

OPTIMIZAREA MANAGEMENTULUI CENTRALEI ELECTRICE VIRTUALE OPTIMACEV

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

Ing. Marcela Lițcanu

Președinte:	Prof.univ.dr.ing. Ștefan Kilyeni
Conducător științific:	Prof.univ.dr.ing. Petru Andea
Referenți științifici:	Prof.univ.dr.ing. Ioan Felea Prof.univ.dr.ing. Mariana Nagy Conf.univ.dr.ing. Gheorghe Vuc

Data susținerii tezei: 07.XII.2015

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 Politehnică 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 Politehnică – Timișoara, 2015

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 Politehnică 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. Petru ANDEA, în cadrul Centrului de Cercetări pentru *Analiza și optimizarea regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice*, condus de Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni, cărora le adresez cele mai respectuoase și prețioase mulțumiri și pe această cale, atât pentru cultul rigurozității științifice imprimat, cât și pentru modul în care au știut să mă ghideze.

Pentru sprijinul acordat în vederea finalizării tezei, doresc să adresez mulțumiri călduroase și speciale directorului Departamentului de Electroenergetică, Conf.dr.ing. Gheorghe Vuc.

Domeniul energiilor regenerabile este unul având o dinamică extraordinară, mai ales în ultimii ani, ca urmare a limitării unor resurse energetice tradiționale dar și al necesității găsirii de resurse total nepoluante de energie.

Lucrarea reprezintă o sinteză a rezultatelor de cercetare ale autorului, în perioada octombrie 2011 – decembrie 2015, în cadrul studiilor doctorale cu frecvență în domeniul *Inginerie Energetică* la *Universitatea Politehnica Timișoara*.

Mulțumesc cadrelor didactice din cadrul Universității Politehnica Timișoara, care au contribuit la formarea și dezvoltarea mea profesională. În mod special îmi exprim gratitudinea față de cei din Departamentul de Electroenergetică – m-au încurajat și mi-au oferit un ajutor prețios. Doresc să evidențiez în mod special colaborarea profitabilă pentru mine cu Ș.I.dr.ing. Ioan Borlea, Ș.I.dr.ing. Dan Jigoria-Oprea, Asist.dr.ing. Attila Simó.

Pe parcursul elaborării tezei am avut o conlucrare deosebit de constructivă cu colegii mei, Asist.dr.ing. Attila Simó, Asist.dr.ing. Felicia Băloi, Dr.ing. Florin Solomonesc, materializată și prin lucrări publicate împreună.

Doresc să remarc, alăturând recunoștința mea, ajutorul de care am beneficiat din partea unor specialiști din cadrul QMB Energ SRL prin asigurarea suportului pentru partea aplicativă a tezei: Dr.ing. Livius Milea, Ing. Cristian Bere, Ec. Corina Milea, Ing. Daniela Barbos și Ing. Viorel Retegan.

Mulțumesc în mod deosebit, și pe această cale, membrilor comisiei de analiză a tezei de doctorat, Prof.dr.ing. Mariana Nagy (Universitatea Aurel Vlaicu Arad), 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, decembrie 2015

Marcela Lișcanu

Lițcanu, Marcela

**OPTIMIZAREA MANAGEMENTULUI CENTRALEI ELECTRICE
VIRTUALE OPTIMACEV**

Teze de doctorat ale UPT, Seria 13, Nr. 14, Editura Politehnica, 2015,
162 pagini, 64 figuri, 20 tabele

ISSN: 2069-8208

ISSN-L: 2069-8208

ISBN: 978-606-35-0027-5

Cuvinte cheie: sisteme electroenergetice, energii regenerabile, centrală electrică virtuală, strategie energetică, piața de energie electrică, prognoză de energie.

Rezumat: Tematica tezei se încadrează în preocupările actuale din domeniul managementului pieței de energie. Teza are ca obiectiv principal elaborarea unei metode eficiente de prognoză. Conceptul de centrală electrică virtuală a fost dezvoltat pentru a crește vizibilitatea și controlul generării distribuite și pentru a permite ca un număr foarte mare de unități mici să fie agregate, astfel încât acestea să poată lua parte la diferitele piețe pentru servicii energetice și auxiliare.

Metodologiile elaborate în cadrul tezei au la bază o abordare teoretică riguroasă materializată prin realizarea și implementarea unor instrumente soft de aplicabilitate generală, utile operatorilor de transport și de distribuție. Programele de calcul au fost realizate în mediul de programare Delphi 7.0. Ele utilizează la maxim posibilitățile oferite de mediile de programare avansate și de sistemele de calcul actuale.

Aplicațiile concrete se referă la situații reale din sistemul electroenergetic. Soluțiile obținute pentru studiile de caz sunt comparate cu valorile reale publicate de Transelectrica, Enel Distribuție Banat, concluziile fiind extrem de interesante.

CUPRINS

CUPRINS	5
ACRONIME	7
LISTA DE FIGURI	11
LISTA DE TABELE	14
1. INTRODUCERE	15
2. STADIUL ACTUAL AL SECTORULUI ENERGETIC	19
2.1. Politica Uniunii Europene.....	19
2.2. Cadru legislativ.....	21
2.3. Evoluția pieței de energie electrică din România	23
2.3.1. Producția de energie electrică a României.....	25
2.3.2. Rețeaua de Transport a României	27
2.3.3. Consumul de energie electrică din România	30
2.4. Concluzii	32
3. CENTRALE ELECTRICE VIRTUALE (CEV)	33
3.1. Potențialul energetic al României	33
3.2. Centrale electrice virtuale	35
3.2.1. Conceptul principal.....	37
3.2.2.1. Structura CEV	38
3.2.2.2. Exemple de utilizări ale CEV	38
3.3. Concluzii	52
4. PIAȚA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ	53
4.1. Introducere	53
4.2. Piața pentru Ziua următoare.....	55
4.3. Piață centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică.....	56
4.4. Piața Certificatelor Verzi	58
4.5. Piața de interconexiune	59
4.6. Piața de echilibrare.....	61
4.7. Servicii sistem	62
4.8. Concluzii	64
5. ELEMENTE DE PROGNOZĂ A CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ	65
5.1. Definiția prognozei consumului de energie	65
5.2. Importanța cunoașterii evoluției consumului.....	66
5.3. Factorii de care depinde consumul de energie	69
5.4. Rețele Neuronale Artificiale Recursive (RNAR)	73
5.4.1. Arhitectura	73
5.4.2. Metodă de antrenament folosind regresia lineară multiplă.....	75
5.5. Indicatori de calitate pentru aprecierea prognozei	78
5.6. Concluzii	80
6. MANAGEMENTUL EFICIENT AL UNEI CENTRALE VIRTUALE. REACȚIA CERERII	81
6.1. Reacția cererii	81
6.1.1. Reacția cererii de energie electrică, elasticitatea cererii	81

