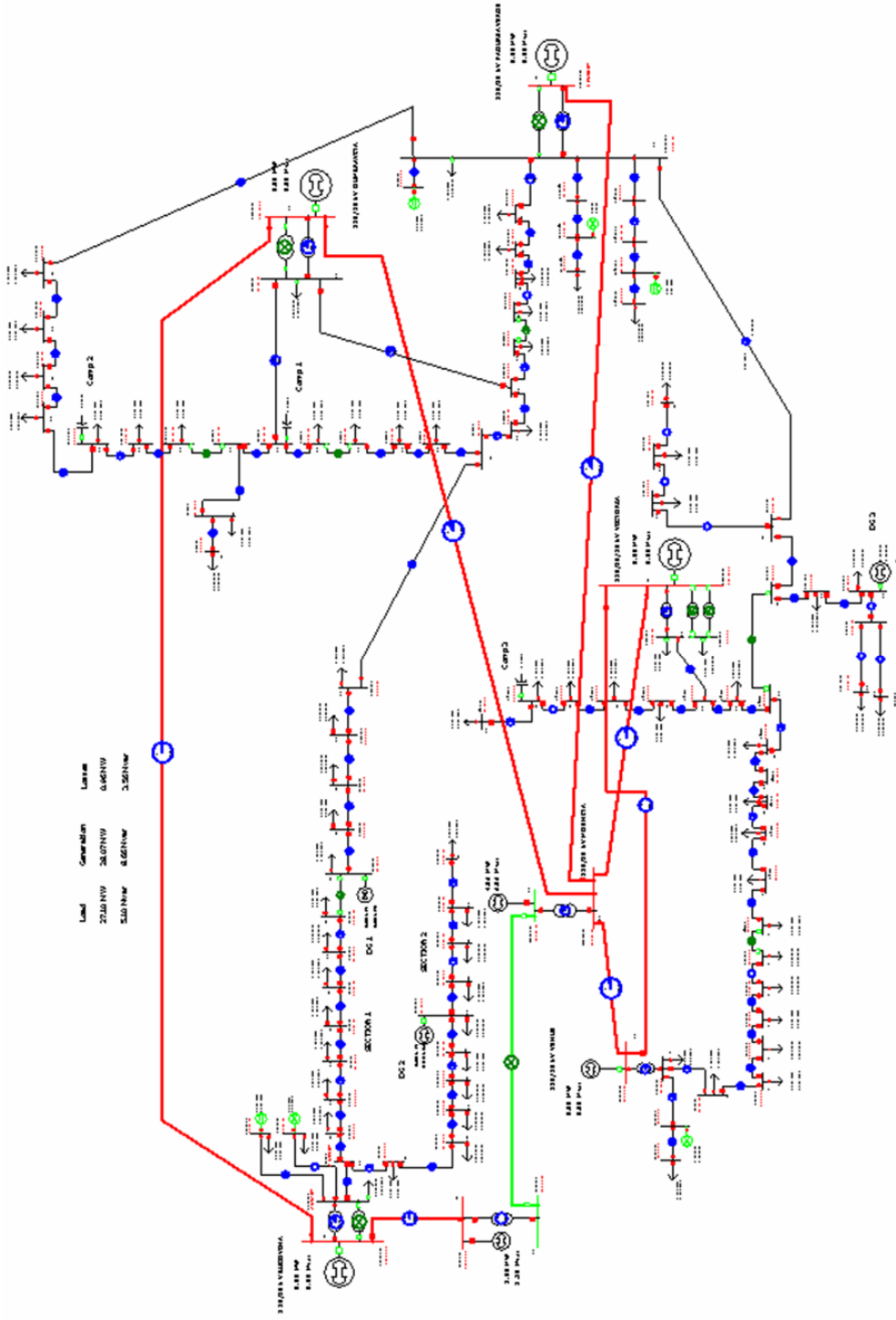


Fig. 7.5.6. Sistemul de distribuție Enel Timișoara – schema monofilară inițială

- 99 DUMB1 – 7,7 MW,
- 94 Ghiroda 3 – 6 MW;
- 97 Șurgani2 – 4 MW;
- 100 VenusX1 – 1,4 MW;
- 103 BucLES4 – 1 MW;
- 102 BucLES8 – 1 MW.

În Tabelul 7.5.10 sunt prezentate rezultatele referitoare la nodurile rețelei (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază), iar în Tabelul 7.5.11 circulațiile de puteri prin elementele de rețea (Anexa A4).

Rezultatele evidențiază o creștere generală a nivelului de tensiune și o modificare a circulației de puteri în zonele unde au apărut noile surse. Pentru relativ multe linii de 20 kV se remarcă sensuri diferite pentru circulația de putere activă, respectiv cea reactivă.

Se menționează că regimul inițial se referă la situația când rețeaua de distribuție funcționează debuclat, în maniera precizată în paragraful 7.5.2.

7.5.6. Enel Timișoara extins maximal, cu surse regenerabile

Extinderea rețelei de distribuție se face pentru finalul unei perioade de 15 ani, pe baza valorilor consumului prognozat pentru ultimul an.

Propunerea de extindere maximală este cea prezentată în paragraful 7.5.3 (configurația din Fig. 7.5.2).

Pentru determinarea soluției optime de extindere, pentru început a fost calculat regimul optim de funcționare al sistemului maximal. În Tabelul 7.5.12 sunt prezentate rezultatele referitoare la nodurile rețelei (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază), iar în Tabelul 7.5.13 circulațiile de puteri prin elementele de rețea (Anexa A4).

Comparația cu rezultatele din paragraful 7.5.3 evidențiază concluzii asemănătoare cu cele de la finele paragrafului precedent.

7.5.7. Enel Timișoara soluția optimă de extindere, cu surse regenerabile

Soluția optimă de extindere a fost determinată utilizând instrumentele soft prezentate în capitolul 6 (DNEPGA). Soluția fiind obținută în 30 iterații. Ea se caracterizează prin următoarele modificări față de configurația inițială (paragraful 7.5.5):

- 95 Ghiroda4 – 94 Ghiroda3 (LEA nouă),
- 66 Bucov5 – 67 Bucov6 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 52 Bucov1 – 63 Bucov2 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 38 PVerde17 – 37 PVerde16 (dublare),
- 64 Bucov3 – 65 Bucov4 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 75 Dumb10 – 76 Dumb11 (dublare),
- 14 Victo3 – 23 PVerde5 (modificare secțiune la 95 mm², față de 50 mm²),
- 1 VENUS20 – 2 Venus1 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 34 BUCOV20 – 52 Bucov1 (dublare),
- 4 Venus3 – 5 Venus4 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 63 Bucov2 – 64 Bucov3 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 6 Venus5 – 7 Venus6 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 7 Venus6 – 8 Victo9 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 3 Venus2 – 4 Venus3 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 16 Victo1 – 15 Victo2 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),

- 65 Bucov4 – 66 Bucov5 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 15 Victo2 – 14 Victo3 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 51 Dumb9 – 75 Dumb10 (dublare),
- 35 DUMB20 – 76 Dumb11 (dublare),
- 37 PVerde16 – 36 PVerde15 (dublare),
- 36 PVerde15 – 31 PVERDE20 (dublare),
- 67 Bucov6 – 68 Bucov7 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 27 PVerde1 – 31 PVERDE20 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 2 Venus1 – 3 Venus2 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 46 Dumb1 – 35 DUMB20 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 23 PVerde5 – 27 PVerde1 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 5 Venus4 – 6 Venus5 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²).

Dintre soluțiile prezente în sistemul extins maximal nu s-au considerat necesare următoarele:

- 8 Victo9 – 9 Victo8,
- 93 Ghiroda2 – 92 Ghiroda1 (LEA nouă),
- 98 Surgani3 – 97 Surgani2 (LEA nouă),
- 96 Surgani1 – 31 PVERDE20 (LEA nouă),
- 16 Victo1 – 22 VICTO20 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 92 Ghiroda1 – 31 PVERDE20 (LEA nouă),
- 94 Ghiroda3 – 93 Ghiroda2 (LEA nouă),
- 97 Surgani2 – 96 Surgani1 (LEA nouă).

Rezultatele obținute pentru regimul optim de funcționare al sistemului extins sunt prezentate în tabelele din Anexa A4:

- a) Tabelul 7.5.14 – Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere regim OPF (tip, tensiune nominală, puteri consumate și generate, tensiuni – modul și fază);
- b) Tabelul 7.5.15 – Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere regim OPF.

Figura 7.5.7 prezintă valorile tensiunilor în nodurile sistemului (u.r.), pentru regimul inițial de bază, regimului optim al sistemului extins maximal și regimului optim al soluției de extindere. Se observă că pentru regimul aferent soluției optime de extindere tensiunile în noduri se află în banda admisibilă.

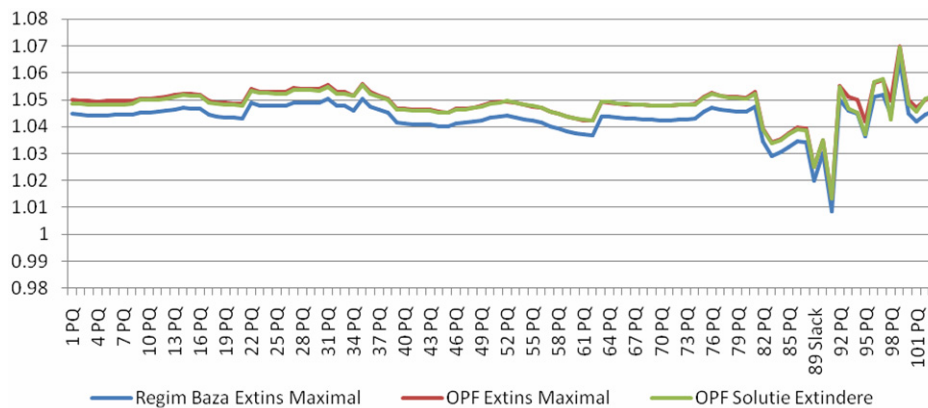


Fig. 7.5.7. Graficul tensiunilor în noduri în [u.r.]

Figurile 7.5.8 și 7.5.9 prezintă evoluția algoritmului pentru determinarea soluției optime de extindere.

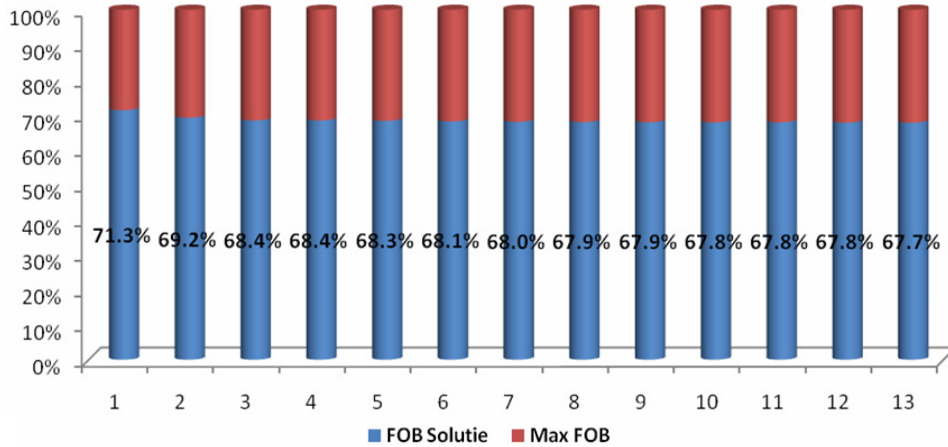


Fig. 7.5.8. Evoluția valorii FOB pentru DNEP pe parcursul iterațiilor

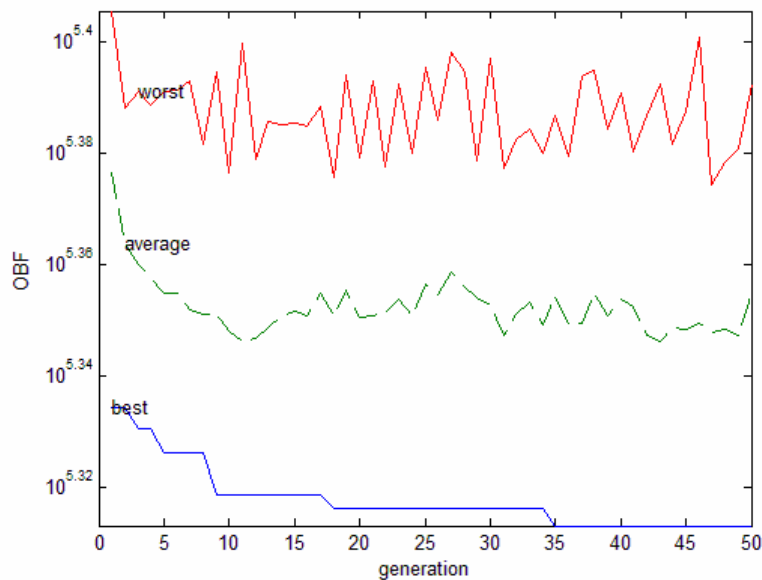


Fig. 7.5.9. Evoluția DNEP pentru determinarea soluției optime de extindere

Figura 7.5.8 abordează acest aspect prin prisma valorii relative a FOB aferentă algoritmului de extindere, cu raportare la valoarea absolută aferentă regimului extins maximal. Datorită dimensiunilor sistemului și a numărului relativ mare de elemente de rețea propuse pentru extindere, se observă că valoarea FOB prezintă îmbunătățiri pe tot parcursul derulării algoritmului, cu amendamentul că reducerea semnificativă este la prima iterație (circa 29%), următoarele aducând un câștig suplimentar de numai 4%.

Analiza figurii 7.5.9 evidențiază o concluzie similară (evoluția valorii "best" – culoarea albastru). De asemenea, prezintă evoluția valorii medii pe întreaga populație, corespunzătoare iterației curente ("average" – culoarea verde), respectiv a valorii celei mai proaste ("worst" – culoarea roșie).

Față de soluția de extindere obținută în paragraful 7.5.4 se remarcă următoarele diferențe:

- se consideră necesară introducerea a 27 linii față de 29 introduse la soluția fără surse regenerabile;
- nu sunt introduse 8 linii față de 6 la soluția din paragraful (7.2.4);
- diferențele se referă la extinderile:
 - 36 PVerde15 – 31 PVERDE20 (dublare), care acum a fost efectuată (la soluția fără regenerabile nu a intrat),
 - 16 Victo1 – 22 VICTO20 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²), care acum nu a fost efectuată (la soluția fără regenerabile a intrat),
 - 92 Ghiroda1 – 31 PVERDE20 (LEA nouă), care acum nu a fost efectuată (la soluția fără regenerabile a intrat),
 - 94 Ghiroda3 – 93 Ghiroda2 (LEA nouă), care acum nu a fost efectuată (la soluția fără regenerabile a intrat).

Analiza în detaliu a evoluției procesului de optimizare și a rezultatelor intermediare evidențiază existența și a altor soluții posibile de extindere, cu valoarea FOB apropiată de cea optimă. De altfel, pentru toate cazurile analizate optimul este destul de "plat", ceea ce înseamnă existența cu certitudine a unor soluții destul de apropiată de cea optimă.

Se menționează următoarele soluții de acest tip:

- la prima soluție apropiată de cea optimă, diferența constă în faptul că nu au fost introduse liniile 1 VENUS20 – 2 Venus1 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²), 51 Dumb9 – 75 Dumb10 (dublare);
- la cea de a doua soluție apropiată de cea optimă, diferența constă în faptul că nu au fost introduse liniile 1 VENUS20 – 2 Venus1 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²), 51 Dumb9 – 75 Dumb10 (dublare) și 14 Victo3 – 23 PVerde5 (modificare secțiune la 95 mm², față de 50 mm²);
- la cea de a treia soluție apropiată de cea optimă, diferența constă în faptul că nu au fost introduse liniile 1 VENUS20 – 2 Venus1 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²), 51 Dumb9 – 75 Dumb10 (dublare) și 14 Victo3 – 23 PVerde5 (modificare secțiune la 95 mm², față de 50 mm²), dar a fost introdusă linia 27 PVerde1 – 31 PVERDE20 (modificare secțiune la 70 sau 95 mm², față de 35 mm²).

7.5.8. Soluția finală de extindere

Analiza soluțiilor optime și a celor quasi-optime prezentate în paragrafele 7.5.4 și 7.5.7 sugerează posibilitatea formulării unei soluții comune, care să răspundă ambelor ipoteze de lucru. Este vorba de fapt de realizarea unui compromis rezonabil între cele două situații: cea fără considerarea surselor regenerabile și cea cu considerarea surselor regenerabile.

Soluția finală de extindere a rețelei de distribuție trebuie să răspundă la următoarele cerințe:

- obținerea unei scheme debuclate, corespunzătoare regimurilor uzuale de funcționare a rețelelor de distribuție;
- realizarea unui compromis rezonabil între soluțiile obținute fără și cu considerarea noilor surse regenerabile de energie;
- asigurarea unui grad ridicat de siguranță în alimentare a consumatorilor.

Realizarea acestor deziderate se obține prin:

- analize de reconfigurare (în sensul găsirii celor mai bune locuri posibile de secționare pentru asigurarea radialității schemei, în condițiile minimizării consumului propriu tehnologic) pentru ambele ipoteze de lucru;
- analiza comparativă a soluțiilor obținute;
- simularea unor contingente de tip N-1, cu reconfigurarea corespunzătoare a rețelei, în scopul alimentării în condiții corespunzătoare a tuturor consumatorilor.

Analiza configurației sistemului de distribuție Enel Timișoara pentru ambele soluții de extindere evidențiază aceleași posibilități raționale de debrulare, fiecare dintre ele vizând deconectarea a 6 LEA, câte una din grupurile:

- 3 – 4, 6 – 7, 9 – 10, 12 – 13 (axa 1 – 14);
- 14 – 23, 23 – 27 (axa 14 – 31);
- 63 – 64, 66 – 67, 69 – 70, 72 – 73 (axa 34 – 51);
- 77 – 78, 80 – 81 (axa 76 – 31);
- 77 – 78, 80 – 81 (axa 51 – 46);
- 39 – 40, 40 – 41, 41 – 43 (axa 46 – 31).

Pentru determinarea soluției optime de debrulare s-a utilizat o metodă de căutare unidimensională [Kilyeni2012]:

- a) se pornește de la soluția optimă buclată și se deconectează succesiv câte o LEA din primul grup, determinându-se soluția optimă (pierderi minime pe ansamblul sistemului de distribuție, cu respectarea restricțiilor privind nivelul de tensiune și încărcarea elementelor de rețea);
- b) pornind de la soluția determinată la punctul a), cu o LEA din primul grup deconectată, se deconectează succesiv câte o LEA din al doilea grup, determinându-se soluția optimă, în condițiile menționate la punctul a);
- c) pornind de la soluția determinată la punctul b), cu 2 LEA deconectate, se deconectează succesiv câte o LEA din al treilea grup, determinându-se soluția optimă, în condițiile menționate la punctul a);
- d) pornind de la soluția determinată la punctul c), cu 3 LEA deconectate, se deconectează succesiv câte o LEA din al patrulea grup, determinându-se soluția optimă, în condițiile menționate la punctul a);
- e) pornind de la soluția determinată la punctul d), cu 4 LEA deconectate, se deconectează succesiv câte o LEA din al cincilea grup, determinându-se soluția optimă, în condițiile menționate la punctul a);
- f) pornind de la soluția determinată la punctul e), cu 5 LEA deconectate, se deconectează succesiv câte o LEA din al șaselea grup, determinându-se soluția optimă, în condițiile menționate la punctul a);
- g) pornind de la soluția determinată la punctul f), cu 6 LEA deconectate, se repetă punctele a) – f) până la stabilizarea soluției (orice modificare a liniei deconectate din oricare grup conduce la creșterea pierderilor de putere activă pe ansamblul sistemului de distribuție).

Căutarea efectivă pentru cazul soluției optime de extindere fără surse regenerabile a decurs în modul următor:

- a) deconectarea LEA 9 – 10 este soluția optimă pentru grupul 1;
- b) deconectarea LEA 14 – 23 este soluția optimă pentru grupul 2 (cu LEA 9 – 10 deconectată);
- c) deconectarea LEA 72 – 73 este soluția optimă pentru grupul 3 (cu LEA 9 – 10, 14 – 23 deconectate);

- d) deconectarea LEA 80 – 81 este soluția optimă pentru grupul 4 (cu LEA 9 – 10, 14 – 23, 72 – 73 deconectate);
- e) deconectarea LEA 47 – 48 este soluția optimă pentru grupul 5 (cu LEA 9 – 10, 14 – 23, 72 – 73, 80 – 81 deconectate);
- f) deconectarea LEA 41 – 42 este soluția optimă pentru grupul 6 (cu LEA 9 – 10, 14 – 23, 72 – 73, 80 – 81, 47 – 48 deconectate);
- g) soluția rezultată după primul ciclu de optimizare: debucularea rețelei prin deconectarea LEA 9 – 10, 14 – 23, 72 – 73, 80 – 81, 47 – 48 și 41 – 42;
- h) prin reluarea căutării pentru fiecare grup în parte nu se obține o soluție mai bună, în consecință soluția de la punctul g) reprezintă debucularea optimă.

Căutarea efectivă pentru cazul soluției optime de extindere fără surse regenerabile s-a realizat în aceeași manieră. Soluția optimă a rezultat din nou după un singur ciclu de parcurgere: debucularea rețelei prin deconectarea LEA 6 – 7, 14 – 23, 72 – 73, 77 – 78, 47 – 48 și 41 – 42.

Analiza comparativă a celor două soluții evidențiază două diferențe cu totul neesențiale: LEA 9 – 10 sau 6 – 7 din primul grup, LEA 80 – 81 sau 77 – 78 din al patrulea grup.

În concluzie, există 4 soluții de debuculare quasi-optime:

- LEA 9 – 10, 14 – 23, 72 – 73, 80 – 81, 47 – 48 și 41 – 42;
- LEA 6 – 7, 14 – 23, 72 – 73, 80 – 81, 47 – 48 și 41 – 42;
- LEA 9 – 10, 14 – 23, 72 – 73, 77 – 78, 47 – 48 și 41 – 42;
- LEA 6 – 7, 14 – 23, 72 – 73, 77 – 78, 47 – 48 și 41 – 42;

În privința soluției optime de extindere, se recomandă "reunirea" soluțiilor obținute pentru regimurile fără și cu surse regenerabile, rezultând următoarele modificări față de schema inițială:

- 95 Ghiroda4 – 94 Ghiroda3 (LEA nouă),
- 66 Bucov5 – 67 Bucov6 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 52 Bucov1 – 63 Bucov2 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 38 PVerde17 – 37 PVerde16 (dublare),
- 64 Bucov3 – 65 Bucov4 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 75 Dumb10 – 76 Dumb11 (dublare),
- 14 Victo3 – 23 PVerde5 (modificare secțiune la 95 mm², față de 50 mm²),
- 1 VENUS20 – 2 Venus1 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 94 Ghiroda3 – 93 Ghiroda2 (LEA nouă),
- 34 BUCOV20 – 52 Bucov1 (dublare),
- 92 Ghiroda1 – 31 PVERDE20 (LEA nouă),
- 4 Venus3 – 5 Venus4 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 63 Bucov2 – 64 Bucov3 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 6 Venus5 – 7 Venus6 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 7 Venus6 – 8 Victo9 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),

- 3 Venus2 – 4 Venus3 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 16 Victo1 – 15 Victo2 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 65 Bucov4 – 66 Bucov5 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 15 Victo2 – 14 Victo3 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 51 Dumb9 – 75 Dumb10 (dublare),
- 35 DUMB20 – 76 Dumb11 (dublare),
- 37 PVerde16 – 36 PVerde15 (dublare),
- 16 Victo1 – 22 VICTO20 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 67 Bucov6 – 68 Bucov7 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 27 PVerde1 – 31 PVERDE20 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 2 Venus1 – 3 Venus2 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 46 Dumb1 – 35 DUMB20 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 23 PVerde5 – 27 PVerde1 (modificare de secțiune la 70v sau 95 mm², față de 35 mm²),
- 5 Venus4 – 6 Venus5 (modificare de secțiune la 70 mm² sau 95 mm², față de 35 mm²);
- 36 PVerde15 – 31 PVERDE20 (dublare).

Practic, este vorba de soluția de extindere obținută fără considerarea surselor regenerabile, la care s-a adăugat LEA 36 – 31.

7.6. Concluzii

Capitolul 7 constituie principala parte aplicativă a lucrării. Se prezintă rezultatele obținute prin implementarea tehnicilor de optimizare bazate pe inteligență artificială (algoritmi genetici) în soluționarea planificării extinderii optime a rețelelor de distribuție a energiei electrice. Elementele teoretice care au constituit obiectul capitolelor anterioare, metodologiile de calcul elaborate și instrumentele soft aferente au fost aplicate și utilizate la soluționarea extinderii optime pentru o gamă largă de sisteme de distribuție. S-a pornit de la sisteme test de mici dimensiuni, ca apoi să se treacă la sisteme de distribuție reale.

Prima parte a capitolului prezintă rezultatele obținute pentru rețelele Test 13, IEEE30 și IEEE33 (în ordinea complexității), în condițiile unor scenarii fictive de extindere.

A doua parte a capitolului este dedicată sistemului de distribuție real – o zonă consistentă din cadrul rețelei deservite de Enel Distribuție Banat.

Pentru fiecare studiu de caz se discută și influența surselor regenerabile asupra soluției de extindere. Studiile de extindere realizate pentru rețeaua funcționând buclat sunt urmate de analize de reconfigurare, în scopul stabilirii punctelor optime de secționare (dintre cele posibile).

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale, în contextul în care capitolul este în întregime original, reprezentând practic principala parte aplicativă a tezei:

- adaptarea și actualizarea bazelor de date referitoare la cele trei rețele test analizate;
- elaborarea unor studii de extindere pentru cele trei sisteme test, ținând cont și de influența apariției surselor regenerabile;
- actualizarea și adaptarea bazei de date referitoare la sistemul de distribuție Enel Timișoara;
- elaborarea studiilor de extindere pentru sistemul de distribuție Enel Timișoara, ținând cont și de influența apariției surselor regenerabile;
- formularea unor concluzii practice, utile operatorilor de distribuție, atât la modul general, cât și cel particular al Enel Distribuție Banat.

8. CONCLUZII GENERALE. CONTRIBUȚII PERSONALE

Acest ultim capitol sintetizează o serie de concluzii generale rezultate în urma elaborării tezei de doctorat, contribuțiile originale aduse în cadrul tezei, modul de valorificare a rezultatelor obținute și direcțiile posibile de continuare și aprofundare a cercetărilor în domeniul abordat.

Elementele teoretice și practice prezentate în cadrul tezei de doctorat evidențiază următoarele concluzii cu caracter mai general:

- Pe baza analizei evoluției sectorului energetic, al SEE și al RED, cu referire și la cazul României, se pot afirma următoarele:
 - se evidențiază tendințe complexe, uneori chiar contradictorii, astfel se remarcă influența puternică asupra altor sectoare de activitate și corelarea cu dezvoltarea durabilă și problemele de mediu;
 - piața unică europeană de energie electrică a devenit o realitate, care implică o dezvoltare și extindere corespunzătoare a SEE european, a rețelei continentale de transport al energiei electrice, a rețelelor de distribuție a energiei electrice;
 - planificarea extinderii optime a RED constituie o sarcină extrem de dificilă și de mare răspundere, mai ales dacă se ține cont de costul investițiilor în acest domeniu, de efectele pe termen lung și de implicațiile legate de protecția mediului;
 - capacitatea de producere, de transport și de distribuție 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, acestea fiind concepute și realizate la nivelul tehnic și tehnologic al anilor '60-'80;
 - starea tehnică reală a instalațiilor se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că se desfășoară un program riguros de mentenanță și rețehnologizare a instalațiilor și echipamentelor;
 - prognoza consumului acoperă o plajă largă de valori, cu diferențe mari între valorile "pesimiste" și cele "optimiste";
 - strategiile de extindere a RED trebuie să țină cont de aceste aspecte, precum și de cele legate de dezvoltarea durabilă și de mediu.
- Practicile și mecanismele aferente planificării extinderii RED, la nivel internațional, respectiv național, conduc la următoarele concluzii:
 - în ultima perioadă, marea majoritate a metodelor consideră planificarea extinderii RED complexe ca o problemă de optimizare, de regulă multicriterială;
 - în cadrul metodelor studiate se remarcă și utilizarea unor tehnici euristice de căutare în domeniul soluțiilor fezabile, dar și a unor algoritmi utilizând tehnicile specifice inteligenței artificiale;
 - se observă o utilizare din ce în ce mai răspândită a tehnicilor de calcul bazate pe inteligență artificială pentru diverse probleme de inginerie în general și probleme de energetică în particular;
 - se subliniază elementele specifice de abordare a problemei extinderii în condițiile actuale ale dereglementării și ale pieței libere de energie, al cerințelor sporite de mediu și de dezvoltare durabilă, al implementării pe scară din ce în ce mai largă a surselor regenerabile de energie distribuite.

- Elaborarea modelului matematic destinat planificării extinderii RED a condus la următoarele concluzii:
 - s-a definitivat modelul matematic al optimizării funcționării momentane a SEE complexe (OPF) și algoritmul de soluționare aferent utilizând tehnici de calcul evolutiv, ca instrument de analiză utilizat în studiile de extindere a RED;
 - în ceea ce privește planificarea extinderii RED s-a elaborat un model de căutare în domeniul soluțiilor bazat pe aplicarea AG, semi-dinamic retrospectiv;
 - maniera de definire a FOB trebuie să țină cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare: la costul anual al funcționării SEE se adaugă și costul investițiilor legate de realizarea noilor capacități de distribuție a energiei electrice, elemente de siguranță în funcționare și capacitatea totală de transfer disponibilă (evident, "aduse la numitor comun");
 - studiile de extindere a RED, realizate pentru rețeaua funcționând buclat, Trebuie să fie urmate de analize de "reconfigurare", în scopul stabilirii punctelor optime de secționare (dintre cele posibile).
- Din punct de vedere al instrumentele soft dezvoltate pentru scopul propus, se pot evidenția următoarele concluzii:
 - în literatura de specialitate se remarcă utilizarea preponderentă a planificării extinderii RED calculând circulația de puteri în curent continuu, ceea ce înseamnă ipoteze simplificatoare foarte "dure", care, în anumite situații, pot să conducă la rezultate nerealiste, eronate;
 - în condițiile actuale ale performanțelor sistemelor informatice, a mediilor de programare și sistemelor de operare, implementarea modelului complet al circulației de puteri trebuie să devină o practică comună;
 - este necesară adaptarea instrumentelor soft la elementele specifice legate de parametrul RED, în special raportul R/X, de lungimea relativ redusă a liniilor electrice și de funcționarea cu schemă normală debuclată, radială ramificată;
 - studiile de caz din literatura de specialitate se referă, în marea lor majoritate, la sisteme test, mai mult sau mai puțin consacrate, de dimensiuni reduse;
 - toate instrumentele soft elaborate sunt destinate RED reale, de mari dimensiuni; de altfel majoritatea spațiului destinat prezentării studiilor de caz este rezervat sistemului de distribuție Enel Timișoara.

În continuare se prezintă sinteza principalelor contribuții originale, teoretice și aplicative, cuprinse în cadrul tezei de doctorat.

- În cadrul capitolului 2, având ca obiectiv prezentarea stadiului actual al evoluției sectorului energetic, a SEE și a RED (cu atenție specială România), pot fi enumerate următoarele contribuții:
 - realizarea unei sinteze documentate, în viziunea proprie a autorului, asupra stadiului actual al evoluției sectorului energetic, al pieței de energie și al SEE;
 - prezentarea într-o manieră proprie, graduală, a evoluției pieței de energie în UE, a legislației europene în domeniul energetic, a cerințelor impuse prin dezvoltarea durabilă și protecția mediului;
 - reliefaarea necesității unei viziuni coerente asupra planificării extinderii RED, 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 distribuție al energiei electrice, sursele de informații fiind cele "oficiale", furnizate în mare parte de Operatorii de Distribuție;
 - prezentarea sistematizată a evoluției cadrului legal actual în domeniu, în concordanță cu legislația comunitară corespunzătoare;

- evidențierea necesității unei strategii coerente asupra planificării extinderii RED, care să aibă la bază o abordare riguroasă, luând în considerare toate aspectele de interes tehnic și economic menționate, ținând cont în același timp de o gamă largă de scenarii posibile, de la cele mai pesimiste până la cele mai optimiste.
- Obiectivul capitolului 3 este trecerea în revistă a metodelor utilizate la planificarea extinderii RED, subliniindu-se următoarele contribuții:
 - realizarea unei sinteze documentate, în viziune proprie, bazată pe un amplu studiu bibliografic, a metodelor utilizate pentru planificarea extinderii RED, atât cele care la ora actuală pot fi considerate "clasice", cât și a celor "moderne", utilizând tehnici specifice inteligenței artificiale;
 - focalizarea unei atenții speciale asupra metodelor de soluționare bazate pe tehnici de inteligență artificială;
 - pregătirea elementelor pentru capitolele următoare, care se referă la metodele concrete utilizate în lucrare și la studiile de caz realizate, inclusiv recomandarea de a utiliza un calcul complet de circulație de puteri în c.c.
- Capitolul 4 se referă prezentarea tehnicilor de inteligență artificială, în scopul alegerii celei care se va utiliza efectiv pentru planificarea extinderii RED. Sunt prezentați atât algoritmi de tip roi (PSO) cât și algoritmi genetici (AG), prin prisma aspectelor teoretice și a elementelor practice de implementare. Contribuțiile aduse sunt următoarele:
 - realizarea unei sinteze originale asupra algoritmilor de optimizare de tip roi, ca o categorie distinctă de algoritmi evolutivi;
 - realizarea unei sinteze originale asupra algoritmilor genetici;
 - sistematizarea modelului matematic pentru algoritmi de tip PSO,
 - sistematizarea modelului matematic pentru algoritmi genetici;
 - verificarea algoritmilor pentru rețele de distribuție test, concluzia finală fiind recomandarea de a utiliza în cele ce urmează algoritmi genetici (similară cu cea obținută prin compararea rezultatelor obținute în [Cristian2013a], [Solomonesc 2013], referitoare la RET).
- Capitolului 5 are ca scop prezentarea modelului matematic și a tehnicilor de soluționare clasice destinate planificării extinderii RED complexe, inclusiv partea referitoare la analiza și optimizarea regimurilor de funcționare (ca parte componentă importantă a problemei de determinare a soluției optime de extindere). Este prezentată atât varianta clasică a modelului matematic, cât și cea bazată pe utilizarea tehnicilor de inteligență artificială (AG în speță). Contribuțiile aduse sunt următoarele:
 - prezentarea în detaliu a modelului matematic și a metodei de soluționare numerică a circulației de puteri, cu o serie de detalii practice utile pentru implementare;
 - 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;
 - prezentarea unui model euristic de căutare ordonată în domeniul soluțiilor, semidinamic retrospectiv, pentru rezolvarea planificării extinderii rețelelor de distribuție a energiei electrice;
 - elaborarea unei metode simple, dar robuste, de reconfigurarea a RED, în scopul obținerii soluțiilor optime practice debuclate (radiale ramificate);
 - considerarea unei funcții obiectiv care ține cont de caracterul multicriterial al problemei de optimizare;
 - adaptarea modelului matematic de optimizare a circulației de puteri cerințelor impuse de aplicarea unei tehnici de soluționare bazate pe algoritmi genetici;
 - utilizarea unor algoritmi genetici pentru rezolvarea planificării extinderii rețelelor de distribuție a energiei electrice.

- Capitolul 6 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 instrumentelor soft pentru optimizarea regimului permanent normal și pentru planificarea extinderii optime a rețelelor de distribuție a energiei electrice utilizând algoritmi genetici, cu luarea în considerare a elementelor specifice legate de parametri, în special raportul R/X, de lungimea relativ redusă a liniilor electrice și de funcționarea cu schemă normală debuclată, radială ramificată;
 - interfațarea cu programul PowerWorld, atât prin metodă locală, cât și prin server, cu asigurarea compatibilității depline la nivel de bază de date;
 - înglobarea bibliotecii de programe MatPower, cu includerea conductanței transversale a elementelor de rețea;
 - realizarea unor interfețe grafice ușor de utilizat, cu implementarea vizualizării și salvării în diferite forme a graficului evoluției iterative a algoritmilor genetici.
- Capitolul 7 este în întregime original, cuprinzând principala parte aplicativă a tezei. Se pot scoate în evidență următoarele contribuții originale:
 - adaptarea și actualizarea bazelor de date pentru cele trei rețele test analizate;
 - elaborarea unor studii de extindere pentru cele trei sisteme test, ținând cont și de influența apariției surselor regenerabile;
 - actualizarea și adaptarea bazei de date pentru RED reală Enel Timișoara;
 - elaborarea studiilor de extindere pentru sistemul de distribuție Enel Timișoara, ținând cont și de influența apariției surselor regenerabile;
 - formularea unor concluzii practice, utile operatorilor de distribuție, atât la modul general, cât și cel particular al Enel Distribuție Banat.

Rezultatele cercetării 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 de funcționare a SEE, și Enel Distribuție Banat, Enel Distribuție Dobrogea și Electrica Muntenia Nord, alți agenți economici etc. [UPT2013], [UPT2013a], [UPT2013b], [UPT2013c], [UPT2013d], [UPT2013e], [UPT2014]. De altfel, la baza stabilirii temei tezei de doctorat a stat interesul manifestat de OD în ceea ce privește extinderea RED.

De asemenea, o parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei au fost publicate și sunt în curs de publicare. Se remarcă faptul că din totalul de 9 lucrări proprii până în prezent, 4 sunt publicate în țară și 5 în străinătate. O lucrare este cotate ISI ([Molnar2012]), 5 sunt indexate BDI – Scopus, Compendex, Inspec, IEEE ([Cornoiu2011], [Cristian2013], [Solomonesc2012], [Vătău2011], [Vuc2013]), 3 au fost susținute în cadrul workshop-urilor organizate în cadrul proiectului "Interdisciplinaritatea și managementul cercetării în studiile doctorale" ID 77265 [Teslovan2011], [Teslovan2012a], [Teslovan2013a] și 2 sunt rapoarte științifice elaborate în cadrul programului de cercetare doctorală [Teslovan2012b], [Teslovan2013b].

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 RED:

- "dinamizarea" modelului matematic – abordarea problemei extinderii RED ca o problemă de programare dinamică, soluția indicând momentul când trebuie finalizate noile capacități de transport al energiei electrice;
- rafinarea metodelor de soluționare bazate pe utilizarea algoritmilor genetici, în scopul creșterii eficienței și ameliorării performanțelor acestora;
- implementarea unor alte clase de metode de soluționare bazate pe tehnici de inteligență artificială;
- abordarea probabilistă a unor elemente componente ale problemei discutate;
- extinderea analizei la alte RED, gestionate de OD din România.