6.1.2. Evoluția reacției cererii în sectorul energiei electrice	82
6.1.3. Cererea și oferta de energie.....	84
6.1.3.1. Cererea de energie electrică.....	84
6.1.3.2. Oferta de energie electrică	84
6.1.4. Interacțiunea cerere - ofertă de energie	88
6.1.5. Deplasarea curbei cererii de energie electrică.....	89
6.1.6. Deplasarea curbei ofertei de energie electrică	89
6.1.7. Noțiuni despre elasticitatea cererii	91
6.1.8. Elasticitatea proprie și mixtă.....	92
6.1.9. Elasticitatea cererii dintr-un bun în raport cu prețul	93
6.1.10. Beneficiile unei reacții îmbunătățite a cererii	93
6.2. Managementul optimal al unei centrale electrice virtuale.....	97
6.2.1. Elemente introductive	97
6.2.2. Interacțiunile pe piață	99
6.2.3. Modelul de răspuns al cererii.....	100
6.2.4. Modelul de centrală energetică virtuală. Formulare matematică	104
6.2.4.1. Ipoteze.....	104
6.2.4.2. Problema de optimizare reprezintă o problemă de maximizare a profitului CEV	104
6.2.4.3. Studiu de caz exemplificativ	107
6.3. Concluzii	116
7. STUDII DE CAZ ȘI REZULTATE	117
7.1. Descrierea instrumentului software	117
7.2. Studii de caz	122
7.2.1. Cazul 1 – 25-30 august 2014, ziua de studiu 31 august	123
7.2.2. Cazul 2: 20-24 ianuarie 2014, ziua de studiu 25 ianuarie	126
7.2.3. Cazul 3. 5, 12, 19, 26 ianuarie, 2, 9, 16 februarie, ziua de studiu 23 februarie.....	127
7.2.4. Cazul 4: 28 februarie, 7, 14, 21, 28 martie, ziua de studiu 4 aprilie.....	129
7.2.5. Cazul 5: 8, 15, 22, 29 mai, 5 iunie, ziua de studiu 12 iunie.....	131
7.2.6. Cazul 6: 28 iulie, 4, 11, 18, 25 august, ziua de studiu 1 septembrie.....	133
7.2.7. Cazul 7: 18, 25 octombrie, 1, 8, 15, 22, 29 noiembrie, ziua de studiu 6 decembrie	134
7.2.8. Cazul 8: 5, 12, 19, 26 martie, 2, 9, 16, 23 aprilie, ziua de studiu 30 aprilie.....	136
7.2.9. Cazul 9: 2, 9, 16, 23, 30 septembrie, 7 octombrie, ziua de studiu 14 octombrie	139
7.2.10. Cazul 10: 5, 12, 19, 26 iunie, 3, 10, 17 iulie, ziua de studiu 24 iulie	141
7.2.11. Cazul 11: 5, 12, 19, 26 februarie, ziua de studiu 5 martie	143
7.3. Concluzii	145
8. CONCLUZII GENERALE. CONTRIBUȚII PERSONALE	147
BIBLIOGRAFIE	151
SINTEZA PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII	161
ANEXE	163
Anexa 1. Grafic SEN.....	CD
Anexa 2. Preț de închidere PZU	CD

ACRONIME

CONEL – Compania Națională de Energie Electrică

CPT – Consum Propriu Tehnologic

EUNITE – Europea Network on Intelligent TEchnologies for Smart Adaptive Systems

OECD – Organizația pentru Cooperare Economică și Dezvoltare

(Organisation for Economic Co-operation and Development)

OPCOM – Operatorul Pieței de Energie Electrică

PCA – Principal Component Analysis

PCCB – Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale

PI – Piața Intrazilnică

PE- Piata de Echilibrare

PCV- Piata Certificatelor Verzi

PZU – Piața pentru Ziua Următoare

SEE – Sisteme Electroenergetice

SEN – Sistemul Electroenergetic Național al României

UE – Uniunea Europeană

ANRE- Autoritatea Nationala de Reglementare in Domeniul Energiei

OTS- Operatorul de transport si Sistem

RED- Retea electrica de distributie

RET- Retea Electrica de Transport

RENEL- Regia Autonoma de Energie Electrica

RNA- Retele Neuronale Artificiale

SRE-Surse Regenerabile de Energie

CEV- Centrala Electrica Virtuala

PIP- Pretul de inchidere al pietei

PRE- Parte Responsabila cu Echilibrarea.

PCBCV- Piata Contractelor Bilaterale de Certificatelor Verzi

PCCV-Piața centralizată de certificate verzi

LEA- Linie Electrica aeriana

RRP-Reglaj Rapid Primar

RRS- Reglaj Rapid Secundar

DG – generarea distribuită

DR – răspunsul cererii

ISO – Operator independent de sistem

RES – Surse de energie regenerabilă

λ_t^{ISO} - prețul prognozat pe PZU în intervalul orar t (\$/MW)

λ_t^{CEV} - prețul contractat în interior CEV în intervalul orar t (\$/MW)

G^{\max} - producția maximă a generatorului dispecerizabil (MW)

G^{\min} - producția minimă a generatorului dispecerizabil (MW)

Ramp – limita maximă a vitezei de încărcare a generatorului dispecerizabil

Start – costurile de pornire ale generatorului dispecerizabil

W_t - producția prognozată a centralelor eoliene în intervalul orar t (MW)

S_t - producția prognozată a centralelor fotovoltaice în intervalul orar t (MW)

L_{it} - consumul prognozat al consumatorului i în intervalul orar t (MW)

D_t - cererea prognozată în intervalul orar t (MW)

α_{it} - factorul de elasticitate al prețului pentru consumatorul i în intervalul orar t (MW)

R^{\min} - nivelul minim acceptabil pentru reducerea totală a consumului t (MW)

π_{tk} - probabilitatea în intervalul orar t consumul să fie la același nivel ca și în ziua k (MW)

E_t^{Disp} - costurile de producție pentru generatorul dispecerizabil în intervalul orar t (\$/MW)

G_t - producția generatorului dispecerizabil în intervalul t (MW)

λ_t^{DR} - prețul reducerii cererii DR în intervalul orar t (\$/MW)

ε - prețul optim normalizat al DR (\$/MW)

P - profitul corespunzător reducerii consumului DR (\$)

R_{it} - reducerea prognozată a consumului consumatorului i în intervalul t (MW)

Bid_t - oferta orară pe piața energiei în intervalul t (MW)

x_t - variabilă binară care indică starea (funcționare / nefuncționare) a generatorului dispecerizabil în intervalul t

10 Acronime

y_t - variabilă binară care indică dacă generatorul dispecerizabil a pornit în intervalul t

GES- Gaze cu efect de sera

CNH- Compania Natională a Huilei

CEE- Centrală electrică eoliană

Pi- Putere instalată

CEF- Centrala electrică fotovoltaică

LEA- Linie electrică aeriană

RED- Resursă de energie distribuită

CEVCD- Centrală electrică virtuală cu control distribuit

CCCEV- Control centralizat al centralei electrice virtuale

CEVCCD- Centrală electrică virtuală cu control complet distribuit

CHP- Combined heat and power

OSD- Operator servicii de distribuție

LISTA DE FIGURI

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
1.	Fig. 2.1.	Structura pe resurse primare [GWh;%] a producției de energie electrică în mai 2014
2.	Fig. 2.2.	Evoluția comparativă pe durata unui an a rezervei de energie zilnice în principalele lacuri de acumulare
3.	Fig. 2.3.	Evoluția structurii pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețea de producători cu unitati dispecerizabile
4.	Fig. 2.4.	Harta Rețelei de Transport a României
5.	Fig. 2.5.	Harta Planurilor de dezvoltare a RET
6.	Fig. 2.6.	Variația consumului mediu brut anual în perioada 2000-2012 (MWh/h)
7.	Fig. 2.7.	Evoluția consumului (MWh/h) mediu, minim și maxim în anii 2010 – 2012
8.	Fig. 2.8.	Evoluția consumului de energie electrică pe zone geografice
9.	Fig. 3.1.	Potențialul solar al României
10.	Fig. 3.2.	Elementele de baza a unei centrale virtuale
11.	Fig. 3.3.	Structura CEV
12.	Fig. 4.1.	Structura schematică a pieței Agro
13.	Fig. 4.2.	Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse
14.	Fig. 4.3.	Evoluția structurii energiei electrice livrate în ultimii 3 ani este următoarea (ANRE 2014)
15.	Fig. 4.4.	Modalitatea de funcționare a PCCB
16.	Fig. 4.5.	Înregistrarea participanților la licitațiile pentru capacitatea de interconexiune
17.	Fig. 4.6.	Evoluția lunară a exportului, importului și soldul de EE în ultimele 24 luni
18.	Fig. 4.7.	Evoluția lunară a volumelor tranzacționate pe piața agro comparativ cu consumul intern (Raport ANRE- dec.2014)
19.	Fig. 5.1.	Modelul NA
20.	Fig. 5.2.	Structura RNA propuse cu 2 intrări
21.	Fig. 6.1.	Modificarea cererii în cazul cererii elastice

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
22.	Fig. 6.2.	Curba cererii de energie electrică
23.	Fig. 6.3.	Influența unor factori asupra cererii de energie electrică
24.	Fig. 6.4.	Curba ofertei de energie electrică
25.	Fig. 6.5.	Influența unor factori asupra ofertei de energie electrică
26.	Fig. 6.6.	Stabilirea echilibrului cerere - ofertă în condiții exterioare constante
27.	Fig. 6.7.	Efectul asupra echilibrului cerere - ofertă de energie, datorită deplasării curbei cererii
28.	Fig. 6.8.	Efectul asupra echilibrului cerere - ofertă de energie, datorită deplasării curbei ofertei
29.	Fig. 6.9.	Fluxurile financiare și ale energiei între participanții pe piață
30.	Fig. 6.10.	Elasticitatea reducerii cererii
31.	Fig. 6.11.	Dinamica prețului DR
32.	Fig. 6.12.	Interdependența dintre prețul mediu al DR și factorul elasticitate
33.	Fig. 6.13.	Profile de consum pe categorii
34.	Fig. 6.14.	Factorul de elasticitate a cererii
35.	Fig. 6.15.	Profilul de producție pentru centrala eoliană
36.	Fig. 6.16.	Profilul de producție pentru centrala fotovoltaică
37.	Fig. 6.17.	Producția de energie eoliană
38.	Fig. 6.18.	Producția de energie fotovoltaică
39.	Fig. 6.19.	Producția de energie eoliană
40.	Fig. 6.20.	Producția de energie fotovoltaică
41.	Fig. 6.21.	Producția de energie eoliană
42.	Fig. 6.22.	Producția de energie fotovoltaică
43.	Fig. 6.23.	Variația profitului pe durata unei zile
44.	Fig. 6.24.	Variația prețului DR în funcție de reducerea cererii
45.	Fig. 7.1.	Fereastra principală MAFICEV
46.	Fig. 7.2.	Introducere parametrilor CEV
47.	Fig. 7.3.	Preluare parametrilor de categorie
48.	Fig. 7.4.	Preluarea tuturor membrilor CEV
49.	Fig. 7.5.	Meniul de vizualizare al aplicației MAFICEV
50.	Fig. 7.6.	Afișare Baze de date
51.	Fig. 7.7.	Meniul de calcul al aplicației MAFICEV
52.	Fig. 7.8.	Fereastra rezultat

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
53.	Fig. 7.9.	Fereastra Calcule dezechilibre
54.	Fig. 7.10.	Variația abaterilor pentru Cazul 1
55.	Fig. 7.11.	Variația abaterilor pentru Cazul 2
56.	Fig. 7.12.	Variația abaterilor pentru Cazul 3
57.	Fig. 7.13.	Variația abaterilor pentru Cazul 4
58.	Fig. 7.14.	Variația abaterilor pentru Cazul 5
59.	Fig. 7.15.	Variația abaterilor pentru Cazul 6
60.	Fig. 7.16.	Variația abaterilor pentru Cazul 7
61.	Fig. 7.17.	Variația abaterilor pentru Cazul 8
62.	Fig. 7.18.	Variația abaterilor pentru Cazul 9
63.	Fig. 7.19.	Variația abaterilor pentru Cazul 10
64.	Fig. 7.20.	Variația abaterilor pentru Cazul 111

LISTA DE TABELE

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
1.	Tabelul 2.1.	Estimarea rezervelor naționale de țiței și gaze naturale din România până în anul 2020-ANRM
2.	Tabelul 2.2.	Puterea disponibilă totală netă a centralelor electrice din SEN la 31.12.2012
3.	Tabelul 4.1.	Volum tranzacționat pe piața Anglo în perioada 2012-2014
4.	Tabelul 6.1.	Resursele energetice ale CEV
5.	Tabelul 6.2.	Rezultate pentru ziua 21.05.2014
6.	Tabelul 6.3.	Rezultate pentru ziua 19.02.2014
7.	Tabelul 6.4.	Rezultate pentru ziua 20.11.2013
8.	Tabelul 6.5.	Rezultate pentru ziua 21.08.2013
9.	Tabelul 6.6.	Compararea profiturilor zilnice
10.	Tabelul 7.1.	Rezultate orare pentru Cazul 1 – 25-30 august 2014
11.	Tabelul 7.2.	Rezultate orare pentru Cazul 2 – 20-24 ianuarie 2014
12.	Tabelul 7.3.	Rezultate orare pentru Cazul 3 – 5,12,19,26 ianuarie,2,9,16 februarie 2014
13.	Tabelul 7.4.	Rezultate orare pentru Cazul 4 – 28 februarie,7,14,21,28 martie 2014
14.	Tabelul 7.5.	Rezultate orare pentru Cazul 5 – 8,15,22,29 mai, 5 iunie 2014
15.	Tabelul 7.6.	Rezultate orare pentru Cazul 6 – 528 iulie,4.11.18.25 august 2014
16.	Tabelul 7.7.	Rezultate orare pentru Cazul 7 – 18,25 octombrie,1,8,15,22,29 noiembrie 2014
17.	Tabelul 7.8.	Rezultate orare pentru Cazul 8 – 5,12,19,5,12,19,26 martie,2,9,16,23 aprilie 2014
18.	Tabelul 7.9.	Rezultate orare pentru Cazul 9 – 2,9,16,23,30 septembrie, 7 octombrie 2014
19.	Tabelul 7.10.	Rezultate orare pentru Cazul 10 – 5,12,19,26 iunie, 3,10,17 iulie 2014
20.	Tabelul 7.11.	Rezultate orare pentru Cazul 11 – 5,12,19,26 februarie2014

1. INTRODUCERE

Dacă în anii 1970, conceptul de „energie verde” era considerat o utopie și tratat ca un vis al cercetătorilor, situația s-a schimbat de-a lungul anilor și viziunea asupra surselor de energie regenerabile a devenit un subiect de dezbatere. Sursele de energie noi și regenerabile precum energia solară, energia vântului, hidroenergia, energia geotermică, energia valurilor, biomasa au devenit pentru țările industrializate, obiective naționale în structura producției lor de energie.

În contextul dezvoltării economice rapide, a progresului societății și globalizării energia capătă o importanță din ce în ce mai mare, devenind vitală. Această tendință conduce în mod firesc la nevoia dezvoltării unor sisteme energetice mai puternice care să poată prelua noua cerere.