ANEXA 1. TEST 13

A1.1. Test 13 inițial, fără surse regenerabile

Tabelul 7.2.1. 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	0.02900	0.09250	0.00000	0.00950
3	5	20.00	20.00	0.38300	0.58000	0.00000	0.00008
3	8	20.00	20.00	0.64200	0.73000	0.00000	0.00009
5	11	20.00	20.00	0.54600	0.62000	0.00000	0.00008
5	10	20.00	20.00	0.39800	0.34000	0.00000	0.00004
5	6	20.00	20.00	0.32300	0.49000	0.00000	0.00007
6	13	20.00	20.00	0.68600	0.78000	0.00000	0.00010
6	7	20.00	20.00	0.29700	0.45000	0.00000	0.00006
7	4	20.00	20.00	0.43600	0.66000	0.00000	0.00009
8	9	20.00	20.00	0.39600	0.45000	0.00000	0.00006
9	7	20.00	20.00	0.53700	0.61000	0.00000	0.00008
11	12	20.00	20.00	0.49100	0.42000	0.00000	0.00005
13	4	20.00	20.00	0.57200	0.65000	0.00000	0.00008

Tabelul 7.2.2. Parametri transformatoare

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.]
1	3	110.00	20.00	0.02520	0.53240	0.00030	-0.00310	0.98030	0.74890	1.06930
1	3	110.00	20.00	0.02520	0.53240	0.00030	-0.00310	0.98030	0.74890	1.06930
2	4	110.00	20.00	0.04580	0.83190	0.00024	-0.00160	0.98030	0.74890	1.06930
2	4	110.00	20.00	0.04580	0.83190	0.00024	-0.00160	0.98030	0.74890	1.06930

Tabelul 7.2.3. Date și rezultate noduri, regim de bază

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVA _r]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVA _r]
Statia A	1	Slack	110.00			1.07000	117.70	0.00	28.61	12.05
Statia B	2	PV	110.00			1.06700	117.37	-0.14	9.50	3.48
Nod 3 A	3	PQ	20.00	17.00	4.00	1.06611	21.32	-3.21	-17.00	-4.00
Nod 4 B	4	PQ	20.00	5.70	2.60	1.06332	21.27	-2.77	-5.70	-2.60
Nod 5	5	PQ	20.00	1.20	0.50	1.03554	20.71	-4.18	-1.20	-0.50
Nod 6	6	PQ	20.00	1.10	0.60	1.03443	20.69	-3.95	-1.10	-0.60
Nod 7	7	PQ	20.00	2.00	1.00	1.03740	20.75	-3.74	-2.00	-1.00
Nod 8	8	PQ	20.00	1.80	0.60	1.03794	20.76	-3.82	-1.80	-0.60
Nod 9	9	PQ	20.00	2.00	1.30	1.03003	20.60	-3.91	-2.00	-1.30
Nod 10	10	PQ	20.00	1.50	0.40	1.02842	20.57	-4.37	-1.50	-0.40
Nod 11	11	PQ	20.00	1.50	0.50	1.01719	20.34	-4.79	-1.50	-0.50
Nod 12	12	PQ	20.00	1.00	0.30	1.01110	20.22	-4.94	-1.00	-0.30
Nod 13	13	PQ	20.00	2.70	1.00	1.03862	20.77	-3.64	-2.70	-1.00

Tabelul 7.2.4. Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
1	3	117.70	21.32	12.48	5.14	-12.40	-3.98	0.072	1.157
1	3	117.70	21.32	12.48	5.14	-12.40	-3.98	0.072	1.157
1	2	117.70	117.37	3.66	1.78	-3.65	-2.85	0.005	-1.069
2	4	117.37	21.27	6.58	3.16	-6.53	-2.61	0.048	0.550
2	4	117.37	21.27	6.58	3.16	-6.53	-2.61	0.048	0.550
3	5	21.32	20.71	4.84	2.44	-4.74	-2.30	0.099	0.142
3	8	21.32	20.76	2.96	1.51	-2.90	-1.45	0.063	0.061
5	11	20.71	20.34	2.54	0.83	-2.51	-0.80	0.036	0.033
5	10	20.71	20.57	1.51	0.40	-1.50	-0.40	0.009	0.003
5	6	20.71	20.69	-0.51	0.57	0.51	-0.57	0.002	-0.004
6	13	20.69	20.77	-0.69	0.05	0.70	-0.06	0.003	-0.007
6	7	20.69	20.75	-0.92	-0.08	0.92	0.08	0.002	-0.003
7	4	20.75	21.27	-3.83	-1.53	3.90	1.62	0.069	0.094
8	9	20.76	20.60	1.10	0.85	-1.09	-0.85	0.007	0.002
9	7	20.60	20.75	-0.91	-0.45	0.91	0.45	0.005	-0.003
11	12	20.34	20.22	1.01	0.30	-1.00	-0.30	0.005	-0.001
13	4	20.77	21.27	-3.40	-0.94	3.46	1.01	0.066	0.066
								0.611	2.728

A1.2. Test 13 extins maximal, fără surse regenerabile

Tabelul 7.2.5. 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.]
13	4	20.00	20.00	0.57200	0.65000	0.00000	0.00008
8	10	20.00	20.00	0.39600	0.45000	0.00000	0.00006
3	8	20.00	20.00	0.64200	0.73000	0.00000	0.00009
3	5	20.00	20.00	0.38300	0.58000	0.00000	0.00008
12	13	20.00	20.00	0.49100	0.42000	0.00000	0.00005
5	11	20.00	20.00	0.54600	0.62000	0.00000	0.00008
7	4	20.00	20.00	0.43600	0.66000	0.00000	0.00009

Tabelul 7.2.6. 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]
Statia A	1	Slack	110.00			1.08500	119.35	0.00	43.93	20.95
Statia B	2	PV	110.00			1.07700	118.47	-0.38	9.50	3.55
Nod 3 A	3	PQ	20.00	17.00	4.00	1.06995	21.40	-4.24		
Nod 4 B	4	PQ	20.00	5.70	2.60	1.05920	21.18	-4.31		
Nod 5	5	PQ	20.00	2.40	1.00	1.04156	20.83	-5.16		
Nod 6	6	PQ	20.00	2.20	1.20	1.03241	20.65	-5.27	0.00	0.00
Nod 7	7	PQ	20.00	4.00	2.00	1.03545	20.71	-5.08	0.00	0.00
Nod 8	8	PQ	20.00	3.60	1.20	1.03725	20.75	-5.10		
Nod 9	9	PQ	20.00	4.00	2.60	1.02097	20.42	-5.33		
Nod 10	10	PQ	20.00	3.00	0.80	1.03225	20.64	-5.35		
Nod 11	11	PQ	20.00	3.00	1.00	1.02820	20.56	-5.52		
Nod 12	12	PQ	20.00	2.00	0.60	1.02446	20.49	-5.51	0.00	0.00
Nod 13	13	PQ	20.00	5.40	2.00	1.03275	20.65	-5.20		

Tabelul 7.2.7. 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	3	119.35	21.40	16.83	7.66	-16.72	-5.83	0.104	1.831
1	2	119.35	118.47	10.28	5.63	-10.24	-6.63	0.035	-0.997
1	3	119.35	21.40	16.83	7.66	-16.72	-5.83	0.104	1.831
2	4	118.47	21.18	9.87	5.09	-9.80	-4.06	0.074	1.024
2	4	118.47	21.18	9.87	5.09	-9.80	-4.06	0.074	1.024
3	5	21.40	20.83	4.55	2.25	-4.47	-2.13	0.086	0.122
3	8	21.40	20.75	3.67	1.58	-3.58	-1.49	0.090	0.091
3	8	21.40	20.75	3.67	1.58	-3.58	-1.49	0.090	0.091
3	5	21.40	20.83	4.55	2.25	-4.47	-2.13	0.086	0.122
5	6	20.83	20.65	1.21	1.15	-1.20	-1.14	0.008	0.006
5	11	20.83	20.56	1.73	0.72	-1.72	-0.71	0.018	0.012
5	11	20.83	20.56	1.73	0.72	-1.72	-0.71	0.018	0.012
5	10	20.83	20.64	1.86	0.67	-1.85	-0.67	0.014	0.008
6	13	20.65	20.65	-0.12	0.06	0.12	-0.07	0.000	-0.011
6	7	20.65	20.71	-0.88	-0.12	0.88	0.11	0.002	-0.003
7	4	20.71	21.18	-3.27	-1.56	3.32	1.63	0.053	0.071
7	4	20.71	21.18	-3.27	-1.56	3.32	1.63	0.053	0.071
8	10	20.75	20.64	1.16	0.13	-1.15	-0.13	0.005	-0.001
8	9	20.75	20.42	2.40	1.64	-2.37	-1.61	0.031	0.029
9	7	20.42	20.71	-1.63	-0.99	1.65	1.00	0.019	0.013
11	12	20.56	20.49	0.43	0.41	-0.43	-0.42	0.002	-0.004
12	13	20.49	20.65	-1.57	-0.18	1.58	0.19	0.012	0.005
13	4	20.65	21.18	-3.55	-1.06	3.63	1.14	0.074	0.075
13	4	20.65	21.18	-3.55	-1.06	3.63	1.14	0.074	0.075
								1.126	5.497

A1.3. Test 13 soluția optimă, fără surse regenerabile

Tabelul 7.2.8. Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere

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]
Statia A	1	Slack	110.00			1.10000	121.00	0.00	32.01	13.74
Statia B	2	PV	110.00			1.10000	121.00	0.01	21.49	10.67
Nod 4 B	4	PQ	20.00	5.70	2.60	1.07929	21.59	-4.06	-5.70	-2.60
Nod 7	7	PQ	20.00	4.00	2.00	1.05252	21.05	-4.88	-4.00	-2.00
Nod 13	13	PQ	20.00	5.40	2.00	1.05054	21.01	-4.99	-5.40	-2.00
Nod 6	6	PQ	20.00	2.20	1.20	1.04997	21.00	-5.05	-2.20	-1.20
Nod 8	8	PQ	20.00	3.60	1.20	1.04061	20.81	-5.10	-3.60	-1.20
Nod 10	10	PQ	20.00	3.00	0.80	1.04525	20.91	-5.28	-3.00	-0.80
Nod 12	12	PQ	20.00	2.00	0.60	1.03821	20.76	-5.38	-2.00	-0.60
Nod 11	11	PQ	20.00	3.00	1.00	1.03776	20.76	-5.48	-3.00	-1.00
Nod 5	5	PQ	20.00	2.40	1.00	1.05929	21.19	-4.92	-2.40	-1.00
Nod 3 A	3	PQ	20.00	17.00	4.00	1.08815	21.76	-3.94	-17.00	-4.00
Nod 9	9	PQ	20.00	4.00	2.60	1.03029	20.61	-5.24	-4.00	-2.60

Tabelul 7.2.9. Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere

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	12	20.76	20.76	-0.24	0.17	0.24	-0.18	0.0004	-0.0051
1	3	121.00	21.76	16.11	7.12	-16.01	-5.46	0.0973	1.6690

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	121.00	121.00	-0.20	-0.51	0.20	-0.64	0.0000	-1.1495
12	13	20.76	21.01	-2.24	-0.42	2.27	0.44	0.0237	0.0147
3	5	21.76	21.19	4.86	2.23	-4.77	-2.10	0.0925	0.1312
3	5	21.76	21.19	4.86	2.23	-4.77	-2.10	0.0925	0.1312
2	4	121.00	21.59	10.64	5.65	-10.56	-4.51	0.0808	1.1405
1	3	121.00	21.76	16.11	7.12	-16.01	-5.46	0.0973	1.6690
7	4	21.05	21.59	-3.67	-1.83	3.73	1.92	0.0661	0.0902
2	4	121.00	21.59	10.64	5.65	-10.56	-4.51	0.0808	1.1405
13	4	21.01	21.59	-3.89	-1.20	3.98	1.29	0.0860	0.0882
13	4	21.01	21.59	-3.89	-1.20	3.98	1.29	0.0860	0.0882
5	6	21.19	21.00	1.30	1.16	-1.29	-1.15	0.0087	0.0060
5	10	21.19	20.91	3.04	0.83	-3.00	-0.80	0.0351	0.0254
5	11	21.19	20.76	2.80	1.21	-2.76	-1.17	0.0455	0.0428
3	8	21.76	20.81	5.30	2.45	-5.11	-2.25	0.1850	0.1997
6	7	21.00	21.05	-0.79	-0.07	0.79	0.07	0.0017	-0.0040
6	13	21.00	21.01	-0.12	0.02	0.12	-0.04	0.0001	-0.0109
9	7	20.61	21.05	-2.50	-1.56	2.54	1.60	0.0437	0.0411
8	9	20.81	20.61	1.51	1.05	-1.50	-1.04	0.0125	0.0079
7	4	21.05	21.59	-3.67	-1.83	3.73	1.92	0.0661	0.0902
								1.2018	5.4063

A1.4. Test 13 inițial, cu surse regenerabile

Tabelul 7.2.10. 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]
Statia A	1	Slack	110.00			1.07000	117.70	0.00	19.33	12.53
Statia B	2	PV	110.00			1.06700	117.37	0.05	9.50	1.77
Nod 3 A	3	PQ	20.00	17.00	4.00	1.06769	21.35	-2.47	-17.00	-4.00
Nod 4 B	4	PQ	20.00	5.70	2.60	1.06567	21.31	-1.84	-5.70	-2.60
Nod 12	12	PQ	20.00	1.00	0.30	1.05668	21.13	-1.48	3.00	0.00
Nod 6	6	PQ	20.00	1.10	0.60	1.05150	21.03	-2.01	3.00	0.00
Nod 5	5	PQ	20.00	1.20	0.50	1.05088	21.02	-2.37	-1.20	-0.50
Nod 8	8	PQ	20.00	1.80	0.60	1.05084	21.02	-2.32	-1.80	-0.60
Nod 7	7	PQ	20.00	2.00	1.00	1.05082	21.02	-2.07	-2.00	-1.00
Nod 9	9	PQ	20.00	2.00	1.30	1.04980	21.00	-1.93	3.00	0.00
Nod 11	11	PQ	20.00	1.50	0.50	1.04861	20.97	-1.99	-1.50	-0.50
Nod 13	13	PQ	20.00	2.70	1.00	1.04782	20.96	-2.25	-2.70	-1.00
Nod 10	10	PQ	20.00	1.50	0.40	1.04386	20.88	-2.55	-1.50	-0.40

Tabelul 7.2.11. 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]
8	9	21.02	21.00	-0.82	0.97	0.83	-0.97	0.0058	0.0002
9	7	21.00	21.02	0.17	-0.33	-0.17	0.32	0.0007	-0.0080
1	2	117.70	117.37	0.02	2.92	-0.01	-4.00	0.0030	-1.0749
11	12	20.97	21.13	-1.98	0.31	2.00	-0.30	0.0180	0.0097
3	5	21.35	21.02	1.20	2.30	-1.18	-2.27	0.0226	0.0257
3	8	21.35	21.02	1.00	1.58	-0.98	-1.57	0.0198	0.0120
7	4	21.02	21.31	-1.57	-1.33	1.59	1.35	0.0167	0.0155
13	4	20.96	21.31	-2.12	-1.01	2.15	1.03	0.0287	0.0232

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]
5	6	21.02	21.03	-1.05	0.56	1.06	-0.56	0.0042	-0.0008
5	10	21.02	20.88	1.51	0.40	-1.50	-0.40	0.0088	0.0030
5	11	21.02	20.97	-0.48	0.81	0.48	-0.81	0.0044	-0.0038
6	7	21.03	21.02	0.26	-0.02	-0.26	0.01	0.0002	-0.0064
6	13	21.03	20.96	0.58	-0.02	-0.58	0.01	0.0021	-0.0086
1	3	117.70	21.35	9.66	4.81	-9.60	-3.94	0.0585	0.8651
2	4	117.37	21.31	4.76	2.89	-4.72	-2.49	0.0390	0.3947
2	4	117.37	21.31	4.76	2.89	-4.72	-2.49	0.0390	0.3947
1	3	117.70	21.35	9.66	4.81	-9.60	-3.94	0.0585	0.8651
								0.3300	1.5064

A1.5. Test 13 extins maximal, cu surse regenerabile

Tabelul 7.2.12. Date și rezultate noduri, regim extins maximal cu surse regenerabile

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]
Statia A	1	Slack	110.00			1.08500	119.35	0.00	34.51	21.47
Statia B	2	PV	110.00			1.07700	118.47	-0.17	9.50	1.23
Nod 3 A	3	PQ	20.00	17.00	4.00	1.07148	21.43	-3.56	-17.00	-4.00
Nod 4 B	4	PQ	20.00	5.70	2.60	1.06293	21.26	-3.26	-5.70	-2.60
Nod 5	5	PQ	20.00	2.40	1.00	1.04884	20.98	-4.01	-2.40	-1.00
Nod 8	8	PQ	20.00	3.60	1.20	1.04485	20.90	-3.99	-3.60	-1.20
Nod 6	6	PQ	20.00	2.20	1.20	1.04451	20.89	-3.70	3.00	0.00
Nod 7	7	PQ	20.00	4.00	2.00	1.04434	20.89	-3.72	-4.00	-2.00
Nod 13	13	PQ	20.00	5.40	2.00	1.04240	20.85	-3.81	-5.40	-2.00
Nod 12	12	PQ	20.00	2.00	0.60	1.04194	20.84	-3.78	3.00	0.00
Nod 10	10	PQ	20.00	3.00	0.80	1.03971	20.79	-4.22	-3.00	-0.80
Nod 11	11	PQ	20.00	3.00	1.00	1.03918	20.78	-4.13	-3.00	-1.00
Nod 9	9	PQ	20.00	4.00	2.60	1.03594	20.72	-3.70	3.00	0.00

Tabelul 7.2.13. Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim extins maximal cu surse regenerabile

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	12	20.78	20.84	-0.99	0.48	1.00	-0.48	0.0055	-0.0008
8	10	20.90	20.79	1.14	0.19	-1.13	-0.19	0.0048	-0.0008
1	2	119.35	118.47	6.17	6.90	-6.14	-7.93	0.0231	-1.0366
12	13	20.84	20.85	0.00	-0.12	0.00	0.12	0.0001	-0.0055
3	5	21.43	20.98	2.99	2.21	-2.95	-2.15	0.0462	0.0613
3	5	21.43	20.98	2.99	2.21	-2.95	-2.15	0.0462	0.0613
3	8	21.43	20.90	2.59	1.63	-2.54	-1.58	0.0525	0.0492
3	8	21.43	20.90	2.59	1.63	-2.54	-1.58	0.0525	0.0492
7	4	20.89	21.26	-2.29	-1.43	2.32	1.46	0.0291	0.0344
7	4	20.89	21.26	-2.29	-1.43	2.32	1.46	0.0291	0.0344
13	4	20.85	21.26	-2.55	-1.04	2.59	1.08	0.0400	0.0361
13	4	20.85	21.26	-2.55	-1.04	2.59	1.08	0.0400	0.0361
5	6	20.98	20.89	-0.41	1.20	0.42	-1.20	0.0048	0.0001
5	10	20.98	20.79	1.88	0.61	-1.87	-0.61	0.0142	0.0077
5	11	20.98	20.78	1.01	0.74	-1.00	-0.74	0.0078	0.0002
5	11	20.98	20.78	1.01	0.74	-1.00	-0.74	0.0078	0.0002
6	7	20.89	20.89	0.09	-0.02	-0.09	0.01	0.0000	-0.0065

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	13	20.89	20.85	0.29	0.02	-0.29	-0.03	0.0005	-0.0103
9	7	20.72	20.89	-0.67	-0.84	0.67	0.84	0.0057	-0.0020
8	9	20.90	20.72	0.34	1.76	-0.33	-1.76	0.0118	0.0071
1	3	119.35	21.43	14.17	7.29	-14.09	-5.84	0.0865	1.4503
2	4	118.47	21.26	7.82	4.58	-7.76	-3.84	0.0583	0.7424
2	4	118.47	21.26	7.82	4.58	-7.76	-3.84	0.0583	0.7424
1	3	119.35	21.43	14.17	7.29	-14.09	-5.84	0.0865	1.4503
								0.7113	3.7002

A1.3. Test 13 soluția optimă, cu surse regenerabile

Tabelul 7.2.14. Date și rezultate noduri

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVar]
Statia A	1	Slack	110.00			1.10000	121.00	0.00	29.74	13.96
Statia B	2	PV	110.00			1.10000	121.00	-0.05	14.47	8.94
Nod 3 A	3	PQ	20.00	17.00	4.00	1.08654	21.73	-3.50	-17.00	-4.00
Nod 6	6	PQ	20.00	2.20	1.20	1.05197	21.04	-3.84	3.00	0.00
Nod 7	7	PQ	20.00	4.00	2.00	1.04983	21.00	-3.86	-4.00	-2.00
Nod 13	13	PQ	20.00	5.40	2.00	1.04819	20.96	-4.03	-5.40	-2.00
Nod 8	8	PQ	20.00	3.60	1.20	1.04518	20.90	-4.05	-3.60	-1.20
Nod 10	10	PQ	20.00	3.00	0.80	1.04520	20.90	-4.47	-3.00	-0.80
Nod 12	12	PQ	20.00	2.00	0.60	1.04145	20.83	-3.92	3.00	0.00
Nod 11	11	PQ	20.00	3.00	1.00	1.03917	20.78	-4.30	-3.00	-1.00
Nod 5	5	PQ	20.00	2.40	1.00	1.05924	21.18	-4.10	-2.40	-1.00
Nod 4 B	4	PQ	20.00	5.70	2.60	1.08703	21.74	-2.98	-5.70	-2.60
Nod 9	9	PQ	20.00	4.00	2.60	1.03849	20.77	-3.79	3.00	0.00

Tabelul 7.2.15. Circulații de puteri prin elementele de rețea

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
2	4	121.00	21.74	7.76	4.59	-7.71	-3.87	0.0579	0.7216
9	7	20.77	21.00	-0.84	-1.20	0.85	1.20	0.0106	0.0034
1	2	121.00	121.00	1.06	-0.91	-1.06	-0.24	0.0003	-1.1486
11	12	20.78	20.83	-0.99	0.60	1.00	-0.60	0.0061	-0.0003
8	9	20.90	20.77	0.17	1.40	-0.16	-1.40	0.0073	0.0020
3	5	21.73	21.18	3.81	2.61	-3.74	-2.51	0.0692	0.0959
2	4	121.00	21.74	7.76	4.59	-7.71	-3.87	0.0579	0.7216
1	3	121.00	21.73	14.34	7.43	-14.26	-5.97	0.0874	1.4602
7	4	21.00	21.74	-4.56	-2.89	4.67	3.05	0.1152	0.1644
13	4	20.96	21.74	-4.89	-1.93	5.04	2.09	0.1440	0.1540
3	5	21.73	21.18	3.81	2.61	-3.74	-2.51	0.0692	0.0959
1	3	121.00	21.73	14.34	7.43	-14.26	-5.97	0.0874	1.4602
5	6	21.18	21.04	0.01	1.57	0.00	-1.56	0.0071	0.0035
5	10	21.18	20.90	3.04	0.83	-3.00	-0.80	0.0351	0.0255
5	11	21.18	20.78	2.04	1.63	-2.01	-1.60	0.0332	0.0289
3	8	21.73	20.90	3.89	2.73	-3.77	-2.60	0.1232	0.1294
6	7	21.04	21.00	0.29	0.31	-0.29	-0.31	0.0005	-0.0059

ANEXA 2. IEEE30

A2.1. IEEE30 inițial, fără surse regenerabile

Tabelul 7.3.1. 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.]
2	3	20.00	20.00	0.02400	0.03700	0.00000	0.000005
2	29	20.00	20.00	0.07000	0.03700	0.00000	0.000004
3	4	20.00	20.00	0.07200	0.11000	0.00000	0.000015
4	5	20.00	20.00	0.12400	0.18800	0.00000	0.000025
4	23	20.00	20.00	0.11100	0.11000	0.00000	0.000014
5	6	20.00	20.00	0.12400	0.18800	0.00000	0.000025
6	7	20.00	20.00	0.12800	0.19300	0.00000	0.000025
7	8	20.00	20.00	0.12800	0.19300	0.00000	0.000025
7	19	20.00	20.00	0.21600	0.18800	0.00000	0.000023
7	22	20.00	20.00	0.21600	0.18800	0.00000	0.000023
8	9	20.00	20.00	0.34300	0.19300	0.00000	0.000022
9	10	20.00	20.00	0.34300	0.19300	0.00000	0.000022
9	16	20.00	20.00	0.21600	0.18800	0.00000	0.000023
10	11	20.00	20.00	0.34300	0.19300	0.00000	0.000022
11	12	20.00	20.00	0.34300	0.19300	0.00000	0.000022
12	13	20.00	20.00	0.34300	0.19300	0.00000	0.000022
13	14	20.00	20.00	0.34300	0.19300	0.00000	0.000022
14	15	20.00	20.00	0.34300	0.19300	0.00000	0.000022
16	17	20.00	20.00	0.34300	0.19300	0.00000	0.000022
17	18	20.00	20.00	0.34300	0.19300	0.00000	0.000022
19	20	20.00	20.00	0.21600	0.18800	0.00000	0.000023
20	21	20.00	20.00	0.34300	0.19300	0.00000	0.000022
23	24	20.00	20.00	0.11100	0.11000	0.00000	0.000014
24	25	20.00	20.00	0.21600	0.18800	0.00000	0.000023
25	26	20.00	20.00	0.21600	0.18800	0.00000	0.000023
26	27	20.00	20.00	0.21600	0.18800	0.00000	0.000023
27	28	20.00	20.00	0.34300	0.19300	0.00000	0.000022
29	30	20.00	20.00	0.07000	0.03700	0.00000	0.000004
30	31	20.00	20.00	0.34300	0.19300	0.00000	0.000022

Tabelul 7.3.2. Parametri transformatoare

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.]
1	2	110.00	20.00	0.01361	0.36300	0.00043	-0.00331	0.98030	0.74890	1.06930

Tabelul 7.3.3. 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]
Nod1	1	Slack	110.00			1.08000	118.80	-19.42	10.59	4.41
Nod2	2	PQ	20.00	0.52	0.18	1.08704	21.74	-21.23	-0.52	-0.18
Nod3	3	PQ	20.00			1.08425	21.68	-21.34		
Nod4	4	PQ	20.00	0.00	0.00	1.07591	21.52	-21.69	0.00	0.00
Nod5	5	PQ	20.00	0.47	0.15	1.06759	21.35	-22.03	-0.47	-0.15
Nod6	6	PQ	20.00	0.00	0.00	1.06010	21.20	-22.35	0.00	0.00
Nod7	7	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05242	21.05	-22.67	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]
Nod8	8	PQ	20.00	0.00	0.00	1.04741	20.95	-22.89	0.00	0.00
Nod9	9	PQ	20.00	0.00	0.00	1.03678	20.74	-23.00	0.00	0.00
Nod10	10	PQ	20.00	0.19	0.06	1.03106	20.62	-23.07	-0.19	-0.06
Nod11	11	PQ	20.00	0.00	0.00	1.02607	20.52	-23.12	0.00	0.00
Nod12	12	PQ	20.00	0.17	0.05	1.02108	20.42	-23.18	-0.17	-0.05
Nod13	13	PQ	20.00	0.33	0.11	1.01675	20.34	-23.23	-0.33	-0.11
Nod14	14	PQ	20.00	0.39	0.13	1.01374	20.27	-23.26	-0.39	-0.13
Nod15	15	PQ	20.00	0.36	0.12	1.01230	20.25	-23.28	-0.36	-0.12
Nod16	16	PQ	20.00	0.48	0.16	1.03343	20.67	-23.08	-0.48	-0.16
Nod17	17	PQ	20.00	0.28	0.10	1.03042	20.61	-23.11	-0.28	-0.10
Nod18	18	PQ	20.00	0.48	0.16	1.02852	20.57	-23.13	-0.48	-0.16
Nod19	19	PQ	20.00	0.43	0.14	1.04911	20.98	-22.75	-0.43	-0.14
Nod20	20	PQ	20.00	0.33	0.11	1.04694	20.94	-22.80	-0.33	-0.11
Nod21	21	PQ	20.00	0.49	0.16	1.04504	20.90	-22.82	-0.49	-0.16
Nod22	22	PQ	20.00	0.21	0.07	1.05187	21.04	-22.68	-0.21	-0.07
Nod23	23	PQ	20.00	0.52	0.17	1.07121	21.42	-21.81	-0.52	-0.17
Nod24	24	PQ	20.00	0.96	0.32	1.06722	21.34	-21.92	-0.96	-0.32
Nod25	25	PQ	20.00	0.00	0.00	1.06221	21.24	-22.03	0.00	0.00
Nod26	26	PQ	20.00	0.56	0.19	1.05720	21.14	-22.14	-0.56	-0.19
Nod27	27	PQ	20.00	0.55	0.18	1.05366	21.07	-22.22	-0.55	-0.18
Nod28	28	PQ	20.00	0.79	0.26	1.05061	21.01	-22.26	-0.79	-0.26
Nod29	29	PQ	20.00	0.88	0.29	1.08571	21.71	-21.24	-0.88	-0.29
Nod30	30	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08504	21.70	-21.25	0.00	0.00
Nod31	31	PQ	20.00	0.88	0.29	1.08174	21.63	-21.28	-0.88	-0.29

Tabelul 7.3.4. Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
1	2	118.80	21.74	10.59	4.41	-10.53	-3.63	0.0650	0.7757
2	3	21.74	21.68	8.24	2.88	-8.23	-2.85	0.0155	0.0233
2	29	21.74	21.71	1.77	0.58	-1.76	-0.58	0.0020	0.0006
3	4	21.68	21.52	8.23	2.85	-8.18	-2.78	0.0464	0.0692
4	5	21.52	21.35	4.76	1.64	-4.73	-1.60	0.0271	0.0382
4	23	21.52	21.42	3.42	1.15	-3.41	-1.14	0.0125	0.0107
5	6	21.35	21.20	4.26	1.45	-4.24	-1.42	0.0220	0.0306
6	7	21.20	21.05	4.24	1.42	-4.21	-1.39	0.0227	0.0314
7	8	21.05	20.95	2.75	0.91	-2.74	-0.90	0.0097	0.0118
7	19	21.05	20.98	1.26	0.41	-1.25	-0.41	0.0034	0.0004
7	22	21.05	21.04	0.21	0.07	-0.21	-0.07	0.0001	-0.0025
8	9	20.95	20.74	2.74	0.90	-2.71	-0.89	0.0260	0.0122
9	10	20.74	20.62	1.47	0.47	-1.46	-0.47	0.0076	0.0019
9	16	20.74	20.67	1.25	0.42	-1.24	-0.42	0.0035	0.0006
10	11	20.62	20.52	1.27	0.41	-1.26	-0.41	0.0057	0.0009
11	12	20.52	20.42	1.26	0.41	-1.26	-0.41	0.0057	0.0009
12	13	20.42	20.34	1.09	0.36	-1.08	-0.36	0.0043	0.0001
13	14	20.34	20.27	0.75	0.25	-0.75	-0.25	0.0021	-0.0011
14	15	20.27	20.25	0.36	0.12	-0.36	-0.12	0.0005	-0.0020
16	17	20.67	20.61	0.76	0.26	-0.76	-0.26	0.0021	-0.0012
17	18	20.61	20.57	0.48	0.16	-0.48	-0.16	0.0008	-0.0019
19	20	20.98	20.94	0.82	0.27	-0.82	-0.27	0.0015	-0.0012
20	21	20.94	20.90	0.49	0.16	-0.49	-0.16	0.0008	-0.0020
23	24	21.42	21.34	2.89	0.97	-2.88	-0.96	0.0090	0.0073
24	25	21.34	21.24	1.92	0.64	-1.91	-0.63	0.0078	0.0042
25	26	21.24	21.14	1.91	0.63	-1.91	-0.63	0.0078	0.0042

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]
26	27	21.14	21.07	1.35	0.44	-1.34	-0.44	0.0039	0.0008
27	28	21.07	21.01	0.79	0.26	-0.79	-0.26	0.0021	-0.0013
29	30	21.71	21.70	0.88	0.29	-0.88	-0.29	0.0005	-0.0002
30	31	21.70	21.63	0.88	0.29	-0.88	-0.29	0.0025	-0.0012
								0.3206	1.0104

A2.2. IEEE30 extins maximal, fără surse regenerabile

Tabelul 7.3.5. 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.]
4	23	20.00	20.00	0.11100	0.11000	0.00000	0.000014
4	5	20.00	20.00	0.12400	0.18800	0.00000	0.000025
6	7	20.00	20.00	0.12800	0.19300	0.00000	0.000025
11	18	20.00	20.00	0.25600	0.38600	0.00000	0.000045
2	29	20.00	20.00	0.07000	0.03700	0.00000	0.000004
8	9	20.00	20.00	0.34300	0.19300	0.00000	0.000022
22	30	20.00	20.00	0.25600	0.38600	0.00000	0.000045
29	30	20.00	20.00	0.07000	0.03700	0.00000	0.000004
5	6	20.00	20.00	0.12400	0.18800	0.00000	0.000025
2	3	20.00	20.00	0.02400	0.03700	0.00000	0.000005
3	4	20.00	20.00	0.07200	0.11000	0.00000	0.000015
21	15	20.00	20.00	0.25600	0.38600	0.00000	0.000045
21	28	20.00	20.00	0.25600	0.38600	0.00000	0.000045

Tabelul 7.3.6. 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]
Nod1	1	Slack	110.00			1.08000	118.80	-19.42	15.73	6.50
Nod2	2	PQ	20.00	0.78	0.27	1.08019	21.60	-22.12	-0.78	-0.27
Nod3	3	PQ	20.00			1.07853	21.57	-22.19		
Nod29	29	PQ	20.00	1.32	0.43	1.07819	21.56	-22.15	-1.32	-0.43
Nod30	30	PQ	20.00	0.00	0.00	1.07670	21.53	-22.17	0.00	0.00
Nod4	4	PQ	20.00	0.00	0.00	1.07360	21.47	-22.39	0.00	0.00
Nod31	31	PQ	20.00	1.32	0.43	1.07170	21.43	-22.22	-1.32	-0.43
Nod23	23	PQ	20.00	0.78	0.25	1.07014	21.40	-22.48	-0.78	-0.25
Nod5	5	PQ	20.00	0.70	0.22	1.06949	21.39	-22.54	-0.70	-0.22
Nod22	22	PQ	20.00	0.31	0.10	1.06806	21.36	-22.61	-0.31	0.10
Nod6	6	PQ	20.00	0.00	0.00	1.06598	21.32	-22.66	0.00	0.00
Nod24	24	PQ	20.00	1.44	0.48	1.06429	21.29	-22.64	-1.44	-0.48
Nod7	7	PQ	20.00	0.00	0.00	1.06236	21.25	-22.79	0.00	0.00
Nod25	25	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05704	21.14	-22.81	0.00	0.00
Nod8	8	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05691	21.14	-23.03	0.00	0.00
Nod19	19	PQ	20.00	0.64	0.21	1.05444	21.09	-22.96	-0.64	-0.21
Nod9	9	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05107	21.02	-23.09	0.00	0.00
Nod26	26	PQ	20.00	0.84	0.28	1.04978	21.00	-22.98	-0.84	-0.28
Nod20	20	PQ	20.00	0.49	0.16	1.04821	20.96	-23.09	-0.49	-0.16
Nod16	16	PQ	20.00	0.72	0.24	1.04664	20.93	-23.19	-0.72	-0.24
Nod10	10	PQ	20.00	0.28	0.09	1.04585	20.92	-23.16	-0.28	-0.09
Nod27	27	PQ	20.00	0.82	0.27	1.04476	20.90	-23.10	-0.82	-0.27
Nod17	17	PQ	20.00	0.42	0.15	1.04298	20.86	-23.23	-0.42	-0.15
Nod11	11	PQ	20.00	0.00	0.00	1.04171	20.83	-23.22	0.00	0.00
Nod21	21	PQ	20.00	0.73	0.24	1.04105	20.82	-23.15	-0.73	-0.24

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]
Nod18	18	PQ	20.00	0.72	0.24	1.04096	20.82	-23.25	-0.72	-0.24
Nod28	28	PQ	20.00	1.18	0.39	1.04057	20.81	-23.16	-1.18	-0.39
Nod12	12	PQ	20.00	0.25	0.07	1.03837	20.77	-23.27	-0.25	-0.07
Nod15	15	PQ	20.00	0.54	0.18	1.03730	20.75	-23.30	-0.54	-0.18
Nod13	13	PQ	20.00	0.49	0.16	1.03598	20.72	-23.30	-0.49	-0.16
Nod14	14	PQ	20.00	0.58	0.19	1.03550	20.71	-23.31	-0.58	-0.19

Tabelul 7.3.7. 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]
1	2	118.80	21.60	15.73	6.50	-15.65	-5.26	0.0823	1.2426
2	29	21.60	21.56	2.69	0.74	-2.69	-0.73	0.0047	0.0020
2	3	21.60	21.57	4.74	1.76	-4.74	-1.75	0.0053	0.0075
2	29	21.60	21.56	2.69	0.74	-2.69	-0.73	0.0047	0.0020
2	3	21.60	21.57	4.74	1.76	-4.74	-1.75	0.0053	0.0075
3	4	21.57	21.47	4.74	1.75	-4.72	-1.73	0.0158	0.0224
3	4	21.57	21.47	4.74	1.75	-4.72	-1.73	0.0158	0.0224
4	5	21.47	21.39	2.19	0.90	-2.19	-0.90	0.0060	0.0063
4	23	21.47	21.40	2.53	0.82	-2.52	-0.82	0.0068	0.0051
4	23	21.47	21.40	2.53	0.82	-2.52	-0.82	0.0068	0.0051
4	5	21.47	21.39	2.19	0.90	-2.19	-0.90	0.0060	0.0063
5	6	21.39	21.32	1.84	0.79	-1.83	-0.78	0.0043	0.0037
5	6	21.39	21.32	1.84	0.79	-1.83	-0.78	0.0043	0.0037
6	7	21.32	21.25	1.83	0.78	-1.83	-0.78	0.0045	0.0039
6	7	21.32	21.25	1.83	0.78	-1.83	-0.78	0.0045	0.0039
7	22	21.25	21.36	-2.39	-0.48	2.40	0.49	0.0113	0.0073
7	19	21.25	21.09	2.97	1.06	-2.95	-1.05	0.0191	0.0140
7	8	21.25	21.14	3.07	0.97	-3.06	-0.96	0.0118	0.0149
8	9	21.14	21.02	1.53	0.48	-1.52	-0.48	0.0079	0.0020
8	9	21.14	21.02	1.53	0.48	-1.52	-0.48	0.0079	0.0020
9	16	21.02	20.93	1.66	0.56	-1.66	-0.56	0.0060	0.0027
9	10	21.02	20.92	1.38	0.39	-1.37	-0.39	0.0064	0.0011
10	11	20.92	20.83	1.09	0.30	-1.09	-0.30	0.0040	-0.0002
11	18	20.83	20.82	0.21	0.06	-0.21	-0.07	0.0001	-0.0047
11	12	20.83	20.77	0.88	0.23	-0.88	-0.24	0.0026	-0.0009
12	13	20.77	20.72	0.63	0.17	-0.63	-0.17	0.0014	-0.0016
13	14	20.72	20.71	0.14	0.01	-0.14	-0.01	0.0001	-0.0024
14	15	20.71	20.75	-0.44	-0.18	0.44	0.18	0.0007	-0.0020
16	17	20.93	20.86	0.94	0.32	-0.94	-0.32	0.0031	-0.0007
17	18	20.86	20.82	0.52	0.17	-0.51	-0.17	0.0009	-0.0019
19	20	21.09	20.96	2.31	0.84	-2.30	-0.83	0.0118	0.0077
20	21	20.96	20.82	1.81	0.67	-1.80	-0.67	0.0116	0.0041
21	15	20.82	20.75	0.98	0.36	-0.98	-0.36	0.0026	-0.0009
21	28	20.82	20.81	0.08	0.07	-0.08	-0.08	0.0000	-0.0048
22	30	21.36	21.53	-2.71	-0.59	2.73	0.61	0.0172	0.0208
23	24	21.40	21.29	4.26	1.39	-4.24	-1.37	0.0195	0.0177
24	25	21.29	21.14	2.80	0.89	-2.78	-0.88	0.0165	0.0118
25	26	21.14	21.00	2.78	0.88	-2.77	-0.87	0.0165	0.0118
26	27	21.00	20.90	1.93	0.59	-1.92	-0.58	0.0080	0.0044
27	28	20.90	20.81	1.10	0.31	-1.10	-0.31	0.0041	-0.0001
29	30	21.56	21.53	2.03	0.52	-2.03	-0.52	0.0026	0.0009
29	30	21.56	21.53	2.03	0.52	-2.03	-0.52	0.0026	0.0009
30	31	21.53	21.43	1.33	0.43	-1.32	-0.43	0.0058	0.0007
								0.3792	1.4490

A2.3. IEEE30 soluția optimă, fără surse regenerabile

Tabelul 7.3.8. Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere

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]
Nod1	1	Slack	110.00			1.09900	120.89	-19.42	15.74	6.49
Nod2	2	PQ	20.00	0.78	0.27	1.09995	22.00	-22.03	-0.78	0.27
Nod3	3	PQ	20.00			1.09832	21.97	-22.09		
Nod29	29	PQ	20.00	1.32	0.43	1.09800	21.96	-22.05	-1.32	-0.43
Nod30	30	PQ	20.00	0.00	0.00	1.09654	21.93	-22.07	0.00	0.00
Nod4	4	PQ	20.00	0.00	0.00	1.09344	21.87	-22.28	0.00	0.00
Nod31	31	PQ	20.00	1.32	0.43	1.09163	21.83	-22.12	-1.32	-0.43
Nod23	23	PQ	20.00	0.78	0.25	1.08997	21.80	-22.37	-0.78	-0.25
Nod5	5	PQ	20.00	0.70	0.22	1.08948	21.79	-22.43	-0.70	-0.22
Nod22	22	PQ	20.00	0.31	0.10	1.08817	21.76	-22.50	-0.31	0.10
Nod6	6	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08611	21.72	-22.55	0.00	0.00
Nod24	24	PQ	20.00	1.44	0.48	1.08406	21.68	-22.53	-1.44	-0.48
Nod7	7	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08264	21.65	-22.67	0.00	0.00
Nod8	8	PQ	20.00	0.00	0.00	1.07749	21.55	-22.89	0.00	0.00
Nod25	25	PQ	20.00	0.00	0.00	1.07663	21.53	-22.69	0.00	0.00
Nod19	19	PQ	20.00	0.64	0.21	1.07483	21.50	-22.83	-0.64	-0.21
Nod26	26	PQ	20.00	0.84	0.28	1.06920	21.38	-22.85	-0.84	-0.28
Nod20	20	PQ	20.00	0.49	0.16	1.06867	21.37	-22.96	-0.49	-0.16
Nod9	9	PQ	20.00	0.00	0.00	1.06646	21.33	-23.02	0.00	0.00
Nod27	27	PQ	20.00	0.82	0.27	1.06397	21.28	-22.97	-0.82	-0.27
Nod10	10	PQ	20.00	0.28	0.09	1.06260	21.25	-23.07	-0.28	-0.09
Nod21	21	PQ	20.00	0.73	0.24	1.06156	21.23	-23.03	-0.73	-0.24
Nod16	16	PQ	20.00	0.72	0.24	1.06155	21.23	-23.13	-0.72	-0.24
Nod11	11	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05981	21.20	-23.12	0.00	0.00
Nod28	28	PQ	20.00	1.18	0.39	1.05944	21.19	-23.02	-1.18	-0.39
Nod15	15	PQ	20.00	0.54	0.18	1.05739	21.15	-23.19	-0.54	-0.18
Nod17	17	PQ	20.00	0.42	0.15	1.05714	21.14	-23.17	-0.42	-0.15
Nod12	12	PQ	20.00	0.25	0.07	1.05700	21.14	-23.16	-0.25	-0.07
Nod14	14	PQ	20.00	0.58	0.19	1.05515	21.10	-23.21	-0.58	-0.19
Nod13	13	PQ	20.00	0.49	0.16	1.05514	21.10	-23.20	-0.49	-0.16
Nod18	18	PQ	20.00	0.72	0.24	1.05436	21.09	-23.20	-0.72	-0.24

Tabelul 7.3.9. Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere

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]
13	14	21.10	21.10	0.02	-0.05	-0.02	0.05	0.000010	-0.002489
12	13	21.14	21.10	0.51	0.11	-0.51	-0.11	0.000850	-0.002022
14	15	21.10	21.15	-0.56	-0.24	0.56	0.24	0.001130	-0.001865
21	15	21.23	21.15	1.10	0.41	-1.10	-0.42	0.003150	-0.000298
17	18	21.14	21.09	0.72	0.24	-0.72	-0.24	0.001780	-0.001498
11	12	21.20	21.14	0.77	0.18	-0.76	-0.18	0.001890	-0.001448
10	11	21.25	21.20	0.77	0.18	-0.77	-0.18	0.001880	-0.001463
9	10	21.33	21.25	1.05	0.27	-1.05	-0.27	0.003540	-0.000544
6	7	21.72	21.65	1.80	0.76	-1.80	-0.75	0.004160	0.003272
6	7	21.72	21.65	1.80	0.76	-1.80	-0.75	0.004160	0.003331
5	6	21.79	21.72	1.81	0.76	-1.80	-0.76	0.004020	0.003143
5	6	21.79	21.72	1.81	0.76	-1.80	-0.76	0.004020	0.003167
16	17	21.23	21.14	1.15	0.39	-1.14	-0.39	0.004460	-0.000003
27	28	21.28	21.19	1.18	0.39	-1.18	-0.39	0.004720	0.000129
4	5	21.87	21.79	2.16	0.88	-2.16	-0.87	0.005660	0.005599

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVA _r]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVA _r]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVA _r]
4	5	21.87	21.79	2.16	0.88	-2.16	-0.87	0.005660	0.005623
30	31	21.93	21.83	1.33	0.43	-1.32	-0.43	0.005540	0.000438
9	16	21.33	21.23	1.87	0.63	-1.87	-0.63	0.007430	0.003874
22	30	21.76	21.93	-2.69	-0.57	2.70	0.59	0.016300	0.019208
26	27	21.38	21.28	2.01	0.66	-2.00	-0.66	0.008500	0.004790
4	23	21.87	21.80	2.57	0.86	-2.56	-0.86	0.006830	0.005097
4	23	21.87	21.80	2.57	0.86	-2.56	-0.86	0.006830	0.005097
7	8	21.65	21.55	2.96	0.92	-2.95	-0.91	0.010520	0.012894
7	22	21.65	21.76	-2.37	-0.47	2.38	0.47	0.010710	0.006622
19	20	21.50	21.37	2.34	0.83	-2.33	-0.82	0.011560	0.007430
20	21	21.37	21.23	1.84	0.66	-1.83	-0.65	0.011510	0.003935
29	30	21.96	21.93	2.02	0.51	-2.01	-0.51	0.002510	0.000811
29	30	21.96	21.93	2.02	0.51	-2.01	-0.51	0.002510	0.000847
25	26	21.53	21.38	2.87	0.96	-2.85	-0.94	0.017060	0.012216
24	25	21.68	21.53	2.89	0.97	-2.87	-0.96	0.017050	0.012171
7	19	21.65	21.50	3.00	1.05	-2.98	-1.04	0.018660	0.013574
1	2	120.89	22.00	15.74	6.49	-15.65	-5.26	0.082990	1.227216
2	29	22.00	21.96	2.68	0.73	-2.68	-0.73	0.004470	0.001877
2	29	22.00	21.96	2.68	0.73	-2.68	-0.73	0.004470	0.001877
3	4	21.97	21.87	4.75	1.76	-4.73	-1.74	0.015320	0.021605
3	4	21.97	21.87	4.75	1.76	-4.73	-1.74	0.015320	0.021665
2	3	22.00	21.97	4.76	1.77	-4.75	-1.76	0.005110	0.007268
2	3	22.00	21.97	4.76	1.77	-4.75	-1.76	0.005110	0.007268
23	24	21.80	21.68	4.35	1.47	-4.33	-1.45	0.019670	0.017814
8	9	21.55	21.33	2.95	0.91	-2.92	-0.90	0.028220	0.013303
								0.385	1.442