Începând din 1992 când, în cadrul Conferinței ONU de la Rio de Janeiro a fost adoptată și asumată o strategie globală de protecție a mediului, problema încălzirii globale, a degradării mediului și a epuizării resurselor energetice convenționale (combustibili fosili, petrol, gaze și cărbune) a devenit din ce în ce mai presantă și a angajat statele lumii într-o continuă și accelerată căutare de forme regenerabile de energie: energia solară, energie eoliană, hidroenergie, energie a mareelor, energie a valurilor, energie bazată pe biomasă.

Astăzi, promovarea surselor de energie regenerabile constituie o producție proprie de energie, o creștere a siguranței aprovizionării cu energie, o reducere a poluării atmosferice, o scădere a emisiilor de gaze cu efect de seră și implicit sprijinirea economiei țării.

Așadar, dezvoltarea durabilă și exploatarea eficientă a surselor de energie regenerabile implică realizarea unui echilibru a celor trei piloni importanți: tehnic, economic și ecologic.

Odată cu apariția conceptului de energie electrică ca o marfă s-a trecut la restructurarea totală a sistemului energetic care inevitabil a condus la apariția unei piețe descentralizate. Prin H.G 638/2007 gradul de deschidere al pieței de energie a devenit 100%.

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

Au apărut o serie de entități individuale, care se ocupă separate de câte un aspect al lanțului tradițional de producere, transport, distribuție și utilizarea energiei electrice. Se remarcă apariția operatorului de transport și de sistem, a producătorilor, inclusiv a unităților privatizate de distribuție a energiei electrice, a celor mai diverse categorii de consumatori.

În cadrul acestor companii se practică tot mai mult "externalizarea" unor servicii importante, lucru de neconceput în urmă cu 20 de ani.

S-a format o piață, o bursă, care funcționează după toate regulile economiei de piață, cu participarea din ce în ce mai mare de producători, vânzători, revânzători și cumpărători de energie electrică. Trebuie găsite soluții care să îmbine atât cerințele tuturor actorilor pieței de energie, cât și cele legate de evoluția consumului și generării, de siguranța în funcționare și de interesele operatorilor de transport și de distribuție. Piața concurențială și procesul de reglementare pot conduce la apariția unor regimuri periculoase de funcționare, la posibilitatea apariției unor "congestii" referitoare la elemente de rețea, situații ce trebuie gestionate cu maximă responsabilitate, în scopul asigurării unui serviciu de calitate.

În acest context, tematica tezei de doctorat se încadrează în preocupările actuale în domeniul managementului sistemelor electroenergetice. Teza are ca obiectiv principal elaborarea unor metode practice, dar riguros fundamentate din punct de vedere științific pentru management optimal al producerii de energie din surse regenerabile, corelat cu participarea consumatorilor la echilibrarea balanței producție-consum.

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

Teza de doctorat, extinsă pe 162 de pagini, este structurată pe 8 capitole, o prefață, anexe și o listă bibliografică, conținând un număr de 64 figuri, scheme, histograme și 20 tabele. Lista bibliografică cuprinde 159 de titluri, semnalându-se prezența unor lucrări reprezentative, atât cele considerate clasice, cât și cele de data relativ recentă, apărute în țară sau în reviste de prestigiu din străinătate.

Capitolul 1 are caracter introductiv. Prima parte cuprinzând încadrarea și justificarea tematicii care constituie obiectivul tezei de doctorat, în contextul stadiului actual al evoluției sistemelor electroenergetice și al preocupărilor pe plan mondial și la noi în țară. În încheiere se evidențiază atât modul de valorificare a cercetărilor efectuate în cadrul elaborării tezei de doctorat cât și perspectivele privind direcțiile ulterioare de cercetare.

Capitolul 2 constă în prezentarea în prima parte a unei evaluări a stadiului actual al evoluției sectorului energetic european. A doua parte a acestui capitol tratează evoluția, strategia și politica actuală a României în sectorul energetic.

Capitolul 3 are ca obiectiv prezentarea sistematizată a conceptului de centrală electrică virtuală. Prima parte a capitolului face o analiză a potențialului energetic al României. Următorul subcapitol prezintă aspectele tehnice care pot să ajute la accelerarea integrării surselor regenerabile. Chiar dacă pe un orizont redus de timp acestea sunt umbrite de costuri de investiție mai mari decât în cazul generării clasice, totuși utilizarea surselor de energie regenerabile determină beneficii importante. Acestea se pot observa mai ușor, dacă analiza economică a integrării SRE nu consideră doar costurile investițiilor inițiale, ci și economia obținută prin eliminarea CO₂ și a costurilor cu combustibilii fosili pe toată durata de viață a echipamentelor.

Analiza de natură tehnică este prezentată în continuare, în mare parte acesta fiind strâns legată de cea economică. De asemenea acest capitol conține exemple de centrale electrice virtuale experimentale realizate în Europa și avantajele utilizării acestora.

Capitolul 4 este destinat unei sinteze documentate asupra stadiului actual al evoluției sectorului energetic, a pieței de energie și al SEE.

Prezentarea realizată într-o manieră sintetică, a unei game largi de aspecte legate de situația actuală și evoluția viitoare a SEN, de evoluția pieței de energie electrice din România, sursele de informații fiind cele "oficiale", furnizate în mare parte de guvern, ANRE, companiile de transport și de distribuție.

De asemenea în încheierea acestui capitol se evidențiază necesitatea unei atenții sporite acordate activității de prognoză a consumului (și a producerii), în contextul unor evoluții de multe ori contradictorii (înregistrarea unor perioade de scădere, urmate de creștere).

În capitolul 5 s-a realizat o prezentare sistematizată a aspectelor generale legate de prognoza consumului de energie.

Sunt urmărite atât metodele "clasice", bazate pe modelarea matematică, cât și cele "moderne", utilizând tehnici de inteligență artificială, etc.

Ultima parte a capitolului abordează și o serie de aspecte legate de factorii care influențează consumul de energie electrică, prin prisma influenței lor asupra activității de prognoză.

Capitolului 6 se referă la o variantă sistematizată, complete, a modelului matematic ce include și componentă de reacție a cererii.

Adaptarea modelului matematic la cerințele impuse de aplicarea unei tehnici de soluționare bazate pe calcul obiectiv a fost principalul obiectiv și de asemenea completarea corespunzătoare a instrumentelor software proprii, în concordanță cu modelul matematic.

Capitolul 7 este în întregime original, cuprinzând partea aplicativă a tezei de doctorat. Prima parte a capitolului este destinată prezentării în detaliu a programului software. Pentru studiile de caz s-au utilizat sisteme reale, de mari dimensiuni.

Prezentarea rezultatelor obținute în urma agregării componentelor de producere a energiei din surse clasice cu cele de producere din surse regenerabile într-o CEV este cea de-a doua parte a acestui capitol. Exemplele numerice acoperă complet aspectele teoretice prezentate în capitolele anterioare. Toate studiile de caz prezentate în acest capitol se referă la sisteme reale, cu caracteristici complexe și de mari dimensiuni. Baza de date utilizată a fost cea prezentată de C.N.T.E.E Transelectrica și OPCOM.

Formularea concluziilor aduce contribuții utile atât în ceea ce privește metodologia de efectuare a prognozelor și instrumentelor software folosite, cât și rezultatele obținute pentru cazurile de analiză concrete.

De asemenea la finele fiecărui capitol se prezintă o serie de comentarii și concluzii, cu caracter particular sau general.

Capitolul 8 conține concluziile generale 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.

Anexele tezei oferă o serie de elemente referitoare la bazele de date utilizate privind piața de energie a României.

O parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei de doctorat au fost publicate, iar restul sunt în curs de publicare: 7 lucrări publicate până la ora actuală și două contracte de cercetare. Așa cum rezultă din lista lucrărilor proprii de la finele tezei de doctorat, 5 au fost publicate în străinătate și două în țară. Se remarcă faptul că o lucrare este indexată ISI, 4 în curs de indexare ISI și alte două BDI.

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 cercetărilor în domeniul centralelor electrice virtuale:

- perfecționarea modelului matematic al răspunsului cererii în zona de reducere a consumului;
 - extinderea modelului matematic al răspunsului cererii în zona de creștere a consumului;
 - dezvoltarea componentei de aplicație care realizează adaptarea la piața intra-day a strategiei de management optimal al centralelor virtuale;
 - completarea funcției obiectiv de optimizare multicriterială cu alte criterii (de exemplu, considerarea prețului de revenire pentru energie, atât pentru consumatori, cât și pentru producători);
 - includerea în modelul de reprezentare a problemei a componentei de prognoză de preț pentru piața zilei următoare;
 - considerarea ca factor de optimizare a rezervei de producție disponibilă în generatoare clasice incluse de centrala electrică virtuală;
- dezvoltarea și perfecționarea aplicației software, inclusiv cu utilizarea experimentală pe o posibilă centrală electrică virtuală.

2. STADIUL ACTUAL AL SECTORULUI ENERGETIC

2.1. Politica Uniunii Europene

Una din provocările majore pentru Uniunea Europeană se referă la modul în care se poate asigura securitatea energetică cu energie competitivă și „curată” ținând cont de limitarea schimbărilor climatice, escaladarea cererii globale de energie și de viitorul nesigur la accesul de resurse energetice [GuvR2011].

Astfel, este necesar dezvoltarea unui sistem energetic puternic și fiabil, care asigură accesul consumatorilor la sursele de energie la prețuri accesibile, siguranță în aprovizionare, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și care face față cererii de energie electrică în continuă creștere.

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

- **Durabilitate** – urmărește schimbările climatice prin reducerea emisiilor sale de gaze cu efect de seră (GES) la un nivel care să limiteze efectul de încălzire globală la doar 2°C în plus față de temperaturile din era pre-industrială. În acest sens, în decembrie 2008, a fost aprobat Pachetul „Energie – Schimbări Climatice”;
- **Competitivitate** – vizează asigurarea implementării efective a pieței interne de energie. În vederea îndeplinirii acestui obiectiv în septembrie 2008 Parlamentul European și Consiliul au adoptat cel de-al treilea pachet legislativ pentru piața internă de energie;
- **Siguranța în alimentarea cu energie** – 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.

Energia a devenit un factor strategic în politica globală, o componentă vitală și un factor de cost pentru dezvoltarea economică și progresul societății în ansamblu, generând o serie de preocupări majore la nivel mondial.

În situația limitării resurselor primare de energie, pentru a se atinge durabilitatea în acest domeniu este nevoie ca energia să se producă, să se furnizeze și să se consume într-un mod mai eficient decât până acum. Dacă nu sunt realizate schimbări în privința producerii, transportului și consumului energiei, omenirea s-ar putea confrunta cu o criză energetică majoră în următoarele decenii.

Dacă actualele legi și politici energetice rămân neschimbate de-a lungul perioadei până în 2035, cererea mondială de energie va crește cu aproape 50% comparativ cu anul 2007.

În ce privește producția de energie electrică, deși recesiunea economică a încetinit rata de creștere a consumului mondial de energie electrică în 2008 și 2009, acesta este estimat să crească de la 18.800 TWh în 2007, la 35.200 TWh în 2035, respectiv cu 87%, [EIA 2013], [SE2007], [ESE2011].

UE elaborează o politică energetică ambițioasă, care acoperă toate sursele de energie, de la combustibili fosili (țitei, gaz și cărbune) până la energia nucleară și cea regenerabilă (solară, eoliană, geotermală, hidroelectrică etc.), în încercarea de a declanșa o nouă revoluție industrială, care să ducă la o economie cu consum redus de energie și limitarea schimbărilor climatice asigurând că energia pe care o consumăm va fi mai curată, mai sigură, mai competitivă și durabilă.

În contextul instituirii și al funcționării pieței interne și din perspectiva necesității de protecție și conservare a mediului înconjurător, politica energetică a UE urmărește:

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

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

- reducere a emisiilor de GES la nivelul UE cu cel puțin 20% față de nivelul anului 1990;
- creșterea cu 20% a ponderii surselor de energie regenerabilă (SRE) în totalul consumului energetic al UE, precum și o țintă de 10% biocarburanți în consumul de energie pentru transporturi;
- reducere cu 20% a consumului de energie primară, care să se realizeze prin îmbunătățirea eficienței energetice, față de nivelul la care ar fi ajuns consumul în lipsa acestor măsuri [Guv2013].

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

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

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

În acest document Comisia Europeană propune o strategie coordonată între UE, companiile industriale europene și statele membre, precum și o prioritizare a

tehnologiilor energetice cu accent pe tehnologiile de îmbunătățire a eficienței energetice, utilizare a surselor de energie regenerabilă și de reducere a 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).

Uniunea Europeană este în pragul unei perioade fără precedent pentru domeniul energetic. Efectele turbulențelor de pe piețele globale de energie au fost în mare măsură atenuate în ultimii ani, ca urmare a liberalizării, aprovizionării și posibilităților adecvate de import. Cu toate acestea se întrevăd schimbările dramatice. Prețurile energiei vor fi afectate de marea nevoie pentru investițiile din sectorul energetic, precum și de stabilirea prețului carbonului și a prețurilor internaționale mai mari la energie datorită creșterii cererii în țările emergente. Competitivitatea, securitatea aprovizionării și obiectivele legate de atenuarea schimbărilor climatice vor fi subminate cu excepția cazului în care rețelele electrice vor fi modernizate, instalațiile învechite vor fi înlocuite cu alternative competitive și mai curate iar energia va fi folosită mai eficient pe tot parcursul lanțului energetic.

Statele membre și industria au recunoscut amploarea provocărilor. Securitatea aprovizionării cu energie, o utilizare eficientă a resurselor, prețuri accesibile și soluții inovatoare sunt cruciale pentru creșterea noastră durabilă pe termen lung, pentru crearea de locuri de muncă și calitatea vieții în Uniunea Europeană [ESE].

2.2. Cadru legislativ

Odată cu intrarea României în Uniunea Europeană sectorul energetic a fost obligat să se alinieze la standardele impuse de aceasta și la trecerea la o piață de energie liberalizată. Conform cadrului legislative stabilit de UE pentru sectorul energetic (Directiva 96/92) se urmărește în principal liberalizarea pieței de energie electrică, prin introducerea concurenței în sectorul integrat la nivel European [GuvR2011].

Decizia României de a liberaliza piața și de a crea una concurențială a fost necesară în vederea aderării la UE, sectorul energetic fiind obligat să se conformeze directivelor.

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

Principalul motiv pentru care s-a trecut la descentralizare pieței de energie a fost introducerea concurenței ca mecanism de protejare a consumatorilor, urmărindu-se în special ieftinirea energiei electrice, îmbunătățirea serviciilor, creșterea investițiilor, etc. Astfel apare conceptul de energie electrică ca o marfă care a condus la restructurarea sistemului energetic, în care până atunci statul deținea monopolul sau acolo unde statul nu era prezent dreptul exclusiv la piață era deținut de companii gigant care controlau zone întinse practicând un monopol natural [Trans2014].

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 distribuție, iar întreprinderile de construcții și montaj de specialitate au devenit independente.

Prin HG 365/1998 RENEL a fost divizată în trei entități: Compania Națională de Energie Electrică (CONEL), Compania Națională Nuclearelectrică SA și Regia Autonomă a Activităților Nucleare. În cadrul CONEL au fost create societățile comerciale Hidroelectrică, Transelectrică, Electrică și Termoelectrică.

În martie 1999 prin HG 29/1998 a fost creată Agenția Națională de Reglementare în domeniul Energetic (ANRE).

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

În Iulie 2000 restructurarea sectorului electroenergetic a înregistrat o nouă etapă majoră, când prin H.G. nr.627, CONEL a fost desființată, iar unitățile sale au devenit independente: S.C. Termoelectrică S.A., S.C. Hidroelectrică S.A., S.C. Electrică S.A. și C.N.T.E.E. Transelectrică S.A. Aceste companii sunt supuse spre privatizare, cu excepția Transelectrică, unitate care rămâne companie de stat; în cadrul acesteia a fost înființat operatorul de piață OPCOM S.A.

În același an, prin două decizii succesive, s-a declanșat procesul de deschidere a pieței energiei electrice din România către concurență. Astfel, prin H.G. nr.122/18.02.2000 se decide deschiderea pieței, gradul de deschidere fiind stabilit la 10% din consumul final de energie electrică al anului 1998 și cu un prag de consum de 100 GWh/an pentru acreditarea consumatorilor eligibili. Gradul de deschidere a pieței a fost majorat în același an prin H.G. nr.982/19.10.2000 la 15%.

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

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

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

Un an mai târziu hotărârea de Guvern nr. 1.823/2004 prevede majorarea gradului de deschidere a pieței de energie electrică, începând cu luna Noiembrie 2004 la un nivel de 55% și sunt declarați drept consumatori eligibili consumatorii care au înregistrat în anul 2004 un consum de cel puțin 1 GWh pe locul de consum. În urma acestei hotărâri devin eligibili peste 2000 de consumatori finali din România.

HG 644/2005 majorează gradul de deschidere al pieței la 83,5%

Gradul de deschidere de 100% este stabilit prin HG 638/2007 [OPCOM2004][ANRE2014].

Următorul pas după deschiderea integrală a pieței de energie electrică și gaze naturale, în iulie 2011, când se pune în aplicare HG 930/2010 în urma căreia se înființează S.C. Electrică Furnizare S.A. prin fuziunea fostelor filiale Electrică Furnizare Muntenia Nord, Electrică Furnizare Transilvania Nord și Electrică Furnizare Transilvania Sud. În Iunie 2012 intră pe piața de energie electrică a producătorului S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A., societate comercială înființată prin HG 1024-2011, administrată în sistem dualist prin Directorat și Consiliu de Supraveghere și

organizată prin fuziunea Societății Naționale a Lignitului Oltenia Târgu Jiu S.A., S.C. Complexul Energetic Turceni S.A., S.C. Complexul Energetic Rovinari S.A. și S.C. Complexul Energetic Craiova S.A.

Luna iulie 2012 este marcată prin intrarea în vigoare a legii nr. 123/2012 Legea energiei electrice și a gazelor naturale.

În perioada Ianuarie 2004 – Ianuarie 2013, energia electrică cerută de consumatorii care și-au schimbat furnizorul și-au negociat contractele cu furnizorii implicați care îi alimentau, raportat la consumul total, a înregistrat o creștere continuă [ANRE2013].

2.3. Evoluția pieței de energie electrică din România

România dispune de o gamă diversificată, dar redusă cantitativ, de resurse de energie primară fosile și minerale: țiței, gaze naturale, cărbune, minereu de uraniu, precum și de un important potențial valorificabil de resurse regenerabile.

O evaluare corectă a posibilităților de acoperire a necesarului de resurse energetice primare în perspectivă trebuie să pornescă de la situația actuală a rezervelor certe, corelată cu estimarea realistă a resurselor potențiale și în strânsă corelație cu previziunile privind consumul de resurse determinat de cererea de energie finală.

Din acest punct de vedere în momentul de față pot fi făcute următoarele estimări:

Rezervele de lignit pot asigura exploatarea eficientă a lor pentru încă aproximativ 40 ani la un nivel de producție de circa 30 mil. tone/an. În sectorul de extracție a lignitului nivelul de intervenție a statului este redus, fiind rezumat la acordarea de subvenții doar pentru exploatarea din subteran, subvenție care va fi eliminată în timp.

Privitor la ulei, restrângerea perimetrelor și închiderea minelor neperformante a condus la situația în care numai circa 30% din totalul rezervelor geologice de ulei se mai regăsesc în perimetrele aflate în concesiunea CNH-SA.

Conform Directivei UE adoptată recent, UE permite continuarea subvenției pentru exploatarea uleiului până în 2018 și condiționează acest fapt de aplicarea strictă a unui program de închidere a minelor care generează pierderi. Se poate estima că evoluția costurilor de producție, costurile suplimentare cu emisiile de CO₂ și eliminarea subvențiilor pentru producție (cerută de UE) va conduce la reducerea tot mai accentuată a competitivității uleiului din producție internă și deci la restrângerea semnificativă a producției.

Rezultă faptul că acoperirea creșterii cererii de energie primară în România va fi posibilă prin creșterea utilizării surselor regenerabile de energie și prin importuri de energie primară – gaze, țiței, cărbune, combustibil nuclear[ESE].

Tab.2.1. Estimarea rezervelor naționale de țiței și gaze naturale din România până în anul 2020 - ANRM

ANUL	ȚIȚEI milioane tone	GAZE NATURALE miliarde m ³
2006	80	170
2007	76	162
2008	72	155
2009	68	148
2010	64	141
2011	60	134
2012	56	127
2013	52	120
2014	48	114
2015	45	107
2016	41	101
2017	38	95
2018	34	89
2019	31	83
2020	28	77
Premise avute în vedere în cadrul estimării	Datorită epuizării zăcămintelor, producția de țiței poate înregistra scăderi anuale de 2 - 4%. Gradul de înlocuire a rezervelor exploatare nu va depăși 15 - 20%	Datorită epuizării zăcămintelor, producția de gaze poate înregistra scăderi anuale de 2 - 5%. Gradul de înlocuire a rezervelor exploatare nu va depăși 15 - 30%

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

În puterea instalată nu sunt incluse grupurile aflate în conservare sau casare, retrase din exploatare pentru o perioadă mai lungă de un an, aflate în reabilitare. În schimb, sunt incluse grupurile aflate în probe tehnologice în vederea punerii în funcțiune.

Tab.2.2 Puterea disponibilă totală netă a centralelor electrice din SEN la 31.12.2012

Putere instalata	Putere instalata* [MW]	Putere disponibilă netă** [MW]
TOTAL	22428	18756
Centrale hidroelectrice	6563	6196
Centrale nuclearelectrice	1413	1300
Centrale termoelectrice conventionale	12444	9460
Centrale eoliene	1941	1753
Centrale fotovoltaice	29	20
Centrale biomasa	38	27

2.3.1. Producția de energie electrică a României

În SEN 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(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 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 centrala eoliană cu o putere instalată de 600 MW, clasată drept cea mai mare centrală eoliană terestră din Europa la momentul finalizării.
- Pi totală în CEE a evoluat rapid, puterea instalată la sfârșitul anului 2010 fiind 425 MW, la sfârșitul anului 2011 de 1140 MW, la sfârșitul anului 2012 de 1941 MW, iar în octombrie 2013 de 2325 MW;
- creștere rapidă a puterii instalate a CEF; dacă în aprilie 2013 aceasta atingeau 94 MW, în iulie 2013 Pi în CEF s-a dublat, ajungând 203,5 MW;
- tot în 2013 se semnalează apariția observabilă a centralelor pe biomasa, totalizând 41,9 MW, la 1 iulie.