A2.4. IEEE30 inițial, cu surse regenerabile

Tabelul 7.3.10. Date și rezultate noduri, regim de bază

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVA _r]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVA _r]
Nod1	1	Slack	110.00			1.08000	118.80	-19.42	2.42	3.87
Nod30	30	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08989	21.80	-19.76	2.00	0.00
Nod2	2	PQ	20.00	0.52	0.18	1.08932	21.79	-19.81	-0.52	-0.18
Nod29	29	PQ	20.00	0.88	0.29	1.08927	21.79	-19.79	-0.88	-0.29
Nod3	3	PQ	20.00			1.08795	21.76	-19.82		
Nod31	31	PQ	20.00	0.88	0.29	1.08660	21.73	-19.79	-0.88	-0.29
Nod4	4	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08389	21.68	-19.83	2.00	0.00
Nod23	23	PQ	20.00	0.52	0.17	1.08028	21.61	-19.90	-0.52	-0.17
Nod5	5	PQ	20.00	0.47	0.15	1.07934	21.59	-19.90	-0.47	-0.15
Nod24	24	PQ	20.00	0.96	0.32	1.07737	21.55	-19.95	-0.96	-0.32
Nod6	6	PQ	20.00	0.00	0.00	1.07559	21.51	-19.92	1.00	0.00
Nod25	25	PQ	20.00	0.00	0.00	1.07443	21.49	-19.97	1.00	0.00
Nod7	7	PQ	20.00	0.00	0.00	1.07054	21.41	-20.04	0.00	0.00
Nod22	22	PQ	20.00	0.21	0.07	1.06999	21.40	-20.06	-0.21	-0.07
Nod26	26	PQ	20.00	0.56	0.19	1.06947	21.39	-20.08	-0.56	-0.19
Nod8	8	PQ	20.00	0.00	0.00	1.06809	21.36	-20.06	1.00	0.00
Nod19	19	PQ	20.00	0.43	0.14	1.06729	21.35	-20.12	-0.43	-0.14
Nod27	27	PQ	20.00	0.55	0.18	1.06598	21.32	-20.16	-0.55	-0.18
Nod20	20	PQ	20.00	0.33	0.11	1.06515	21.30	-20.17	-0.33	-0.11
Nod21	21	PQ	20.00	0.49	0.16	1.06329	21.27	-20.19	-0.49	-0.16
Nod28	28	PQ	20.00	0.79	0.26	1.06296	21.26	-20.19	-0.79	-0.26

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]
Nod9	9	PQ	20.00	0.00	0.00	1.06100	21.22	-20.07	0.00	0.00
Nod10	10	PQ	20.00	0.19	0.06	1.05869	21.17	-20.03	-0.19	-0.06
Nod16	16	PQ	20.00	0.48	0.16	1.05772	21.15	-20.14	-0.48	-0.16
Nod11	11	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05710	21.14	-19.99	1.00	0.00
Nod17	17	PQ	20.00	0.28	0.10	1.05478	21.10	-20.17	-0.28	-0.10
Nod18	18	PQ	20.00	0.48	0.16	1.05292	21.06	-20.19	-0.48	-0.16
Nod12	12	PQ	20.00	0.17	0.05	1.05226	21.05	-20.04	-0.17	-0.05
Nod13	13	PQ	20.00	0.33	0.11	1.04806	20.96	-20.09	-0.33	-0.11
Nod14	14	PQ	20.00	0.39	0.13	1.04514	20.90	-20.12	-0.39	-0.13
Nod15	15	PQ	20.00	0.36	0.12	1.04374	20.87	-20.13	-0.36	-0.12

Tabelul 7.3.11. 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	118.80	21.79	2.42	3.87	-2.36	-3.42	0.0527	0.4470
2	3	21.79	21.76	2.08	2.66	-2.08	-2.66	0.0023	0.0030
2	29	21.79	21.79	-0.24	0.58	0.24	-0.58	0.0002	-0.0004
3	4	21.76	21.68	2.08	2.66	-2.07	-2.65	0.0069	0.0089
4	5	21.68	21.59	1.66	1.52	-1.66	-1.52	0.0054	0.0052
4	23	21.68	21.61	2.41	1.13	-2.40	-1.13	0.0067	0.0050
5	6	21.59	21.51	1.19	1.37	-1.19	-1.37	0.0035	0.0024
6	7	21.51	21.41	2.19	1.37	-2.18	-1.36	0.0074	0.0081
7	8	21.41	21.36	0.71	0.88	-0.71	-0.88	0.0014	-0.0007
7	19	21.41	21.35	1.26	0.41	-1.25	-0.41	0.0033	0.0002
7	22	21.41	21.40	0.21	0.07	-0.21	-0.07	0.0001	-0.0025
8	9	21.36	21.22	1.71	0.88	-1.70	-0.88	0.0112	0.0037
9	10	21.22	21.17	0.45	0.46	-0.45	-0.46	0.0013	-0.0018
9	16	21.22	21.15	1.25	0.42	-1.24	-0.42	0.0033	0.0003
10	11	21.17	21.14	0.26	0.40	-0.26	-0.41	0.0007	-0.0021
11	12	21.14	21.05	1.26	0.41	-1.26	-0.41	0.0054	0.0005
12	13	21.05	20.96	1.09	0.36	-1.08	-0.36	0.0041	-0.0002
13	14	20.96	20.90	0.75	0.25	-0.75	-0.25	0.0020	-0.0014
14	15	20.90	20.87	0.36	0.12	-0.36	-0.12	0.0005	-0.0022
16	17	21.15	21.10	0.76	0.26	-0.76	-0.26	0.0020	-0.0014
17	18	21.10	21.06	0.48	0.16	-0.48	-0.16	0.0008	-0.0020
19	20	21.35	21.30	0.82	0.27	-0.82	-0.27	0.0014	-0.0014
20	21	21.30	21.27	0.49	0.16	-0.49	-0.16	0.0008	-0.0021
23	24	21.61	21.55	1.88	0.96	-1.88	-0.95	0.0042	0.0025
24	25	21.55	21.49	0.92	0.63	-0.91	-0.63	0.0023	-0.0006
25	26	21.49	21.39	1.91	0.63	-1.91	-0.63	0.0076	0.0040
26	27	21.39	21.32	1.35	0.44	-1.34	-0.44	0.0038	0.0007
27	28	21.32	21.26	0.79	0.26	-0.79	-0.26	0.0021	-0.0014
29	30	21.79	21.80	-1.12	0.29	1.12	-0.29	0.0008	-0.0001
30	31	21.80	21.73	0.88	0.29	-0.88	-0.29	0.0025	-0.0013
								0.1467	0.4699

A2.5. IEEE30 extins maximal, cu surse regenerabile

Tabelul 7.3.12. Date și rezultate noduri, regim extins maximal cu surse regenerabile

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]
Nod1	1	Slack	110.00			1.08000	118.80	-19.42	7.58	5.76
Nod2	2	PQ	20.00	0.78	0.27	1.08271	21.65	-20.70	-0.78	-0.27
Nod3	3	PQ	20.00			1.08167	21.63	-20.72		

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVA _r]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVA _r]
Nod4	4	PQ	20.00	0.00	0.00	1.07856	21.57	-20.78	2.00	0.00
Nod5	5	PQ	20.00	0.70	0.22	1.07576	21.52	-20.85	-0.70	-0.22
Nod6	6	PQ	20.00	0.00	0.00	1.07356	21.47	-20.89	1.00	0.00
Nod7	7	PQ	20.00	0.00	0.00	1.07069	21.41	-20.98	0.00	0.00
Nod8	8	PQ	20.00	0.00	0.00	1.06739	21.35	-21.05	1.00	0.00
Nod9	9	PQ	20.00	0.00	0.00	1.06275	21.26	-21.09	0.00	0.00
Nod10	10	PQ	20.00	0.28	0.09	1.05904	21.18	-21.11	-0.28	-0.09
Nod11	11	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05639	21.13	-21.12	1.00	0.00
Nod12	12	PQ	20.00	0.25	0.07	1.05210	21.04	-21.20	-0.25	-0.07
Nod13	13	PQ	20.00	0.49	0.16	1.04874	20.97	-21.27	-0.49	-0.16
Nod14	14	PQ	20.00	0.58	0.19	1.04728	20.95	-21.32	-0.58	-0.19
Nod15	15	PQ	20.00	0.54	0.18	1.04806	20.96	-21.35	-0.54	-0.18
Nod16	16	PQ	20.00	0.72	0.24	1.05892	21.18	-21.17	-0.72	-0.24
Nod17	17	PQ	20.00	0.42	0.15	1.05612	21.12	-21.19	-0.42	-0.15
Nod18	18	PQ	20.00	0.72	0.24	1.05495	21.10	-21.19	-0.72	-0.24
Nod19	19	PQ	20.00	0.64	0.21	1.06327	21.27	-21.12	-0.64	-0.21
Nod20	20	PQ	20.00	0.49	0.16	1.05752	21.15	-21.23	-0.49	-0.16
Nod21	21	PQ	20.00	0.73	0.24	1.05111	21.02	-21.27	-0.73	-0.24
Nod22	22	PQ	20.00	0.31	0.10	1.07455	21.49	-20.92	-0.31	-0.10
Nod23	23	PQ	20.00	0.78	0.25	1.07570	21.51	-20.84	-0.78	-0.25
Nod24	24	PQ	20.00	1.44	0.48	1.07105	21.42	-20.94	-1.44	-0.48
Nod25	25	PQ	20.00	0.00	0.00	1.06608	21.32	-21.00	1.00	0.00
Nod26	26	PQ	20.00	0.84	0.28	1.05908	21.18	-21.15	-0.84	-0.28
Nod27	27	PQ	20.00	0.82	0.27	1.05429	21.09	-21.26	-0.82	-0.27
Nod28	28	PQ	20.00	1.18	0.39	1.05045	21.01	-21.30	-1.18	-0.39
Nod29	29	PQ	20.00	1.32	0.43	1.08169	21.63	-20.69	-1.32	-0.43
Nod30	30	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08116	21.62	-20.68	2.00	0.00
Nod31	31	PQ	20.00	1.32	0.43	1.07618	21.52	-20.74	-1.32	-0.43

Tabelul 7.3.13. Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim extins maximal cu surse regenerabile

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVA _r]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVA _r]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVA _r]
21	28	21.02	21.01	0.19	0.05	-0.19	-0.05	0.0001	-0.0048
14	15	20.95	20.96	-0.12	-0.21	0.12	0.21	0.0002	-0.0024
11	18	21.13	21.10	0.44	0.10	-0.44	-0.11	0.0005	-0.0043
17	18	21.12	21.10	0.28	0.13	-0.28	-0.13	0.0003	-0.0023
21	15	21.02	20.96	0.66	0.39	-0.66	-0.39	0.0014	-0.0029
13	14	20.97	20.95	0.46	-0.02	-0.46	0.02	0.0007	-0.0021
5	6	21.52	21.47	0.88	0.68	-0.88	-0.68	0.0013	-0.0009
5	6	21.52	21.47	0.88	0.68	-0.88	-0.68	0.0013	-0.0009
10	11	21.18	21.13	0.64	0.31	-0.64	-0.31	0.0016	-0.0016
16	17	21.18	21.12	0.71	0.28	-0.70	-0.28	0.0018	-0.0015
29	30	21.63	21.62	0.51	0.58	-0.51	-0.58	0.0004	-0.0003
29	30	21.63	21.62	0.51	0.58	-0.51	-0.58	0.0004	-0.0003
4	5	21.57	21.52	1.23	0.79	-1.23	-0.79	0.0023	0.0006
4	5	21.57	21.52	1.23	0.79	-1.23	-0.79	0.0023	0.0006
6	7	21.47	21.41	1.38	0.68	-1.37	-0.68	0.0026	0.0010
6	7	21.47	21.41	1.38	0.68	-1.37	-0.68	0.0026	0.0011
7	8	21.41	21.35	1.37	0.92	-1.37	-0.92	0.0030	0.0017
12	13	21.04	20.97	0.95	0.14	-0.95	-0.14	0.0029	-0.0009
9	10	21.26	21.18	0.93	0.39	-0.92	-0.40	0.0031	-0.0008
27	28	21.09	21.01	0.99	0.34	-0.99	-0.34	0.0034	-0.0006
22	30	21.49	21.62	-1.69	-0.72	1.70	0.73	0.0075	0.0060

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVA _r]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVA _r]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVA _r]
7	22	21.41	21.49	-1.37	-0.62	1.38	0.62	0.0043	0.0011
9	16	21.26	21.18	1.43	0.52	-1.43	-0.52	0.0044	0.0013
11	12	21.13	21.04	1.21	0.21	-1.20	-0.21	0.0046	0.0001
8	9	21.35	21.26	1.18	0.46	-1.18	-0.46	0.0049	0.0002
8	9	21.35	21.26	1.18	0.46	-1.18	-0.46	0.0049	0.0002
4	23	21.57	21.51	1.96	0.82	-1.95	-0.82	0.0043	0.0026
4	23	21.57	21.51	1.96	0.82	-1.95	-0.82	0.0043	0.0026
30	31	21.62	21.52	1.33	0.43	-1.32	-0.43	0.0057	0.0006
2	29	21.65	21.63	1.17	0.79	-1.17	-0.79	0.0012	0.0002
2	29	21.65	21.63	1.17	0.79	-1.17	-0.79	0.0012	0.0002
1	2	118.80	21.65	7.58	5.76	-7.52	-5.11	0.0601	0.6502
24	25	21.42	21.32	1.68	0.90	-1.67	-0.90	0.0068	0.0033
26	27	21.18	21.09	1.82	0.61	-1.81	-0.61	0.0071	0.0036
3	4	21.63	21.57	2.19	1.62	-2.19	-1.62	0.0046	0.0053
3	4	21.63	21.57	2.19	1.62	-2.19	-1.62	0.0046	0.0053
2	3	21.65	21.63	2.20	1.62	-2.19	-1.62	0.0015	0.0018
2	3	21.65	21.63	2.20	1.62	-2.19	-1.62	0.0015	0.0018
20	21	21.15	21.02	1.60	0.68	-1.59	-0.67	0.0092	0.0027
19	20	21.27	21.15	2.10	0.84	-2.09	-0.84	0.0098	0.0059
25	26	21.32	21.18	2.67	0.90	-2.66	-0.89	0.0151	0.0106
23	24	21.51	21.42	3.13	1.39	-3.12	-1.38	0.0113	0.0095
7	19	21.41	21.27	2.75	1.06	-2.74	-1.05	0.0164	0.0117
								0.2275	0.7052

A2.6. IEEE30 soluția optimă, cu surse regenerabile

Tabelul 7.3.14. Date și rezultate noduri

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVA _r]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVA _r]
Nod1	1	Slack	110.00			1.09700	120.67	-19.42	7.61	5.82
Nod2	2	PQ	20.00	0.78	0.27	1.10015	22.00	-20.67	-0.78	-0.27
Nod30	30	PQ	20.00	0.00	0.00	1.09995	22.00	-20.65	2.00	0.00
Nod29	29	PQ	20.00	1.32	0.43	1.09980	22.00	-20.66	-1.32	-0.43
Nod3	3	PQ	20.00			1.09881	21.98	-20.70		
Nod31	31	PQ	20.00	1.32	0.43	1.09506	21.90	-20.70	-1.32	-0.43
Nod4	4	PQ	20.00	0.00	0.00	1.09479	21.90	-20.79	2.00	0.00
Nod23	23	PQ	20.00	0.78	0.25	1.09184	21.84	-20.85	-0.78	-0.25
Nod5	5	PQ	20.00	0.70	0.22	1.09056	21.81	-20.90	-0.70	-0.22
Nod24	24	PQ	20.00	1.44	0.48	1.08699	21.74	-20.95	-1.44	-0.48
Nod6	6	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08691	21.74	-20.99	1.00	0.00
Nod7	7	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08257	21.65	-21.12	0.00	0.00
Nod22	22	PQ	20.00	0.31	0.10	1.08178	21.64	-21.14	-0.31	-0.10
Nod25	25	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08160	21.63	-21.02	1.00	0.00
Nod19	19	PQ	20.00	0.64	0.21	1.07777	21.56	-21.23	-0.64	-0.21
Nod8	8	PQ	20.00	0.00	0.00	1.07774	21.55	-21.24	1.00	0.00
Nod20	20	PQ	20.00	0.49	0.16	1.07462	21.49	-21.30	-0.49	-0.16
Nod26	26	PQ	20.00	0.84	0.28	1.07420	21.48	-21.19	-0.84	-0.28
Nod21	21	PQ	20.00	0.73	0.24	1.07186	21.44	-21.33	-0.73	-0.24
Nod9	9	PQ	20.00	0.00	0.00	1.07166	21.43	-21.27	0.00	0.00
Nod27	27	PQ	20.00	0.82	0.27	1.06899	21.38	-21.30	-0.82	-0.27
Nod16	16	PQ	20.00	0.72	0.24	1.06678	21.34	-21.38	-0.72	-0.24
Nod10	10	PQ	20.00	0.28	0.09	1.06665	21.33	-21.26	-0.28	-0.09
Nod28	28	PQ	20.00	1.18	0.39	1.06449	21.29	-21.35	-1.18	-0.39

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]
Nod11	11	PQ	20.00	0.00	0.00	1.06269	21.25	-21.24	1.00	0.00
Nod17	17	PQ	20.00	0.42	0.15	1.06239	21.25	-21.42	-0.42	-0.15
Nod18	18	PQ	20.00	0.72	0.24	1.05962	21.19	-21.45	-0.72	-0.24
Nod12	12	PQ	20.00	0.25	0.07	1.05550	21.11	-21.32	-0.25	-0.07
Nod13	13	PQ	20.00	0.49	0.16	1.04925	20.99	-21.39	-0.49	-0.16
Nod14	14	PQ	20.00	0.58	0.19	1.04490	20.90	-21.44	-0.58	-0.19
Nod15	15	PQ	20.00	0.54	0.18	1.04279	20.86	-21.46	-0.54	-0.18

Tabelul 7.3.15. Circulații de puteri prin elementele de rețea

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
3	4	21.98	21.90	3.06	2.01	-3.05	-2.00	0.00800	0.01048
3	4	21.98	21.90	3.06	2.01	-3.05	-2.00	0.00800	0.01042
2	3	22.00	21.98	3.06	2.02	-3.06	-2.01	0.00267	0.00351
4	23	21.90	21.84	2.06	0.85	-2.06	-0.85	0.00461	0.00289
2	29	22.00	22.00	0.32	0.43	-0.32	-0.43	0.00017	-0.00040
4	23	21.90	21.84	2.06	0.85	-2.06	-0.85	0.00461	0.00289
5	6	21.81	21.74	1.64	1.03	-1.63	-1.03	0.00391	0.00299
5	6	21.81	21.74	1.64	1.03	-1.63	-1.03	0.00391	0.00297
6	7	21.74	21.65	2.13	1.03	-2.13	-1.02	0.00608	0.00617
6	7	21.74	21.65	2.13	1.03	-2.13	-1.02	0.00608	0.00623
7	22	21.65	21.64	0.31	0.10	-0.31	-0.10	0.00020	-0.00251
4	5	21.90	21.81	1.99	1.15	-1.99	-1.14	0.00548	0.00532
7	19	21.65	21.56	1.87	0.61	-1.86	-0.61	0.00715	0.00355
8	9	21.55	21.43	1.53	0.67	-1.52	-0.66	0.00825	0.00206
8	9	21.55	21.43	1.53	0.67	-1.52	-0.66	0.00825	0.00210
9	10	21.43	21.33	1.18	0.69	-1.17	-0.69	0.00557	0.00058
9	16	21.43	21.34	1.87	0.63	-1.87	-0.63	0.00736	0.00378
10	11	21.33	21.25	0.89	0.60	-0.89	-0.60	0.00349	-0.00057
11	12	21.25	21.11	1.89	0.60	-1.87	-0.60	0.01192	0.00420
20	21	21.49	21.44	0.73	0.24	-0.73	-0.24	0.00176	-0.00159
12	13	21.11	20.99	1.62	0.53	-1.62	-0.53	0.00899	0.00258
13	14	20.99	20.90	1.13	0.37	-1.12	-0.37	0.00437	0.00000
14	15	20.90	20.86	0.54	0.18	-0.54	-0.18	0.00102	-0.00187
19	20	21.56	21.49	1.22	0.40	-1.22	-0.40	0.00309	0.00003
16	17	21.34	21.25	1.15	0.39	-1.14	-0.39	0.00442	-0.00005
17	18	21.25	21.19	0.72	0.24	-0.72	-0.24	0.00176	-0.00153
7	8	21.65	21.55	2.07	1.34	-2.07	-1.33	0.00665	0.00705
4	5	21.90	21.81	1.99	1.15	-1.99	-1.14	0.00548	0.00534
2	29	22.00	22.00	0.32	0.43	-0.32	-0.43	0.00017	-0.00040
2	3	22.00	21.98	3.06	2.02	-3.06	-2.01	0.00267	0.00351
23	24	21.84	21.74	3.33	1.45	-3.32	-1.44	0.01229	0.01050
24	25	21.74	21.63	1.88	0.96	-1.87	-0.96	0.00814	0.00439
25	26	21.63	21.48	2.87	0.96	-2.85	-0.94	0.01690	0.01205
26	27	21.48	21.38	2.01	0.66	-2.00	-0.66	0.00842	0.00470
27	28	21.38	21.29	1.18	0.39	-1.18	-0.39	0.00467	0.00008
29	30	22.00	22.00	-0.34	0.21	0.34	-0.22	0.00009	-0.00047
29	30	22.00	22.00	-0.34	0.21	0.34	-0.22	0.00009	-0.00043
30	31	22.00	21.90	1.33	0.43	-1.32	-0.43	0.00551	0.00040
1	2	120.67	22.00	7.61	5.82	-7.55	-5.16	0.06159	0.65792

ANEXA 3. IEEE33

A3.1. IEEE33 inițial, fără surse regenerabile

Tabelul 7.4.1. Parametri linii electrice aeriene

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
2	3	10.00	10.00	0.05000	0.04700	0.00000	0.00001
3	4	10.00	10.00	0.29000	0.25110	0.00000	0.00003
3	20	10.00	10.00	0.16400	0.15650	0.00000	0.00002
4	5	10.00	10.00	0.36600	0.18640	0.00000	0.00002
4	24	10.00	10.00	0.45120	0.30830	0.00000	0.00004
5	6	10.00	10.00	0.38110	0.19410	0.00000	0.00002
6	7	10.00	10.00	0.81900	0.70700	0.00000	0.00009
7	8	10.00	10.00	0.18720	0.61880	0.00000	0.00008
7	27	10.00	10.00	0.20300	0.10340	0.00000	0.00001
8	9	10.00	10.00	0.71140	0.23510	0.00000	0.00003
9	10	10.00	10.00	1.03000	0.74000	0.00000	0.00009
9	22	10.00	10.00	2.00000	2.00000	0.00000	0.00026
10	11	10.00	10.00	1.04400	0.74000	0.00000	0.00009
10	16	10.00	10.00	2.00000	2.00000	0.00000	0.00026
11	12	10.00	10.00	0.19660	0.06500	0.00000	0.00001
12	13	10.00	10.00	0.37440	0.12380	0.00000	0.00001
13	14	10.00	10.00	1.46800	1.15500	0.00000	0.00014
13	23	10.00	10.00	2.00000	2.00000	0.00000	0.00026
14	15	10.00	10.00	0.54160	0.71290	0.00000	0.00009
15	16	10.00	10.00	0.59100	0.52600	0.00000	0.00006
16	17	10.00	10.00	0.74630	0.54500	0.00000	0.00007
17	18	10.00	10.00	1.28900	1.72100	0.00000	0.00023
18	19	10.00	10.00	0.73200	0.57400	0.00000	0.00007
19	34	10.00	10.00	0.50000	0.50000	0.00000	0.00006
20	21	10.00	10.00	1.50420	1.35540	0.00000	0.00017
21	22	10.00	10.00	0.40950	0.47840	0.00000	0.00006
22	23	10.00	10.00	0.70890	0.93730	0.00000	0.00012
24	25	10.00	10.00	0.89800	0.70910	0.00000	0.00009
25	26	10.00	10.00	0.89600	0.70110	0.00000	0.00009
26	30	10.00	10.00	0.50000	0.50000	0.00000	0.00006
27	28	10.00	10.00	0.28420	0.14470	0.00000	0.00002
28	29	10.00	10.00	1.05900	0.93370	0.00000	0.00011
29	30	10.00	10.00	0.80420	0.70060	0.00000	0.00009
30	31	10.00	10.00	0.50750	0.25850	0.00000	0.00003
31	32	10.00	10.00	0.97440	0.96300	0.00000	0.00012
32	33	10.00	10.00	0.31050	0.36190	0.00000	0.00005
33	34	10.00	10.00	0.34100	0.53020	0.00000	0.00007

Tabelul 7.4.2. Parametri transformatoare

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.]
1	2	110.00	10.00	0.08349	1.33100	0.00016	-0.00107	0.94470	0.74890	1.06930

Tabelul 7.4.3. Date și rezultate noduri, regim de bază

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVar]
Nod1	1	Slack	110.00			1.03700	114.07	0.00	3.57	1.68
Nod2	2	PQ	10.00			1.07616	10.76	-2.23		
Nod3	3	PQ	10.00	0.10	0.06	1.07391	10.74	-2.28	-0.10	-0.06
Nod20	20	PQ	10.00	0.09	0.04	1.07191	10.72	-2.32	-0.09	-0.04
Nod4	4	PQ	10.00	0.09	0.04	1.06500	10.65	-2.45	-0.09	-0.04
Nod5	5	PQ	10.00	0.12	0.08	1.06031	10.60	-2.49	-0.12	-0.08
Nod24	24	PQ	10.00	0.09	0.05	1.05843	10.58	-2.53	-0.09	-0.05
Nod6	6	PQ	10.00	0.06	0.03	1.05599	10.56	-2.53	-0.06	-0.03
Nod21	21	PQ	10.00	0.09	0.04	1.05546	10.55	-2.64	-0.09	-0.04
Nod22	22	PQ	10.00	0.09	0.04	1.05111	10.51	-2.76	-0.09	-0.04
Nod23	23	PQ	10.00	0.09	0.04	1.04710	10.47	-2.89	-0.09	-0.04
Nod7	7	PQ	10.00	0.06	0.02	1.04648	10.46	-2.76	-0.06	-0.02
Nod25	25	PQ	10.00	0.42	0.20	1.04597	10.46	-2.73	-0.42	-0.20
Nod27	27	PQ	10.00	0.06	0.03	1.04545	10.45	-2.77	-0.06	-0.03
Nod8	8	PQ	10.00	0.20	0.10	1.04498	10.45	-2.90	-0.20	-0.10
Nod28	28	PQ	10.00	0.06	0.03	1.04419	10.44	-2.78	-0.06	-0.03
Nod9	9	PQ	10.00	0.20	0.10	1.04322	10.43	-2.92	-0.20	-0.10
Nod29	29	PQ	10.00	0.06	0.02	1.03977	10.40	-2.87	-0.06	-0.02
Nod10	10	PQ	10.00	0.06	0.02	1.03942	10.39	-3.01	-0.06	-0.02
Nod13	13	PQ	10.00	0.06	0.03	1.03887	10.39	-3.04	-0.06	-0.03
Nod11	11	PQ	10.00	0.06	0.02	1.03871	10.39	-3.04	-0.06	-0.02
Nod12	12	PQ	10.00	0.04	0.03	1.03870	10.39	-3.04	-0.04	-0.03
Nod26	26	PQ	10.00	0.42	0.20	1.03845	10.38	-2.87	-0.42	-0.20
Nod30	30	PQ	10.00	0.12	0.07	1.03695	10.37	-2.93	-0.12	-0.07
Nod14	14	PQ	10.00	0.06	0.03	1.03522	10.35	-3.10	-0.06	-0.03
Nod31	31	PQ	10.00	0.10	0.03	1.03469	10.35	-2.96	-0.10	-0.03
Nod15	15	PQ	10.00	0.12	0.08	1.03411	10.34	-3.13	-0.12	-0.08
Nod16	16	PQ	10.00	0.06	0.01	1.03410	10.34	-3.14	-0.06	-0.01
Nod17	17	PQ	10.00	0.06	0.02	1.03261	10.33	-3.15	-0.06	-0.02
Nod32	32	PQ	10.00	0.08	0.04	1.03107	10.31	-3.08	-0.08	-0.04
Nod18	18	PQ	10.00	0.06	0.02	1.03030	10.30	-3.19	-0.06	-0.02
Nod33	33	PQ	10.00	0.11	0.05	1.03023	10.30	-3.12	-0.11	-0.05
Nod34	34	PQ	10.00	0.06	0.04	1.02983	10.30	-3.15	-0.06	-0.04
Nod19	19	PQ	10.00	0.09	0.04	1.02971	10.30	-3.17	-0.09	-0.04

Tabelul 7.4.4. Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
1	2	114.07	10.76	3.57	1.68	-3.54	-1.39	0.02812	0.28870
2	3	10.76	10.74	3.54	1.39	-3.53	-1.38	0.00624	0.00517
3	4	10.74	10.65	2.48	0.94	-2.47	-0.93	0.01775	0.01194
3	20	10.74	10.72	0.95	0.38	-0.95	-0.38	0.00149	-0.00078
4	5	10.65	10.60	1.16	0.40	-1.16	-0.40	0.00487	0.00017
4	24	10.65	10.58	1.21	0.49	-1.21	-0.49	0.00683	0.00063
5	6	10.60	10.56	1.04	0.32	-1.03	-0.32	0.00399	-0.00036
6	7	10.56	10.46	0.97	0.29	-0.96	-0.29	0.00758	-0.00299
7	8	10.46	10.45	0.45	0.11	-0.45	-0.12	0.00037	-0.00770
7	27	10.46	10.45	0.45	0.16	-0.45	-0.16	0.00043	-0.00103
8	9	10.45	10.43	0.25	0.02	-0.25	-0.02	0.00042	-0.00269
9	10	10.43	10.39	0.33	0.07	-0.33	-0.08	0.00109	-0.00852
9	22	10.43	10.51	-0.28	-0.15	0.28	0.12	0.00176	-0.02653
10	11	10.39	10.39	0.07	0.00	-0.07	0.00	0.00005	-0.00923
10	16	10.39	10.34	0.20	0.06	-0.20	-0.09	0.00085	-0.02688

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVA _r]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVA _r]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVA _r]
11	12	10.39	10.39	0.01	-0.02	-0.01	0.01	0.00000	-0.00078
12	13	10.39	10.39	-0.03	-0.04	0.03	0.04	0.00001	-0.00146
13	14	10.39	10.35	0.19	0.08	-0.19	-0.09	0.00060	-0.01468
13	23	10.39	10.47	-0.29	-0.15	0.29	0.13	0.00190	-0.02617
14	15	10.35	10.34	0.13	0.05	-0.13	-0.06	0.00011	-0.00993
15	16	10.34	10.34	0.01	-0.02	-0.01	0.01	0.00000	-0.00686
16	17	10.34	10.33	0.15	0.07	-0.15	-0.08	0.00020	-0.00696
17	18	10.33	10.30	0.09	0.06	-0.09	-0.08	0.00016	-0.02396
18	19	10.30	10.30	0.03	0.06	-0.03	-0.07	0.00004	-0.00740
19	34	10.30	10.30	-0.06	0.03	0.06	-0.04	0.00002	-0.00682
20	21	10.72	10.55	0.86	0.34	-0.85	-0.35	0.01122	-0.00861
21	22	10.55	10.51	0.76	0.31	-0.75	-0.31	0.00246	-0.00397
22	23	10.51	10.47	0.38	0.16	-0.38	-0.17	0.00110	-0.01216
24	25	10.58	10.46	1.12	0.44	-1.11	-0.44	0.01160	-0.00042
25	26	10.46	10.38	0.69	0.24	-0.68	-0.25	0.00435	-0.00589
26	30	10.38	10.37	0.26	0.05	-0.26	-0.05	0.00033	-0.00662
27	28	10.45	10.44	0.39	0.14	-0.39	-0.14	0.00045	-0.00151
28	29	10.44	10.40	0.33	0.11	-0.33	-0.12	0.00120	-0.01130
29	30	10.40	10.37	0.27	0.10	-0.27	-0.11	0.00063	-0.00867
30	31	10.37	10.35	0.41	0.10	-0.41	-0.10	0.00084	-0.00262
31	32	10.35	10.31	0.31	0.07	-0.31	-0.08	0.00093	-0.01234
32	33	10.31	10.30	0.23	0.04	-0.23	-0.05	0.00016	-0.00478
33	34	10.30	10.30	0.12	0.00	-0.12	0.00	0.00005	-0.00736
								0.12020	0.02863

A3.2. IEEE33 extins maximal, fără surse regenerabile

Tabelul 7.4.5. 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.]
2	3	10.00	10.00	0.05000	0.04700	0.00000	0.00001
3	4	10.00	10.00	0.29000	0.25110	0.00000	0.00003
20	21	10.00	10.00	1.50420	1.35540	0.00000	0.00017
3	20	10.00	10.00	0.16400	0.15650	0.00000	0.00002
8	9	10.00	10.00	0.71140	0.23510	0.00000	0.00003
5	6	10.00	10.00	0.38110	0.19410	0.00000	0.00002
24	25	10.00	10.00	0.89800	0.70910	0.00000	0.00009
4	5	10.00	10.00	0.36600	0.18640	0.00000	0.00002
7	8	10.00	10.00	0.18720	0.61880	0.00000	0.00008
6	7	10.00	10.00	0.81900	0.70700	0.00000	0.00009
25	26	10.00	10.00	0.89600	0.70110	0.00000	0.00009
21	22	10.00	10.00	0.40950	0.47840	0.00000	0.00006

Tabelul 7.4.6. Date și rezultate noduri, sistem extins maximal, OPF

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVA _r]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVA _r]
Nod1	1	Slack	110.00			1.03700	114.07	0.00	5.29	2.62
Nod2	2	PQ	10.00			1.06439	10.64	-3.34		
Nod3	3	PQ	10.00	0.15	0.09	1.06269	10.63	-3.38	-0.15	-0.09
Nod20	20	PQ	10.00	0.13	0.06	1.06132	10.61	-3.41	-0.13	-0.06
Nod4	4	PQ	10.00	0.13	0.06	1.05571	10.56	-3.51	-0.13	-0.06
Nod5	5	PQ	10.00	0.18	0.12	1.05197	10.52	-3.54	-0.18	-0.12
Nod21	21	PQ	10.00	0.13	0.06	1.05010	10.50	-3.61	-0.13	-0.06
Nod6	6	PQ	10.00	0.09	0.04	1.04851	10.49	-3.57	-0.09	-0.04
Nod22	22	PQ	10.00	0.13	0.06	1.04713	10.47	-3.69	-0.13	-0.06

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]
Nod24	24	PQ	10.00	0.13	0.07	1.04558	10.46	-3.63	-0.13	-0.07
Nod23	23	PQ	10.00	0.13	0.06	1.04136	10.41	-3.86	-0.13	-0.06
Nod7	7	PQ	10.00	0.09	0.03	1.04077	10.41	-3.74	-0.09	-0.03
Nod8	8	PQ	10.00	0.30	0.15	1.03932	10.39	-3.86	-0.30	-0.15
Nod27	27	PQ	10.00	0.09	0.04	1.03928	10.39	-3.75	-0.09	-0.04
Nod28	28	PQ	10.00	0.09	0.04	1.03749	10.37	-3.76	-0.09	-0.04
Nod9	9	PQ	10.00	0.30	0.15	1.03748	10.37	-3.87	-0.30	-0.15
Nod25	25	PQ	10.00	0.63	0.30	1.03592	10.36	-3.78	-0.63	-0.30
Nod29	29	PQ	10.00	0.09	0.03	1.03127	10.31	-3.89	-0.09	-0.03
Nod10	10	PQ	10.00	0.09	0.03	1.03115	10.31	-4.01	-0.09	-0.03
Nod26	26	PQ	10.00	0.63	0.30	1.02998	10.30	-3.88	-0.63	-0.30
Nod13	13	PQ	10.00	0.09	0.04	1.02983	10.30	-4.07	-0.09	-0.04
Nod11	11	PQ	10.00	0.09	0.03	1.02976	10.30	-4.06	-0.09	-0.03
Nod12	12	PQ	10.00	0.06	0.04	1.02970	10.30	-4.06	-0.06	-0.04
Nod30	30	PQ	10.00	0.18	0.10	1.02739	10.27	-3.96	-0.18	-0.10
Nod14	14	PQ	10.00	0.09	0.04	1.02437	10.24	-4.15	-0.09	-0.04
Nod31	31	PQ	10.00	0.15	0.04	1.02397	10.24	-4.00	-0.15	-0.04
Nod16	16	PQ	10.00	0.09	0.01	1.02268	10.23	-4.21	-0.09	-0.01
Nod15	15	PQ	10.00	0.18	0.12	1.02268	10.23	-4.20	-0.18	-0.12
Nod17	17	PQ	10.00	0.09	0.03	1.02038	10.20	-4.23	-0.09	-0.03
Nod32	32	PQ	10.00	0.12	0.06	1.01836	10.18	-4.16	-0.12	-0.06
Nod33	33	PQ	10.00	0.16	0.07	1.01704	10.17	-4.21	-0.16	-0.07
Nod18	18	PQ	10.00	0.09	0.03	1.01695	10.17	-4.30	-0.09	-0.03
Nod34	34	PQ	10.00	0.09	0.06	1.01635	10.16	-4.26	-0.09	-0.06
Nod19	19	PQ	10.00	0.13	0.06	1.01611	10.16	-4.28	-0.13	-0.06

Tabelul 7.4.7. 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]
1	2	114.07	10.64	5.29	2.62	-5.25	-2.12	0.04121	0.49924
2	3	10.64	10.63	2.62	1.06	-2.62	-1.06	0.00354	0.00265
2	3	10.64	10.63	2.62	1.06	-2.62	-1.06	0.00354	0.00265
3	4	10.63	10.56	1.91	0.75	-1.90	-0.74	0.01081	0.00599
3	4	10.63	10.56	1.91	0.75	-1.90	-0.74	0.01081	0.00599
3	20	10.63	10.61	0.64	0.26	-0.64	-0.27	0.00069	-0.00148
3	20	10.63	10.61	0.64	0.26	-0.64	-0.27	0.00069	-0.00148
4	5	10.56	10.52	0.91	0.33	-0.91	-0.33	0.00308	-0.00071
4	5	10.56	10.52	0.91	0.33	-0.91	-0.33	0.00308	-0.00065
4	24	10.56	10.46	1.84	0.77	-1.83	-0.76	0.01617	0.00710
5	6	10.52	10.49	0.82	0.27	-0.82	-0.27	0.00256	-0.00106
5	6	10.52	10.49	0.82	0.27	-0.82	-0.27	0.00256	-0.00101
6	7	10.49	10.41	0.77	0.25	-0.77	-0.26	0.00491	-0.00518
6	7	10.49	10.41	0.77	0.25	-0.77	-0.26	0.00491	-0.00515
7	8	10.41	10.39	0.40	0.12	-0.40	-0.13	0.00030	-0.00783
7	8	10.41	10.39	0.40	0.12	-0.40	-0.13	0.00030	-0.00786
7	27	10.41	10.39	0.64	0.25	-0.64	-0.25	0.00088	-0.00079
8	9	10.39	10.37	0.25	0.05	-0.25	-0.05	0.00043	-0.00265
8	9	10.39	10.37	0.25	0.05	-0.25	-0.05	0.00043	-0.00266
9	10	10.37	10.31	0.54	0.14	-0.53	-0.14	0.00294	-0.00706
9	22	10.37	10.47	-0.34	-0.18	0.34	0.15	0.00260	-0.02543
10	11	10.31	10.30	0.13	0.00	-0.13	-0.01	0.00017	-0.00899
10	16	10.31	10.23	0.31	0.11	-0.31	-0.14	0.00212	-0.02509
11	12	10.30	10.30	0.04	-0.02	-0.04	0.02	0.00000	-0.00076
12	13	10.30	10.30	-0.02	-0.06	0.02	0.06	0.00001	-0.00144
13	14	10.30	10.24	0.29	0.12	-0.28	-0.13	0.00134	-0.01381

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVA _r]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVA _r]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVA _r]
13	23	10.30	10.41	-0.39	-0.21	0.40	0.19	0.00368	-0.02399
14	15	10.24	10.23	0.19	0.09	-0.19	-0.10	0.00024	-0.00954
15	16	10.23	10.23	0.01	-0.02	-0.01	0.01	0.00000	-0.00671
16	17	10.23	10.20	0.23	0.11	-0.23	-0.11	0.00048	-0.00659
17	18	10.20	10.17	0.14	0.08	-0.14	-0.11	0.00037	-0.02308
18	19	10.17	10.16	0.05	0.08	-0.05	-0.08	0.00007	-0.00718
19	34	10.16	10.16	-0.08	0.02	0.08	-0.03	0.00003	-0.00663
20	21	10.61	10.50	0.57	0.24	-0.57	-0.25	0.00515	-0.01379
20	21	10.61	10.50	0.57	0.24	-0.57	-0.25	0.00515	-0.01375
21	22	10.50	10.47	0.50	0.22	-0.50	-0.23	0.00112	-0.00548
21	22	10.50	10.47	0.50	0.22	-0.50	-0.23	0.00112	-0.00551
22	23	10.47	10.41	0.53	0.24	-0.53	-0.25	0.00220	-0.01057
24	25	10.46	10.36	0.85	0.35	-0.84	-0.35	0.00693	-0.00390
24	25	10.46	10.36	0.85	0.35	-0.84	-0.35	0.00693	-0.00384
25	26	10.36	10.30	0.53	0.20	-0.52	-0.21	0.00267	-0.00704
25	26	10.36	10.30	0.53	0.20	-0.52	-0.21	0.00267	-0.00709
26	30	10.30	10.27	0.42	0.11	-0.42	-0.12	0.00089	-0.00593
27	28	10.39	10.37	0.55	0.21	-0.55	-0.21	0.00090	-0.00125
28	29	10.37	10.31	0.46	0.17	-0.45	-0.18	0.00235	-0.01011
29	30	10.31	10.27	0.36	0.15	-0.36	-0.16	0.00118	-0.00803
30	31	10.27	10.24	0.60	0.17	-0.60	-0.18	0.00189	-0.00203
31	32	10.24	10.18	0.45	0.14	-0.45	-0.15	0.00207	-0.01091
32	33	10.18	10.17	0.33	0.09	-0.33	-0.09	0.00035	-0.00443
33	34	10.17	10.16	0.17	0.02	-0.17	-0.03	0.00009	-0.00709
								0.16861	0.19806