În perioada 09.06.2011 – 30.09.2011 s-au racordat la barele de 400 kV și 220 kV ale statiei 400/220/110 kV Brazi Vest grupurile centralei pe condensatie cu ciclu combinat Petrom Brazi: la 400 kV un grup TG cu $P_i=285,6$ MW și un grup TA $P_i=314,6$ MW, iar la 220 kV un grup TG cu $P_i=285,6$ MW.

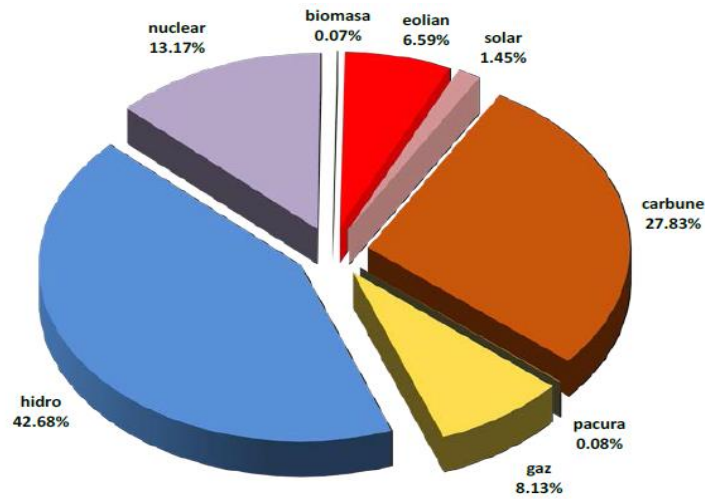


Fig. 2.1 Structura pe resurse primare [GWh;%] a producției de energie electrică în mai 2014

În Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică din luna mai 2014 rezultă ca producția de energie electrică din resursă hidro este dependentă, dar în același timp influențează rezerva de energie din principalele lacuri de acumulare. Evoluția nivelului zilnic al acesteia în lunile din anul 2014, comparativ cu valorile zilnice din ultimii 4 ani, precum și cu minima, maxima și mediana realizate pentru fiecare zi din perioada 2000-2009, sunt prezentate în graficul următor:

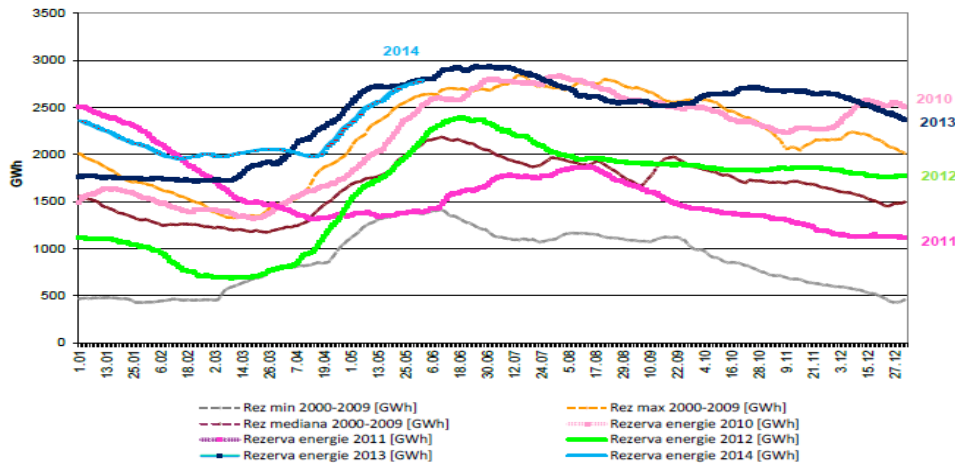


Fig. 2.2. Evoluția comparativă pe durata unui an a rezervei de energie zilnice în principalele lacuri de acumulare

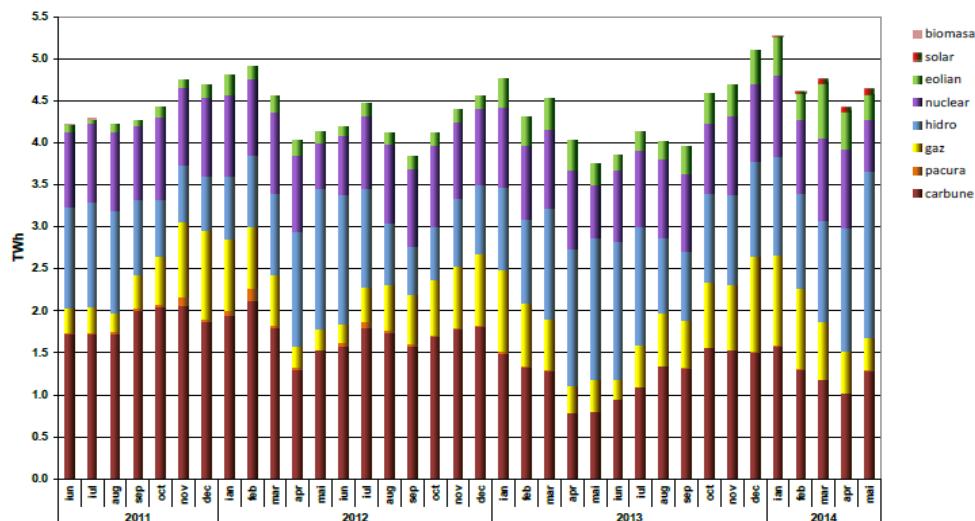


Fig. 2.3 Evoluția structurii pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețea de producătorii cu unitati dispecerizabile

2.3.2. Rețeaua de Transport a României

Liniile și stațiile electrice care alcătuiesc sistemul național de transport au fost construite, în majoritate, în perioada anilor 1960-1970, la nivelul tehnologic al aceluia deceniu.

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 sa impus un program susținut de re tehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor [Trans2011].

Lucrările de modernizare/re tehnologizare începute și efectuate în ritm susținut în ultimii ani au avut ca element comun adoptarea unor soluții tehnice de ultimă generație în privința alegerii echipamentelor utilizate și alegerea în consecință a unor scheme de conexiuni optime, simplificate pentru stațiile electrice. Transformatoarele și autotransformatoarele noi instalate în stațiile re tehnologizate se caracterizează prin parametri de funcționare îmbunătățiți, soluții constructive fără unități de reglaj sau unități monofazate, ceea ce reduce impactul negativ asupra mediului și pierderile în rețea. Au fost finalizate până în prezent următoarele proiecte de re tehnologizare, modernizare, mentenanță majoră: stațiile electrice Porțile de Fier, Urechesti 400 kV și 220 kV, Țanțăreni, Arad 400 kV, Oradea Sud, Drăgănești Olt 400 kV, Rosiori, Gutinas 400 kV și 220 kV, Slatina, Brazi Vest 400kV și 220 kV, Bucuresti Sud 400kV, 220 kV și 110 kV, Fantanele 110kV, Baia Mare 110kV, Vetis, Pitesti Sud, Constanța Nord, Iernut, Sibiu Sud, Fundeni, Salaj, Paroseni

În ceea ce privește LEA, au fost instalați cca. 4700 km fibră optică pe conductoarele de protecție și 120 km fibră optică în zone urbane.