A3.3. IEEE33 soluția optimă, fără surse regenerabile

Tabelul 7.4.8. Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVA _r]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVA _r]
Nod1	1	Slack	110.00			1.07000	117.70	0.00	5.32	2.69
Nod2	2	PQ	10.00			1.09945	10.99	-3.16		
Nod3	3	PQ	10.00	0.15	0.09	1.09777	10.98	-3.19	-0.15	-0.09
Nod20	20	PQ	10.00	0.13	0.06	1.09644	10.96	-3.21	-0.13	-0.06
Nod4	4	PQ	10.00	0.13	0.06	1.09088	10.91	-3.31	-0.13	-0.06
Nod5	5	PQ	10.00	0.18	0.12	1.08698	10.87	-3.33	-0.18	-0.12
Nod6	6	PQ	10.00	0.09	0.04	1.08334	10.83	-3.35	-0.09	-0.04
Nod24	24	PQ	10.00	0.13	0.07	1.08143	10.81	-3.41	-0.13	-0.07
Nod21	21	PQ	10.00	0.13	0.06	1.07486	10.75	-3.60	-0.13	-0.06
Nod22	22	PQ	10.00	0.13	0.06	1.06921	10.69	-3.75	-0.13	-0.06
Nod7	7	PQ	10.00	0.09	0.03	1.06691	10.67	-3.69	-0.09	-0.03
Nod27	27	PQ	10.00	0.09	0.04	1.06523	10.65	-3.70	-0.09	-0.04
Nod8	8	PQ	10.00	0.30	0.15	1.06390	10.64	-3.91	-0.30	-0.15
Nod23	23	PQ	10.00	0.13	0.06	1.06369	10.64	-3.91	-0.13	-0.06
Nod25	25	PQ	10.00	0.63	0.30	1.06349	10.63	-3.69	-0.63	-0.30
Nod28	28	PQ	10.00	0.09	0.04	1.06317	10.63	-3.71	-0.09	-0.04
Nod9	9	PQ	10.00	0.30	0.15	1.06024	10.60	-3.93	-0.30	-0.15
Nod29	29	PQ	10.00	0.09	0.03	1.05575	10.56	-3.86	-0.09	-0.03
Nod10	10	PQ	10.00	0.09	0.03	1.05406	10.54	-4.05	-0.09	-0.03
Nod26	26	PQ	10.00	0.63	0.30	1.05287	10.53	-3.87	-0.63	-0.30
Nod13	13	PQ	10.00	0.09	0.04	1.05270	10.53	-4.11	-0.09	-0.04
Nod11	11	PQ	10.00	0.09	0.03	1.05266	10.53	-4.10	-0.09	-0.03
Nod12	12	PQ	10.00	0.06	0.04	1.05258	10.53	-4.10	-0.06	-0.04

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]
Nod30	30	PQ	10.00	0.18	0.10	1.05095	10.51	-3.94	-0.18	-0.10
Nod31	31	PQ	10.00	0.15	0.04	1.04756	10.48	-3.98	-0.15	-0.04
Nod14	14	PQ	10.00	0.09	0.04	1.04746	10.47	-4.18	-0.09	-0.04
Nod16	16	PQ	10.00	0.09	0.01	1.04589	10.46	-4.23	-0.09	-0.01
Nod15	15	PQ	10.00	0.18	0.12	1.04585	10.46	-4.23	-0.18	-0.12
Nod17	17	PQ	10.00	0.09	0.03	1.04372	10.44	-4.25	-0.09	-0.03
Nod32	32	PQ	10.00	0.12	0.06	1.04200	10.42	-4.15	-0.12	-0.06
Nod33	33	PQ	10.00	0.16	0.07	1.04069	10.41	-4.20	-0.16	-0.07
Nod18	18	PQ	10.00	0.09	0.03	1.04047	10.40	-4.30	-0.09	-0.03
Nod34	34	PQ	10.00	0.09	0.06	1.04000	10.40	-4.24	-0.09	-0.06
Nod19	19	PQ	10.00	0.13	0.06	1.03972	10.40	-4.28	-0.13	-0.06

Tabelul 7.4.9. Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere

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]
3	20	10.98	10.96	0.63	0.27	-0.63	-0.27	0.00064	-0.00167
3	20	10.98	10.96	0.63	0.27	-0.63	-0.27	0.00064	-0.00167
2	3	10.99	10.98	2.64	1.10	-2.64	-1.10	0.00339	0.00246
5	6	10.87	10.83	0.87	0.32	-0.87	-0.32	0.00280	-0.00105
6	7	10.83	10.67	1.65	0.60	-1.63	-0.59	0.02164	0.00871
14	15	10.47	10.46	0.19	0.09	-0.19	-0.10	0.00022	-0.01002
7	8	10.67	10.64	0.81	0.27	-0.81	-0.28	0.00119	-0.00532
5	6	10.87	10.83	0.87	0.32	-0.87	-0.32	0.00280	-0.00109
4	24	10.91	10.81	1.77	0.74	-1.76	-0.74	0.01405	0.00537
3	4	10.98	10.91	1.93	0.79	-1.92	-0.78	0.01046	0.00547
22	23	10.69	10.64	0.52	0.23	-0.52	-0.24	0.00203	-0.01138
9	10	10.60	10.54	0.53	0.14	-0.53	-0.15	0.00277	-0.00760
9	22	10.60	10.69	-0.33	-0.16	0.33	0.14	0.00229	-0.02696
10	11	10.54	10.53	0.13	0.01	-0.13	-0.02	0.00017	-0.00940
10	16	10.54	10.46	0.30	0.11	-0.30	-0.14	0.00195	-0.02649
11	12	10.53	10.53	0.04	-0.01	-0.04	0.01	0.00000	-0.00080
12	13	10.53	10.53	-0.02	-0.05	0.02	0.05	0.00001	-0.00150
13	14	10.53	10.47	0.28	0.11	-0.28	-0.13	0.00123	-0.01457
13	23	10.53	10.64	-0.39	-0.21	0.39	0.18	0.00335	-0.02554
8	9	10.64	10.60	0.51	0.13	-0.50	-0.13	0.00171	-0.00236
15	16	10.46	10.46	0.01	-0.02	-0.01	0.01	0.00000	-0.00702
16	17	10.46	10.44	0.22	0.11	-0.22	-0.12	0.00042	-0.00695
17	18	10.44	10.40	0.13	0.09	-0.13	-0.11	0.00032	-0.02425
4	5	10.91	10.87	0.97	0.38	-0.96	-0.38	0.00332	-0.00068
20	21	10.96	10.75	1.13	0.48	-1.11	-0.48	0.01908	-0.00231
7	27	10.67	10.65	0.74	0.29	-0.74	-0.29	0.00112	-0.00073
19	34	10.40	10.40	-0.09	0.03	0.09	-0.04	0.00004	-0.00693
21	22	10.75	10.69	0.98	0.42	-0.98	-0.43	0.00408	-0.00233
18	19	10.40	10.40	0.04	0.08	-0.04	-0.09	0.00006	-0.00752
4	5	10.91	10.87	0.97	0.38	-0.96	-0.38	0.00332	-0.00074
24	25	10.81	10.63	1.63	0.67	-1.61	-0.66	0.02389	0.00892
3	4	10.98	10.91	1.93	0.79	-1.92	-0.78	0.01046	0.00547
25	26	10.63	10.53	0.98	0.36	-0.97	-0.36	0.00860	-0.00284
2	3	10.99	10.98	2.64	1.10	-2.64	-1.10	0.00339	0.00246
26	30	10.53	10.51	0.34	0.06	-0.34	-0.07	0.00053	-0.00660
27	28	10.65	10.63	0.65	0.25	-0.64	-0.25	0.00120	-0.00119
28	29	10.63	10.56	0.55	0.21	-0.55	-0.22	0.00331	-0.00986
29	30	10.56	10.51	0.46	0.19	-0.46	-0.20	0.00180	-0.00791
30	31	10.51	10.48	0.62	0.17	-0.61	-0.17	0.00187	-0.00217
31	32	10.48	10.42	0.46	0.13	-0.46	-0.14	0.00208	-0.01150

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVA _r]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVA _r]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVA _r]
32	33	10.42	10.41	0.34	0.08	-0.34	-0.09	0.00035	-0.00465
33	34	10.41	10.40	0.18	0.02	-0.18	-0.02	0.00011	-0.00741
1	2	117.70	10.99	5.32	2.69	-5.28	-2.20	0.04137	0.49141
								0.20406	0.26926

A3.4. IEEE33 inițial, cu surse regenerabile

Tabelul 7.4.10. Date și rezultate noduri, regim de bază

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVA _r]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVA _r]
Nod1	1	Slack	110.00			1.03700	114.07	0.00	0.98	1.46
Nod2	2	PQ	10.00			1.07996	10.80	-0.57		
Nod3	3	PQ	10.00	0.10	0.06	1.07894	10.79	-0.56	-0.10	-0.06
Nod20	20	PQ	10.00	0.09	0.04	1.07819	10.78	-0.55	-0.09	-0.04
Nod4	4	PQ	10.00	0.09	0.04	1.07497	10.75	-0.51	-0.09	-0.04
Nod5	5	PQ	10.00	0.12	0.08	1.07336	10.73	-0.45	-0.12	-0.08
Nod21	21	PQ	10.00	0.09	0.04	1.07312	10.73	-0.41	-0.09	-0.04
Nod24	24	PQ	10.00	0.09	0.05	1.07228	10.72	-0.45	-0.09	-0.05
Nod6	6	PQ	10.00	0.06	0.03	1.07225	10.72	-0.40	-0.06	-0.03
Nod23	23	PQ	10.00	0.09	0.04	1.07219	10.72	-0.22	0.50	0.00
Nod22	22	PQ	10.00	0.09	0.04	1.07192	10.72	-0.36	-0.09	-0.04
Nod7	7	PQ	10.00	0.06	0.02	1.06955	10.70	-0.30	0.50	0.00
Nod27	27	PQ	10.00	0.06	0.03	1.06900	10.69	-0.29	-0.06	-0.03
Nod28	28	PQ	10.00	0.06	0.03	1.06842	10.68	-0.29	-0.06	-0.03
Nod8	8	PQ	10.00	0.20	0.10	1.06812	10.68	-0.38	-0.20	-0.10
Nod26	26	PQ	10.00	0.42	0.20	1.06763	10.68	-0.15	1.00	0.00
Nod25	25	PQ	10.00	0.42	0.20	1.06755	10.68	-0.33	-0.42	-0.20
Nod9	9	PQ	10.00	0.20	0.10	1.06728	10.67	-0.37	-0.20	-0.10
Nod17	17	PQ	10.00	0.06	0.02	1.06667	10.67	-0.14	0.50	0.00
Nod29	29	PQ	10.00	0.06	0.02	1.06653	10.67	-0.27	-0.06	-0.02
Nod13	13	PQ	10.00	0.06	0.03	1.06642	10.66	-0.32	-0.06	-0.03
Nod10	10	PQ	10.00	0.06	0.02	1.06624	10.66	-0.33	-0.06	-0.02
Nod12	12	PQ	10.00	0.04	0.03	1.06606	10.66	-0.32	-0.04	-0.03
Nod11	11	PQ	10.00	0.06	0.02	1.06597	10.66	-0.32	-0.06	-0.02
Nod30	30	PQ	10.00	0.12	0.07	1.06562	10.66	-0.23	-0.12	-0.07
Nod16	16	PQ	10.00	0.06	0.01	1.06545	10.65	-0.23	-0.06	-0.01
Nod14	14	PQ	10.00	0.06	0.03	1.06494	10.65	-0.28	-0.06	-0.03
Nod15	15	PQ	10.00	0.12	0.08	1.06463	10.65	-0.26	-0.12	-0.08
Nod31	31	PQ	10.00	0.10	0.03	1.06401	10.64	-0.25	-0.10	-0.03
Nod18	18	PQ	10.00	0.06	0.02	1.06299	10.63	-0.28	-0.06	-0.02
Nod32	32	PQ	10.00	0.08	0.04	1.06161	10.62	-0.30	-0.08	-0.04
Nod19	19	PQ	10.00	0.09	0.04	1.06159	10.62	-0.30	-0.09	-0.04
Nod34	34	PQ	10.00	0.06	0.04	1.06115	10.61	-0.31	-0.06	-0.04
Nod33	33	PQ	10.00	0.11	0.05	1.06115	10.61	-0.31	-0.11	-0.05

Tabelul 7.4.11. 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 [MVA _r]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVA _r]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVA _r]
1	2	114.07	10.80	0.98	1.46	-0.96	-1.31	0.01963	0.15271
2	3	10.80	10.79	0.96	1.31	-0.96	-1.31	0.00114	0.00037
3	4	10.79	10.75	0.67	0.94	-0.66	-0.94	0.00330	-0.00062
3	20	10.79	10.78	0.20	0.31	-0.20	-0.32	0.00019	-0.00204
4	5	10.75	10.73	0.26	0.42	-0.26	-0.42	0.00078	-0.00197

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]
4	24	10.75	10.72	0.31	0.48	-0.31	-0.48	0.00128	-0.00325
5	6	10.73	10.72	0.14	0.34	-0.14	-0.35	0.00045	-0.00223
6	7	10.72	10.70	0.08	0.32	-0.08	-0.32	0.00077	-0.00923
7	8	10.70	10.68	0.31	0.15	-0.31	-0.16	0.00019	-0.00870
7	27	10.70	10.69	0.21	0.16	-0.21	-0.16	0.00012	-0.00124
8	9	10.68	10.67	0.11	0.06	-0.11	-0.06	0.00009	-0.00292
9	10	10.67	10.66	0.04	0.09	-0.04	-0.10	0.00010	-0.00969
9	22	10.67	10.72	-0.13	-0.13	0.13	0.10	0.00054	-0.02898
10	11	10.66	10.66	0.01	0.02	-0.01	-0.03	0.00001	-0.00975
10	16	10.66	10.65	-0.03	0.06	0.03	-0.09	0.00011	-0.02920
11	12	10.66	10.66	-0.05	0.01	0.05	-0.01	0.00001	-0.00082
12	13	10.66	10.66	-0.10	-0.02	0.10	0.01	0.00003	-0.00154
13	14	10.66	10.65	0.05	0.07	-0.04	-0.09	0.00011	-0.01592
13	23	10.66	10.72	-0.20	-0.12	0.20	0.09	0.00092	-0.02858
14	15	10.65	10.65	-0.02	0.05	0.02	-0.06	0.00002	-0.01065
15	16	10.65	10.65	-0.14	-0.02	0.14	0.01	0.00010	-0.00720
16	17	10.65	10.67	-0.23	0.07	0.23	-0.07	0.00037	-0.00729
17	18	10.67	10.63	0.21	0.05	-0.21	-0.08	0.00057	-0.02500
18	19	10.63	10.62	0.15	0.06	-0.15	-0.07	0.00018	-0.00776
19	34	10.62	10.61	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.00002	-0.00724
20	21	10.78	10.73	0.11	0.28	-0.10	-0.29	0.00120	-0.01806
21	22	10.73	10.72	0.01	0.25	-0.01	-0.26	0.00024	-0.00682
22	23	10.72	10.72	-0.21	0.12	0.21	-0.13	0.00036	-0.01374
24	25	10.72	10.68	0.22	0.43	-0.22	-0.44	0.00186	-0.00843
25	26	10.68	10.68	-0.20	0.24	0.20	-0.25	0.00078	-0.00913
26	30	10.68	10.66	0.38	0.05	-0.38	-0.05	0.00064	-0.00670
27	28	10.69	10.68	0.15	0.13	-0.15	-0.13	0.00010	-0.00177
28	29	10.68	10.67	0.09	0.11	-0.09	-0.12	0.00020	-0.01281
29	30	10.67	10.66	0.03	0.10	-0.03	-0.11	0.00009	-0.00964
30	31	10.66	10.64	0.29	0.10	-0.29	-0.10	0.00041	-0.00301
31	32	10.64	10.62	0.19	0.07	-0.19	-0.08	0.00035	-0.01368
32	33	10.62	10.61	0.11	0.04	-0.11	-0.05	0.00004	-0.00522
33	34	10.61	10.61	0.00	0.00	0.00	-0.01	0.00000	-0.00788
								0.03730	-0.18563

A3.5. IEEE33 extins maximal, cu surse regenerabile

Tabelul 7.4.12. Date și rezultate noduri, regim extins maximal cu surse regenerabile

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]
Nod1	1	Slack	110.00			1.03700	114.07	0.00	2.69	2.30
Nod2	2	PQ	10.00			1.06897	10.69	-1.65		
Nod3	3	PQ	10.00	0.15	0.09	1.06790	10.68	-1.66	-0.15	-0.09
Nod20	20	PQ	10.00	0.13	0.06	1.06712	10.67	-1.66	-0.13	-0.06
Nod4	4	PQ	10.00	0.13	0.06	1.06352	10.64	-1.67	-0.13	-0.06
Nod5	5	PQ	10.00	0.18	0.12	1.06137	10.61	-1.65	-0.18	-0.12
Nod21	21	PQ	10.00	0.13	0.06	1.06130	10.61	-1.65	-0.13	-0.06
Nod22	22	PQ	10.00	0.13	0.06	1.05982	10.60	-1.64	-0.13	-0.06
Nod6	6	PQ	10.00	0.09	0.04	1.05957	10.60	-1.63	-0.09	-0.04
Nod23	23	PQ	10.00	0.13	0.06	1.05828	10.58	-1.55	0.50	0.00
Nod24	24	PQ	10.00	0.13	0.07	1.05751	10.58	-1.64	-0.13	-0.07
Nod7	7	PQ	10.00	0.09	0.03	1.05536	10.55	-1.63	0.50	0.00
Nod27	27	PQ	10.00	0.09	0.04	1.05431	10.54	-1.63	-0.09	-0.04
Nod8	8	PQ	10.00	0.30	0.15	1.05400	10.54	-1.72	-0.30	-0.15

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]
Nod28	28	PQ	10.00	0.09	0.04	1.05314	10.53	-1.63	-0.09	-0.04
Nod9	9	PQ	10.00	0.30	0.15	1.05279	10.53	-1.71	-0.30	-0.15
Nod25	25	PQ	10.00	0.63	0.30	1.05194	10.52	-1.62	-0.63	-0.30
Nod26	26	PQ	10.00	0.63	0.30	1.05003	10.50	-1.55	1.00	0.00
Nod10	10	PQ	10.00	0.09	0.03	1.04938	10.49	-1.71	-0.09	-0.03
Nod29	29	PQ	10.00	0.09	0.03	1.04922	10.49	-1.66	-0.09	-0.03
Nod13	13	PQ	10.00	0.09	0.04	1.04894	10.49	-1.71	-0.09	-0.04
Nod12	12	PQ	10.00	0.06	0.04	1.04859	10.49	-1.71	-0.06	-0.04
Nod11	11	PQ	10.00	0.09	0.03	1.04853	10.49	-1.71	-0.09	-0.03
Nod30	30	PQ	10.00	0.18	0.10	1.04708	10.47	-1.65	-0.18	-0.10
Nod17	17	PQ	10.00	0.09	0.03	1.04593	10.46	-1.58	0.50	0.00
Nod14	14	PQ	10.00	0.09	0.04	1.04561	10.46	-1.70	-0.09	-0.04
Nod16	16	PQ	10.00	0.09	0.01	1.04552	10.46	-1.67	-0.09	-0.01
Nod15	15	PQ	10.00	0.18	0.12	1.04471	10.45	-1.70	-0.18	-0.12
Nod31	31	PQ	10.00	0.15	0.04	1.04436	10.44	-1.67	-0.15	-0.04
Nod18	18	PQ	10.00	0.09	0.03	1.04101	10.41	-1.76	-0.09	-0.03
Nod32	32	PQ	10.00	0.12	0.06	1.04008	10.40	-1.76	-0.12	-0.06
Nod19	19	PQ	10.00	0.13	0.06	1.03929	10.39	-1.79	-0.13	-0.06
Nod33	33	PQ	10.00	0.16	0.07	1.03917	10.39	-1.78	-0.16	-0.07
Nod34	34	PQ	10.00	0.09	0.06	1.03892	10.39	-1.79	-0.09	-0.06

Tabelul 7.4.13. Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim extins maximal cu surse regenerabile

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	114.07	10.69	2.69	2.30	-2.66	-2.04	0.02586	0.25382
2	3	10.69	10.68	1.33	1.02	-1.33	-1.02	0.00123	0.00047
2	3	10.69	10.68	1.33	1.02	-1.33	-1.02	0.00123	0.00047
3	4	10.68	10.64	0.97	0.74	-0.97	-0.74	0.00380	-0.00011
3	4	10.68	10.64	0.97	0.74	-0.97	-0.74	0.00380	-0.00011
3	20	10.68	10.67	0.28	0.23	-0.28	-0.24	0.00020	-0.00198
3	20	10.68	10.67	0.28	0.23	-0.28	-0.24	0.00020	-0.00198
4	5	10.64	10.61	0.45	0.34	-0.45	-0.34	0.00103	-0.00179
4	5	10.64	10.61	0.45	0.34	-0.45	-0.34	0.00103	-0.00173
4	24	10.64	10.58	0.90	0.75	-0.90	-0.75	0.00550	-0.00027
5	6	10.61	10.60	0.36	0.28	-0.36	-0.28	0.00070	-0.00205
5	6	10.61	10.60	0.36	0.28	-0.36	-0.28	0.00070	-0.00200
6	7	10.60	10.55	0.31	0.26	-0.31	-0.27	0.00124	-0.00858
6	7	10.60	10.55	0.31	0.26	-0.31	-0.27	0.00124	-0.00855
7	8	10.55	10.54	0.31	0.14	-0.31	-0.14	0.00019	-0.00846
7	8	10.55	10.54	0.31	0.14	-0.31	-0.14	0.00019	-0.00849
7	27	10.55	10.54	0.42	0.24	-0.42	-0.24	0.00043	-0.00105
8	9	10.54	10.53	0.16	0.07	-0.16	-0.07	0.00019	-0.00281
8	9	10.54	10.53	0.16	0.07	-0.16	-0.07	0.00019	-0.00282
9	10	10.53	10.49	0.23	0.16	-0.23	-0.17	0.00074	-0.00894
9	22	10.53	10.60	-0.22	-0.17	0.22	0.14	0.00128	-0.02751
10	11	10.49	10.49	0.06	0.03	-0.06	-0.04	0.00005	-0.00941
10	16	10.49	10.46	0.08	0.11	-0.08	-0.14	0.00039	-0.02792
11	12	10.49	10.49	-0.03	0.01	0.03	-0.01	0.00000	-0.00079
12	13	10.49	10.49	-0.09	-0.03	0.09	0.03	0.00003	-0.00149
13	14	10.49	10.46	0.14	0.11	-0.14	-0.13	0.00047	-0.01509
13	23	10.49	10.58	-0.32	-0.18	0.33	0.15	0.00240	-0.02624
14	15	10.46	10.45	0.05	0.09	-0.05	-0.10	0.00006	-0.01020
15	16	10.45	10.46	-0.13	-0.02	0.13	0.01	0.00009	-0.00693
16	17	10.46	10.46	-0.14	0.11	0.14	-0.11	0.00022	-0.00711

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	18	10.46	10.41	0.27	0.08	-0.27	-0.11	0.00097	-0.02344
18	19	10.41	10.39	0.18	0.08	-0.18	-0.09	0.00026	-0.00737
19	34	10.39	10.39	0.05	0.03	-0.05	-0.03	0.00002	-0.00695
20	21	10.67	10.61	0.22	0.21	-0.22	-0.22	0.00125	-0.01761
20	21	10.67	10.61	0.22	0.21	-0.22	-0.22	0.00125	-0.01757
21	22	10.61	10.60	0.15	0.19	-0.15	-0.20	0.00023	-0.00668
21	22	10.61	10.60	0.15	0.19	-0.15	-0.20	0.00023	-0.00671
22	23	10.60	10.58	-0.04	0.20	0.04	-0.21	0.00028	-0.01350
24	25	10.58	10.52	0.38	0.34	-0.38	-0.35	0.00214	-0.00794
24	25	10.58	10.52	0.38	0.34	-0.38	-0.35	0.00214	-0.00788
25	26	10.52	10.50	0.07	0.20	-0.07	-0.21	0.00037	-0.00916
25	26	10.52	10.50	0.07	0.20	-0.07	-0.21	0.00037	-0.00921
26	30	10.50	10.47	0.50	0.11	-0.50	-0.12	0.00120	-0.00589
27	28	10.54	10.53	0.33	0.20	-0.33	-0.20	0.00039	-0.00157
28	29	10.53	10.49	0.24	0.16	-0.24	-0.17	0.00083	-0.01186
29	30	10.49	10.47	0.15	0.14	-0.15	-0.15	0.00033	-0.00911
30	31	10.47	10.44	0.47	0.17	-0.47	-0.17	0.00117	-0.00251
31	32	10.44	10.40	0.32	0.13	-0.32	-0.15	0.00110	-0.01241
32	33	10.40	10.39	0.20	0.09	-0.20	-0.09	0.00014	-0.00489
33	34	10.39	10.39	0.04	0.02	-0.04	-0.03	0.00001	-0.00755
								0.06936	-0.12946

A3.6. IEEE33 soluția optimă, cu surse regenerabile

Tabelul 7.4.14. Date și rezultate noduri

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVar]
Nod1	1	Slack	110.00			1.06600	117.26	0.00	2.70	2.36
Nod2	2	PQ	10.00			1.09975	11.00	-1.56		
Nod3	3	PQ	10.00	0.15	0.09	1.09870	10.99	-1.57	-0.15	-0.09
Nod20	20	PQ	10.00	0.13	0.06	1.09792	10.98	-1.57	-0.13	-0.06
Nod4	4	PQ	10.00	0.13	0.06	1.09438	10.94	-1.58	-0.13	-0.06
Nod5	5	PQ	10.00	0.18	0.12	1.09222	10.92	-1.55	-0.18	-0.12
Nod6	6	PQ	10.00	0.09	0.04	1.09038	10.90	-1.53	-0.09	-0.04
Nod24	24	PQ	10.00	0.13	0.07	1.08866	10.89	-1.55	-0.13	-0.07
Nod21	21	PQ	10.00	0.13	0.06	1.08645	10.86	-1.56	-0.13	-0.06
Nod22	22	PQ	10.00	0.13	0.06	1.08360	10.84	-1.55	-0.13	-0.06
Nod23	23	PQ	10.00	0.13	0.06	1.08216	10.82	-1.46	0.50	0.00
Nod7	7	PQ	10.00	0.09	0.03	1.08168	10.82	-1.51	0.50	0.00
Nod27	27	PQ	10.00	0.09	0.04	1.08056	10.81	-1.51	-0.09	-0.04
Nod28	28	PQ	10.00	0.09	0.04	1.07927	10.79	-1.50	-0.09	-0.04
Nod8	8	PQ	10.00	0.30	0.15	1.07894	10.79	-1.66	-0.30	-0.15
Nod25	25	PQ	10.00	0.63	0.30	1.07813	10.78	-1.53	-0.63	-0.30
Nod9	9	PQ	10.00	0.30	0.15	1.07672	10.77	-1.64	-0.30	-0.15
Nod26	26	PQ	10.00	0.63	0.30	1.07479	10.75	-1.40	1.00	0.00
Nod29	29	PQ	10.00	0.09	0.03	1.07479	10.75	-1.52	-0.09	-0.03
Nod10	10	PQ	10.00	0.09	0.03	1.07353	10.74	-1.63	-0.09	-0.03
Nod13	13	PQ	10.00	0.09	0.04	1.07315	10.73	-1.63	-0.09	-0.04
Nod12	12	PQ	10.00	0.06	0.04	1.07279	10.73	-1.63	-0.06	-0.04
Nod11	11	PQ	10.00	0.09	0.03	1.07273	10.73	-1.63	-0.09	-0.03
Nod30	30	PQ	10.00	0.18	0.10	1.07219	10.72	-1.51	-0.18	-0.10
Nod17	17	PQ	10.00	0.09	0.03	1.07048	10.70	-1.49	0.50	0.00
Nod14	14	PQ	10.00	0.09	0.04	1.06999	10.70	-1.62	-0.09	-0.04
Nod16	16	PQ	10.00	0.09	0.01	1.06996	10.70	-1.58	-0.09	-0.01

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]
Nod31	31	PQ	10.00	0.15	0.04	1.06947	10.69	-1.53	-0.15	-0.04
Nod15	15	PQ	10.00	0.18	0.12	1.06914	10.69	-1.61	-0.18	-0.12
Nod18	18	PQ	10.00	0.09	0.03	1.06584	10.66	-1.65	-0.09	0.03
Nod32	32	PQ	10.00	0.12	0.06	1.06517	10.65	-1.63	-0.12	-0.06
Nod19	19	PQ	10.00	0.13	0.06	1.06427	10.64	-1.66	-0.13	-0.06
Nod33	33	PQ	10.00	0.16	0.07	1.06425	10.64	-1.65	-0.16	-0.07
Nod34	34	PQ	10.00	0.09	0.06	1.06396	10.64	-1.66	-0.09	-0.06

Tabelul 7.4.15. Circulații de puteri prin elementele de rețea

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
29	30	10.75	10.72	0.18	0.18	-0.18	-0.19	0.000479	-0.009435
28	29	10.79	10.75	0.28	0.20	-0.27	-0.21	0.001076	-0.012263
32	33	10.65	10.64	0.22	0.08	-0.22	-0.09	0.000149	-0.005121
30	31	10.72	10.69	0.49	0.17	-0.49	-0.17	0.001182	-0.002655
3	20	10.99	10.98	0.29	0.24	-0.29	-0.24	0.000192	-0.002109
2	3	11.00	10.99	1.34	1.05	-1.34	-1.05	0.001194	0.000397
2	3	11.00	10.99	1.34	1.05	-1.34	-1.05	0.001194	0.000397
33	34	10.64	10.64	0.06	0.02	-0.06	-0.02	0.000011	-0.007909
31	32	10.69	10.65	0.34	0.13	-0.34	-0.14	0.001132	-0.013030
5	6	10.92	10.90	0.36	0.32	-0.36	-0.32	0.000748	-0.002168
5	6	10.92	10.90	0.36	0.32	-0.36	-0.32	0.000748	-0.002120
6	7	10.90	10.82	0.64	0.60	-0.63	-0.60	0.005307	-0.005598
3	20	10.99	10.98	0.29	0.24	-0.29	-0.24	0.000192	-0.002109
7	8	10.82	10.79	0.59	0.30	-0.59	-0.30	0.000695	-0.007238
4	5	10.94	10.92	0.46	0.37	-0.45	-0.38	0.001067	-0.001907
3	4	10.99	10.94	0.97	0.77	-0.97	-0.77	0.003677	-0.000423
4	5	10.94	10.92	0.46	0.37	-0.45	-0.38	0.001067	-0.001847
1	2	117.26	11.00	2.70	2.36	-2.67	-2.10	0.026613	0.256667
4	24	10.94	10.89	0.89	0.72	-0.89	-0.73	0.004975	-0.000866
3	4	10.99	10.94	0.97	0.77	-0.97	-0.77	0.003677	-0.000423
10	11	10.74	10.73	0.05	0.04	-0.05	-0.05	0.000041	-0.009852
10	16	10.74	10.70	0.07	0.11	-0.07	-0.14	0.000343	-0.029292
11	12	10.73	10.73	-0.04	0.02	0.04	-0.02	0.000003	-0.000828
12	13	10.73	10.73	-0.10	-0.02	0.10	0.02	0.000032	-0.001555
13	14	10.73	10.70	0.14	0.11	-0.14	-0.13	0.000422	-0.015847
13	23	10.73	10.82	-0.32	-0.17	0.33	0.15	0.002256	-0.027707
14	15	10.70	10.69	0.05	0.09	-0.05	-0.10	0.000051	-0.010697
15	16	10.69	10.70	-0.13	-0.02	0.13	0.01	0.000094	-0.007260
16	17	10.70	10.70	-0.16	0.11	0.16	-0.12	0.000240	-0.007441
17	18	10.70	10.66	0.25	0.09	-0.25	-0.11	0.000835	-0.024808
18	19	10.66	10.64	0.16	0.08	-0.16	-0.09	0.000217	-0.007770
19	34	10.64	10.64	0.03	0.03	-0.03	-0.04	0.000009	-0.007294
20	21	10.98	10.86	0.45	0.42	-0.45	-0.43	0.004832	-0.015377
7	27	10.82	10.81	0.46	0.28	-0.46	-0.28	0.000495	-0.001080
21	22	10.86	10.84	0.32	0.37	-0.31	-0.38	0.000842	-0.006280
8	9	10.79	10.77	0.29	0.15	-0.28	-0.16	0.000645	-0.002796
22	23	10.84	10.82	-0.04	0.19	0.04	-0.21	0.000254	-0.014170
24	25	10.89	10.78	0.76	0.66	-0.75	-0.66	0.007627	-0.004131
9	10	10.77	10.74	0.21	0.16	-0.21	-0.17	0.000655	-0.009447
25	26	10.78	10.75	0.12	0.36	-0.12	-0.37	0.001131	-0.009022
9	22	10.77	10.84	-0.23	-0.16	0.23	0.13	0.001245	-0.028857
26	30	10.75	10.72	0.49	0.07	-0.49	-0.08	0.001046	-0.006386
27	28	10.81	10.79	0.37	0.24	-0.37	-0.24	0.000465	-0.001618
								0.079	-0.069

ANEXA 4. ENEL TIMIȘOARA

A4.1. Enel Timișoara inițial, fără surse regenerabile

Tabelul 7.5.1. 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.]
2	1	20	20	0.06400	0.02900	0.00000	0.000003
1	100	20	20	0.06600	0.10000	0.00000	0.000020
2	3	20	20	0.09500	0.04300	0.00000	0.000005
3	4	20	20	0.01500	0.00680	0.00000	0.000001
4	5	20	20	0.04900	0.02200	0.00000	0.000002
5	6	20	20	0.06400	0.02900	0.00000	0.000003
6	7	20	20	0.03100	0.01400	0.00000	0.000002
7	8	20	20	0.01000	0.00450	0.00000	0.000000
8	9	20	20	0.10400	0.04700	0.00000	0.000005
9	10	20	20	0.00500	0.00220	0.00000	0.000000
10	11	20	20	0.00500	0.00240	0.00000	0.000000
11	12	20	20	0.01500	0.00680	0.00000	0.000001
12	13	20	20	0.02000	0.00900	0.00000	0.000001
13	14	20	20	0.01500	0.00680	0.00000	0.000001
15	14	20	20	0.02400	0.01100	0.00000	0.000001
14	23	20	20	0.03100	0.01980	0.00000	0.000002
16	15	20	20	0.02900	0.01300	0.00000	0.000001
17	16	20	20	0.09400	0.10700	0.00000	0.000014
16	22	20	20	0.26200	0.11800	0.00000	0.000013
18	17	20	20	0.02900	0.03300	0.00000	0.000004
19	18	20	20	0.01800	0.02000	0.00000	0.000003
20	19	20	20	0.04100	0.04700	0.00000	0.000006
21	20	20	20	0.06000	0.02700	0.00000	0.000003
23	24	20	20	0.01200	0.01000	0.00000	0.000001
23	27	20	20	0.04400	0.02000	0.00000	0.000002
24	25	20	20	0.01100	0.01300	0.00000	0.000002
33	25	20	20	0.00600	0.00670	0.00000	0.000001
33	26	20	20	0.01600	0.01400	0.00000	0.000002
27	28	20	20	0.04100	0.04700	0.00000	0.000006
27	31	20	20	0.04000	0.01800	0.00000	0.000002
28	29	20	20	0.00500	0.00590	0.00000	0.000001
29	30	20	20	0.05600	0.04800	0.00000	0.000006
36	31	20	20	0.07400	0.08400	0.00000	0.000011
81	31	20	20	0.14000	0.15900	0.00000	0.000020
31	92	20	20	0.23500	0.15000	0.00000	0.000200
31	96	20	20	0.77800	0.49700	0.00000	0.000060
31	99	20	20	0.24000	0.37000	0.00000	0.000050
32	33	20	20	0.01200	0.00550	0.00000	0.000001
34	52	20	20	0.03900	0.04400	0.00000	0.000006
34	102	20	20	0.10500	0.06800	0.00000	0.001400
34	103	20	20	0.05300	0.03400	0.00000	0.000700
46	35	20	20	0.44700	0.20150	0.00000	0.000022
35	76	20	20	0.06200	0.07020	0.00000	0.000009

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
36	37	20	20	0.04000	0.04500	0.00000	0.000006
38	37	20	20	0.03400	0.03900	0.00000	0.000005
39	38	20	20	0.08900	0.10100	0.00000	0.000013
39	40	20	20	0.01000	0.01100	0.00000	0.000001
40	41	20	20	0.05900	0.06700	0.00000	0.000009
41	42	20	20	0.01500	0.01700	0.00000	0.000002
42	43	20	20	0.00500	0.00600	0.00000	0.000001
44	43	20	20	0.02200	0.02500	0.00000	0.000003
46	43	20	20	0.00500	0.00560	0.00000	0.000001
45	44	20	20	0.00300	0.00380	0.00000	0.000000
46	47	20	20	0.03000	0.03400	0.00000	0.000004
47	48	20	20	0.02500	0.02800	0.00000	0.000004
48	49	20	20	0.01500	0.01700	0.00000	0.000002
49	50	20	20	0.03000	0.03400	0.00000	0.000004
50	51	20	20	0.01000	0.01100	0.00000	0.000001
74	51	20	20	0.03400	0.01600	0.00000	0.000000
51	75	20	20	0.06300	0.07100	0.00000	0.000009
52	53	20	20	0.01100	0.01200	0.00000	0.000002
52	63	20	20	0.00900	0.00400	0.00000	0.000000
53	54	20	20	0.01600	0.01800	0.00000	0.000002
54	55	20	20	0.01600	0.01800	0.00000	0.000002
55	56	20	20	0.01600	0.01800	0.00000	0.000002
56	57	20	20	0.05200	0.05900	0.00000	0.000008
57	58	20	20	0.04100	0.04700	0.00000	0.000006
58	59	20	20	0.05200	0.05900	0.00000	0.000008
59	60	20	20	0.05200	0.05900	0.00000	0.000008
60	61	20	20	0.04700	0.05300	0.00000	0.000007
61	62	20	20	0.06000	0.02700	0.00000	0.000003
63	64	20	20	0.00900	0.00400	0.00000	0.000000
64	65	20	20	0.02700	0.01200	0.00000	0.000001
65	66	20	20	0.01800	0.00800	0.00000	0.000001
66	67	20	20	0.00900	0.00400	0.00000	0.000000
67	68	20	20	0.01300	0.00600	0.00000	0.000001
68	69	20	20	0.01800	0.00800	0.00000	0.000001
69	70	20	20	0.00900	0.00400	0.00000	0.000000
70	71	20	20	0.01800	0.00800	0.00000	0.000001
71	72	20	20	0.05300	0.02400	0.00000	0.000003
72	73	20	20	0.00400	0.00200	0.00000	0.000000
73	74	20	20	0.00900	0.00400	0.00000	0.000000
75	76	20	20	0.04200	0.04800	0.00000	0.000006
76	77	20	20	0.02100	0.02400	0.00000	0.000003
77	78	20	20	0.02100	0.02400	0.00000	0.000003
78	79	20	20	0.00700	0.00800	0.00000	0.000001
79	80	20	20	0.04900	0.05600	0.00000	0.000007
80	81	20	20	0.18200	0.20600	0.00000	0.000026
82	86	110	110	0.00130	0.00500	0.00000	0.000500
82	87	110	110	0.00370	0.01400	0.00000	0.001500
83	84	110	110	0.01000	0.03000	0.00000	0.002800
83	90	110	110	0.01000	0.03000	0.00000	0.002800
87	84	110	110	0.01000	0.03000	0.00000	0.002800
87	85	110	110	0.00620	0.02200	0.00000	0.002000
86	87	110	110	0.00500	0.01930	0.00000	0.002000
91	89	220	220	0.00346	0.02104	0.00030	0.033200
92	93	20	20	0.72700	1.10500	0.00000	0.000150

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U _{1n} [kV]	U _{2n} [kV]	R [u.r.]	X [u.r.]	G [u.r.]	B [u.r.]
93	94	20	20	0.84300	0.53900	0.00000	0.000060
94	95	20	20	0.28000	0.12600	0.00000	0.000020
96	97	20	20	1.19000	1.02000	0.00000	0.000130
97	98	20	20	0.42600	0.19200	0.00000	0.000020
100	101	20	20	0.27500	0.17600	0.00000	0.000020

Tabelul 7.5.2. Parametri transformatoare

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.]
82	1	110.00	20.00	0.02517	0.53240	0.00026	-0.00310	0.99810	0.74800	1.06900
86	22	110.00	20.00	0.02517	0.53240	0.00026	-0.00310	0.99810	0.74800	1.06900
85	31	110.00	20.00	0.02517	0.53240	0.00026	-0.00310	0.96250	0.74800	1.06900
85	31	110.00	20.00	0.01361	0.36300	0.00026	-0.00330	0.96250	0.74800	1.06900
83	34	110.00	20.00	0.02517	0.53240	0.00026	-0.00310	0.96250	0.74800	1.06900
83	34	110.00	20.00	0.02517	0.53240	0.00026	-0.00310	0.96250	0.74800	1.06900
84	35	110.00	20.00	0.02517	0.53240	0.00026	-0.00310	0.96250	0.74800	1.06900
84	35	110.00	20.00	0.01361	0.36300	0.00026	-0.00330	0.96250	0.74800	1.06900
86	88	110.00	10.00	0.01361	0.36300	0.00026	-0.00330	0.99810	0.74800	1.06900
86	88	110.00	10.00	0.01361	0.36300	0.00026	-0.00330	0.99810	0.74800	1.06900
89	87	220.00	110.00	0.00147	0.06050	0.00140	-0.01320	0.97950	0.80450	1.10450
91	90	220.00	110.00	0.00147	0.06050	0.00140	-0.01320	0.97950	0.80450	1.10450

Tabelul 7.5.3. 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]
MOSNI220	89	Slack	220.00			1.03700	228.14	0.00	25.94	8.82
SACA220	91	PQ	220.00			1.02906	226.39	-0.92		
MOSNI110	87	PQ	110.00			1.05381	115.92	-0.80		
VENUS110	82	PQ	110.00			1.05363	115.90	-0.82	0.00	0.00
VICTO110	86	PQ	110.00			1.05363	115.90	-0.82	0.00	0.00
PVERD110	85	PQ	110.00			1.05254	115.78	-0.92	0.00	0.00
DUMB110	84	PQ	110.00			1.05193	115.71	-0.91	0.00	0.00
BUCOV110	83	PQ	110.00			1.05106	115.62	-0.95	0.00	0.00
SACA110	90	PV	110.00			1.05100	115.61	-0.92	2.00	0.43
DUMB20	35	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08621	21.72	-1.86	0.00	0.00
BUCOV20	34	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08508	21.70	-2.25	0.00	0.00
BucLes4	103	PQ	20.00	0.60	0.20	1.08474	21.70	-2.26	-0.60	-0.20
BucLes8	102	PQ	20.00	1.00	0.30	1.08398	21.68	-2.27	-1.00	-0.30
Dumb11	76	PQ	20.00			1.08360	21.67	-1.94		
Bucov1	52	PQ	20.00			1.08356	21.67	-2.31		
Dumb12	77	PQ	20.00	0.63	0.22	1.08343	21.67	-1.95	-0.63	-0.22
PVERDE20	31	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08343	21.67	-2.87	0.00	0.00
Bucov2	63	PQ	20.00	0.20	0.00	1.08342	21.67	-2.31	-0.20	0.00
Bucov9	53	PQ	20.00	0.08	0.02	1.08332	21.67	-2.32	-0.08	-0.02
Bucov3	64	PQ	20.00	0.10	0.00	1.08330	21.67	-2.31	-0.10	0.00
PVerde1	27	PQ	20.00			1.08323	21.67	-2.87		
PVerde2	28	PQ	20.00	0.02	0.01	1.08313	21.66	-2.87	-0.02	-0.01
PVerde3	29	PQ	20.00	0.05	0.03	1.08312	21.66	-2.87	-0.05	-0.03
PVerde5	23	PQ	20.00			1.08308	21.66	-2.87		
PVerde4	30	PQ	20.00	0.08	0.04	1.08307	21.66	-2.87	-0.08	-0.04
PVerde6	24	PQ	20.00	0.01	0.01	1.08304	21.66	-2.87	-0.01	-0.01
PVerde7	25	PQ	20.00	0.21	0.11	1.08299	21.66	-2.87	-0.21	-0.11

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]
PVerde8	33	PQ	20.00			1.08299	21.66	-2.87		
PVerde10	32	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08299	21.66	-2.87	0.00	0.00
Bucov10	54	PQ	20.00	0.25	0.06	1.08298	21.66	-2.33	-0.25	-0.06
Bucov4	65	PQ	20.00	0.10	0.00	1.08297	21.66	-2.32	-0.10	0.00
PVerde9	26	PQ	20.00	0.06	0.04	1.08297	21.66	-2.87	-0.06	-0.04
Bucov5	66	PQ	20.00	0.60	0.10	1.08277	21.66	-2.32	-0.60	-0.10
Bucov6	67	PQ	20.00	0.10	0.00	1.08272	21.65	-2.32	-0.10	0.00
Bucov11	55	PQ	20.00	0.22	0.03	1.08269	21.65	-2.35	-0.22	-0.03
Bucov7	68	PQ	20.00	0.20	0.10	1.08266	21.65	-2.32	-0.20	-0.10
Bucov8	69	PQ	20.00	0.20	0.10	1.08262	21.65	-2.32	-0.20	-0.10
Bucov12	56	PQ	20.00	0.22	0.05	1.08244	21.65	-2.36	-0.22	-0.05
DUMBR1	99	PQ	20.00	0.40	0.10	1.08221	21.64	-2.93	-0.40	-0.10
Dumb10	75	PQ	20.00	0.43	0.11	1.08217	21.64	-1.99	-0.43	-0.11
Bucov13	57	PQ	20.00	0.22	0.05	1.08174	21.64	-2.39	-0.22	-0.05
Bucov14	58	PQ	20.00	0.10	0.00	1.08131	21.63	-2.40	-0.10	0.00
Bucov15	59	PQ	20.00	0.25	0.06	1.08080	21.62	-2.43	-0.25	-0.06
PVerde11	81	PQ	20.00	0.30	0.10	1.08063	21.61	-2.98	-0.30	-0.10
Bucov16	60	PQ	20.00	0.22	0.03	1.08044	21.61	-2.44	-0.22	-0.03
Dumb9	51	PQ	20.00			1.08035	21.61	-2.05		
PVerde15	36	PQ	20.00	0.27	0.06	1.08027	21.61	-3.01	-0.27	-0.06
Dumb8	50	PQ	20.00	0.17	0.05	1.08024	21.61	-2.05	-0.17	-0.05
Bucov17	61	PQ	20.00	0.15	0.03	1.08023	21.61	-2.45	-0.15	-0.03
Bucov18	62	PQ	20.00	0.25	0.06	1.08008	21.60	-2.45	-0.25	-0.06
Dumb7	49	PQ	20.00	0.29	0.07	1.07999	21.60	-2.06	-0.29	-0.07
Dumb6	48	PQ	20.00	0.44	0.10	1.07991	21.60	-2.07	-0.44	-0.10
Dumb13	74	PQ	20.00	0.14	0.07	1.07982	21.60	-2.05	-0.14	-0.07
Dumb14	73	PQ	20.00	0.30	0.10	1.07970	21.59	-2.05	-0.30	-0.10
Dumb15	72	PQ	20.00	0.30	0.10	1.07966	21.59	-2.06	-0.30	-0.10
Dumb16	71	PQ	20.00	0.40	0.10	1.07927	21.59	-2.06	-0.40	-0.10
Dumb17	70	PQ	20.00	0.30	0.10	1.07921	21.58	-2.06	-0.30	-0.10
PVerde16	37	PQ	20.00	0.32	0.07	1.07869	21.57	-3.08	-0.32	-0.07
PVerde12	80	PQ	20.00	0.70	0.15	1.07768	21.55	-3.09	-0.70	-0.15
PVerde17	38	PQ	20.00	0.70	0.10	1.07748	21.55	-3.14	-0.70	-0.10
PVerde13	79	PQ	20.00	0.51	0.10	1.07729	21.55	-3.11	-0.51	-0.10
PVerde14	78	PQ	20.00	0.20	0.04	1.07727	21.55	-3.11	-0.20	-0.04
Dumb1	46	PQ	20.00			1.07692	21.54	-1.94		
Dumb2	43	PQ	20.00			1.07683	21.54	-1.94		
Dumb5	47	PQ	20.00	0.46	0.14	1.07675	21.54	-1.94	-0.46	-0.14
Dumb3	44	PQ	20.00	0.58	0.14	1.07643	21.53	-1.95	-0.58	-0.14
Dumb4	45	PQ	20.00	0.96	0.25	1.07639	21.53	-1.96	-0.96	-0.25
Ghiroda1	92	PQ	20.00			1.07615	21.52	-3.02		
PVerde18	39	PQ	20.00	0.90	0.10	1.07497	21.50	-3.25	-0.90	-0.10
PVerde19	40	PQ	20.00	0.65	0.09	1.07479	21.50	-3.26	-0.65	-0.09
PVerde20	41	PQ	20.00	0.33	0.06	1.07410	21.48	-3.29	-0.33	-0.06
PVerde21	42	PQ	20.00	0.73	0.11	1.07398	21.48	-3.29	-0.73	-0.11
Surgani1	96	PQ	20.00			1.06945	21.39	-3.20		
VICTO20	22	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05355	21.07	-1.61	0.00	0.00
VENUS20	1	PQ	20.00	1.60	0.10	1.05289	21.06	-1.60	-1.60	-0.10
VenusX1	100	PQ	20.00			1.05248	21.05	-1.62		
Venus1	2	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05242	21.05	-1.61	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]
Venus2	3	PQ	20.00	0.10	0.00	1.05174	21.04	-1.63	-0.10	0.00
Venus3	4	PQ	20.00	0.26	0.01	1.05165	21.03	-1.63	-0.26	-0.01
Venus4	5	PQ	20.00	0.12	0.00	1.05146	21.03	-1.63	-0.12	0.00
Venus5	6	PQ	20.00	0.17	0.01	1.05130	21.03	-1.64	-0.17	-0.01
Venus6	7	PQ	20.00	0.10	0.00	1.05127	21.03	-1.64	-0.10	0.00
VenusX2	101	PQ	20.00	0.50	0.10	1.05101	21.02	-1.66	-0.50	-0.10
Ghiroda2	93	PQ	20.00			1.05020	21.00	-4.44		
Surgani2	97	PQ	20.00			1.04743	20.95	-3.93		
Victo1	16	PQ	20.00			1.04633	20.93	-1.77		
Victo2	15	PQ	20.00	0.30	0.00	1.04587	20.92	-1.78	-0.30	0.00
Victo3	14	PQ	20.00			1.04557	20.91	-1.79		
Victo4	13	PQ	20.00	0.20	0.00	1.04538	20.91	-1.80	-0.20	0.00
Victo10	17	PQ	20.00	0.19	0.01	1.04517	20.90	-1.84	-0.19	-0.01
Victo5	12	PQ	20.00			1.04516	20.90	-1.80		
Victo6	11	PQ	20.00	0.30	0.00	1.04500	20.90	-1.80	-0.30	0.00
Victo7	10	PQ	20.00	0.23	0.02	1.04496	20.90	-1.81	-0.23	-0.02
Victo8	9	PQ	20.00	0.29	0.01	1.04493	20.90	-1.81	-0.29	-0.01
Victo11	18	PQ	20.00	0.47	0.02	1.04487	20.90	-1.86	-0.47	-0.02
Victo12	19	PQ	20.00	0.37	0.01	1.04477	20.90	-1.86	-0.37	-0.01
Victo13	20	PQ	20.00	0.00	0.00	1.04469	20.89	-1.87	0.00	0.00
Victo9	8	PQ	20.00	0.30	0.00	1.04463	20.89	-1.81	-0.30	0.00
Victo14	21	PQ	20.00	0.20	0.00	1.04458	20.89	-1.87	-0.20	0.00
Surgani3	98	PQ	20.00	1.70	0.26	1.03998	20.80	-4.05	-1.70	-0.26
Ghiroda3	94	PQ	20.00			1.02426	20.49	-5.02		
Ghiroda4	95	PQ	20.00	2.80	0.50	1.01593	20.32	-5.14	-2.80	-0.50

Tabelul 7.5.4. Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim de bază

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
13	14	20.91	20.91	-1.32	-0.03	1.32	0.03	0.0002	0.0000
12	13	20.9	20.91	-1.12	-0.03	1.12	0.03	0.0002	0.0000
5	6	21.03	21.03	0.27	0.01	-0.27	-0.01	0.0000	-0.0003
11	12	20.9	20.9	-1.12	-0.03	1.12	0.03	0.0002	0.0000
10	11	20.9	20.9	-0.82	-0.03	0.82	0.03	0.0000	0.0000
4	5	21.03	21.03	0.39	0.02	-0.39	-0.02	0.0001	-0.0002
1	100	21.06	21.05	0.50	0.10	-0.50	-0.10	0.0002	-0.0020
20	19	20.89	20.9	-0.20	0.00	0.20	0.00	0.0000	-0.0006
19	18	20.9	20.9	-0.57	-0.01	0.57	0.01	0.0001	-0.0002
9	10	20.9	20.9	-0.59	-0.01	0.59	0.01	0.0000	0.0000
21	20	20.89	20.89	-0.20	0.00	0.20	0.00	0.0000	-0.0003
83	90	115.62	115.61	-1.85	0.69	1.85	-1.00	0.0004	-0.3082
23	24	21.66	21.66	0.29	0.15	-0.29	-0.15	0.0000	-0.0001
23	27	21.66	21.66	-0.29	-0.15	0.29	0.15	0.0000	-0.0002
24	25	21.66	21.66	0.28	0.14	-0.28	-0.14	0.0000	-0.0002
33	25	21.66	21.66	-0.06	-0.04	0.06	0.04	0.0000	-0.0001
33	26	21.66	21.66	0.06	0.04	-0.06	-0.04	0.0000	-0.0002
27	28	21.66	21.66	0.15	0.08	-0.15	-0.08	0.0000	-0.0007
18	17	20.9	20.9	-1.04	-0.04	1.04	0.04	0.0003	-0.0001
16	22	20.93	21.07	-2.85	-0.08	2.87	0.08	0.0195	0.0073
8	9	20.89	20.9	-0.30	0.00	0.30	0.00	0.0001	-0.0005
3	4	21.03	21.03	0.65	0.02	-0.65	-0.02	0.0001	-0.0001
31	92	21.67	21.52	2.96	0.60	-2.95	-0.61	0.0183	-0.0116

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVA _r]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVA _r]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVA _r]
58	59	21.63	21.62	0.86	0.17	-0.86	-0.17	0.0003	-0.0005
17	16	20.9	20.93	-1.23	-0.05	1.23	0.05	0.0013	0.0000
56	57	21.65	21.63	1.19	0.22	-1.19	-0.22	0.0006	-0.0002
31	96	21.67	21.39	1.77	0.28	-1.74	-0.28	0.0212	0.0066
31	99	21.67	21.64	0.40	0.10	-0.40	-0.10	0.0003	-0.0053
32	33	21.66	21.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	-0.0001
34	52	21.7	21.67	3.47	0.68	-3.47	-0.68	0.0041	0.0040
71	72	21.59	21.59	-0.70	-0.20	0.70	0.20	0.0002	-0.0002
73	74	21.59	21.6	-1.30	-0.40	1.30	0.40	0.0001	0.0000
34	102	21.7	21.68	1.00	0.14	-1.00	-0.30	0.0009	-0.1641
34	103	21.7	21.69	0.60	0.12	-0.60	-0.20	0.0002	-0.0823
46	35	21.54	21.72	-2.00	-0.54	2.01	0.54	0.0165	0.0048
35	76	21.72	21.67	3.41	1.02	-3.41	-1.02	0.0067	0.0065
87	84	115.92	115.71	8.73	3.55	-8.72	-3.84	0.0081	-0.2861
87	85	115.92	115.78	11.27	2.81	-11.26	-3.00	0.0076	-0.1950
36	37	21.61	21.57	3.65	0.55	-3.64	-0.54	0.0047	0.0046
38	37	21.55	21.57	-3.31	-0.47	3.32	0.47	0.0033	0.0032
39	38	21.5	21.55	-2.61	-0.37	2.61	0.37	0.0053	0.0046
39	40	21.5	21.5	1.71	0.27	-1.71	-0.27	0.0003	0.0001
40	41	21.5	21.48	1.06	0.17	-1.06	-0.17	0.0006	-0.0003
41	42	21.48	21.48	0.73	0.11	-0.73	-0.11	0.0001	-0.0002
42	43	21.48	21.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.0000
44	43	21.53	21.54	-1.54	-0.39	1.54	0.39	0.0005	0.0002
46	43	21.54	21.54	1.54	0.39	-1.54	-0.39	0.0001	0.0000
45	44	21.53	21.53	-0.96	-0.25	0.96	0.25	0.0000	0.0000
46	47	21.54	21.53	0.46	0.14	-0.46	-0.14	0.0001	-0.0004
47	48	21.53	21.6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.0000
81	31	21.61	21.67	-1.71	-0.39	1.72	0.40	0.0037	0.0018
16	15	20.93	20.92	1.62	0.03	-1.62	-0.03	0.0007	0.0002
7	8	21.03	20.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.0000
53	54	21.67	21.66	1.88	0.36	-1.88	-0.36	0.0005	0.0003
52	63	21.67	21.67	1.50	0.30	-1.50	-0.30	0.0002	0.0000
36	31	21.61	21.67	-3.92	-0.60	3.93	0.61	0.0100	0.0100
52	53	21.67	21.67	1.97	0.38	-1.97	-0.38	0.0004	0.0002
51	75	21.61	21.64	-2.34	-0.69	2.35	0.69	0.0032	0.0026
54	55	21.66	21.65	1.64	0.30	-1.64	-0.30	0.0004	0.0002
55	56	21.65	21.65	1.41	0.27	-1.41	-0.27	0.0003	0.0000
29	30	21.66	21.66	0.08	0.04	-0.08	-0.04	0.0000	-0.0007
57	58	21.63	21.63	0.96	0.17	-0.96	-0.17	0.0003	-0.0003
14	23	20.91	21.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.0000
59	60	21.62	21.61	0.62	0.11	-0.62	-0.11	0.0002	-0.0007
60	61	21.61	21.6	0.39	0.08	-0.39	-0.09	0.0001	-0.0007
61	62	21.6	21.6	0.25	0.06	-0.25	-0.06	0.0000	-0.0003
63	64	21.67	21.67	1.30	0.30	-1.30	-0.30	0.0001	0.0000
64	65	21.67	21.66	1.20	0.30	-1.20	-0.30	0.0004	0.0000
65	66	21.66	21.66	1.10	0.30	-1.10	-0.30	0.0002	0.0000
66	67	21.66	21.65	0.50	0.20	-0.50	-0.20	0.0000	0.0000
67	68	21.65	21.65	0.40	0.20	-0.40	-0.20	0.0000	-0.0001
68	69	21.65	21.65	0.20	0.10	-0.20	-0.10	0.0000	-0.0001
69	70	21.65	21.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.0000
70	71	21.58	21.59	-0.30	-0.10	0.30	0.10	0.0000	-0.0001
74	51	21.6	21.61	-1.45	-0.47	1.45	0.47	0.0007	0.0003
72	73	21.59	21.59	-1.00	-0.30	1.00	0.30	0.0000	0.0000
50	51	21.6	21.61	-0.90	-0.22	0.90	0.22	0.0001	-0.0001

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]
75	76	21.64	21.67	-2.78	-0.80	2.78	0.80	0.0030	0.0027
76	77	21.67	21.67	0.63	0.22	-0.63	-0.22	0.0001	-0.0003
77	78	21.67	21.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.0000
78	79	21.55	21.55	-0.20	-0.04	0.20	0.04	0.0000	-0.0001
79	80	21.55	21.55	-0.71	-0.14	0.71	0.14	0.0002	-0.0006
80	81	21.55	21.61	-1.41	-0.29	1.41	0.29	0.0033	0.0006
82	86	115.9	115.9	0.41	-0.05	-0.41	-0.01	0.0000	-0.0555
82	87	115.9	115.92	-3.29	-0.56	3.29	0.39	0.0004	-0.1652
83	84	115.62	115.71	-3.26	-2.10	3.26	1.79	0.0013	-0.3057
28	29	21.66	21.66	0.13	0.07	-0.13	-0.07	0.0000	-0.0001
49	50	21.6	21.6	-0.73	-0.17	0.73	0.17	0.0001	-0.0003
48	49	21.6	21.6	-0.44	-0.10	0.44	0.10	0.0000	-0.0002
86	87	115.9	115.92	-2.49	-0.46	2.49	0.24	0.0003	-0.2210
27	31	21.66	21.67	-0.44	-0.23	0.44	0.23	0.0001	-0.0002
15	14	20.92	20.91	1.32	0.03	-1.32	-0.03	0.0004	0.0000
6	7	21.03	21.03	0.10	0.00	-0.10	-0.01	0.0000	-0.0002
91	89	226.39	228.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.0000
2	3	21.05	21.03	0.75	0.02	-0.75	-0.02	0.0005	-0.0003
92	93	21.52	21	2.95	0.61	-2.89	-0.54	0.0569	0.0695
93	94	21	20.49	2.89	0.54	-2.82	-0.51	0.0660	0.0358
94	95	20.49	20.32	2.82	0.51	-2.80	-0.50	0.0219	0.0078
96	97	21.39	20.95	1.74	0.28	-1.71	-0.26	0.0325	0.0133
97	98	20.95	20.8	1.71	0.26	-1.70	-0.26	0.0116	0.0031
100	101	21.05	21.02	0.50	0.10	-0.50	-0.10	0.0006	-0.0018
2	1	21.05	21.06	-0.75	-0.02	0.75	0.02	0.0003	-0.0002
								0.344	-1.625

A4.2. Enel Timișoara extins maximal, fără surse regenerabile

Tabelul 7.5.5. 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.]
95	94	20.00	20.00	0.28000	0.12600	0.00000	0.000020
66	67	20.00	20.00	0.00900	0.00400	0.00000	0.000000
52	63	20.00	20.00	0.00900	0.00400	0.00000	0.000000
97	96	20.00	20.00	1.19000	1.02000	0.00000	0.000130
38	37	20.00	20.00	0.03400	0.03900	0.00000	0.000005
64	65	20.00	20.00	0.02700	0.01200	0.00000	0.000001
75	76	20.00	20.00	0.04200	0.04800	0.00000	0.000006
5	6	20.00	20.00	0.06400	0.02900	0.00000	0.000003
14	23	20.00	20.00	0.03100	0.01980	0.00000	0.000002
1	2	20.00	20.00	0.06400	0.02900	0.00000	0.000003
94	93	20.00	20.00	0.84300	0.53900	0.00000	0.000060
96	31	20.00	20.00	0.77800	0.49700	0.00000	0.000060
23	27	20.00	20.00	0.04400	0.02000	0.00000	0.000002
36	31	20.00	20.00	0.07400	0.08400	0.00000	0.000011
46	35	20.00	20.00	0.44700	0.20150	0.00000	0.000022
34	52	20.00	20.00	0.03900	0.04400	0.00000	0.000006
92	31	20.00	20.00	0.23500	0.15000	0.00000	0.000200
2	3	20.00	20.00	0.09500	0.04300	0.00000	0.000005
4	5	20.00	20.00	0.04900	0.02200	0.00000	0.000002
63	64	20.00	20.00	0.00900	0.00400	0.00000	0.000000
6	7	20.00	20.00	0.03100	0.01400	0.00000	0.000002

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	8	20.00	20.00	0.01000	0.00450	0.00000	0.000000
98	97	20.00	20.00	0.42600	0.19200	0.00000	0.000020
3	4	20.00	20.00	0.01500	0.00680	0.00000	0.000001
93	92	20.00	20.00	0.72700	1.10500	0.00000	0.000150
16	15	20.00	20.00	0.02900	0.01300	0.00000	0.000001
65	66	20.00	20.00	0.01800	0.00800	0.00000	0.000001
15	14	20.00	20.00	0.02400	0.01100	0.00000	0.000001
51	75	20.00	20.00	0.06300	0.07100	0.00000	0.000009
27	31	20.00	20.00	0.04000	0.01800	0.00000	0.000002
8	9	20.00	20.00	0.10400	0.04700	0.00000	0.000005
35	76	20.00	20.00	0.06200	0.07020	0.00000	0.000009
37	36	20.00	20.00	0.04000	0.04500	0.00000	0.000006
16	22	20.00	20.00	0.26200	0.11800	0.00000	0.000013
67	68	20.00	20.00	0.01300	0.00600	0.00000	0.000001

Tabelul 7.5.6. 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]
MOSNI220	89	Slack	220			1.06	233.2	0	49.07	15.71
SACA110	90	PV	110			1.068	117.48	-1.72	5	1.99
Venus3	4	PQ	20	0.52	0.01	1.08326	21.67	-3.45	-0.52	-0.01
Venus5	6	PQ	20	0.34	0.01	1.08235	21.65	-3.57	-0.34	-0.01
Venus6	7	PQ	20	0.21	0.01	1.08216	21.64	-3.6	-0.21	-0.01
Victo9	8	PQ	20	0.6	0	1.08211	21.64	-3.61	-0.6	0
Victo7	10	PQ	20	0.46	0.03	1.08188	21.64	-3.71	-0.46	-0.03
Victo11	18	PQ	20	0.94	0.05	1.08027	21.61	-3.88	-0.94	-0.05
Venus1	2	PQ	20	0	0	1.08458	21.69	-3.32	0	0
Victo5	12	PQ	20			1.08207	21.64	-3.74		
Victo4	13	PQ	20	0.4	0	1.08229	21.65	-3.77	-0.4	0
Victo3	14	PQ	20			1.08251	21.65	-3.79		
Victo2	15	PQ	20	0.6	0	1.08273	21.65	-3.76	-0.6	0
Victo1	16	PQ	20			1.08308	21.66	-3.72		
BUCOV20	34	PQ	20	0	0	1.08647	21.73	-4.5	0	0
Bucov5	66	PQ	20	1.2	0.2	1.08332	21.67	-4.55	-1.2	-0.2
Victo12	19	PQ	20	0.74	0.03	1.08007	21.6	-3.89	-0.74	-0.03
Victo13	20	PQ	20	0	0	1.07992	21.6	-3.9	0	0
Victo14	21	PQ	20	0.4	0	1.0797	21.59	-3.91	-0.4	0
Venus4	5	PQ	20	0.23	0.01	1.08283	21.66	-3.5	-0.23	-0.01
PVerde5	23	PQ	20			1.08262	21.65	-3.86		
PVerde6	24	PQ	20	0.03	0.02	1.08253	21.65	-3.86	-0.03	-0.02
PVerde7	25	PQ	20	0.42	0.21	1.08244	21.65	-3.86	-0.42	-0.21
PVerde9	26	PQ	20	0.13	0.07	1.0824	21.65	-3.86	-0.13	-0.07
PVerde1	27	PQ	20			1.08269	21.65	-3.95		
PVerde2	28	PQ	20	0.05	0.03	1.0825	21.65	-3.95	-0.05	-0.03
PVerde3	29	PQ	20	0.11	0.06	1.08248	21.65	-3.95	-0.11	-0.06
PVerde4	30	PQ	20	0.15	0.07	1.08237	21.65	-3.95	-0.15	-0.07
PVERDE20	31	PQ	20	0	0	1.08281	21.66	-4.02	0	0
PVerde10	32	PQ	20	0	0	1.08243	21.65	-3.86	0	0
Bucov4	65	PQ	20	0.2	0	1.08364	21.67	-4.55	-0.2	0
PVerde8	33	PQ	20			1.08243	21.65	-3.86		
DUMB20	35	PQ	20	0	0	1.09108	21.82	-4.23	0	0

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]
PVerde15	36	PQ	20	0.54	0.11	1.08103	21.62	-4.14	-0.54	-0.11
PVerde16	37	PQ	20	0.65	0.14	1.08019	21.6	-4.2	-0.65	-0.14
PVerde17	38	PQ	20	1.4	0.2	1.07961	21.59	-4.24	-1.4	-0.2
PVerde18	39	PQ	20	1.8	0.2	1.0779	21.56	-4.41	-1.8	-0.2
PVerde19	40	PQ	20	1.3	0.19	1.0779	21.56	-4.42	-1.3	-0.19
PVerde20	41	PQ	20	0.66	0.12	1.07871	21.57	-4.44	-0.66	-0.12
PVerde21	42	PQ	20	1.46	0.22	1.07902	21.58	-4.44	-1.46	-0.22
Dumb2	43	PQ	20			1.07921	21.58	-4.44		
Victo6	11	PQ	20	0.6	0	1.08191	21.64	-3.72	-0.6	0
Dumb4	45	PQ	20	1.92	0.5	1.07833	21.57	-4.47	-1.92	-0.5
Dumb1	46	PQ	20			1.07958	21.59	-4.43		
Dumb5	47	PQ	20	0.92	0.29	1.08013	21.6	-4.45	-0.92	-0.29
Dumb6	48	PQ	20	0.89	0.2	1.08088	21.62	-4.46	-0.89	-0.2
Dumb7	49	PQ	20	0.57	0.14	1.08148	21.63	-4.45	-0.57	-0.14
Dumb8	50	PQ	20	0.33	0.09	1.08289	21.66	-4.44	-0.33	-0.09
Dumb9	51	PQ	20			1.0834	21.67	-4.44		
Bucov1	52	PQ	20			1.08452	21.69	-4.56		
Bucov9	53	PQ	20	0.17	0.03	1.08403	21.68	-4.58	-0.17	-0.03
Bucov10	54	PQ	20	0.49	0.12	1.08335	21.67	-4.6	-0.49	-0.12
Bucov11	55	PQ	20	0.45	0.05	1.08277	21.66	-4.63	-0.45	-0.05
Bucov12	56	PQ	20	0.45	0.11	1.08226	21.65	-4.65	-0.45	-0.11
Bucov13	57	PQ	20	0.45	0.11	1.08087	21.62	-4.71	-0.45	-0.11
Bucov14	58	PQ	20	0.2	0	1.07999	21.6	-4.74	-0.2	0
Bucov15	59	PQ	20	0.49	0.12	1.07897	21.58	-4.78	-0.49	-0.12
Bucov16	60	PQ	20	0.45	0.05	1.07826	21.57	-4.81	-0.45	-0.05
Bucov17	61	PQ	20	0.3	0.05	1.07783	21.56	-4.83	-0.3	-0.05
Bucov18	62	PQ	20	0.49	0.12	1.07753	21.55	-4.83	-0.49	-0.12
Bucov2	63	PQ	20	0.4	0	1.08432	21.69	-4.56	-0.4	0
Bucov3	64	PQ	20	0.2	0	1.08415	21.68	-4.55	-0.2	0
Victo10	17	PQ	20	0.38	0.02	1.08085	21.62	-3.85	-0.38	-0.02
Victo8	9	PQ	20	0.57	0.03	1.08188	21.64	-3.7	-0.57	-0.03
Bucov6	67	PQ	20	0.2	0	1.08322	21.66	-4.54	-0.2	0
Bucov7	68	PQ	20	0.4	0.2	1.08307	21.66	-4.54	-0.4	-0.2
Bucov8	69	PQ	20	0.4	0.2	1.08276	21.66	-4.53	-0.4	-0.2
Dumb17	70	PQ	20	0.6	0.2	1.08265	21.65	-4.52	-0.6	-0.2
Dumb16	71	PQ	20	0.8	0.2	1.08254	21.65	-4.51	-0.8	-0.2
Dumb15	72	PQ	20	0.6	0.2	1.08263	21.65	-4.48	-0.6	-0.2
Dumb14	73	PQ	20	0.6	0.2	1.08266	21.65	-4.47	-0.6	-0.2
Dumb13	74	PQ	20	0.29	0.14	1.08279	21.66	-4.47	-0.29	-0.14
Dumb10	75	PQ	20	0.87	0.21	1.08545	21.71	-4.38	-0.87	-0.21
Dumb11	76	PQ	20			1.08705	21.74	-4.33		
Dumb12	77	PQ	20	1.25	0.43	1.0859	21.72	-4.35	-1.25	-0.43
PVerde14	78	PQ	20	0.4	0.08	1.08509	21.7	-4.36	-0.4	-0.08
PVerde13	79	PQ	20	1.02	0.2	1.08485	21.7	-4.36	-1.02	-0.2
PVerde12	80	PQ	20	1.4	0.31	1.08375	21.67	-4.35	-1.4	-0.31
PVerde11	81	PQ	20	0.6	0.2	1.08261	21.65	-4.18	-0.6	-0.2
VENUS110	82	PQ	110			1.0736	118.1	-1.51	0	0
BUCOV110	83	PQ	110			1.06736	117.41	-1.79	0	0
DUMB110	84	PQ	110			1.06894	117.58	-1.72	0	0
PVERD110	85	PQ	110			1.07082	117.79	-1.58	0	0

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]
VICTO110	86	PQ	110			1.07363	118.1	-1.51	0	0
MOSNI110	87	PQ	110			1.0735	118.08	-1.45		
Dumb3	44	PQ	20	1.16	0.28	1.0784	21.57	-4.47	-1.16	-0.28
VICTO20	22	PQ	20	0	0	1.08933	21.79	-3.31		
SACA220	91	PQ	220			1.0457	230.05	-1.72		
Ghiroda1	92	PQ	20			1.07553	21.51	-4.17		
Ghiroda2	93	PQ	20			1.04956	20.99	-5.59		
Ghiroda3	94	PQ	20			1.02361	20.47	-6.18	0	0
Ghiroda4	95	PQ	20	5.6	1	1.01526	20.31	-6.3	-5.6	-1
Surgani1	96	PQ	20			1.06883	21.38	-4.35		
Surgani2	97	PQ	20			1.04678	20.94	-5.09	0	0
Surgani3	98	PQ	20	3.4	0.52	1.03934	20.79	-5.2	-3.4	-0.52
DUMBR1	99	PQ	20	0.8	0.2	1.08035	21.61	-4.15	-0.8	-0.2
VenusX1	100	PQ	20			1.08456	21.69	-3.29	0	0
VenusX2	101	PQ	20	1	0.2	1.08169	21.63	-3.35	-1	-0.2
BucLes8	102	PQ	20	2	0.6	1.08421	21.68	-4.54	-2	-0.6
VENUS20	1	PQ	20	1.6	0.1	1.08535	21.71	-3.25	-1.6	-0.1
Venus2	3	PQ	20	0.2	0	1.08343	21.67	-3.43	-0.2	0
BucLes4	103	PQ	20	1.2	0.4	1.08578	21.72	-4.51	-1.2	-0.4

Tabelul 7.5.7. 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]
2	1	21.69	21.71	-1.96	1.44	1.97	-1.44	0.003	0.001
1	2	21.71	21.69	1.97	-1.44	-1.96	1.44	0.003	0.001
82	1	118.1	21.71	6.58	-1.99	-6.54	2.57	0.041	0.581
1	100	21.71	21.69	1.00	0.20	-1.00	-0.20	0.001	-0.002
2	3	21.69	21.67	1.96	-1.44	-1.96	1.44	0.005	0.002
2	3	21.69	21.67	1.96	-1.44	-1.96	1.44	0.005	0.002
3	4	21.67	21.67	1.86	-1.44	-1.86	1.44	0.001	0.000
3	4	21.67	21.67	1.86	-1.44	-1.86	1.44	0.001	0.000
4	5	21.67	21.66	1.60	-1.44	-1.60	1.45	0.002	0.001
4	5	21.67	21.66	1.60	-1.44	-1.60	1.45	0.002	0.001
5	6	21.66	21.65	1.48	-1.45	-1.48	1.45	0.002	0.001
5	6	21.66	21.65	1.48	-1.45	-1.48	1.45	0.002	0.001
6	7	21.65	21.64	1.31	-1.46	-1.31	1.46	0.001	0.000
6	7	21.65	21.64	1.31	-1.46	-1.31	1.46	0.001	0.000
7	8	21.64	21.64	1.21	-1.46	-1.21	1.46	0.000	0.000
7	8	21.64	21.64	1.21	-1.46	-1.21	1.46	0.000	0.000
8	9	21.64	21.64	0.91	-1.46	-0.90	1.46	0.003	0.001
8	9	21.64	21.64	0.91	-1.46	-0.90	1.46	0.003	0.001
9	10	21.64	21.64	1.24	-2.96	-1.24	2.96	0.000	0.000
10	11	21.64	21.64	0.77	-2.99	-0.77	2.99	0.000	0.000
11	12	21.64	21.64	0.17	-2.99	-0.17	2.99	0.001	0.000
12	13	21.64	21.65	0.17	-2.99	-0.17	2.99	0.002	0.001
13	14	21.65	21.65	-0.23	-2.99	0.23	2.99	0.001	0.000
15	14	21.65	21.65	1.81	-1.77	-1.81	1.77	0.001	0.001
15	14	21.65	21.65	1.81	-1.77	-1.81	1.77	0.001	0.001
14	23	21.65	21.65	1.69	-3.26	-1.69	3.26	0.004	0.002
14	23	21.65	21.65	1.69	-3.26	-1.69	3.26	0.004	0.002
16	15	21.66	21.65	2.11	-1.77	-2.11	1.77	0.002	0.001
16	15	21.66	21.65	2.11	-1.77	-2.11	1.77	0.002	0.001

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVA _r]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVA _r]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVA _r]
17	16	21.62	21.66	-2.46	-0.10	2.47	0.10	0.005	0.004
16	22	21.66	21.79	-3.34	1.72	3.38	-1.70	0.032	0.013
16	22	21.66	21.79	-3.34	1.72	3.38	-1.70	0.032	0.013
18	17	21.61	21.62	-2.08	-0.08	2.08	0.08	0.001	0.001
19	18	21.6	21.61	-1.14	-0.03	1.14	0.03	0.000	0.000
20	19	21.6	21.6	-0.40	0.00	0.40	0.00	0.000	-0.001
21	20	21.59	21.6	-0.40	0.00	0.40	0.00	0.000	0.000
86	22	118.1	21.79	6.79	-2.79	-6.75	3.41	0.042	0.615
23	24	21.65	21.65	0.58	0.30	-0.58	-0.30	0.000	0.000
23	27	21.65	21.65	1.40	-3.41	-1.40	3.42	0.005	0.002
23	27	21.65	21.65	1.40	-3.41	-1.40	3.42	0.005	0.002
24	25	21.65	21.65	0.55	0.28	-0.55	-0.28	0.000	0.000
33	25	21.65	21.65	-0.13	-0.07	0.13	0.07	0.000	0.000
33	26	21.65	21.65	0.13	0.07	-0.13	-0.07	0.000	0.000
27	28	21.65	21.65	0.30	0.16	-0.30	-0.16	0.000	-0.001
27	31	21.65	21.66	1.24	-3.50	-1.24	3.50	0.005	0.002
27	31	21.65	21.66	1.24	-3.50	-1.24	3.50	0.005	0.002
28	29	21.65	21.65	0.26	0.13	-0.26	-0.13	0.000	0.000
29	30	21.65	21.65	0.15	0.07	-0.15	-0.07	0.000	-0.001
36	31	21.62	21.66	-2.71	0.10	2.71	-0.10	0.005	0.004
36	31	21.62	21.66	-2.71	0.10	2.71	-0.10	0.005	0.004
81	31	21.65	21.66	-1.21	0.94	1.22	-0.94	0.003	0.001
85	31	117.79	21.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000
85	31	117.79	21.66	14.49	9.06	-14.43	-7.83	0.062	1.228
31	92	21.66	21.51	2.96	0.60	-2.95	-0.61	0.018	-0.012
92	31	21.51	21.66	-2.95	-0.61	2.96	0.60	0.018	-0.012
31	96	21.66	21.38	1.77	0.28	-1.74	-0.28	0.021	0.007
96	31	21.38	21.66	-1.74	-0.28	1.77	0.28	0.021	0.007
31	99	21.66	21.61	0.80	0.20	-0.80	-0.20	0.001	-0.004
32	33	21.65	21.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000
34	52	21.73	21.69	3.83	1.44	-3.83	-1.43	0.006	0.006
34	52	21.73	21.69	3.83	1.44	-3.83	-1.43	0.006	0.006
83	34	117.41	21.73	10.92	4.59	-10.87	-3.64	0.059	0.959
83	34	117.41	21.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000
34	102	21.73	21.68	2.00	0.44	-2.00	-0.60	0.004	-0.162
34	103	21.73	21.72	1.20	0.32	-1.20	-0.40	0.001	-0.082
46	35	21.59	21.82	-2.64	-0.29	2.67	0.30	0.027	0.010
46	35	21.59	21.82	-2.64	-0.29	2.67	0.30	0.027	0.010
35	76	21.82	21.74	4.73	2.09	-4.72	-2.08	0.014	0.015
35	76	21.82	21.74	4.73	2.09	-4.72	-2.08	0.014	0.015
84	35	117.58	21.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000
84	35	117.58	21.82	14.87	5.92	-14.81	-4.79	0.058	1.131
36	37	21.62	21.6	2.44	-0.16	-2.44	0.16	0.002	0.002
37	36	21.6	21.62	-2.44	0.16	2.44	-0.16	0.002	0.002
38	37	21.59	21.6	-2.11	0.23	2.11	-0.23	0.001	0.001
38	37	21.59	21.6	-2.11	0.23	2.11	-0.23	0.001	0.001
39	38	21.56	21.59	-2.81	0.66	2.82	-0.66	0.006	0.006
39	40	21.56	21.56	1.01	-0.86	-1.01	0.86	0.000	0.000
40	41	21.56	21.57	-0.29	-1.05	0.29	1.05	0.001	0.000
41	42	21.57	21.58	-0.94	-1.17	0.94	1.17	0.000	0.000
42	43	21.58	21.58	-2.40	-1.40	2.40	1.40	0.000	0.000
44	43	21.57	21.58	-3.07	-0.78	3.08	0.79	0.002	0.002
46	43	21.59	21.58	5.48	2.18	-5.48	-2.18	0.002	0.002
45	44	21.57	21.57	-1.92	-0.50	1.92	0.50	0.000	0.000

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVA _r]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVA _r]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVA _r]
46	47	21.59	21.6	-0.19	-1.59	0.19	1.59	0.001	0.000
47	48	21.6	21.62	-1.11	-1.88	1.11	1.88	0.001	0.001
48	49	21.62	21.63	-1.99	-2.08	1.99	2.09	0.001	0.001
49	50	21.63	21.66	-2.57	-2.23	2.57	2.23	0.003	0.003
50	51	21.66	21.67	-2.90	-2.32	2.91	2.33	0.001	0.001
74	51	21.66	21.67	-2.18	0.56	2.19	-0.56	0.002	0.001
51	75	21.67	21.71	-2.55	-0.88	2.55	0.89	0.004	0.003
51	75	21.67	21.71	-2.55	-0.88	2.55	0.89	0.004	0.003
52	53	21.69	21.68	3.94	0.76	-3.94	-0.76	0.002	0.002
52	63	21.69	21.69	1.86	1.05	-1.86	-1.05	0.000	0.000
52	63	21.69	21.69	1.86	1.05	-1.86	-1.05	0.000	0.000
53	54	21.68	21.67	3.77	0.73	-3.77	-0.73	0.002	0.002
54	55	21.67	21.66	3.27	0.61	-3.27	-0.61	0.002	0.001
55	56	21.66	21.65	2.83	0.56	-2.83	-0.56	0.001	0.001
56	57	21.65	21.62	2.38	0.45	-2.38	-0.45	0.003	0.002
57	58	21.62	21.6	1.93	0.34	-1.93	-0.34	0.001	0.001
58	59	21.6	21.58	1.73	0.34	-1.73	-0.34	0.001	0.001
59	60	21.58	21.57	1.24	0.22	-1.24	-0.22	0.001	0.000
60	61	21.57	21.56	0.79	0.17	-0.79	-0.17	0.000	-0.001
61	62	21.56	21.55	0.49	0.12	-0.49	-0.12	0.000	0.000
63	64	21.69	21.68	1.66	1.05	-1.66	-1.05	0.000	0.000
63	64	21.69	21.68	1.66	1.05	-1.66	-1.05	0.000	0.000
64	65	21.68	21.67	1.56	1.05	-1.56	-1.05	0.001	0.000
64	65	21.68	21.67	1.56	1.05	-1.56	-1.05	0.001	0.000
65	66	21.67	21.67	1.46	1.05	-1.45	-1.05	0.001	0.000
65	66	21.67	21.67	1.46	1.05	-1.45	-1.05	0.001	0.000
66	67	21.67	21.66	0.85	0.95	-0.85	-0.95	0.000	0.000
66	67	21.67	21.66	0.85	0.95	-0.85	-0.95	0.000	0.000
67	68	21.66	21.66	0.75	0.95	-0.75	-0.95	0.000	0.000
67	68	21.66	21.66	0.75	0.95	-0.75	-0.95	0.000	0.000
68	69	21.66	21.66	1.11	1.70	-1.11	-1.70	0.001	0.000
69	70	21.66	21.65	0.71	1.50	-0.71	-1.50	0.000	0.000
70	71	21.65	21.65	0.11	1.30	-0.11	-1.30	0.000	0.000
71	72	21.65	21.65	-0.69	1.10	0.69	-1.10	0.001	0.000
72	73	21.65	21.65	-1.29	0.90	1.29	-0.90	0.000	0.000
73	74	21.65	21.66	-1.89	0.70	1.89	-0.70	0.000	0.000
75	76	21.71	21.74	-2.98	-0.99	2.99	1.00	0.004	0.003
75	76	21.71	21.74	-2.98	-0.99	2.99	1.00	0.004	0.003
76	77	21.74	21.72	3.47	2.16	-3.47	-2.16	0.003	0.003
77	78	21.72	21.7	2.21	1.73	-2.21	-1.72	0.001	0.001
78	79	21.7	21.7	1.81	1.65	-1.81	-1.65	0.000	0.000
79	80	21.7	21.67	0.80	1.45	-0.79	-1.44	0.001	0.000
80	81	21.67	21.65	-0.61	1.14	0.61	-1.14	0.003	0.000
82	86	118.1	118.1	1.01	-0.75	-1.01	0.69	0.000	-0.058
82	87	118.1	118.08	-7.59	2.74	7.59	-2.91	0.002	-0.165
83	84	117.41	117.58	-6.08	-3.76	6.09	3.46	0.004	-0.306
83	90	117.41	117.48	-4.84	-0.83	4.84	0.52	0.002	-0.313
87	84	118.08	117.58	21.00	9.19	-20.96	-9.38	0.046	-0.184
87	85	118.08	117.79	14.50	8.89	-14.49	-9.06	0.016	-0.174
86	87	118.1	118.08	-5.78	2.10	5.78	-2.32	0.002	-0.224
89	87	233.2	118.08	49.07	15.71	-48.88	-12.85	0.192	2.858
91	90	230.05	117.48	0.00	0.00	0.16	1.48	0.156	1.475
92	93	21.51	20.99	2.95	0.61	-2.89	-0.54	0.057	0.070
93	92	20.99	21.51	-2.89	-0.54	2.95	0.61	0.057	0.070

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVA _r]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVA _r]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVA _r]
93	94	20.99	20.47	2.89	0.54	-2.82	-0.51	0.066	0.036
94	93	20.47	20.99	-2.82	-0.51	2.89	0.54	0.066	0.036
94	95	20.47	20.31	2.82	0.51	-2.80	-0.50	0.022	0.008
95	94	20.31	20.47	-2.80	-0.50	2.82	0.51	0.022	0.008
96	97	21.38	20.94	1.74	0.28	-1.71	-0.26	0.033	0.013
97	96	20.94	21.38	-1.71	-0.26	1.74	0.28	0.033	0.013
97	98	20.94	20.79	1.71	0.26	-1.70	-0.26	0.012	0.003
98	97	20.79	20.94	-1.70	-0.26	1.71	0.26	0.012	0.003
100	101	21.69	21.63	1.00	0.20	-1.00	-0.20	0.002	-0.001
								1.464	7.592

A4.3. Enel Timișoara soluția optimă, fără surse regenerabile

Tabelul 7.5.8. Date și rezultate noduri soluție optimă de extindere

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVA _r]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVA _r]
MOSNI220	89	Slack	220.00			1.06500	234.30	0.00	44.37	15.43
SACA110	90	PV	110.00			1.07500	118.25	-1.36	10.00	2.41
Venus2	3	PQ	20.00	0.20	0.00	1.08814	21.76	-3.21	-0.20	0.00
Venus4	5	PQ	20.00	0.23	0.01	1.08757	21.75	-3.28	-0.23	-0.01
Venus5	6	PQ	20.00	0.34	0.01	1.08711	21.74	-3.34	-0.34	-0.01
Venus6	7	PQ	20.00	0.21	0.01	1.08693	21.74	-3.37	-0.21	-0.01
Victo8	9	PQ	20.00	0.57	0.03	1.08650	21.73	-3.56	-0.57	-0.03
Victo10	17	PQ	20.00	0.38	0.02	1.08555	21.71	-3.70	-0.38	-0.02
Victo7	10	PQ	20.00	0.46	0.03	1.08650	21.73	-3.57	-0.46	-0.03
Victo6	11	PQ	20.00	0.60	0.00	1.08654	21.73	-3.57	-0.60	0.00
Victo5	12	PQ	20.00			1.08671	21.73	-3.60		
Victo4	13	PQ	20.00	0.40	0.00	1.08694	21.74	-3.62	-0.40	0.00
Victo3	14	PQ	20.00			1.08717	21.74	-3.64		
Victo2	15	PQ	20.00	0.60	0.00	1.08741	21.75	-3.61	-0.60	0.00
PVerde8	33	PQ	20.00			1.08708	21.74	-3.71		
Bucov4	65	PQ	20.00	0.20	0.00	1.08984	21.80	-4.32	-0.20	0.00
Victo11	18	PQ	20.00	0.94	0.05	1.08497	21.70	-3.73	-0.94	-0.05
Victo12	19	PQ	20.00	0.74	0.03	1.08478	21.70	-3.74	-0.74	-0.03
Victo13	20	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08463	21.69	-3.75	0.00	0.00
Victo14	21	PQ	20.00	0.40	0.00	1.08440	21.69	-3.76	-0.40	0.00
VICTO20	22	PQ	20.00	0.00	0.00	1.09416	21.88	-3.17	0.00	0.00
PVerde5	23	PQ	20.00			1.08727	21.75	-3.71		
PVerde6	24	PQ	20.00	0.03	0.02	1.08718	21.74	-3.71	-0.03	-0.02
PVerde7	25	PQ	20.00	0.42	0.21	1.08709	21.74	-3.71	-0.42	-0.21
PVerde9	26	PQ	20.00	0.13	0.07	1.08705	21.74	-3.71	-0.13	-0.07
PVerde1	27	PQ	20.00			1.08732	21.75	-3.79		
PVerde2	28	PQ	20.00	0.05	0.03	1.08714	21.74	-3.79	-0.05	-0.03
PVerde3	29	PQ	20.00	0.11	0.06	1.08712	21.74	-3.79	-0.11	-0.06
PVerde4	30	PQ	20.00	0.15	0.07	1.08701	21.74	-3.80	-0.15	-0.07
PVERDE20	31	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08743	21.75	-3.87	0.00	0.00
Bucov3	64	PQ	20.00	0.20	0.00	1.09039	21.81	-4.32	-0.20	0.00
PVerde10	32	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08708	21.74	-3.71	0.00	0.00
BUCOV20	34	PQ	20.00	0.00	0.00	1.09281	21.86	-4.27	0.00	0.00
DUMB20	35	PQ	20.00	0.00	0.00	1.09796	21.96	-3.96	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]
PVerde15	36	PQ	20.00	0.54	0.11	1.08552	21.71	-3.98	-0.54	-0.11
PVerde16	37	PQ	20.00	0.65	0.14	1.08461	21.69	-4.04	-0.65	-0.14
PVerde17	38	PQ	20.00	1.40	0.20	1.08397	21.68	-4.08	-1.40	-0.20
PVerde18	39	PQ	20.00	1.80	0.20	1.08194	21.64	-4.26	-1.80	-0.20
PVerde19	40	PQ	20.00	1.30	0.19	1.08190	21.64	-4.27	-1.30	-0.19
PVerde20	41	PQ	20.00	0.66	0.12	1.08248	21.65	-4.29	-0.66	-0.12
PVerde21	42	PQ	20.00	1.46	0.22	1.08274	21.65	-4.29	-1.46	-0.22
Dumb2	43	PQ	20.00			1.08291	21.66	-4.29		
Dumb3	44	PQ	20.00	1.16	0.28	1.08211	21.64	-4.32	-1.16	-0.28
Dumb4	45	PQ	20.00	1.92	0.50	1.08204	21.64	-4.32	-1.92	-0.50
Dumb1	46	PQ	20.00			1.08326	21.67	-4.28		
Dumb5	47	PQ	20.00	0.92	0.29	1.08435	21.69	-4.28	-0.92	-0.29
Dumb6	48	PQ	20.00	0.89	0.20	1.08553	21.71	-4.27	-0.89	-0.20
Dumb7	49	PQ	20.00	0.57	0.14	1.08640	21.73	-4.26	-0.57	-0.14
Dumb8	50	PQ	20.00	0.33	0.09	1.08834	21.77	-4.23	-0.33	-0.09
Dumb9	51	PQ	20.00			1.08902	21.78	-4.21		
Bucov1	52	PQ	20.00			1.09079	21.82	-4.32		
Bucov9	53	PQ	20.00	0.17	0.03	1.09030	21.81	-4.34	-0.17	-0.03
Bucov10	54	PQ	20.00	0.49	0.12	1.08963	21.79	-4.37	-0.49	-0.12
Bucov11	55	PQ	20.00	0.45	0.05	1.08905	21.78	-4.39	-0.45	-0.05
Bucov12	56	PQ	20.00	0.45	0.11	1.08854	21.77	-4.41	-0.45	-0.11
Bucov13	57	PQ	20.00	0.45	0.11	1.08716	21.74	-4.47	-0.45	-0.11
Bucov14	58	PQ	20.00	0.20	0.00	1.08629	21.73	-4.51	-0.20	0.00
Bucov15	59	PQ	20.00	0.49	0.12	1.08528	21.71	-4.55	-0.49	-0.12
Bucov16	60	PQ	20.00	0.45	0.05	1.08456	21.69	-4.58	-0.45	-0.05
Bucov17	61	PQ	20.00	0.30	0.05	1.08414	21.68	-4.59	-0.30	-0.05
Bucov18	62	PQ	20.00	0.49	0.12	1.08384	21.68	-4.60	-0.49	-0.12
Bucov2	63	PQ	20.00	0.40	0.00	1.09058	21.81	-4.32	-0.40	0.00
Victo1	16	PQ	20.00			1.08778	21.76	-3.58		
Victo9	8	PQ	20.00	0.60	0.00	1.08689	21.74	-3.38	-0.60	0.00
Bucov5	66	PQ	20.00	1.20	0.20	1.08949	21.79	-4.31	-1.20	-0.20
Bucov6	67	PQ	20.00	0.20	0.00	1.08937	21.79	-4.31	-0.20	0.00
Bucov7	68	PQ	20.00	0.40	0.20	1.08920	21.78	-4.31	-0.40	-0.20
Bucov8	69	PQ	20.00	0.40	0.20	1.08883	21.78	-4.30	-0.40	-0.20
Dumb17	70	PQ	20.00	0.60	0.20	1.08869	21.77	-4.29	-0.60	-0.20
Dumb16	71	PQ	20.00	0.80	0.20	1.08851	21.77	-4.28	-0.80	-0.20
Dumb15	72	PQ	20.00	0.60	0.20	1.08842	21.77	-4.25	-0.60	-0.20
Dumb14	73	PQ	20.00	0.60	0.20	1.08844	21.77	-4.25	-0.60	-0.20
Dumb13	74	PQ	20.00	0.29	0.14	1.08854	21.77	-4.24	-0.29	-0.14
Dumb10	75	PQ	20.00	0.87	0.21	1.09151	21.83	-4.14	-0.87	-0.21
Dumb11	76	PQ	20.00			1.09338	21.87	-4.08		
Dumb12	77	PQ	20.00	1.25	0.43	1.09216	21.84	-4.10	-1.25	-0.43
PVerde14	78	PQ	20.00	0.40	0.08	1.09126	21.83	-4.11	-0.40	-0.08
PVerde13	79	PQ	20.00	1.02	0.20	1.09100	21.82	-4.12	-1.02	-0.20
PVerde12	80	PQ	20.00	1.40	0.31	1.08970	21.79	-4.11	-1.40	-0.31
PVerde11	81	PQ	20.00	0.60	0.20	1.08782	21.76	-3.99	-0.60	-0.20
VENUS110	82	PQ	110.00			1.07889	118.68	-1.36	0.00	0.00
BUCOV110	83	PQ	110.00			1.07379	118.12	-1.50	0.00	0.00
DUMB110	84	PQ	110.00			1.07485	118.23	-1.50	0.00	0.00
PVERD110	85	PQ	110.00			1.07606	118.37	-1.43	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]
VICTO110	86	PQ	110.00			1.07891	118.68	-1.36	0.00	0.00
MOSNI110	87	PQ	110.00			1.07880	118.67	-1.30		
Venus3	4	PQ	20.00	0.52	0.01	1.08798	21.76	-3.23	-0.52	-0.01
Venus1	2	PQ	20.00	0.00	0.00	1.08925	21.79	-3.11	0.00	0.00
SACA220	91	PQ	220.00			1.05256	231.56	-1.36		
Ghiroda1	92	PQ	20.00			1.07989	21.60	-4.01		
Ghiroda2	93	PQ	20.00			1.02581	20.52	-6.91		
Ghiroda3	94	PQ	20.00			0.99921	19.98	-7.52	0.00	0.00
Ghiroda4	95	PQ	20.00	5.60	1.00	0.99066	19.81	-7.64	-5.60	-1.00
Surgani1	96	PQ	20.00			1.05791	21.16	-4.51		
Surgani2	97	PQ	20.00			1.01154	20.23	-6.05	0.00	0.00
Surgani3	98	PQ	20.00	3.40	0.52	0.99599	19.92	-6.30	-3.40	-0.52
DUMBR1	99	PQ	20.00	0.80	0.20	1.08499	21.70	-3.99	-0.80	-0.20
VenusX1	100	PQ	20.00			1.08921	21.78	-3.09	0.00	0.00
VenusX2	101	PQ	20.00	1.00	0.20	1.08636	21.73	-3.14	-1.00	-0.20
BucLes8	102	PQ	20.00	2.00	0.60	1.09056	21.81	-4.30	-2.00	-0.60
BucLes4	103	PQ	20.00	1.20	0.40	1.09211	21.84	-4.28	-1.20	-0.40
VENUS20	1	PQ	20.00	1.60	0.10	1.09000	21.80	-3.04	-1.60	-0.10

Tabelul 7.5.9. Circulații de puteri prin elementele de rețea soluție optimă de extindere

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]
3	4	21.76	21.76	1.79	-1.37	-1.79	1.37	0.0006	0.0002
6	7	21.74	21.74	1.24	-1.39	-1.24	1.39	0.0009	0.0002
6	7	21.74	21.74	1.24	-1.39	-1.24	1.39	0.0009	0.0002
7	8	21.74	21.74	1.14	-1.39	-1.14	1.39	0.0003	0.0001
5	6	21.75	21.74	1.41	-1.38	-1.41	1.38	0.0021	0.0006
2	3	21.79	21.76	1.89	-1.37	-1.89	1.37	0.0044	0.0014
82	1	118.68	21.80	6.44	-1.87	-6.40	2.44	0.0404	0.5716
5	6	21.75	21.74	1.41	-1.38	-1.41	1.38	0.0021	0.0006
11	12	21.73	21.73	0.03	-2.85	-0.03	2.85	0.0010	0.0004
10	11	21.73	21.73	0.63	-2.85	-0.63	2.85	0.0004	0.0001
12	13	21.73	21.74	0.03	-2.85	-0.03	2.86	0.0014	0.0005
13	14	21.74	21.74	-0.37	-2.86	0.37	2.86	0.0011	0.0004
15	14	21.75	21.74	1.86	-1.73	-1.86	1.73	0.0013	0.0005
15	14	21.75	21.74	1.86	-1.73	-1.86	1.73	0.0013	0.0005
14	23	21.74	21.75	1.68	-3.16	-1.67	3.16	0.0034	0.0019
14	23	21.74	21.75	1.68	-3.16	-1.67	3.16	0.0034	0.0019
16	15	21.76	21.75	2.16	-1.73	-2.16	1.73	0.0019	0.0007
16	15	21.76	21.75	2.16	-1.73	-2.16	1.73	0.0019	0.0007
17	16	21.71	21.76	-2.46	-0.09	2.47	0.10	0.0048	0.0039
16	22	21.76	21.88	-3.40	1.68	3.43	-1.67	0.0318	0.0128
4	5	21.76	21.75	1.53	-1.38	-1.53	1.38	0.0018	0.0006
2	3	21.79	21.76	1.89	-1.37	-1.89	1.37	0.0044	0.0014
9	10	21.73	21.73	1.09	-2.82	-1.09	2.82	0.0004	0.0001
86	22	118.68	21.88	6.90	-2.71	-6.86	3.33	0.0427	0.6202
36	37	21.71	21.69	2.55	-0.08	-2.55	0.08	0.0022	0.0018
21	20	21.69	21.69	-0.40	0.00	0.40	0.00	0.0001	-0.0003
23	24	21.75	21.74	0.58	0.30	-0.58	-0.30	0.0000	-0.0001
23	27	21.75	21.75	1.38	-3.31	-1.38	3.31	0.0048	0.0019
23	27	21.75	21.75	1.38	-3.31	-1.38	3.31	0.0048	0.0019
24	25	21.74	21.74	0.55	0.28	-0.55	-0.28	0.0000	-0.0002

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVA _r]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVA _r]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVA _r]
33	25	21.74	21.74	-0.13	-0.07	0.13	0.07	0.0000	-0.0001
33	26	21.74	21.74	0.13	0.07	-0.13	-0.07	0.0000	-0.0002
27	28	21.75	21.74	0.30	0.16	-0.30	-0.16	0.0000	-0.0007
27	31	21.75	21.75	1.23	-3.39	-1.22	3.39	0.0044	0.0017
27	31	21.75	21.75	1.23	-3.39	-1.22	3.39	0.0044	0.0017
28	29	21.74	21.74	0.26	0.13	-0.26	-0.13	0.0000	-0.0001
29	30	21.74	21.74	0.15	0.07	-0.15	-0.07	0.0000	-0.0007
36	31	21.71	21.75	-2.82	0.02	2.82	-0.02	0.0050	0.0044
36	31	21.71	21.75	-2.82	0.02	2.82	-0.02	0.0050	0.0044
81	31	21.76	21.75	-0.79	0.96	0.79	-0.96	0.0018	-0.0003
63	64	21.81	21.81	1.83	1.09	-1.83	-1.09	0.0003	0.0001
85	31	118.37	21.75	14.61	9.36	-14.55	-8.11	0.0628	1.2487
31	92	21.75	21.60	3.03	0.71	-3.01	-0.72	0.0193	-0.0112
92	31	21.60	21.75	-3.01	-0.72	3.03	0.71	0.0193	-0.0112
31	96	21.75	21.16	3.69	0.70	-3.59	-0.65	0.0926	0.0523
68	69	21.78	21.78	1.46	1.77	-1.46	-1.77	0.0008	0.0003
31	99	21.75	21.70	0.80	0.20	-0.80	-0.20	0.0014	-0.0038
32	33	21.74	21.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	-0.0001
34	52	21.86	21.82	4.01	1.47	-4.00	-1.47	0.0059	0.0060
34	52	21.86	21.82	4.01	1.47	-4.00	-1.47	0.0059	0.0060
83	34	118.12	21.86	11.28	4.69	-11.22	-3.70	0.0603	0.9935
80	81	21.79	21.76	-0.19	1.16	0.19	-1.16	0.0021	-0.0007
4	5	21.76	21.75	1.53	-1.38	-1.53	1.38	0.0018	0.0005
20	19	21.69	21.70	-0.40	0.00	0.40	0.00	0.0001	-0.0006
35	76	21.96	21.87	5.56	2.25	-5.54	-2.23	0.0185	0.0199
35	76	21.96	21.87	5.56	2.25	-5.54	-2.23	0.0185	0.0199
19	18	21.70	21.70	-1.14	-0.03	1.14	0.03	0.0002	-0.0001
8	9	21.74	21.73	1.67	-2.79	-1.67	2.79	0.0093	0.0036
94	93	19.98	20.52	-2.82	-0.51	2.89	0.55	0.0694	0.0383
84	35	118.23	21.96	14.74	5.72	-14.68	-4.61	0.0577	1.1097
97	98	20.23	19.92	3.45	0.54	-3.40	-0.52	0.0508	0.0209
37	36	21.69	21.71	-2.55	0.08	2.55	-0.08	0.0022	0.0018
38	37	21.68	21.69	-2.22	0.15	2.22	-0.15	0.0014	0.0011
38	37	21.68	21.69	-2.22	0.15	2.22	-0.15	0.0014	0.0011
39	38	21.64	21.68	-3.03	0.50	3.04	-0.50	0.0072	0.0066
39	40	21.64	21.64	1.23	-0.70	-1.23	0.70	0.0002	0.0000
40	41	21.64	21.65	-0.07	-0.89	0.07	0.89	0.0004	-0.0006
41	42	21.65	21.65	-0.72	-1.01	0.72	1.01	0.0002	0.0000
42	43	21.65	21.66	-2.18	-1.23	2.18	1.24	0.0003	0.0002
44	43	21.64	21.66	-3.07	-0.78	3.08	0.78	0.0019	0.0018
46	43	21.67	21.66	5.26	2.02	-5.26	-2.02	0.0014	0.0014
45	44	21.64	21.64	-1.92	-0.50	1.92	0.50	0.0001	0.0001
46	47	21.67	21.69	-1.74	-1.92	1.74	1.92	0.0017	0.0014
47	48	21.69	21.71	-2.66	-2.21	2.66	2.21	0.0025	0.0024
48	49	21.71	21.73	-3.55	-2.42	3.55	2.42	0.0023	0.0024
49	50	21.73	21.77	-4.13	-2.56	4.13	2.57	0.0060	0.0063
50	51	21.77	21.78	-4.47	-2.66	4.47	2.66	0.0023	0.0023
74	51	21.77	21.78	-1.83	0.63	1.84	-0.63	0.0011	0.0005
51	75	21.78	21.83	-3.15	-1.02	3.16	1.02	0.0058	0.0055
51	75	21.78	21.83	-3.15	-1.02	3.16	1.02	0.0058	0.0055
52	53	21.82	21.81	3.94	0.76	-3.94	-0.76	0.0015	0.0014
52	63	21.82	21.81	2.03	1.09	-2.03	-1.09	0.0004	0.0001
52	63	21.82	21.81	2.03	1.09	-2.03	-1.09	0.0004	0.0002
53	54	21.81	21.79	3.77	0.73	-3.77	-0.73	0.0020	0.0020

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVA _r]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVA _r]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVA _r]
54	55	21.79	21.78	3.27	0.61	-3.27	-0.61	0.0015	0.0014
55	56	21.78	21.77	2.83	0.56	-2.83	-0.56	0.0011	0.0010
56	57	21.77	21.74	2.38	0.45	-2.38	-0.45	0.0026	0.0020
57	58	21.74	21.73	1.93	0.34	-1.93	-0.34	0.0013	0.0008
58	59	21.73	21.71	1.73	0.34	-1.73	-0.34	0.0014	0.0007
59	60	21.71	21.69	1.24	0.22	-1.24	-0.22	0.0007	-0.0001
60	61	21.69	21.68	0.79	0.17	-0.79	-0.17	0.0003	-0.0005
61	62	21.68	21.68	0.49	0.12	-0.49	-0.12	0.0001	-0.0003
89	87	234.30	118.67	44.37	15.43	-44.18	-12.80	0.1879	2.6308
63	64	21.81	21.81	1.83	1.09	-1.83	-1.09	0.0003	0.0002
64	65	21.81	21.80	1.73	1.09	-1.73	-1.09	0.0009	0.0003
64	65	21.81	21.80	1.73	1.09	-1.73	-1.09	0.0009	0.0003
65	66	21.80	21.79	1.63	1.09	-1.63	-1.09	0.0006	0.0002
65	66	21.80	21.79	1.63	1.09	-1.63	-1.09	0.0006	0.0001
66	67	21.79	21.79	1.03	0.99	-1.03	-0.99	0.0002	0.0000
66	67	21.79	21.79	1.03	0.99	-1.03	-0.99	0.0002	0.0001
67	68	21.79	21.78	0.93	0.99	-0.93	-0.99	0.0002	0.0000
67	68	21.79	21.78	0.93	0.99	-0.93	-0.99	0.0002	0.0000
46	35	21.67	21.96	-3.51	-0.10	3.56	0.12	0.0471	0.0186
69	70	21.78	21.77	1.06	1.57	-1.06	-1.57	0.0003	0.0001
70	71	21.77	21.77	0.46	1.37	-0.46	-1.37	0.0003	0.0000
71	72	21.77	21.77	-0.34	1.17	0.35	-1.17	0.0007	0.0000
72	73	21.77	21.77	-0.95	0.97	0.95	-0.97	0.0001	0.0000
73	74	21.77	21.77	-1.55	0.77	1.55	-0.77	0.0002	0.0000
75	76	21.83	21.87	-3.59	-1.13	3.60	1.13	0.0050	0.0050
75	76	21.83	21.87	-3.59	-1.13	3.60	1.13	0.0050	0.0050
76	77	21.87	21.84	3.89	2.19	-3.89	-2.19	0.0035	0.0036
77	78	21.84	21.83	2.64	1.75	-2.63	-1.75	0.0018	0.0016
78	79	21.83	21.82	2.23	1.67	-2.23	-1.67	0.0005	0.0004
79	80	21.82	21.79	1.22	1.47	-1.22	-1.47	0.0015	0.0009
18	17	21.70	21.71	-2.08	-0.08	2.08	0.08	0.0011	0.0007
82	86	118.68	118.68	1.12	-0.76	-1.12	0.70	0.0000	-0.0581
87	84	118.67	118.23	16.21	8.65	-16.18	-8.89	0.0293	-0.2369
83	90	118.12	118.25	-9.83	-1.21	9.84	0.91	0.0085	-0.2978
34	103	21.86	21.84	1.20	0.32	-1.20	-0.40	0.0007	-0.0831
83	84	118.12	118.23	-1.44	-3.48	1.44	3.16	0.0011	-0.3198
87	85	118.67	118.37	14.62	9.18	-14.61	-9.36	0.0160	-0.1754
86	87	118.68	118.67	-5.79	2.01	5.79	-2.24	0.0016	-0.2265
82	87	118.68	118.67	-7.55	2.62	7.56	-2.79	0.0020	-0.1668
34	102	21.86	21.81	2.00	0.44	-2.00	-0.60	0.0038	-0.1644
91	90	231.56	118.25	0.00	0.00	0.16	1.49	0.1585	1.4942
92	93	21.60	20.52	6.02	1.44	-5.79	-1.09	0.2394	0.3472
16	22	21.76	21.88	-3.40	1.68	3.43	-1.67	0.0318	0.0128
93	94	20.52	19.98	2.89	0.55	-2.82	-0.51	0.0694	0.0383
7	8	21.74	21.74	1.14	-1.39	-1.14	1.39	0.0003	0.0001
94	95	19.98	19.81	2.82	0.51	-2.80	-0.50	0.0231	0.0084
95	94	19.81	19.98	-2.80	-0.50	2.82	0.51	0.0231	0.0084
96	97	21.16	20.23	3.59	0.65	-3.45	-0.54	0.1418	0.1076
3	4	21.76	21.76	1.79	-1.37	-1.79	1.37	0.0006	0.0002
1	100	21.80	21.78	1.00	0.20	-1.00	-0.20	0.0006	-0.0015
1	2	21.80	21.79	1.90	-1.37	-1.89	1.37	0.0029	0.0010
100	101	21.78	21.73	1.00	0.20	-1.00	-0.20	0.0024	-0.0008
2	1	21.79	21.80	-1.89	1.37	1.90	-1.37	0.0029	0.0010
								1.7606	7.7331

A4.4. Enel Timișoara inițial, cu surse regenerabile

Tabelul 7.5.10. 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]
MOSNI220	89	Slack	220.00			1.02300	225.06	0.00	4.96	6.56
SACA110	90	PV	110.00			1.04000	114.40	-0.24	2.00	2.10
Venus4	5	PQ	20.00	0.12	0.00	1.03899	20.78	-0.60	-0.12	0.00
BUCOV20	34	PQ	20.00	0.00	0.00	1.07371	21.47	-1.06	0.00	0.00
MOSNI110	87	PQ	110.00			1.04094	114.50	-0.15		
Ghiroda4	95	PQ	20.00	2.80	0.50	1.06940	21.39	4.45	-2.80	-0.50
Ghiroda3	94	PQ	20.00			1.07732	21.55	4.56	6.00	0.00
Bucov3	64	PQ	20.00	0.10	0.00	1.07192	21.44	-1.13	-0.10	0.00
BucLes4	103	PQ	20.00	0.60	0.20	1.07386	21.48	-1.05	1.00	0.00
Bucov11	55	PQ	20.00	0.22	0.03	1.07130	21.43	-1.16	-0.22	-0.03
BucLes8	102	PQ	20.00	1.00	0.30	1.07357	21.47	-1.05	1.00	0.00
DUMB20	35	PQ	20.00	0.00	0.00	1.07348	21.47	-1.21		
Bucov1	52	PQ	20.00			1.07217	21.44	-1.13		
Bucov2	63	PQ	20.00	0.20	0.00	1.07204	21.44	-1.13	-0.20	0.00
Bucov15	59	PQ	20.00	0.25	0.06	1.06939	21.39	-1.24	-0.25	-0.06
Venus6	7	PQ	20.00	0.10	0.00	1.03879	20.78	-0.61	-0.10	0.00
Surgani2	97	PQ	20.00			1.07186	21.44	3.22	4.00	0.00
Bucov10	54	PQ	20.00	0.25	0.06	1.07159	21.43	-1.15	-0.25	-0.06
Bucov4	65	PQ	20.00	0.10	0.00	1.07158	21.43	-1.13	-0.10	0.00
Bucov5	66	PQ	20.00	0.60	0.10	1.07137	21.43	-1.13	-0.60	-0.10
Bucov6	67	PQ	20.00	0.10	0.00	1.07132	21.43	-1.14	-0.10	0.00
Dumb1	46	PQ	20.00			1.06408	21.28	-1.29		
Bucov7	68	PQ	20.00	0.20	0.10	1.07126	21.43	-1.13	-0.20	-0.10
Bucov8	69	PQ	20.00	0.20	0.10	1.07122	21.42	-1.13	-0.20	-0.10
Bucov12	56	PQ	20.00	0.22	0.05	1.07104	21.42	-1.17	-0.22	-0.05
Dumb11	76	PQ	20.00			1.07084	21.42	-1.30		
Dumb12	77	PQ	20.00	0.63	0.22	1.07067	21.41	-1.31	-0.63	-0.22
Bucov13	57	PQ	20.00	0.22	0.05	1.07034	21.41	-1.20	-0.22	-0.05
Bucov14	58	PQ	20.00	0.10	0.00	1.06990	21.40	-1.22	-0.10	0.00
DUMB110	84	PQ	110.00			1.03975	114.37	-0.25	0.00	0.00
Venus5	6	PQ	20.00	0.17	0.01	1.03882	20.78	-0.61	-0.17	-0.01
Dumb10	75	PQ	20.00	0.43	0.11	1.06939	21.39	-1.35	-0.43	-0.11
Bucov16	60	PQ	20.00	0.22	0.03	1.06902	21.38	-1.26	-0.22	-0.03
Bucov17	61	PQ	20.00	0.15	0.03	1.06881	21.38	-1.27	-0.15	-0.03
Bucov18	62	PQ	20.00	0.25	0.06	1.06866	21.37	-1.27	-0.25	-0.06
Dumb9	51	PQ	20.00			1.06755	21.35	-1.41		
Dumb8	50	PQ	20.00	0.17	0.05	1.06744	21.35	-1.42	-0.17	-0.05
Dumb7	49	PQ	20.00	0.29	0.07	1.06718	21.34	-1.43	-0.29	-0.07
Dumb6	48	PQ	20.00	0.44	0.10	1.06710	21.34	-1.43	-0.44	-0.10
Dumb13	74	PQ	20.00	0.14	0.07	1.06702	21.34	-1.42	-0.14	-0.07
Dumb14	73	PQ	20.00	0.30	0.10	1.06689	21.34	-1.42	-0.30	-0.10
Dumb15	72	PQ	20.00	0.30	0.10	1.06685	21.34	-1.42	-0.30	-0.10
Dumb16	71	PQ	20.00	0.40	0.10	1.06646	21.33	-1.42	-0.40	-0.10
Dumb17	70	PQ	20.00	0.30	0.10	1.06640	21.33	-1.42	-0.30	-0.10
Surgani3	98	PQ	20.00	1.70	0.26	1.06459	21.29	3.11	-1.70	-0.26
PVerde17	38	PQ	20.00	0.70	0.10	1.02783	20.56	0.88	-0.70	-0.10

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]
Dumb2	43	PQ	20.00			1.06399	21.28	-1.30		
Dumb5	47	PQ	20.00	0.46	0.14	1.06391	21.28	-1.30	-0.46	-0.14
Dumb3	44	PQ	20.00	0.58	0.14	1.06358	21.27	-1.31	-0.58	-0.14
Dumb4	45	PQ	20.00	0.96	0.25	1.06354	21.27	-1.31	-0.96	-0.25
Ghiroda2	93	PQ	20.00			1.05514	21.10	3.48		
DUMBR1	99	PQ	20.00	0.40	0.10	1.05008	21.00	2.60	7.70	0.00
Surgani1	96	PQ	20.00			1.04917	20.98	1.87		
VenusX1	100	PQ	20.00			1.04091	20.82	-0.52	1.41	0.00
VICTO20	22	PQ	20.00	0.00	0.00	1.04068	20.81	-0.98	0.00	0.00
VENUS20	1	PQ	20.00	1.60	0.10	1.04043	20.81	-0.57	-1.60	-0.10
Ghiroda1	92	PQ	20.00			1.04003	20.80	1.49		
Venus1	2	PQ	20.00	0.00	0.00	1.03996	20.80	-0.58	0.00	0.00
VenusX2	101	PQ	20.00	0.50	0.10	1.03942	20.79	-0.55	-0.50	-0.10
Venus2	3	PQ	20.00	0.10	0.00	1.03927	20.79	-0.60	-0.10	0.00
Venus3	4	PQ	20.00	0.26	0.01	1.03917	20.78	-0.60	-0.26	-0.01
VENUS110	82	PQ	110.00			1.04080	114.49	-0.17		
Bucov9	53	PQ	20.00	0.08	0.02	1.07193	21.44	-1.14	-0.08	-0.02
BUCOV110	83	PQ	110.00			1.03958	114.35	-0.27	0.00	0.00
PVERDE20	31	PQ	20.00	0.00	0.00	1.03407	20.68	1.17	0.00	0.00
PVerde1	27	PQ	20.00			1.03386	20.68	1.17		
PVerde2	28	PQ	20.00	0.02	0.01	1.03376	20.68	1.16	-0.02	-0.01
PVerde3	29	PQ	20.00	0.05	0.03	1.03375	20.67	1.16	-0.05	-0.03
PVerde5	23	PQ	20.00			1.03370	20.67	1.17		
PVerde4	30	PQ	20.00	0.08	0.04	1.03369	20.67	1.16	-0.08	-0.04
PVerde6	24	PQ	20.00	0.01	0.01	1.03366	20.67	1.17	-0.01	-0.01
PVerde7	25	PQ	20.00	0.21	0.11	1.03361	20.67	1.17	-0.21	-0.11
PVerde8	33	PQ	20.00			1.03360	20.67	1.17		
PVerde10	32	PQ	20.00	0.00	0.00	1.03360	20.67	1.17	0.00	0.00
PVerde9	26	PQ	20.00	0.06	0.04	1.03359	20.67	1.16	-0.06	-0.04
Victo1	16	PQ	20.00			1.03336	20.67	-1.15		
Victo2	15	PQ	20.00	0.30	0.00	1.03290	20.66	-1.16	-0.30	0.00
Victo3	14	PQ	20.00			1.03259	20.65	-1.16		
Victo4	13	PQ	20.00	0.20	0.00	1.03240	20.65	-1.17	-0.20	0.00
Victo10	17	PQ	20.00	0.19	0.01	1.03219	20.64	-1.21	-0.19	-0.01
Victo5	12	PQ	20.00			1.03218	20.64	-1.17		
Victo6	11	PQ	20.00	0.30	0.00	1.03202	20.64	-1.18	-0.30	0.00
Victo7	10	PQ	20.00	0.23	0.02	1.03198	20.64	-1.18	-0.23	-0.02
Victo8	9	PQ	20.00	0.29	0.01	1.03195	20.64	-1.18	-0.29	-0.01
Victo11	18	PQ	20.00	0.47	0.02	1.03189	20.64	-1.23	-0.47	-0.02
Victo12	19	PQ	20.00	0.37	0.01	1.03179	20.64	-1.24	-0.37	-0.01
Victo13	20	PQ	20.00	0.00	0.00	1.03171	20.63	-1.24	0.00	0.00
Victo9	8	PQ	20.00	0.30	0.00	1.03165	20.63	-1.19	-0.30	0.00
Victo14	21	PQ	20.00	0.20	0.00	1.03159	20.63	-1.25	-0.20	0.00
PVerde11	81	PQ	20.00	0.30	0.10	1.03113	20.62	1.05	-0.30	-0.10
PVerde15	36	PQ	20.00	0.27	0.06	1.03076	20.62	1.01	-0.27	-0.06
PVerde16	37	PQ	20.00	0.32	0.07	1.02910	20.58	0.94	-0.32	-0.07
PVerde12	80	PQ	20.00	0.70	0.15	1.02804	20.56	0.92	-0.70	-0.15
SACA220	91	PQ	220.00			1.01829	224.02	-0.24		
PVerde13	79	PQ	20.00	0.51	0.10	1.02763	20.55	0.90	-0.51	-0.10
PVerde14	78	PQ	20.00	0.20	0.04	1.02761	20.55	0.90	-0.20	-0.04

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]
PVerde18	39	PQ	20.00	0.90	0.10	1.02520	20.50	0.75	-0.90	-0.10
PVerde19	40	PQ	20.00	0.65	0.09	1.02501	20.50	0.74	-0.65	-0.09
PVerde20	41	PQ	20.00	0.33	0.06	1.02428	20.49	0.71	-0.33	-0.06
PVerde21	42	PQ	20.00	0.73	0.11	1.02416	20.48	0.70	-0.73	-0.11
VICTO110	86	PQ	110.00			1.04079	114.49	-0.17	0.00	0.00
PVERD110	85	PQ	110.00			1.04071	114.48	-0.07	0.00	0.00

Tabelul 7.5.11. 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]
31	99	20.68	21.00	-7.18	0.27	7.30	-0.10	0.11601	0.17342
16	22	20.67	20.81	-2.85	-0.08	2.87	0.08	0.01995	0.00758
94	95	21.55	21.39	2.82	0.51	-2.80	-0.50	0.01980	0.00661
93	94	21.10	21.55	-3.10	0.55	3.18	-0.51	0.07530	0.04132
31	92	20.68	20.80	-3.02	0.62	3.04	-0.63	0.02091	-0.00816
46	35	21.28	21.47	-2.00	-0.53	2.01	0.54	0.01686	0.00506
36	31	20.62	20.68	-3.92	-0.61	3.93	0.62	0.01094	0.01127
36	37	20.62	20.58	3.65	0.55	-3.64	-0.55	0.00512	0.00514
35	76	21.47	21.42	3.41	1.02	-3.41	-1.02	0.00684	0.00671
34	52	21.47	21.44	3.47	0.68	-3.47	-0.68	0.00423	0.00412
31	96	20.68	20.98	-2.20	0.31	2.23	-0.30	0.03587	0.01641
38	37	20.56	20.58	-3.31	-0.47	3.32	0.48	0.00360	0.00360
97	98	21.44	21.29	1.71	0.26	-1.70	-0.26	0.01111	0.00273
16	15	20.67	20.66	1.62	0.03	-1.62	-0.03	0.00071	0.00017
52	63	21.44	21.44	1.50	0.30	-1.50	-0.30	0.00018	0.00003
75	76	21.39	21.42	-2.78	-0.80	2.78	0.80	0.00307	0.00280
96	97	20.98	21.44	-2.23	0.30	2.29	-0.26	0.05494	0.03247
92	93	20.80	21.10	-3.04	0.63	3.10	-0.55	0.06485	0.08211
39	38	20.50	20.56	-2.61	-0.37	2.61	0.37	0.00587	0.00529
73	74	21.34	21.34	-1.30	-0.40	1.30	0.40	0.00015	0.00001
63	64	21.44	21.44	1.30	0.30	-1.30	-0.30	0.00014	0.00001
15	14	20.66	20.65	1.32	0.03	-1.32	-0.03	0.00039	0.00005
13	14	20.65	20.65	-1.32	-0.03	1.32	0.03	0.00024	0.00003
51	75	21.35	21.39	-2.34	-0.69	2.35	0.69	0.00329	0.00267
64	65	21.44	21.43	1.20	0.30	-1.20	-0.30	0.00036	0.00001
65	66	21.43	21.43	1.10	0.30	-1.10	-0.30	0.00020	-0.00001
12	13	20.64	20.65	-1.12	-0.03	1.12	0.03	0.00023	0.00000
11	12	20.64	20.64	-1.12	-0.03	1.12	0.03	0.00018	0.00000
72	73	21.34	21.34	-1.00	-0.30	1.00	0.30	0.00004	-0.00001
52	53	21.44	21.44	1.97	0.38	-1.97	-0.38	0.00038	0.00024
53	54	21.44	21.43	1.88	0.36	-1.88	-0.36	0.00051	0.00031
81	31	20.62	20.68	-1.71	-0.39	1.72	0.40	0.00408	0.00245
39	40	20.50	20.50	1.71	0.27	-1.71	-0.27	0.00028	0.00016
54	55	21.43	21.43	1.63	0.30	-1.63	-0.30	0.00039	0.00017
85	31	114.48	20.68	-6.28	2.96	6.31	-2.45	0.03391	0.51333
46	43	21.28	21.28	1.54	0.39	-1.54	-0.39	0.00011	0.00004
44	43	21.27	21.28	-1.54	-0.39	1.54	0.39	0.00049	0.00019
10	11	20.64	20.64	-0.82	-0.03	0.82	0.03	0.00003	-0.00001
80	81	20.56	20.62	-1.41	-0.29	1.41	0.29	0.00358	0.00124
55	56	21.43	21.42	1.41	0.27	-1.41	-0.27	0.00029	0.00006
2	1	20.80	20.81	-0.75	-0.02	0.75	0.02	0.00033	-0.00020
2	3	20.80	20.79	0.75	0.02	-0.75	-0.02	0.00049	-0.00029
71	72	21.33	21.34	-0.70	-0.20	0.70	0.20	0.00025	-0.00019

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]
84	35	114.37	21.47	5.46	2.04	-5.43	-1.56	0.03290	0.47153
74	51	21.34	21.35	-1.45	-0.47	1.45	0.47	0.00069	0.00032
83	34	114.35	21.47	3.10	1.33	-3.07	-0.94	0.03139	0.39593
3	4	20.79	20.78	0.65	0.02	-0.65	-0.02	0.00006	-0.00005
17	16	20.64	20.67	-1.23	-0.05	1.23	0.05	0.00134	0.00005
56	57	21.42	21.41	1.19	0.22	-1.19	-0.22	0.00066	-0.00012
9	10	20.64	20.64	-0.59	-0.01	0.59	0.01	0.00002	-0.00002
86	22	114.49	20.81	2.90	0.46	-2.87	-0.08	0.03011	0.37697
40	41	20.50	20.49	1.06	0.17	-1.06	-0.17	0.00064	-0.00017
18	17	20.64	20.64	-1.04	-0.04	1.04	0.04	0.00029	-0.00012
66	67	21.43	21.43	0.50	0.20	-0.50	-0.20	0.00002	-0.00004
45	44	21.27	21.27	-0.96	-0.25	0.96	0.25	0.00003	-0.00002
57	58	21.41	21.40	0.96	0.17	-0.96	-0.17	0.00034	-0.00030
27	31	20.68	20.68	-0.44	-0.23	0.44	0.23	0.00009	-0.00017
50	51	21.35	21.35	-0.90	-0.22	0.90	0.22	0.00007	-0.00008
58	59	21.40	21.39	0.86	0.17	-0.86	-0.17	0.00035	-0.00047
67	68	21.43	21.43	0.40	0.20	-0.40	-0.20	0.00002	-0.00007
87	84	114.50	114.37	6.72	1.77	-6.71	-2.06	0.00450	-0.28954
87	85	114.50	114.48	-6.28	2.76	6.28	-2.96	0.00272	-0.20700
1	100	20.81	20.82	-0.91	0.10	0.91	-0.10	0.00051	-0.00139
100	101	20.82	20.79	0.50	0.10	-0.50	-0.10	0.00066	-0.00174
49	50	21.34	21.35	-0.73	-0.17	0.73	0.17	0.00015	-0.00033
4	5	20.78	20.78	0.39	0.02	-0.39	-0.02	0.00007	-0.00023
41	42	20.49	20.48	0.73	0.11	-0.73	-0.11	0.00008	-0.00014
79	80	20.55	20.56	-0.71	-0.14	0.71	0.14	0.00024	-0.00048
76	77	21.42	21.41	0.63	0.22	-0.63	-0.22	0.00008	-0.00026
59	60	21.39	21.38	0.62	0.11	-0.62	-0.11	0.00018	-0.00066
23	27	20.67	20.68	-0.29	-0.15	0.29	0.15	0.00004	-0.00022
70	71	21.33	21.33	-0.30	-0.10	0.30	0.10	0.00002	-0.00009
82	1	114.49	20.81	1.47	0.57	-1.44	-0.22	0.02868	0.34681
8	9	20.63	20.64	-0.30	0.00	0.30	0.00	0.00009	-0.00051
19	18	20.64	20.64	-0.57	-0.01	0.57	0.01	0.00005	-0.00021
5	6	20.78	20.78	0.27	0.01	-0.27	-0.01	0.00004	-0.00032
61	62	21.38	21.37	0.25	0.06	-0.25	-0.06	0.00003	-0.00032
46	47	21.28	21.28	0.46	0.14	-0.46	-0.14	0.00006	-0.00043
48	49	21.34	21.34	-0.44	-0.10	0.44	0.10	0.00003	-0.00022
68	69	21.43	21.42	0.20	0.10	-0.20	-0.10	0.00001	-0.00010
34	103	21.47	21.48	-0.40	0.12	0.40	-0.20	0.00009	-0.08066
60	61	21.38	21.38	0.39	0.08	-0.39	-0.08	0.00007	-0.00070
23	24	20.67	20.67	0.29	0.15	-0.29	-0.15	0.00001	-0.00012
89	87	225.06	114.50	4.96	6.56	-4.81	-5.12	0.14989	1.43820
21	20	20.63	20.63	-0.20	0.00	0.20	0.00	0.00002	-0.00031
24	25	20.67	20.67	0.27	0.14	-0.27	-0.14	0.00001	-0.00017
82	87	114.49	114.50	-2.39	-0.53	2.39	0.37	0.00020	-0.16175
34	102	21.47	21.47	0.00	0.14	0.00	-0.30	0.00004	-0.16135
83	90	114.35	114.40	-1.85	-1.01	1.85	0.70	0.00038	-0.30157
86	87	114.49	114.50	-1.98	-0.44	1.98	0.23	0.00019	-0.21597
78	79	20.55	20.55	-0.20	-0.04	0.20	0.04	0.00000	-0.00011
20	19	20.63	20.64	-0.20	0.00	0.20	0.00	0.00002	-0.00063
6	7	20.78	20.78	0.10	0.00	-0.10	0.00	0.00000	-0.00016
27	28	20.68	20.68	0.15	0.08	-0.15	-0.08	0.00001	-0.00063
83	84	114.35	114.37	-1.25	-0.33	1.25	0.03	0.00015	-0.30221
28	29	20.68	20.67	0.13	0.07	-0.13	-0.07	0.00000	-0.00008
82	86	114.49	114.49	0.92	-0.03	-0.92	-0.02	0.00001	-0.05412

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]
29	30	20.67	20.67	0.08	0.03	-0.08	-0.04	0.00000	-0.00062
33	26	20.67	20.67	0.06	0.04	-0.06	-0.04	0.00000	-0.00018
33	25	20.67	20.67	-0.06	-0.04	0.06	0.04	0.00000	-0.00009
91	90	224.02	114.40	0.00	0.00	0.15	1.40	0.14830	1.39848
32	33	20.67	20.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00000	-0.00006
								0.96315	3.55992

A4.5. Enel Timișoara extins maximal, cu surse regenerabile

Tabelul 7.5.12. Date și rezultate noduri, regim extins maximal cu surse regenerabile

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]
MOSNI220	89	Slack	220.00			1.02500	225.50	0.00	27.50	12.57
SACA220	91	PQ	220.00			1.01339	222.95	-1.02		
VICTO110	86	PQ	110.00			1.03955	114.35	-0.90	0.00	0.00
VENUS110	82	PQ	110.00			1.03952	114.35	-0.89	0.00	0.00
MOSNI110	87	PQ	110.00			1.03932	114.33	-0.86		
PVERD110	85	PQ	110.00			1.03750	114.13	-0.93	0.00	0.00
DUMB110	84	PQ	110.00			1.03542	113.90	-1.05	0.00	0.00
SACA110	90	PV	110.00			1.03500	113.85	-1.01	5.00	2.43
BUCOV110	83	PQ	110.00			1.03418	113.76	-1.09	0.00	0.00
DUMBR1	99	PQ	20.00	0.80	0.20	1.06996	21.40	-0.87	7.70	0.00
Surgani2	97	PQ	20.00			1.05716	21.14	-1.71	4.00	0.00
Surgani1	96	PQ	20.00			1.05639	21.13	-2.02		
DUMB20	35	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05577	21.12	-2.98	0.00	0.00
PVERDE20	31	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05544	21.11	-2.19	0.00	0.00
Ghiroda1	92	PQ	20.00			1.05515	21.10	-2.12		
PVerde1	27	PQ	20.00			1.05428	21.09	-2.15		
PVerde2	28	PQ	20.00	0.05	0.03	1.05409	21.08	-2.15	-0.05	-0.03
PVerde3	29	PQ	20.00	0.11	0.06	1.05407	21.08	-2.15	-0.11	-0.06
VICTO20	22	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05399	21.08	-1.75	0.00	0.00
PVerde4	30	PQ	20.00	0.15	0.07	1.05396	21.08	-2.15	-0.15	-0.07
PVerde5	23	PQ	20.00			1.05308	21.06	-2.10		
PVerde6	24	PQ	20.00	0.03	0.02	1.05299	21.06	-2.10	-0.03	-0.02
PVerde7	25	PQ	20.00	0.42	0.21	1.05290	21.06	-2.10	-0.42	-0.21
PVerde8	33	PQ	20.00			1.05288	21.06	-2.10		
PVerde10	32	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05288	21.06	-2.10	0.00	0.00
PVerde9	26	PQ	20.00	0.13	0.07	1.05286	21.06	-2.10	-0.13	-0.07
PVerde15	36	PQ	20.00	0.54	0.11	1.05280	21.06	-2.38	-0.54	-0.11
PVerde11	81	PQ	20.00	0.60	0.20	1.05275	21.06	-2.53	-0.60	-0.20
Dumb11	76	PQ	20.00			1.05242	21.05	-3.04		
Victo3	14	PQ	20.00			1.05220	21.04	-2.07		
Victo2	15	PQ	20.00	0.60	0.00	1.05203	21.04	-2.05	-0.60	0.00
Victo1	16	PQ	20.00			1.05191	21.04	-2.03		
Victo4	13	PQ	20.00	0.40	0.00	1.05169	21.03	-2.06	-0.40	0.00
Dumb12	77	PQ	20.00	1.25	0.43	1.05161	21.03	-3.03	-1.25	-0.43
PVerde16	37	PQ	20.00	0.65	0.14	1.05150	21.03	-2.47	-0.65	-0.14
BUCOV20	34	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05133	21.03	-3.27	0.00	0.00
Ghiroda2	93	PQ	20.00			1.05117	21.02	-1.83		
PVerde14	78	PQ	20.00	0.40	0.08	1.05114	21.02	-3.02		
BucLes4	103	PQ	20.00	1.20	0.40	1.05112	21.02	-3.26	1.00	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]
Victo5	12	PQ	20.00			1.05109	21.02	-2.05		
PVerde13	79	PQ	20.00	1.02	0.20	1.05101	21.02	-3.01	-1.02	-0.20
Dumb10	75	PQ	20.00	0.87	0.21	1.05097	21.02	-3.09	-0.87	-0.21
PVerde12	80	PQ	20.00	1.40	0.31	1.05072	21.01	-2.93	-1.40	-0.31
Victo6	11	PQ	20.00	0.60	0.00	1.05065	21.01	-2.03	-0.60	0.00
PVerde17	38	PQ	20.00	1.40	0.20	1.05053	21.01	-2.55	-1.40	-0.20
Victo7	10	PQ	20.00	0.46	0.03	1.05052	21.01	-2.03	-0.46	-0.03
Victo8	9	PQ	20.00	0.57	0.03	1.05042	21.01	-2.03	-0.57	-0.03
VenusX1	100	PQ	20.00			1.05002	21.00	-1.70	1.41	0.00
Ghiroda3	94	PQ	20.00			1.05001	21.00	-1.56	6.00	0.00
BucLes8	102	PQ	20.00	2.00	0.60	1.04999	21.00	-3.28	1.00	0.00
VENUS20	1	PQ	20.00	1.60	0.10	1.04995	21.00	-1.72	-1.60	-0.10
Surgani3	98	PQ	20.00	3.40	0.52	1.04978	21.00	-1.82	-3.40	-0.52
Venus1	2	PQ	20.00	0.00	0.00	1.04975	21.00	-1.78	0.00	0.00
Victo9	8	PQ	20.00	0.60	0.00	1.04969	20.99	-1.97	-0.60	0.00
Venus6	7	PQ	20.00	0.21	0.01	1.04965	20.99	-1.96	-0.21	-0.01
Victo10	17	PQ	20.00	0.38	0.02	1.04961	20.99	-2.16	-0.38	-0.02
Venus5	6	PQ	20.00	0.34	0.01	1.04955	20.99	-1.94	-0.34	-0.01
Venus2	3	PQ	20.00	0.20	0.00	1.04946	20.99	-1.85	-0.20	0.00
Venus4	5	PQ	20.00	0.23	0.01	1.04945	20.99	-1.90	-0.23	-0.01
Venus3	4	PQ	20.00	0.52	0.01	1.04943	20.99	-1.86	-0.52	-0.01
Bucov1	52	PQ	20.00			1.04938	20.99	-3.32		
Bucov2	63	PQ	20.00	0.40	0.00	1.04920	20.98	-3.32	-0.40	0.00
Dumb9	51	PQ	20.00			1.04913	20.98	-3.15		
Bucov3	64	PQ	20.00	0.20	0.00	1.04904	20.98	-3.31	-0.20	0.00
Victo11	18	PQ	20.00	0.94	0.05	1.04901	20.98	-2.20	-0.94	-0.05
Bucov9	53	PQ	20.00	0.17	0.03	1.04888	20.98	-3.34	-0.17	-0.03
Victo12	19	PQ	20.00	0.74	0.03	1.04881	20.98	-2.21	-0.74	-0.03
Dumb8	50	PQ	20.00	0.33	0.09	1.04873	20.97	-3.15	-0.33	-0.09
Victo13	20	PQ	20.00	0.00	0.00	1.04865	20.97	-2.22	0.00	0.00
Bucov4	65	PQ	20.00	0.20	0.00	1.04858	20.97	-3.31	-0.20	0.00
Victo14	21	PQ	20.00	0.40	0.00	1.04842	20.97	-2.22	-0.40	0.00
Dumb13	74	PQ	20.00	0.29	0.14	1.04834	20.97	-3.18	-0.29	-0.14
Bucov5	66	PQ	20.00	1.20	0.20	1.04830	20.97	-3.30	-1.20	-0.20
Bucov6	67	PQ	20.00	0.20	0.00	1.04821	20.96	-3.30	-0.20	0.00
Bucov10	54	PQ	20.00	0.49	0.12	1.04818	20.96	-3.37	-0.49	-0.12
Dumb14	73	PQ	20.00	0.60	0.20	1.04816	20.96	-3.19	-0.60	-0.20
Dumb15	72	PQ	20.00	0.60	0.20	1.04811	20.96	-3.20	-0.60	-0.20
Bucov7	68	PQ	20.00	0.40	0.20	1.04809	20.96	-3.29	-0.40	-0.20
Bucov8	69	PQ	20.00	0.40	0.20	1.04786	20.96	-3.27	-0.40	-0.20
Dumb17	70	PQ	20.00	0.60	0.20	1.04779	20.96	-3.27	-0.60	-0.20
Dumb16	71	PQ	20.00	0.80	0.20	1.04775	20.96	-3.25	-0.80	-0.20
Dumb7	49	PQ	20.00	0.57	0.14	1.04765	20.95	-3.14	-0.57	-0.14
Bucov11	55	PQ	20.00	0.45	0.05	1.04757	20.95	-3.39	-0.45	-0.05
Dumb6	48	PQ	20.00	0.89	0.20	1.04721	20.94	-3.13	-0.89	-0.20
VenusX2	101	PQ	20.00	1.00	0.20	1.04705	20.94	-1.76	-1.00	-0.20
Bucov12	56	PQ	20.00	0.45	0.11	1.04705	20.94	-3.42	-0.45	-0.11
PVerde18	39	PQ	20.00	1.80	0.20	1.04684	20.94	-2.88	-1.80	-0.20
Dumb5	47	PQ	20.00	0.92	0.29	1.04675	20.94	-3.10	-0.92	-0.29
PVerde19	40	PQ	20.00	1.30	0.19	1.04662	20.93	-2.91	-1.30	-0.19
Dumb1	46	PQ	20.00			1.04655	20.93	-3.06		

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]
Dumb2	43	PQ	20.00			1.04628	20.93	-3.06		
PVerde21	42	PQ	20.00	1.46	0.22	1.04619	20.92	-3.06	-1.46	-0.22
PVerde20	41	PQ	20.00	0.66	0.12	1.04619	20.92	-3.03	-0.66	-0.12
Bucov13	57	PQ	20.00	0.45	0.11	1.04561	20.91	-3.48	-0.45	-0.11
Dumb3	44	PQ	20.00	1.16	0.28	1.04545	20.91	-3.10	-1.16	-0.28
Dumb4	45	PQ	20.00	1.92	0.50	1.04538	20.91	-3.10	-1.92	-0.50
Bucov14	58	PQ	20.00	0.20	0.00	1.04470	20.89	-3.52	-0.20	-0.00
Bucov15	59	PQ	20.00	0.49	0.12	1.04365	20.87	-3.56	-0.49	-0.12
Bucov16	60	PQ	20.00	0.45	0.05	1.04291	20.86	-3.59	-0.45	-0.05
Bucov17	61	PQ	20.00	0.30	0.05	1.04246	20.85	-3.61	-0.30	-0.05
Bucov18	62	PQ	20.00	0.49	0.12	1.04215	20.84	-3.62	-0.49	-0.12
Ghiroda4	95	PQ	20.00	5.60	1.00	1.04188	20.84	-1.67	-5.60	-1.00

Tabelul 7.5.13. Circulații de puteri prin elementele de rețea, regim extins maximal cu surse regenerabile

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
2	3	21.00	20.99	0.84	-1.15	-0.84	1.15	0.00174	0.00024
3	4	20.99	20.99	0.74	-1.15	-0.74	1.15	0.00025	0.00003
82	1	114.35	21.00	2.91	-1.60	-2.87	2.00	0.03105	0.39476
4	5	20.99	20.99	0.48	-1.15	-0.48	1.15	0.00069	0.00009
2	3	21.00	20.99	0.84	-1.15	-0.84	1.15	0.00174	0.00027
5	6	20.99	20.99	0.36	-1.16	-0.36	1.16	0.00086	0.00004
5	6	20.99	20.99	0.36	-1.16	-0.36	1.16	0.00086	0.00006
6	7	20.99	20.99	0.19	-1.17	-0.19	1.17	0.00039	0.00001
6	7	20.99	20.99	0.19	-1.17	-0.19	1.17	0.00039	-0.00004
7	8	20.99	20.99	0.09	-1.17	-0.09	1.17	0.00012	0.00000
8	9	20.99	21.01	-0.21	-1.17	0.21	1.17	0.00133	0.00005
4	5	20.99	20.99	0.48	-1.15	-0.48	1.15	0.00069	0.00004
19	18	20.98	20.98	-1.14	-0.03	1.14	0.03	0.00021	-0.00005
9	10	21.01	21.01	-0.99	-2.37	1.00	2.37	0.00030	0.00010
10	11	21.01	21.01	-1.46	-2.40	1.46	2.40	0.00036	0.00014
11	12	21.01	21.02	-2.06	-2.40	2.06	2.40	0.00136	0.00053
12	13	21.02	21.03	-2.06	-2.40	2.06	2.40	0.00181	0.00071
13	14	21.03	21.04	-2.46	-2.40	2.46	2.40	0.00160	0.00064
15	14	21.04	21.04	-0.07	-1.45	0.07	1.45	0.00046	0.00008
15	14	21.04	21.04	-0.07	-1.45	0.07	1.45	0.00046	0.00010
14	23	21.04	21.06	-1.31	-2.66	1.31	2.66	0.00245	0.00131
14	23	21.04	21.06	-1.31	-2.66	1.31	2.66	0.00245	0.00134
16	15	21.04	21.04	0.23	-1.45	-0.23	1.45	0.00057	0.00010
16	15	21.04	21.04	0.23	-1.45	-0.23	1.45	0.00057	0.00014
17	16	20.99	21.04	-2.46	-0.09	2.47	0.10	0.00518	0.00437
16	22	21.04	21.08	-1.46	1.40	1.47	-1.40	0.00972	0.00294
8	9	20.99	21.01	-0.21	-1.17	0.21	1.17	0.00133	0.00003
46	35	20.93	21.12	-1.93	-0.51	1.94	0.52	0.01622	0.00486
18	17	20.98	20.99	-2.08	-0.08	2.08	0.08	0.00114	0.00083
20	19	20.97	20.98	-0.40	0.00	0.40	0.00	0.00006	-0.00060
21	20	20.97	20.97	-0.40	0.00	0.40	0.00	0.00009	-0.00029
86	22	114.35	21.08	2.97	-2.39	-2.94	2.80	0.03204	0.41467
23	24	21.06	21.06	0.58	0.30	-0.58	-0.30	0.00005	-0.00010
23	27	21.06	21.09	-1.60	-2.81	1.60	2.81	0.00413	0.00164
23	27	21.06	21.09	-1.60	-2.81	1.60	2.81	0.00413	0.00166
24	25	21.06	21.06	0.55	0.28	-0.55	-0.28	0.00004	-0.00014

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]
33	25	21.06	21.06	-0.13	-0.07	0.13	0.07	0.00000	-0.00009
33	26	21.06	21.06	0.13	0.07	-0.13	-0.07	0.00000	-0.00019
27	28	21.09	21.08	0.30	0.16	-0.30	-0.16	0.00004	-0.00062
27	31	21.09	21.11	-1.75	-2.89	1.76	2.89	0.00411	0.00163
27	31	21.09	21.11	-1.75	-2.89	1.76	2.89	0.00411	0.00163
28	29	21.08	21.08	0.26	0.13	-0.26	-0.13	0.00000	-0.00008
29	30	21.08	21.08	0.15	0.07	-0.15	-0.07	0.00001	-0.00064
36	31	21.06	21.11	-4.04	0.25	4.05	-0.24	0.01095	0.01122
36	31	21.06	21.11	-4.04	0.25	4.05	-0.24	0.01095	0.01120
81	31	21.06	21.11	-3.22	1.07	3.24	-1.06	0.01459	0.01430
63	64	20.98	20.98	1.36	1.15	-1.36	-1.15	0.00026	0.00007
85	31	114.13	21.11	7.17	6.66	-7.13	-6.01	0.03940	0.65286
31	92	21.11	21.10	-0.17	0.47	0.18	-0.49	0.00054	-0.02193
92	31	21.10	21.11	0.18	-0.49	-0.17	0.47	0.00054	-0.02193
31	96	21.11	21.13	-0.29	0.24	0.29	-0.25	0.00100	-0.00605
96	31	21.13	21.11	0.29	-0.25	-0.29	0.24	0.00100	-0.00605
31	99	21.11	21.40	-6.80	0.35	6.90	-0.20	0.09989	0.14835
32	33	21.06	21.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00000	-0.00007
34	52	21.03	20.99	3.53	1.54	-3.53	-1.54	0.00524	0.00529
34	52	21.03	20.99	3.53	1.54	-3.53	-1.54	0.00524	0.00525
83	34	113.76	21.03	8.31	4.60	-8.26	-3.85	0.04757	0.74522
80	81	21.01	21.06	-2.61	1.28	2.62	-1.27	0.01396	0.01287
34	103	21.03	21.02	0.20	0.32	-0.20	-0.40	0.00008	-0.07730
83	84	113.76	113.90	-3.46	-3.26	3.46	2.97	0.00202	-0.29376
82	87	114.35	114.33	-3.34	2.28	3.34	-2.44	0.00057	-0.15990
46	35	20.93	21.12	-1.93	-0.51	1.94	0.52	0.01622	0.00488
35	76	21.12	21.05	3.43	2.01	-3.42	-2.00	0.00878	0.00893
35	76	21.12	21.05	3.43	2.01	-3.42	-2.00	0.00878	0.00894
94	93	21.00	21.02	0.18	-0.51	-0.18	0.50	0.00219	-0.00522
84	35	113.90	21.12	10.79	5.88	-10.74	-5.05	0.04590	0.82679
36	37	21.06	21.03	3.77	-0.31	-3.76	0.31	0.00516	0.00517
37	36	21.03	21.06	-3.76	0.31	3.77	-0.31	0.00516	0.00514
38	37	21.01	21.03	-3.44	0.39	3.44	-0.38	0.00368	0.00367
38	37	21.01	21.03	-3.44	0.39	3.44	-0.38	0.00368	0.00367
39	38	20.94	21.01	-5.45	1.00	5.47	-0.97	0.02492	0.02685
39	40	20.94	20.93	3.65	-1.20	-3.65	1.20	0.00135	0.00133
40	41	20.93	20.92	2.35	-1.39	-2.34	1.39	0.00401	0.00361
41	42	20.92	20.92	1.69	-1.52	-1.69	1.52	0.00071	0.00056
42	43	20.92	20.93	0.23	-1.74	-0.23	1.74	0.00014	0.00008
44	43	20.91	20.93	-3.07	-0.78	3.08	0.79	0.00203	0.00195
46	43	20.93	20.93	2.85	2.53	-2.85	-2.52	0.00066	0.00066
45	44	20.91	20.91	-1.92	-0.50	1.92	0.50	0.00011	0.00008
46	47	20.93	20.94	1.01	-1.50	-1.00	1.50	0.00089	0.00053
47	48	20.94	20.94	0.09	-1.78	-0.09	1.78	0.00073	0.00042
48	49	20.94	20.95	-0.80	-1.99	0.80	1.99	0.00063	0.00047
49	50	20.95	20.97	-1.37	-2.13	1.37	2.13	0.00175	0.00151
50	51	20.97	20.98	-1.71	-2.22	1.71	2.22	0.00072	0.00063
74	51	20.97	20.98	-2.78	0.77	2.79	-0.76	0.00258	0.00121
51	75	20.98	21.02	-2.25	-0.73	2.25	0.73	0.00319	0.00259
51	75	20.98	21.02	-2.25	-0.73	2.25	0.73	0.00319	0.00261
52	53	20.99	20.98	3.94	0.77	-3.94	-0.76	0.00161	0.00158
52	63	20.99	20.98	1.56	1.15	-1.56	-1.15	0.00031	0.00009
52	63	20.99	20.98	1.56	1.15	-1.56	-1.15	0.00031	0.00014
53	54	20.98	20.96	3.77	0.73	-3.77	-0.73	0.00214	0.00216

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]
54	55	20.96	20.95	3.28	0.61	-3.27	-0.61	0.00162	0.00156
55	56	20.95	20.94	2.83	0.56	-2.83	-0.56	0.00121	0.00111
56	57	20.94	20.91	2.38	0.45	-2.38	-0.45	0.00278	0.00232
57	58	20.91	20.89	1.93	0.34	-1.93	-0.34	0.00144	0.00099
58	59	20.89	20.87	1.73	0.34	-1.73	-0.34	0.00148	0.00085
59	60	20.87	20.86	1.24	0.22	-1.24	-0.22	0.00075	0.00003
60	61	20.86	20.85	0.79	0.17	-0.79	-0.17	0.00028	-0.00042
61	62	20.85	20.84	0.49	0.12	-0.49	-0.12	0.00014	-0.00026
34	102	21.03	21.00	1.00	0.45	-1.00	-0.60	0.00121	-0.15376
63	64	20.98	20.98	1.36	1.15	-1.36	-1.15	0.00026	0.00012
64	65	20.98	20.97	1.26	1.15	-1.26	-1.15	0.00071	0.00017
64	65	20.98	20.97	1.26	1.15	-1.26	-1.15	0.00071	0.00021
65	66	20.97	20.97	1.16	1.15	-1.16	-1.15	0.00044	0.00010
65	66	20.97	20.97	1.16	1.15	-1.16	-1.15	0.00044	0.00008
66	67	20.97	20.96	0.56	1.05	-0.56	-1.05	0.00012	0.00000
66	67	20.97	20.96	0.56	1.05	-0.56	-1.05	0.00012	0.00005
67	68	20.96	20.96	0.46	1.05	-0.46	-1.05	0.00016	0.00000
67	68	20.96	20.96	0.46	1.05	-0.46	-1.05	0.00016	-0.00004
68	69	20.96	20.96	0.51	1.91	-0.51	-1.91	0.00064	0.00019
69	70	20.96	20.96	0.11	1.71	-0.11	-1.71	0.00024	0.00006
70	71	20.96	20.96	-0.49	1.51	0.49	-1.51	0.00041	0.00009
71	72	20.96	20.96	-1.29	1.31	1.29	-1.31	0.00163	0.00045
72	73	20.96	20.96	-1.89	1.11	1.89	-1.11	0.00018	0.00006
73	74	20.96	20.97	-2.49	0.91	2.49	-0.91	0.00058	0.00021
75	76	21.02	21.05	-2.68	-0.84	2.69	0.84	0.00300	0.00275
75	76	21.02	21.05	-2.68	-0.84	2.69	0.84	0.00300	0.00277
76	77	21.05	21.03	1.47	2.31	-1.47	-2.31	0.00142	0.00128
77	78	21.03	21.02	0.21	1.87	-0.21	-1.87	0.00067	0.00043
78	79	21.02	21.02	-0.19	1.80	0.19	-1.80	0.00021	0.00012
79	80	21.02	21.01	-1.20	1.59	1.21	-1.59	0.00177	0.00123
16	22	21.04	21.08	-1.46	1.40	1.47	-1.40	0.00972	0.00294
82	86	114.35	114.35	0.43	-0.68	-0.43	0.62	0.00001	-0.05400
7	8	20.99	20.99	0.09	-1.17	-0.09	1.17	0.00012	0.00006
3	4	20.99	20.99	0.74	-1.15	-0.74	1.15	0.00025	0.00000
83	90	113.76	113.85	-4.85	-1.34	4.85	1.05	0.00233	-0.29271
87	84	114.33	113.90	14.28	8.62	-14.25	-8.84	0.02599	-0.22336
87	85	114.33	114.13	7.18	6.47	-7.17	-6.66	0.00544	-0.19637
86	87	114.35	114.33	-2.54	1.76	2.54	-1.98	0.00046	-0.21430
89	87	225.50	114.33	27.50	12.57	-27.33	-10.67	0.16114	1.89965
1	100	21.00	21.00	-0.41	0.20	0.41	-0.20	0.00012	-0.00202
91	90	222.95	113.85	0.00	0.00	0.15	1.39	0.14688	1.38507
92	93	21.10	21.02	-0.18	0.49	0.18	-0.50	0.00181	-0.01389
93	92	21.02	21.10	0.18	-0.50	-0.18	0.49	0.00181	-0.01389
93	94	21.02	21.00	-0.18	0.50	0.18	-0.51	0.00219	-0.00522
1	2	21.00	21.00	0.84	-1.15	-0.84	1.15	0.00117	0.00020
94	95	21.00	20.84	2.82	0.51	-2.80	-0.50	0.02086	0.00720
95	94	20.84	21.00	-2.80	-0.50	2.82	0.51	0.02086	0.00720
96	97	21.13	21.14	-0.29	0.25	0.29	-0.26	0.00158	-0.01316
97	96	21.14	21.13	0.29	-0.26	-0.29	0.25	0.00158	-0.01316
97	98	21.14	21.00	1.71	0.26	-1.70	-0.26	0.01143	0.00293
98	97	21.00	21.14	-1.70	-0.26	1.71	0.26	0.01143	0.00293
100	101	21.00	20.94	1.00	0.20	-1.00	-0.20	0.00261	-0.00053
2	1	21.00	21.00	-0.84	1.15	0.84	-1.15	0.00117	0.00018
								0.99918	4.89137

A4.4. Enel Timișoara soluția optimă, cu surse regenerabile

Tabelul 7.5.14. Date și rezultate noduri

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U _n [kV]	P _c [MW]	Q _c [MVar]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P _i [MW]	Q _i [MVar]
MOSNI220	89	Slack	220.00			1.02500	225.50	0.00	22.51	13.54
SACA110	90	PV	110.00			1.03500	113.85	-0.61	10.00	1.39
SACA220	91	PQ	220.00			1.01339	222.95	-0.61		
PVERD110	85	PQ	110.00			1.03698	114.07	-0.77	0.00	0.00
DUMB110	84	PQ	110.00			1.03507	113.86	-0.81	0.00	0.00
VENUS110	82	PQ	110.00			1.03898	114.29	-0.73	0.00	0.00
DUMBR1	99	PQ	20.00	0.80	0.20	1.06945	21.39	-0.69	7.70	0.00
PVerde3	29	PQ	20.00	0.11	0.06	1.05355	21.07	-1.97	-0.11	-0.06
Surgani2	97	PQ	20.00			1.05751	21.15	-1.05	4.00	0.00
Surgani1	96	PQ	20.00			1.05646	21.13	-1.66		
DUMB20	35	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05554	21.11	-2.75	0.00	0.00
PVERDE20	31	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05493	21.10	-2.01	0.00	0.00
Ghirona1	92	PQ	20.00			1.05462	21.09	-1.94		
PVerde1	27	PQ	20.00			1.05376	21.08	-1.97		
Victo1	16	PQ	20.00			1.05135	21.03	-1.86		
Venus5	6	PQ	20.00	0.34	0.01	1.04820	20.96	-1.73	-0.34	-0.01
PVerde4	30	PQ	20.00	0.15	0.07	1.05343	21.07	-1.98	-0.15	-0.07
VICTO20	22	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05339	21.07	-1.58	0.00	0.00
PVerde5	23	PQ	20.00			1.05254	21.05	-1.92		
PVerde6	24	PQ	20.00	0.03	0.02	1.05245	21.05	-1.93	-0.03	-0.02
PVerde7	25	PQ	20.00	0.42	0.21	1.05235	21.05	-1.93	-0.42	-0.21
PVerde8	33	PQ	20.00			1.05234	21.05	-1.93		
PVerde10	32	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05234	21.05	-1.93	0.00	0.00
PVerde11	81	PQ	20.00	0.60	0.20	1.05233	21.05	-2.34	-0.60	-0.20
PVerde15	36	PQ	20.00	0.54	0.11	1.05232	21.05	-2.19	-0.54	-0.11
PVerde9	26	PQ	20.00	0.13	0.07	1.05231	21.05	-1.93	-0.13	-0.07
Dumb11	76	PQ	20.00			1.05219	21.04	-2.82		
Victo3	14	PQ	20.00			1.05165	21.03	-1.90		
BUCOV20	34	PQ	20.00	0.00	0.00	1.05151	21.03	-3.02	0.00	0.00
Victo2	15	PQ	20.00	0.60	0.00	1.05148	21.03	-1.88	-0.60	0.00
Victo12	19	PQ	20.00	0.74	0.03	1.04825	20.96	-2.04	-0.74	-0.03
Dumb12	77	PQ	20.00	1.25	0.43	1.05136	21.03	-2.81	-1.25	-0.43
BucLes4	103	PQ	20.00	1.20	0.40	1.05129	21.03	-3.01	1.00	0.00
Victo4	13	PQ	20.00	0.40	0.00	1.05114	21.02	-1.89	-0.40	0.00
PVerde16	37	PQ	20.00	0.65	0.14	1.05103	21.02	-2.28	-0.65	-0.14
PVerde14	78	PQ	20.00	0.40	0.08	1.05087	21.02	-2.79	-0.40	-0.08
Dumb10	75	PQ	20.00	0.87	0.21	1.05074	21.01	-2.86	-0.87	-0.21
PVerde13	79	PQ	20.00	1.02	0.20	1.05074	21.01	-2.79	-1.02	-0.20
Victo5	12	PQ	20.00			1.05053	21.01	-1.88		
PVerde12	80	PQ	20.00	1.40	0.31	1.05043	21.01	-2.72	1.40	0.31
BucLes8	102	PQ	20.00	2.00	0.60	1.05017	21.00	-3.02	1.00	0.00
Victo6	11	PQ	20.00	0.60	0.00	1.05008	21.00	-1.87	-0.60	0.00
PVerde17	38	PQ	20.00	1.40	0.20	1.05008	21.00	-2.35	-1.40	-0.20
Victo7	10	PQ	20.00	0.46	0.03	1.04995	21.00	-1.86	-0.46	-0.03
Victo8	9	PQ	20.00	0.57	0.03	1.04985	21.00	-1.86	-0.57	-0.03
Bucov1	52	PQ	20.00			1.04953	20.99	-3.07		

Nume Nod	Nr. Nod	Tip	U_n [kV]	P_c [MW]	Q_c [MVA]	U [u.r.]	U [kV]	δ [grade]	P_i [MW]	Q_i [MVA]
Bucov2	63	PQ	20.00	0.40	0.00	1.04934	20.99	-3.07	-0.40	0.00
Bucov3	64	PQ	20.00	0.20	0.00	1.04917	20.98	-3.07	-0.20	0.00
Victo10	17	PQ	20.00	0.38	0.02	1.04905	20.98	-1.99	-0.38	-0.02
Bucov9	53	PQ	20.00	0.17	0.03	1.04903	20.98	-3.09	-0.17	-0.03
Dumb9	51	PQ	20.00			1.04892	20.98	-2.92		
Bucov4	65	PQ	20.00	0.20	0.00	1.04869	20.97	-3.06	-0.20	0.00
VenusX1	100	PQ	20.00			1.04862	20.97	-1.50	1.41	0.00
VENUS20	1	PQ	20.00	1.60	0.10	1.04855	20.97	-1.53	-1.60	-0.10
Dumb8	50	PQ	20.00	0.33	0.09	1.04851	20.97	-2.92	-0.33	-0.09
Victo11	18	PQ	20.00	0.94	0.05	1.04845	20.97	-2.02	-0.94	-0.05
Bucov5	66	PQ	20.00	1.20	0.20	1.04839	20.97	-3.05	-1.20	-0.20
Venus1	2	PQ	20.00	0.00	0.00	1.04837	20.97	-1.58	0.00	0.00
Victo9	8	PQ	20.00	0.60	0.00	1.04835	20.97	-1.75	-0.60	0.00
Bucov10	54	PQ	20.00	0.49	0.12	1.04833	20.97	-3.12	-0.49	-0.12
Venus6	7	PQ	20.00	0.21	0.01	1.04831	20.97	-1.75	-0.21	-0.01
Bucov6	67	PQ	20.00	0.20	0.00	1.04829	20.97	-3.05	-0.20	0.00
PVerde2	28	PQ	20.00	0.05	0.03	1.05357	21.07	-1.97	-0.05	-0.03
BUCOV110	83	PQ	110.00			1.03401	113.74	-0.76	0.00	0.00
Dumb13	74	PQ	20.00	0.29	0.14	1.04820	20.96	-2.95	-0.29	-0.14
Bucov7	68	PQ	20.00	0.40	0.20	1.04816	20.96	-3.05	-0.40	-0.20
Venus2	3	PQ	20.00	0.20	0.00	1.04810	20.96	-1.65	-0.20	0.00
Victo13	20	PQ	20.00	0.00	0.00	1.04809	20.96	-2.05	0.00	0.00
Venus4	5	PQ	20.00	0.23	0.01	1.04809	20.96	-1.69	-0.23	-0.01
Venus3	4	PQ	20.00	0.52	0.01	1.04807	20.96	-1.66	-0.52	-0.01
Dumb14	73	PQ	20.00	0.60	0.20	1.04803	20.96	-2.96	-0.60	-0.20
Dumb15	72	PQ	20.00	0.60	0.20	1.04799	20.96	-2.96	-0.60	-0.20
Bucov8	69	PQ	20.00	0.40	0.20	1.04790	20.96	-3.03	-0.40	-0.20
Victo14	21	PQ	20.00	0.40	0.00	1.04786	20.96	-2.05	-0.40	0.00
Dumb17	70	PQ	20.00	0.60	0.20	1.04780	20.96	-3.02	-0.60	-0.20
Dumb16	71	PQ	20.00	0.80	0.20	1.04774	20.95	-3.01	-0.80	-0.20
Bucov11	55	PQ	20.00	0.45	0.05	1.04772	20.95	-3.14	-0.45	-0.05
Dumb7	49	PQ	20.00	0.57	0.14	1.04741	20.95	-2.91	-0.57	-0.14
Bucov12	56	PQ	20.00	0.45	0.11	1.04720	20.94	-3.17	-0.45	-0.11
Dumb6	48	PQ	20.00	0.89	0.20	1.04696	20.94	-2.90	-0.89	-0.20
Ghiroda2	93	PQ	20.00			1.04650	20.93	-1.36		
Dumb5	47	PQ	20.00	0.92	0.29	1.04648	20.93	-2.88	-0.92	-0.29
PVerde18	39	PQ	20.00	1.80	0.20	1.04647	20.93	-2.67	-1.80	-0.20
Dumb1	46	PQ	20.00			1.04626	20.93	-2.84		
PVerde19	40	PQ	20.00	1.30	0.19	1.04626	20.93	-2.70	-1.30	-0.19
Dumb2	43	PQ	20.00			1.04598	20.92	-2.85		
PVerde21	42	PQ	20.00	1.46	0.22	1.04589	20.92	-2.84	-1.46	-0.22
PVerde20	41	PQ	20.00	0.66	0.12	1.04587	20.92	-2.82	-0.66	-0.12
Bucov13	57	PQ	20.00	0.45	0.11	1.04576	20.92	-3.23	-0.45	-0.11
VenusX2	101	PQ	20.00	1.00	0.20	1.04566	20.91	-1.57	-1.00	-0.20
Ghiroda3	94	PQ	20.00			1.04533	20.91	-1.09	6.00	0.00
Dumb3	44	PQ	20.00	1.16	0.28	1.04515	20.90	-2.88	-1.16	-0.28
Dumb4	45	PQ	20.00	1.92	0.50	1.04508	20.90	-2.88	-1.92	-0.50
Bucov14	58	PQ	20.00	0.20	0.00	1.04485	20.90	-3.27	-0.20	0.00
Bucov15	59	PQ	20.00	0.49	0.12	1.04380	20.88	-3.31	-0.49	-0.12
Bucov16	60	PQ	20.00	0.45	0.05	1.04306	20.86	-3.34	-0.45	-0.05

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]
Surgani3	98	PQ	20.00	3.40	0.52	1.04265	20.85	-1.27	-3.40	-0.52
Bucov17	61	PQ	20.00	0.30	0.05	1.04262	20.85	-3.36	-0.30	-0.05
Bucov18	62	PQ	20.00	0.49	0.12	1.04231	20.85	-3.37	-0.49	-0.12
MOSNI110	87	PQ	110.00			1.03879	114.27	-0.71		
VICTO110	86	PQ	110.00			1.03901	114.29	-0.74	0.00	0.00
Ghiroda4	95	PQ	20.00	5.60	1.00	1.03717	20.74	-1.20	-5.60	-1.00

Tabelul 7.5.15. Circulații de puteri prin elementele de rețea

Nr. Nod 1	Nr. Nod 2	U ₁ [kV]	U ₂ [kV]	P ₁ [MW]	Q ₁ [MVar]	P ₂ [MW]	Q ₂ [MVar]	ΔP [Mw]	ΔQ [MVar]
3	4	20.96	20.96	0.68	-1.06	-0.68	1.06	0.00022	0.00002
6	7	20.96	20.97	0.14	-1.08	-0.13	1.08	0.00033	-0.00002
5	6	20.96	20.96	0.30	-1.07	-0.30	1.07	0.00072	0.00000
6	7	20.96	20.97	0.14	-1.08	-0.13	1.08	0.00033	-0.00007
7	8	20.97	20.97	0.03	-1.08	-0.03	1.08	0.00011	-0.00001
2	3	20.97	20.96	0.78	-1.06	-0.78	1.06	0.00149	0.00013
82	1	114.29	20.97	2.79	-1.43	-2.76	1.82	0.03071	0.38811
5	6	20.96	20.96	0.30	-1.07	-0.30	1.07	0.00072	-0.00002
11	12	21.00	21.01	-2.17	-2.23	2.18	2.23	0.00132	0.00051
10	11	21.00	21.00	-1.57	-2.22	1.57	2.23	0.00034	0.00013
4	5	20.96	20.96	0.42	-1.06	-0.42	1.06	0.00058	0.00004
12	13	21.01	21.02	-2.18	-2.23	2.18	2.23	0.00176	0.00068
13	14	21.02	21.03	-2.58	-2.23	2.58	2.23	0.00157	0.00063
15	14	21.03	21.03	-0.10	-1.45	0.10	1.45	0.00046	0.00007
15	14	21.03	21.03	-0.10	-1.45	0.10	1.45	0.00046	0.00010
14	23	21.03	21.05	-1.39	-2.56	1.39	2.56	0.00237	0.00126
14	23	21.03	21.05	-1.39	-2.56	1.39	2.56	0.00237	0.00129
16	15	21.03	21.03	0.21	-1.45	-0.20	1.45	0.00056	0.00009
16	15	21.03	21.03	0.21	-1.45	-0.20	1.45	0.00056	0.00014
17	16	20.98	21.03	-2.46	-0.09	2.47	0.10	0.00519	0.00438
16	22	21.03	21.07	-1.44	1.40	1.45	-1.39	0.00953	0.00285
2	3	20.97	20.96	0.78	-1.06	-0.78	1.06	0.00149	0.00016
9	10	21.00	21.00	-1.11	-2.19	1.11	2.19	0.00027	0.00009
86	22	114.29	21.07	2.93	-2.37	-2.90	2.79	0.03193	0.41278
36	37	21.05	21.02	3.68	-0.27	-3.67	0.27	0.00492	0.00489
21	20	20.96	20.96	-0.40	0.00	0.40	0.00	0.00009	-0.00029
4	5	20.96	20.96	0.42	-1.06	-0.42	1.06	0.00058	0.00000
23	24	21.05	21.05	0.58	0.30	-0.58	-0.30	0.00005	-0.00010
23	27	21.05	21.08	-1.68	-2.71	1.68	2.71	0.00403	0.00159
23	27	21.05	21.08	-1.68	-2.71	1.68	2.71	0.00403	0.00161
24	25	21.05	21.05	0.55	0.28	-0.55	-0.28	0.00004	-0.00014
33	25	21.05	21.05	-0.13	-0.07	0.13	0.07	0.00000	-0.00009
33	26	21.05	21.05	0.13	0.07	-0.13	-0.07	0.00000	-0.00019
27	28	21.08	21.07	0.30	0.16	-0.30	-0.16	0.00004	-0.00062
27	31	21.08	21.10	-1.83	-2.79	1.83	2.79	0.00402	0.00159
27	31	21.08	21.10	-1.83	-2.79	1.83	2.79	0.00402	0.00158
28	29	21.07	21.07	0.26	0.13	-0.26	-0.13	0.00000	-0.00008
29	30	21.07	21.07	0.15	0.07	-0.15	-0.07	0.00001	-0.00064
36	31	21.05	21.10	-3.95	0.21	3.96	-0.20	0.01046	0.01067
36	31	21.05	21.10	-3.95	0.21	3.96	-0.20	0.01046	0.01065
81	31	21.05	21.10	-3.09	1.02	3.11	-1.00	0.01341	0.01296
63	64	20.99	20.98	1.48	1.11	-1.48	-1.11	0.00028	0.00008
85	31	114.07	21.10	7.05	6.65	-7.01	-6.00	0.03916	0.64691

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]
31	92	21.10	21.09	-0.17	0.48	0.17	-0.50	0.00057	-0.02189
92	31	21.09	21.10	0.17	-0.50	-0.17	0.48	0.00057	-0.02189
31	96	21.10	21.13	-0.54	0.53	0.55	-0.53	0.00402	-0.00412
68	69	20.96	20.96	0.75	1.82	-0.75	-1.81	0.00063	0.00018
31	99	21.10	21.39	-6.80	0.35	6.90	-0.20	0.09999	0.14850
32	33	21.05	21.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00000	-0.00007
34	52	21.03	20.99	3.65	1.50	-3.65	-1.49	0.00550	0.00558
34	52	21.03	20.99	3.65	1.50	-3.65	-1.49	0.00550	0.00554
83	34	113.74	21.03	8.56	4.52	-8.51	-3.76	0.04833	0.76126
80	81	21.01	21.05	-2.48	1.23	2.49	-1.22	0.01265	0.01139
20	19	20.96	20.96	-0.40	0.00	0.40	0.00	0.00006	-0.00060
35	76	21.11	21.04	3.44	2.00	-3.43	-1.99	0.00881	0.00897
35	76	21.11	21.04	3.44	2.00	-3.43	-1.99	0.00881	0.00897
19	18	20.96	20.97	-1.14	-0.03	1.14	0.03	0.00021	-0.00005
8	9	20.97	21.00	-0.54	-2.16	0.54	2.16	0.00469	0.00155
46	35	20.93	21.11	-1.95	-0.50	1.97	0.50	0.01651	0.00501
94	93	20.91	20.93	0.18	-0.51	-0.18	0.50	0.00221	-0.00515
84	35	113.86	21.11	10.85	5.83	-10.81	-5.00	0.04600	0.82982
97	98	21.15	20.85	3.45	0.54	-3.40	-0.52	0.04635	0.01869
37	36	21.02	21.05	-3.67	0.27	3.68	-0.27	0.00492	0.00487
38	37	21.00	21.02	-3.35	0.35	3.35	-0.34	0.00349	0.00345
38	37	21.00	21.02	-3.35	0.35	3.35	-0.34	0.00349	0.00345
39	38	20.93	21.00	-5.27	0.92	5.29	-0.89	0.02326	0.02497
39	40	20.93	20.93	3.47	-1.12	-3.47	1.12	0.00121	0.00118
40	41	20.93	20.92	2.17	-1.31	-2.17	1.31	0.00346	0.00299
41	42	20.92	20.92	1.51	-1.44	-1.51	1.44	0.00060	0.00043
42	43	20.92	20.92	0.05	-1.66	-0.05	1.66	0.00013	0.00007
44	43	20.90	20.92	-3.07	-0.78	3.08	0.79	0.00203	0.00195
46	43	20.93	20.92	3.02	2.44	-3.02	-2.44	0.00069	0.00069
45	44	20.90	20.90	-1.92	-0.50	1.92	0.50	0.00011	0.00008
46	47	20.93	20.93	0.87	-1.45	-0.87	1.45	0.00079	0.00041
47	48	20.93	20.94	-0.04	-1.74	0.05	1.74	0.00069	0.00038
48	49	20.94	20.95	-0.93	-1.94	0.93	1.94	0.00064	0.00048
49	50	20.95	20.97	-1.50	-2.09	1.51	2.09	0.00181	0.00157
50	51	20.97	20.98	-1.84	-2.18	1.84	2.18	0.00074	0.00066
74	51	20.96	20.98	-2.54	0.67	2.54	-0.67	0.00214	0.00101
51	75	20.98	21.01	-2.19	-0.75	2.19	0.76	0.00308	0.00246
51	75	20.98	21.01	-2.19	-0.75	2.19	0.76	0.00308	0.00247
52	53	20.99	20.98	3.94	0.77	-3.94	-0.76	0.00161	0.00158
52	63	20.99	20.99	1.68	1.11	-1.68	-1.11	0.00033	0.00010
52	63	20.99	20.99	1.68	1.11	-1.68	-1.11	0.00033	0.00015
53	54	20.98	20.97	3.77	0.73	-3.77	-0.73	0.00214	0.00216
54	55	20.97	20.95	3.28	0.61	-3.27	-0.61	0.00162	0.00156
55	56	20.95	20.94	2.83	0.56	-2.83	-0.56	0.00121	0.00111
56	57	20.94	20.92	2.38	0.45	-2.38	-0.45	0.00278	0.00232
57	58	20.92	20.90	1.93	0.34	-1.93	-0.34	0.00144	0.00099
58	59	20.90	20.88	1.73	0.34	-1.73	-0.34	0.00148	0.00085
59	60	20.88	20.86	1.24	0.22	-1.24	-0.22	0.00075	0.00003
60	61	20.86	20.85	0.79	0.17	-0.79	-0.17	0.00028	-0.00042
61	62	20.85	20.85	0.49	0.12	-0.49	-0.12	0.00014	-0.00026
46	35	20.93	21.11	-1.95	-0.50	1.97	0.50	0.01651	0.00499
63	64	20.99	20.98	1.48	1.11	-1.48	-1.11	0.00028	0.00012
64	65	20.98	20.97	1.38	1.11	-1.38	-1.11	0.00077	0.00020
64	65	20.98	20.97	1.38	1.11	-1.38	-1.11	0.00077	0.00023

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]
65	66	20.97	20.97	1.28	1.11	-1.28	-1.11	0.00047	0.00011
65	66	20.97	20.97	1.28	1.11	-1.28	-1.11	0.00047	0.00010
66	67	20.97	20.97	0.68	1.01	-0.68	-1.01	0.00012	0.00001
66	67	20.97	20.97	0.68	1.01	-0.68	-1.01	0.00012	0.00005
67	68	20.97	20.96	0.58	1.01	-0.58	-1.01	0.00016	0.00000
67	68	20.97	20.96	0.58	1.01	-0.58	-1.01	0.00016	-0.00004
18	17	20.97	20.98	-2.08	-0.08	2.08	0.08	0.00114	0.00083
69	70	20.96	20.96	0.35	1.61	-0.35	-1.61	0.00022	0.00005
70	71	20.96	20.95	-0.25	1.41	0.25	-1.41	0.00034	0.00005
71	72	20.95	20.96	-1.05	1.21	1.05	-1.21	0.00124	0.00027
72	73	20.96	20.96	-1.65	1.01	1.65	-1.01	0.00014	0.00004
73	74	20.96	20.96	-2.25	0.81	2.25	-0.81	0.00047	0.00016
75	76	21.01	21.04	-2.63	-0.86	2.63	0.87	0.00291	0.00264
75	76	21.01	21.04	-2.63	-0.86	2.63	0.87	0.00291	0.00266
76	77	21.04	21.03	1.60	2.25	-1.60	-2.25	0.00145	0.00131
77	78	21.03	21.02	0.34	1.82	-0.34	-1.82	0.00065	0.00040
78	79	21.02	21.01	-0.06	1.74	0.06	-1.74	0.00019	0.00011
79	80	21.01	21.01	-1.07	1.54	1.08	-1.54	0.00156	0.00099
87	84	114.27	113.86	9.58	9.54	-9.57	-9.79	0.01721	-0.24944
82	86	114.29	114.29	0.45	-0.73	-0.45	0.68	0.00001	-0.05394
83	90	113.74	113.85	-9.84	-0.28	9.85	0.00	0.00907	-0.27246
34	103	21.03	21.03	0.20	0.32	-0.20	-0.40	0.00008	-0.07733
83	84	113.74	113.86	1.29	-4.25	-1.29	3.95	0.00173	-0.29450
82	87	114.29	114.27	-3.24	2.16	3.24	-2.32	0.00053	-0.15988
87	85	114.27	114.07	7.05	6.46	-7.05	-6.65	0.00533	-0.19651
86	87	114.29	114.27	-2.48	1.69	2.48	-1.91	0.00043	-0.21418
89	87	225.50	114.27	22.51	13.54	-22.36	-11.76	0.15805	1.77497
34	102	21.03	21.00	1.00	0.45	-1.00	-0.60	0.00121	-0.15381
91	90	222.95	113.85	0.00	0.00	0.15	1.39	0.14688	1.38507
92	93	21.09	20.93	-0.35	1.00	0.35	-1.00	0.00742	-0.00528
16	22	21.03	21.07	-1.44	1.40	1.45	-1.39	0.00953	0.00285
93	94	20.93	20.91	-0.18	0.50	0.18	-0.51	0.00221	-0.00515
7	8	20.97	20.97	0.03	-1.08	-0.03	1.08	0.00011	0.00005
94	95	20.91	20.74	2.82	0.51	-2.80	-0.50	0.02105	0.00731
95	94	20.74	20.91	-2.80	-0.50	2.82	0.51	0.02105	0.00731
96	97	21.13	21.15	-0.55	0.53	0.55	-0.54	0.00627	-0.00915
3	4	20.96	20.96	0.68	-1.06	-0.68	1.06	0.00022	-0.00001
1	100	20.97	20.97	-0.41	0.20	0.41	-0.20	0.00012	-0.00201
1	2	20.97	20.97	0.78	-1.06	-0.78	1.06	0.00101	0.00013
100	101	20.97	20.91	1.00	0.20	-1.00	-0.20	0.00261	-0.00052
2	1	20.97	20.97	-0.78	1.06	0.78	-1.06	0.00101	0.00011
								1.01906	4.81806

BIBLIOGRAFIE

1. [Abdelaziz2009] Abdelaziz A.Y., Mekhamer S.F., Badr M.A.L., Mohamed F.M., El-Saadany E.F., A modified particle swarm Algorithm for distribution systems reconfiguration, Power & Energy Society General Meeting, PES '09, Calgary, Canada, 2009, pp.1-8
2. [ANRE2011] Raport privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna septembrie 2011, Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, ANRE, 2011
3. [ANRE2012a] Raport privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna decembrie 2012, Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, ANRE, 2012
4. [ANRE2012b] RAPORT de monitorizare a sistemului de promovare a E-SRE în anul 2012
5. [Aoki1990] Aoki K., Nara K., Satoh., Kitagawa M., Yamanaka K., New approximate method for distribution system planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.5, nr.1, 1990, pp.126-132
6. [Asakura2003] Asakura T., Genji T., Yura T., Hayashi N., Fukuyama Y., Long-term distribution network expansion planning by network reconfiguration and generation of construction plans, IEEE Transactions on Power Systems, vol.18, nr.3, 2003, pp.1196-1204
7. [Barb2009] Bărbulescu C., Managementul congestiilor în condițiile pieței libere a energiei, Teză de doctorat, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, 2009
8. [Bergen2000] Bergen A.R., Vittal V., Power Systems Analysis, Prentice Hall, 2000
9. [Berian2010] Berian S., Cercetări Privind Potențialul Transdisciplinar al Mecatronicii, Teză de doctorat, Facultatea de Mecanică, Universitatea Tehnică din Cluj-Napoca, 2010
10. [Bijaya2011] Bijaya K.P., Yuhui S., Meng-Hiot L., Handbook of Swarm Intelligence, Concepts, Principles and Applications, Springer, Berlin Heidelberg, 2011
11. [Bishop1992] Bishop J.M., Torr P., The stochastic search network, Linggard R., Myers D.J., Nightingale C. (Eds.), Neural networks for images, speech and natural language, Chapman & Hall, New York, S.U.A., 1992, pp.370-387
12. [Blanchard1996] Blanchard M., Delorme L., Simard C., Nadeau Y., Experience with optimization software for distribution system planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol.11, nr.4, 1996, pp.1891-1898
13. [Bonabeau1999] Bonabeau E., Dorigo M., Theraulaz G., Swarm intelligence: From natural to artificial systems, Oxford University Press, S.U.A., 1999
14. [Borozan1997] Borozan V., Rajakovic N., Application assessments of distribution network minimum loss reconfiguration, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, 1997, pp.1786-1792
15. [Brauner1994] Brauner G., Zobel M., Knowledge based planning of distribution networks, IEEE Transactions on Power Systems, vol.9, nr.2, 1994, pp.942-948
16. [Buygi2003] Buygi M.O., Shanechi H.M., Balzer G., Shahidehpour M., Transmission planning approaches in restructured power systems, IEEE Power Tech Conference, Bolognea, Italia, 2003, 7 pp.

17. [Buygi2004] Buygi M.O., Balzer G., Shanechi H.M., Shahidehpour M., Market-based transmission expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.19, nr.4, 2004, pp.2060-2067
18. [Bykra2010] Byrka J., Grandoni F., Rothvoss T., Sanita L., An Improved LP-based Approximation for Steiner Tree". *Proceedings of the 42nd ACM symposium on Theory of computing*, 2010, p. 583-592
19. [Byrd2006] Byrd R.H., Nocedal J., Waltz R.A., *KNITRO: An integrated package for nonlinear optimization,* in *Large-Scale Nonlinear Optimization*, Springer Verlag, 2006
20. [Carrano2007] Carrano E.G., Guimaraes F.G., Takahashi R.H.C., Neto O.M., Campelo F., Electric distribution network expansion under load-evolution uncertainty using an immune system inspired algorithm, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.22, nr.2, 2007, pp.851-861
21. [Carreno2008] Carreno E.M., Romero R., Padilha-Feltrin A., An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.23, nr.4, 2008, pp.1542-1551
22. [Carvalho2000] Carvalho P.M.S., Ferreira L.A.F.M., Lobo F.G., Barruncho L.M.F., Distribution network expansion planning under uncertainty: A hedging algorithm in an evolutionary approach, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.15, nr.1, 2000, pp.412-416
23. [Chen1989] Chen J.-L., Hsu Y.-Y., An expert system for load allocation in distribution expansion planning, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.4, nr.3, 1989, pp.1910-1918
24. [Chouhan2009] Chouhan S., Hui Wan, Lai H.J., Feliachi A., Choudhry M.A., Intelligent reconfiguration of smart distribution network using multi-agent technology, *Power & Energy Society General Meeting, PES '09, Calgary, Canada*, 2009, pp.1-6
25. [CIGRE1995] CIGRE WG 37.10, Methods for planning under uncertainty: toward flexibility in power system development, *Electra*, no. 161, 1995, pp. 143-163
26. [Civanlar1985] Civanlar S., Grainger J.J., Volt/Var control on distribution systems with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulators. Part III: The numerical results, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.PAS-104, nr.11, 1985, pp.3291-3297
27. [CodRED] Codul Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție, Revizia I, Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, Aprobat prin Ordinul ANRE nr.128/11.12.2008
28. [Cornoiu2011] Cornoiu M., Bărbulescu C., Jigoria-Oprea D., Kilyeni Șt., Proștean G., **Teslovan R.**, Power Quality Monitoring and Analysis. Case Study for 220/110 kV Substation, *Proceedings of the IEEE 3th International Symposium on Exploitation of Renewable Energy Sources, EXPRES 2011, Subotica, Serbia*, 2011, pp.133-138
29. [Cossi2009] Cossi A.M., Romero R., Mantovani J.R.S., Planning and projects of secondary electric power distribution systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.24, nr.3, 2009, pp.1599-1608
30. [Cristian2013] Cristian D.P., **Teslovan R.**, Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Simo A., PSO Based OPF Algorithm, *Proceedings of the IEEE Region 8 Conference EUROCON 2013, Zagreb, Croția*, 2013, pp.1235-1242
31. [Cristian2013a] Cristian P.D., Planificarea extinderii sistemelor electroenergetice complexe utilizând tehnici de inteligență artificială, Teză de doctorat, Universitatea Politehnica Timișoara, 2013
32. [CVEE2005] "Cartea verde a eficienței energetice", Comisia europeană, 2005, <http://www.alea.ro/legislatie-europeana>

33. [Dawkins1976] Dawkins R., *The selfish gene*, Ed a 2-a, Editura Oxford University Press, New York, 1989
34. [Delbem2005] Delbem A.C.B., de Carvalho A.C.Pd.L.F., Bretas N.G., Main chain representation for evolutionary algorithms applied to distribution system reconfiguration, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.20, nr.1, 2005, pp. 425-436
35. [deMeyer2004] de Meyer K., *Foundations of Stochastic Diffusion Search*, Teză de doctorat, Department of Cybernetics, University of Reading, UK, 2004
36. [DEX1998] www.dexonline.ro
37. [Diaz2002] Diaz-Dorado E., Cidras J., Miguez E., Application of evolutionary algorithms for the planning of urban distribution networks of medium voltage, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.17, nr.3, 2002, pp.879-884
38. [Dorigo2004] Dorigo M., Stützle T., *Ant colony optimization*. *Journal of Artificial Intelligence*, Elsevier, vol.165, nr.2, 2005, pp.261-264
39. [Dumbrava1999] Dumbrava V., Miclescu T., Bazacliu G., Tehnici noi de reconfigurare a schemelor de exploatare pentru rețelele urbane de distribuție, *Energetica*, vol.47, nr.8-9, 1999, pp.357-363
40. [EC2013] European Commission, *Quarterly Report on European Electricity Markets*, vol.6, Second quarter 2013
41. [EIA2013] U.S Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2013 With Projections to 2040*, July 2013
42. [Eib2007] Eiben A.E., Smith J.E., *The first comprehensive text book on evolutionary computing: Introduction to Evolutionary Computing*, Springer, 2007
43. [Electrica2013] <http://www.electrica.ro/domenii-de-activitate/distributie>
44. [El-Hawary2008] El-Hawary M.E., *Introduction to electrical power systems*, John Wiley & Sons, IEEE Press, 2008
45. [El-Khattam2005] El-Khattam W., Hegazy Y.G., Salama M.M.A., An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.20, nr.2, 2005, pp.1158-1165
46. [Eremia1985] Eremia M., Crișciu H., Ungureanu B., Bulac C., *Analiza asistată de calculator a regimurilor sistemelor electroenergetice*, Editura Tehnică București, 1985
47. [Eremia2006] Eremia M., *Electric Power Systems. Vol I: Electric networks*, Editura Academiei Române, București, 2006
48. [Fajardo2008a] Fajardo O.F., Vargas A., Reconfiguration of MV Distribution Networks With Multicost and Multipoint Alternative Supply, Part I : Economic Dispatch Through Radialization, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.23, nr.3, 2008, pp.1393-1400
49. [Fajardo2008b] Fajardo O.F., Vargas A., Reconfiguration of MV Distribution Networks With Multicost and Multipoint Alternative Supply, Part II: Reconfiguration Plan, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.23, nr.3, 2008, pp.1401-1407
50. [Falaghi2009] Falaghi H., Haghifam M., Singh C, Ant Colony Optimization – Based Method for Placement of Sectionalizing Switches in Distribution Networks Using a Fuzzy Multiobjective Approach, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.24, nr.1, 2009, pp.268-276
51. [Fan1996] Fan J.-Y., Zhang L., McDonald J., Distribution network reconfiguration: Single loop optimization, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.11, nr.1, 1996, pp.181-189
52. [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

53. [Fan2012] Fan M., Vittal V., Heydt G.T., Ayyanar R., Probabilistic power flow analysis with generation dispatch including photovoltaic resources, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.28, nr.2, 2012, pp.1797-1805
54. [Farahani2010] Farahani V., Sadeghi S.H.H., Askarian H., Mazlumi K., An improved reconfiguration method for maximum loss reduction using Discrete Genetic algorithm, *The 4th International Power Engineering and Optimization*, PEOCO 2010, Shah Alam, Selangor, Malaezia, 2010, pp.178-183
55. [Fletcher2007a] Fletcher R.H., Strunz K., Optimal distribution system horizon planning-part I: Formulation, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.22, nr.2, 2007, pp.791-799
56. [Fletcher2007b] Fletcher R.H., Strunz K., Optimal distribution system horizon planning-part II: Application, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.22, nr.2, 2007, pp.862-870
57. [Gallego1998] Gallego R.A., Monticelli A., 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
58. [Ganguly2013] Ganguly S., Sahoo N.C., Das D., Multi-objective particle swarm optimization based on fuzzy-Pareto-dominance for possibilistic planning of electrical distribution systems incorporating distributed generation, *Fuzzy Sets and Systems*, 2013, pp.47-73
59. [Gavrilaş1999] Gavrilaş M., *Calcul numeric cu aplicații în Turbo Pascal*, Editura Gh. Asachi, Iași, 1999
60. [Glover2006] Glover J.D., Sarma M.S., *Power system analysis and design*, 4th Edition, Prentice Hall, 2006
61. [Gol1989] Goldberg D.E., *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*, Addison Wesley, 1989
62. [Gomez2004] Gomez J.F., Khodr H.M., De Oliveira P.M., Ocque L., Yusta J.M., Villasana R., Urdaneta A.J., Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.19, nr.2, 2004, pp.996-1004
63. [Gonen1981] Gonen T., Foote B.L., "Distribution System Planning Using Mixed-Integer Programming", *IEE Proceedings*, vol. 128, Part C, nr. 2, 1981
64. [Gonen1987] Gonen T., Ramirez-Rosado I.J., Optimal Multi-stage planning of power distribution systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.2, nr.2, 1987, pp.512-519
65. [Goswami1997] Goswami S.K., Distribution system planning using branch exchange technique, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.12, nr.2, 1997, pp.718-723
66. [Haffner2008a] Haffner S., Pereira L.F.A., Pereira L.A., Barreto L.S., Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation-part I: Problem formulation, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.23, nr.2, 2008, pp.915-923
67. [Haffner2008b] Haffner S., Pereira L.F.A., Pereira L.A., Barreto L.S., Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation-part II: Numerical results, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.23, nr.2, 2008, pp.915-923
68. [Hau2004] Haupt R.L., Haupt S.E., *Practical Genetic Algorithms*, Ed. II, John Wiley & Sons, Inc., 2004
69. [Holl1975] Holland J.H., *Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to biology, control and artificial intelligence*. MIT Press, 1975

70. [Hsu1990] Hsu Y.-Y., Chen J.-L., Distribution planning using a knowledge-based system, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.5, nr.3, 1990, pp.1514-1519
71. [Hu2003] Hu Z., Wang H., Taylor G.A., Volt/VAr control in distribution systems using a time-interval based approach, *IEEE Proceedings - Generation, Transmission, Distribution*, vol.150, nr.5, 2003, pp.548-554
72. [Jamali2005] Jamali S., Shateri H., Optimal application of reclosers and sectionalizers to reduce non-distributed energy in distribution networks, 18th International Conference on Electricity Distribution, CIREN 2005, Torino, Italia, 2005, pp.1-5
73. [Jazebi2008] Jazebi S., Hosseinian S.H., Pooyan M., Vahidi B., Performance comparison of GA and DEA in solving distribution system reconfiguration problem, *Optimization of Electrical and Electronic Equipment*, 11th International Conference on, OPTIM 2008, Braşo, România, 2008, pp.185-190
74. [Jonnavithula1996] Jonnavithula S., Billinton R., Minimum cost analysis of feeder routing in distribution system planning, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.11, nr.4, 1996, pp.1935-1940
75. [Karaboga2005] Karaboga D., An idea based on honey bee swarm for numerical optimization. Technical Report TR06, Erciyes University, Engineering Faculty, Computer Engineering Department, 2005
76. [Kennedy1995] Kennedy J., Eberhart R.C., Particle swarm optimization, *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks*, Perth, Australia, 1995, pp.1942-1948
77. [Khator1997] Khator S.K., Leung L.C., Power distribution planning: A review of models and issues, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.12, nr.3, 1997, pp.1151-1159
78. [Khodaei2010] Khodaei A., Shahidehpour M., Kamalinia S., Transmission switching in expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.25, nr.3, 2010, pp.1722-1733
79. [Kilyeni1998a] Kilyeni St., Nemes M., Moga M., Buta A., Lustrea B., Velicescu C., Surianu F., Sistem test de 13 noduri, Simpozionul Naţional de Electroenergetică, Timișoara, vol.2, p.77-82
80. [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
81. [Kilyeni2011] Kilyeni St., Metode numerice. Algoritme, programe de calcul, aplicații în energetică, Ed. A 4-a, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2011
82. [Kilyeni2012] Kilyeni St., Tehnici de optimizare în inginerie energetică, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2012
83. [Kuwabara1997] Kuwabara H., Nara K., Multi-year and Multi-state distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.12, nr.1, 1997, pp.457-463
84. [Lavaroto2010] Lavaroto M., Rider M.J., Garcia A.V., Romero R., A constructive heuristic algorithm for distribution system planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.25, nr.3, 2010, pp.1734-1742
85. [Lavaroto2012] Lavaroto M., Franco J.F., Rider M.J., Romero R., Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.27, nr.1, 2012, pp.172-180
86. [Li2012] Li Z., Li F., Yuan Y., Transmission use of system charges based on trade-offs between short-run operation cost and long-run investment cost, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.28, nr.1, 2012, pp.559-561
87. [Loter02011] Lotero R.C., Contreras J., Distribution system planning with reliability, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.26, nr.4, 2011, pp.2552-2562

88. [Lu2007] Lu W., Bompard E., Napoli R., Jiang X., Heuristic procedures for transmission planning in competitive electricity markets, *Electric Power Systems Research* 77, 2007, pp.1337-1348
89. [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
90. [Maniezzo2004] Maniezzo V., Gambardella L.M., de Luigi F., Ant Colony Optimization, Istituto Dalle Molle di Studi sull'Intelligenza Artificiale (IDSIA), Faculty of Informatics of the University of Lugano, 2004, pp.1-21
91. [Marin1998] Marin A., Salmeron J., Electric capacity expansion under uncertain demand: Decomposition approaches, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.13, nr.2, 1998, pp.333-339
92. [Martins2011] Martins V.F., Borges C.L.T., Active distribution network integrated planning incorporating distributed generation and load response uncertainties, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.26, nr.4, 2011, pp.2164-2172
93. [MatPower], <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>
94. [McCusker2002] McCusker S.A., Hobbs B.F., Ji Y., *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.17, nr.2, 2002, pp.497-505
95. [McDermott1998] McDermott T.E., A heuristic nonlinear constructive method for electric power distribution system reconfiguration, Teză de doctorat, Institutul Politehnic Virginia, 1998
96. [Micu2007] Micu D.D., Ceclan A., Metode numerice. Aplicații în ingineria electrică. Programe și algoritmi Mathcad, Editura Mediamira
97. [Miguez2002] Miguez E., Cidras J., Diaz-Dorado E., Garcias-Dornelas J.L., *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.17, nr.4, 2002, pp.931-936
98. [Miranda1994] Miranda V., Ranito J.V., Proenca L.M., Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.9, nr.4, 1994, pp.1927 -1932
99. [Molnar2012] Molnar-Matei F., Andea P., Pană A., **Teslovan R.**, Double Circuit 110 kV Overhead Line Magnetic Field Analysis, Proceedings of the IEEE 16th Mediterranean Electrotechnical Conference, MELECON 2012, Yasmine Hammamet, Tunisia, 2012, pp.780-783
100. [Momoh2008] Momoh A.J., Electric power system applications of optimization, Howard University, Second Edition, CRC Press, 2008
101. [Monticelli1982] Monticelli A., Santos Jr A., Pereira M.V.F., Cunha S.H., Parker B.J., Praca J.C.G., Interactive Transmission Network Planning Using A Least-Effort Criterion, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol.101, nr.10, 1982, pp.3919-3925
102. [Muh94] Mühlenbein, H., The Breeder Genetic Algorithm - a provable optimal search algorithm and its application. Colloquium on Applications of Genetic Algorithms, IEE 94/067, London, 1994
103. [Nahman2008] Nahman J.M., Peric D.M., Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.23, nr.2, 2008, pp.790-795
104. [Najafi2009] Najafi S., Hosseinian S.H., Abedi M., Vahidnia A., Abachezadeh S., A framework for optimal planning in large distribution networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.24, nr.2, 2009, pp.1019-1028
105. [Nara1991] Nara K., Satoh T., Aoki K., Kitagawa M., Multi-year expansion planning for distribution systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.6, nr.3, 1991, pp.952-958

106. [Nara1992] Nara K., Satoh T., Kuwabara H., Aoki K., Kitagawa M., Ishihara T., Distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.7, nr.1, 1992, pp.208-214
107. [Nara1994] Nara K., Kuwabara H., Kitagawa M., Ohtaka K., Algorithm for expansion planning in distribution systems taking faults into consideration, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.9, nr.1, 1994, pp.324-330
108. [Năslău2005] Năslău P., Negrea R., Cădăriu L., Căruntu B., Popescu D., Balmez M., Dumitrașcu C., *Matematici asistate de calculator*, Politehnica, Timișoara, 2005.
109. [Page1990] Page R., Nishikawara K., Stromotich F., The 4x6 network: Distribution system applications, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.5, nr.1, 1990, pp.284-289
110. [Parso2002a] Parsopoulos K.E., Tasoulis D.K., Vrahatis M.N., Multi-objective optimization using parallel vector evaluated particle swarm optimization, *Proceedings of the 2004 IASTED International Conference on Artificial Intelligence and Applications, AIA 2004, Innsbruck, Austria, 2004*, pp.823-828
111. [Parso2002b] Parsopoulos K.E., Vrahatis M.N., Modification of the particle swarm optimizer for locating all the global minima. In Kurkova V., Steele N.C., Neruda R., Karny M., *Artificial Neural Networks and Genetic Algorithms*, Vienna, Austria, Springer 2001, pp.324-327
112. [Parsop2010] Parsopoulos K.E., Vrahatis M.N., *Particle Swarm Optimization and Intelligence: Advances and Applications*, Editura IGI Global, Hershey SUA, 2010
113. [PEE2007] "O Politică Energetică pentru Europa ", Comisia europeană, 2007, <http://www.alea.ro/res/o-politica-energetica-pentru-europa.pdf>
114. [Piccolo2009] Piccolo A., Siano P., Evaluating the impact of network investment deferral on distributed generation expansion, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.24, nr.3, 2009, pp.1559-1567
115. [Ponnaivaikko1981] Ponnaivaikko M., Prakasa Rao K.S., Optimal Distribution System Planning, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol.100, nr.6, 1981, pp.2969-2977
116. [Powerworld] Powerworld, User's guide: <http://www.powerworld.com/>
117. [Precup2007] Precup R.E., *Matematici asistate de calculator. Algoritmuri*, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2007
118. [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
119. [Ramirez1991] Ramirez-Rosado I.J., Gonen T., Pseudodynamic planning for expansion of power distribution systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.6, nr.1, 1991, pp.245-254
120. [Ramirez1998] Ramirez-Rosado I.J., Bernal-Agustin J.L., Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.13, nr.2, 1998, pp.696-703
121. [Ramirez2001] Ramirez-Rosado I.J., Bernal-Agustin J.L., Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.16, nr.1, 2001, pp.111-118
122. [Ramos2001] Ramos E.R., Martinez-Ramos J.L., Exposito A.G., Salado A.J.U., Optimal reconfiguration of distribution networks for power loss reduction, *IEEE Porto Power Tech Conference, PowerTech 2001, Porto, Portugal, 2001*, pp. 1-5
123. [Sahoo2012] Sahoo N.C., Ganguly S., Das D., Fuzzy – Pareto – dominance driven possibilistic model based planning of electrical distribution systems using multi – objective particle swarm optimization, *Expert Systems with Applications* 39, 2012, pp. 881-893

124. [Sawa2009] Sawa T., Radial network reconfiguration method in distribution system using mutation Particle Swarm Optimization, IEEE Bucharest Power Tech Conference, PowerTech 2009, București, România, 2009, pp.1-6
125. [Sedghi2012] Sedghi Mahdi, Aliakbar-Golkar Masoud, Haghifam Mahmoud-Reza, Optimal reliable distribution network expansion planning using improved PSO algorithm, CIRED Workshop, Lisabona, Portugalia, 2012, pp.1-4
126. [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, Nanjing, China, pp.1430-1435
127. [Shirmo1989] Shirmohammadi D., Hong H.W., Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction, IEEE Transactions on Power Delivery, vol.4, nr.2, 1989, pp.1492-1498
128. [Shirmo1992] Shirmohammadi D., Service restoration in distribution networks via network reconfiguration, IEEE Transactions on Power Delivery, vol.7, nr.1, 1992, pp.952-958
129. [Solomonesc2012] Solomonesc F., **Teslovan R.**, Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Cristian P.D., Genetic Algorithm Power Flow Computing Approach, Proceedings of the 47th International Universities Power Engineering Conference, UPEC2012, Londra, UK, 2012, pp.1-6
130. [Solomonesc2013] Solomonesc C.F., Planificarea extinderii rețelelor de transport al energiei electrice utilizând tehnici de calcul evolutiv, Teză de doctorat, Universitatea Politehnica Timișoara, 2013
131. [Soroudi2011] Soroudi A., Ehsan M., Caire R., Hadjsaid N., Possibilistic evaluation of distributed generations impacts on distribution networks, IEEE Transactions on Power Systems, vol.26, nr.4, 2011, pp.2293-2301
132. [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
133. [Sun1982] Sun D.I., Farris D.R., Cote P.J., Shoults R.R., Chen M.S., Optimal distribution substation and primary feeder planning via the fixed charge network formulation, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.101, nr.3, 1982, pp.602-609
134. [Tănase2009] Tănase Gh., Contribuții privind utilizarea sistemelor expert pentru monitorizarea și diagnoza regimurilor de funcționare a rețelelor electrice, Teză de doctorat, Universitatea Politehnica Timișoara, 2009
135. [Tang1996] Tang Y., Power distribution system planning with reliability modeling and optimization, IEEE Transactions on Power Systems, vol.11, nr.3, 1996, pp.1643-1647
136. [Teslovan2011] **Teslovan R.P.**, Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Jigoria-Oprea D., Western Romanian Power System Expansion Considering the Renewable Energy Sources, Workshop nr.1 „Cercetări doctorale în domeniul tehnic” Contract: POSDRU/107/1.5/S/77265 „Spre cariere de cercetare prin studii doctorale”, Universitatea „Politehnică” din Timișoara, Timișoara, România, 2011, pp.1-4
137. [Teslovan2012a] **Teslovan R.P.**, Solomonesc F., Genetic Algorithm based Power Flow, Workshop nr.2 „Cercetări doctorale în domeniul tehnic” Contract: POSDRU/107/1.5/S/77265 „Spre cariere de cercetare prin studii doctorale”, Universitatea din Oradea, Oradea, România, 2012, pp.1-4
138. [Teslovan2012b] **Teslovan R.P.**, Raport științific nr.1 cu rezultate intermediare ale cercetării, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electro-tehnică și Electroenergetică, Departamentul de Electroenergetică, Timișoara, 2012

139. [Teslovan2013a] **Teslovan R.P.**, Distribution test power systems analysis and optimization, Workshop nr.3 „Cercetări doctorale în domeniul tehnic” Contract: POSDRU/107/1.5/S/77265 „Spre cariere de cercetare prin studii doctorale”, Universitatea din Pitești, Pitești, România, 2013, pp.1-4
140. [Teslovan2013b] **Teslovan R.P.**, Raport științific nr.2 cu rezultate intermediare ale cercetării, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Departamentul de Electroenergetică, Timișoara, 2013
141. [Trans2013] Planul de dezvoltare al RET perioada 2014-2023, CNTEE Trans-electrica SA, București, 2013
142. [Ulinuha2011] Ulinuha A., Masoum M.A.S., Islam S., Hybrid genetic-fuzzy algorithm for volt/var/total harmonic distortion control of distribution systems with high penetration of non-linear loads, IET Generation, Transmission & Distribution, vol.5, 2011, pp.425-439
143. [UPT2013] Contract UPT 43/2013, Analiza și optimizarea regimurilor de funcționare pentru rețeaua electrică de distribuție din zona Electrica Muntenia Nord, Servelect Cluj-Napoca, Director Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni
144. [UPT2013a] Contract UPT 70/2013, Integrarea în sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Făget, Instal 5F Construct Timisoara, Director Șef lucr.dr.ing. Constantin Bărbulescu
145. [UPT2013b] Contract UPT 71/2013, Integrarea în sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Dumbrava, Green Points Timisoara, Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni
146. [UPT2013c] Contract UPT 80/2013, Integrarea în sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Cozla si Giulvaz, Mino Energy Timisoara, Director Șef lucr.dr.ing. Constantin Bărbulescu
147. [UPT2013d] Contract UPT 97/2013, Integrarea în sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Satchinez, Duepi Energy Timisoara, Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni
148. [UPT2013e] Contract UPT 97/2013, Integrarea în sistemul electroenergetic a centralelor fotovoltaice din zona Satchinez, Duepi Energy Timisoara, Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni
149. [UPT2014] Contract UPT 27/2014, Analiza și optimizarea regimurilor de funcționare pentru rețeaua electrică de distribuție din zona Enel Dobrogea, Servelect Cluj-Napoca, Director Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni
150. [Vaziri2004a] Vaziri M., Tomsovic K., Bose A., Numerical analyses of a directed graph formulation of the multistage distribution expansion problem, IEEE Transactions on Power Delivery, vol.19, nr.3, 2004, pp.1348-1354
151. [Vaziri2004b] Vaziri M., Tomsovic K., Bose A., A direct graph formulation of the multistage distribution expansion problem, IEEE Transactions on Power Delivery, vol.19, nr.3, 2004, pp.1335-1341
152. [Vătău2011] Vătău D., Alexa F., Crăciunescu A., **Teslovan R.**, Sustainable Development Oriented Power Plant Environmental Impact Analysis, Proceedings of the IEEE 6th International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics, SACI 2011, Timișoara, România, 2011, pp.599-602
153. [Vuc2013] Vuc Gh., Borlea I., Jigoria-Oprea D., Teslovan R., Virtual Power Plant strategy for Renewable Resources Aggregation, Proceedings of the IEEE Region 8 Conference EUROCON 2013, Zagreb, Croația, 2013, pp.737-743
154. [Wang2007] Wang L., Mazumdar M., Using a system model to decompose the effects of influential factors on locational marginal prices, IEEE Transactions on Power Systems, vol.22, nr.4, 2007, pp.1456-1465

155. [Wang2008] Wang C., Cheng H.Z., Optimization of network configuration in large distribution systems using plant growth simulation algorithm, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.23, nr.1, 2008, pp.119-126
156. [Wang2011] Wang D.T.-C., Ochoa L.F., Harrison G.P., Modified GA and data envelopment analysis for multistage distribution network expansion planning under uncertainty, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.26, nr.2, 2011, pp.897-904
157. [webABC] <http://mf.erciyes.edu.tr/abc/>
158. [webSDS] http://www.scholarpedia.org/article/Stochastic_diffusion_search
159. [webPSO] http://www.scholarpedia.org/article/Particle_swarm_optimization
160. [Wei2010] Weise T., *Global optimization algorithms – theory and application*, <http://www.it-weise.de/>, 2010
161. [Whitaker2002] Whitaker R. M., Hurley S., An agent based approach to site selection for wireless networks, *Proceedings of the ACM Symposium on Applied Computing*, Madrid, Spania, 2002, pp.574-577
162. [wikiEC] http://en.wikipedia.org/wiki/Evolutionary_computation, 2012
163. [wikiMeme] <http://en.wikipedia.org/wiki/Meme>
164. [Wu2010] Wu Y.-K., Lee C.-Y., Liu L.-C., Tsai S.-H., Study of reconfiguration for the distribution system with distributed generators, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.25, nr.3, 2010, pp.1678-1685
165. [Yang2008] Yang G.Y., Dong Z.Y., Wong K.P., A modified differential evolution algorithm with fitness sharing for power system planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.23, nr.2, 2008, 514-522
166. [Youssef1988] Youssef H.K., Hackam R., Dynamic solution of distribution planning in intermediate time range, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.3, nr.1, 1988, pp.341-348
167. [Zhang2011] Zhang P., Li W., Wang S., Reliability-oriented distribution network reconfiguration considering uncertainties of data by interval analysis, *Electrical Power and Energy Systems* 34, Elsevier 2011, pp.138-144
168. [Zhu2009] Zhu Jizhong, Xiaofu Xiong, Jun Zhang, Guanquan Shen, Qiuping Xu, Yi Xue, A rule based comprehensive approach for reconfiguration of electrical distribution network, *Electric Power Systems Research* 79, 2009, pp. 311-315

SINTEZĂ PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII

1. Cornoiu M., Barbulescu C., Jigoria-Oprea D., Kilyeni St., Prostean G., **Teslovan R.**, Power Quality Monitoring and Analysis. Case Study for 220/110 kV Substation, Proceedings of the IEEE 3th International Symposium on Exploitation of Renewable Energy Sources, EXPRES 2011, Subotica, Serbia, 2011, pp.133-138 **(BDI)**
2. Vatau D., Alexa F., Craciunescu A., **Teslovan R.**, Sustainable Development Oriented Power Plant Environmental Impact Analysis, Proceedings of the IEEE 6th International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics, SACI 2011, Timișoara, România, 2011, pp.599-602 **(BDI)**
3. **Teslovan R.**, Kilyeni St., Barbulescu C., Jigoria-Oprea D., Western Romanian Power System Expansion Considering the Renewable Energy Sources, Workshop nr.1 „Cercetări doctorale în domeniul tehnic” Contract: POSDRU/107/1.5/ S/77265 „Spre cariere de cercetare prin studii doctorale”, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, Timișoara, România, 2011, pp.1-4
4. Molnar-Matei F., Andea P., Pana A., **Teslovan R.**, Double Circuit 110 kV Overhead Line Magnetic Field Analysis, Proceedings of the IEEE 16th Mediterranean Electrotechnical Conference, MELECON 2012, Yasmine Hammamet, Tunisia, 2012, pp.780-783 **(ISI)**
5. Solomonesc F., **Teslovan R.**, Barbulescu C., Kilyeni St., Cristian D., Genetic Algorithm Power Flow Computing Approach, Proceedings of the 47th International Universities Power Engineering Conference, UPEC2012, Londra, UK, 2012, pp.1-6 **(BDI)**
6. **Teslovan R.**, Solomonesc F., Genetic Algorithm based Power Flow, Workshop nr.2 „Cercetări doctorale în domeniul tehnic” Contract: POSDRU/107/1.5/ S/77265 „Spre cariere de cercetare prin studii doctorale”, Universitatea din Oradea, Oradea, România, 2012, pp.1-4
7. **Teslovan R.**, Distribution test power systems analysis and optimization, Workshop nr.3 „Cercetări doctorale în domeniul tehnic” Contract: POSDRU/107/1.5/S/ 77265 „Spre cariere de cercetare prin studii doctorale”, Universitatea din Pitești, Pitești, România, 2013, pp.1-4
8. Vuc Gh., Borlea I., Jigoria-Oprea D., **Teslovan R.**, Virtual Power Plant Strategy for Renewable Resources Aggregation, Proceedings of the IEEE International Conference EUROCON 2013, Zagreb, Croatia, 2013, pp.737-743 **(BDI)**
9. Cristian D., **Teslovan R.**, Barbulescu C., Kilyeni St., Simo A., PSO Based OPF Algorithm, Proceedings of the IEEE International Conference EUROCON 2013, Zagreb, Croatia, 2013, pp.1235-1242 **(BDI)**