În vederea creșterii capacității de transport și a reducerii pierderilor de energie electrică în rețea, s-a crescut tensiunea de funcționare de la 220 kV la 400

kV pentru câteva linii dimensionate prin proiect la 400 kV. Astfel, s-a trecut la tensiunea de funcționare de 400 kV (de la 220 kV) LEA Roșiori – Oradea Sud și LEA Gutinaș - Bacău S – Roman N – Suceava și s-au pus în funcțiune stațiile noi de 400 kV Bacău S, Roman N și Suceava.

În anul 2004, s-a realizat racordarea LEA 400 kV Vulcănești – Dobruja la stația de 400 kV Isaccea, ceea ce a avut drept consecință apariția a doua linii noi de interconexiune pentru SEN: LEA 400 kV Isaccea – Dobruja (Bulgaria) și LEA 400 kV Isaccea –Vulcănești (Rep.Moldova).

În anul 2008 s-a pus în funcțiune a doua linie de interconexiune România – Ungaria: LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba (Ungaria) și LEA 400 kV Arad – Nădab (linie nouă). Urmează să fie pusă în funcțiune și LEA 400 kV Oradea – Nădab (linie nouă), a cărei finalizare a fost întârziată de dificultățile întâmpinate în obținerea dreptului de proprietate asupra terenului necesar.

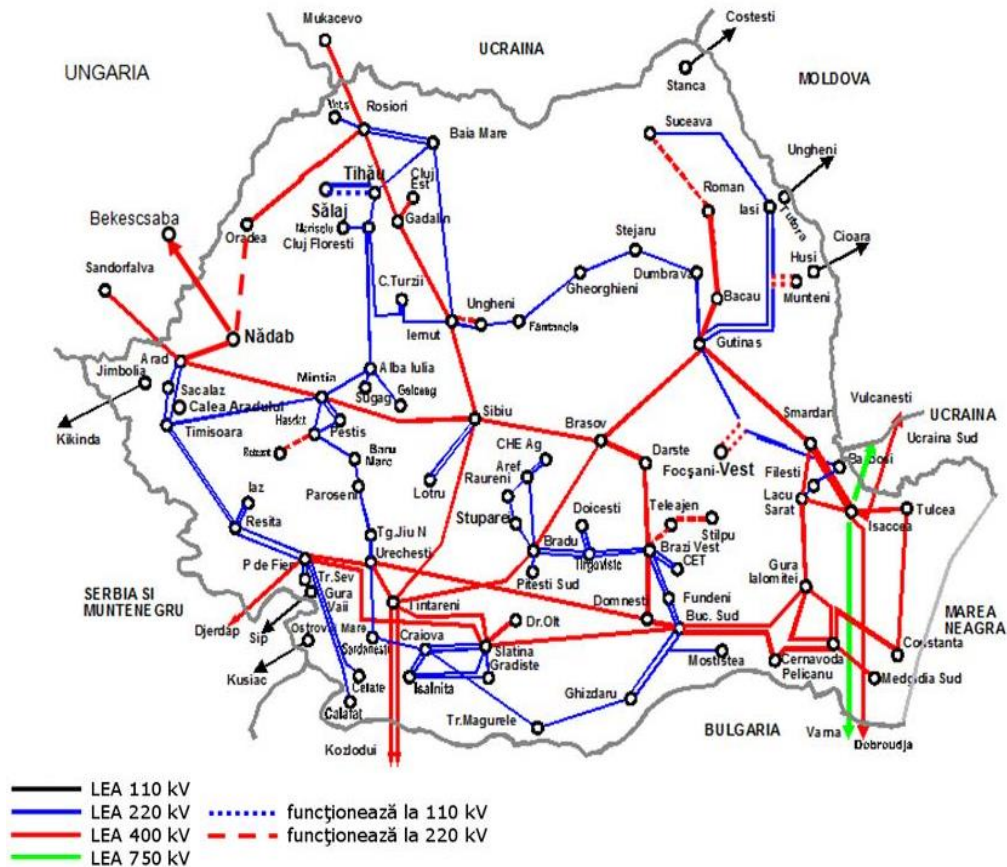


Fig.2.4 Harta Rețelei de Transport a României

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

În anul 2008 s-au efectuat reparații și modernizări pe elementele:

- LEA 220kV FAI – Suceava;
- LEA 400kV Gutinaș – Bacău Sud;
- LEA 400kV București Sud – Slatina;

- LEA 400kV Isaccea – Smârdan c1+c2;
- LEA 400kV Jânțăreni – Sibiu;
- LEA 220kV Reșița – Iaz;
- modernizare stație 220/110kV Cluj Florești.
- în anul 2009 s-au efectuat reparații și modernizări pe elementele:
- LEA 220kV Urechești – Sărdănești;
- LEA 220 kV Sărdănești – Craiova Nord;
- consolidare LEA 220 kV Bradu – Târgoviște – borna 87;
- LEA 220 kV Peștiș – Mintia, racordare LEA la SE Mintia;
- modernizare stație 220 kV Stupărei.
- în anul 2010 au fost realizate lucrări de mentenanță majoră sau re tehnologizare:
 - stația Ișalnița 220 kV și 110 kV;
 - stația Baia Mare 3 220/110 kV;
 - stația Gutinaș 110 kV;
 - stația Turnu Măgurele 110 kV;
 - stația Peștiș 220 kV și 110 kV.
- în anul 2011 au fost realizate lucrări de mentenanță majoră sau re tehnologizare:
 - stația Lacu Sărat 220 kV și 110 kV;
 - FAI 110 kV
 - Cetate 220 kV;
 - Mintia 220 kV.
- în anul 2012 s-au pus în funcțiune:
 - stația 400/110 kV Rahman;
 - stația 400/110 kV Stupina;
 - LEA 220 kV Porțile de Fier - Cetate;
 - LEA 220 kV Cetate - Calafat.
- în anul 2013 s-au pus în funcțiune:
 - stația Mintia 110 kV re tehnologizată;
 - stația Brașov 110 kV re tehnologizată
- SEN ia în considerare următoarele proiecte:

Centrale electrice eoliene și centrale pe cărbuni la Galați/Brăila (corelat și cu Cernavodă): LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș, LEA 400 kV Suceava – Gădălin, stația 400/110 kV Smârdan – modernizare/ re tehnologizare și extindere;

pentru unitățile 3 și 4 de la Cernavoda: LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlpul – Brașov, trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlpul, construcția stațiilor de 400 kV Stâlpul și Teleajen, LEA 400 kV d.c. Medgidia Sud – Constanța Sud - Constanța Nord;

Centrale electrice eoliene: racord intrare – ieșire LEA 400 kV Isaccea – Varna / Isaccea – Dobrudja în stația 400 kV Medgidia S, stația 400/110 kV Medgidia S – extinderea stației de 400 kV și re tehnologizarea stației de 110 kV pentru creșterea puterii de rupere a întrerupătoarelor corelat cu creșterea curentului de scurtcircuit;

Deoarece esalonarea lucrărilor de modernizare/re tehnologizare se va întinde pe o lungă perioadă de timp, ca urmare a valorii mari a acestor lucrări și necesității de mobilizare a resurselor financiare necesare, o parte a instalațiilor din RET vor fi supuse programelor și proiectelor de reabilitare într-o abordare tehnică și managerială unitară, având ca finalitate readucerea instalațiilor la starea tehnică și de operare pentru care au fost proiectate.

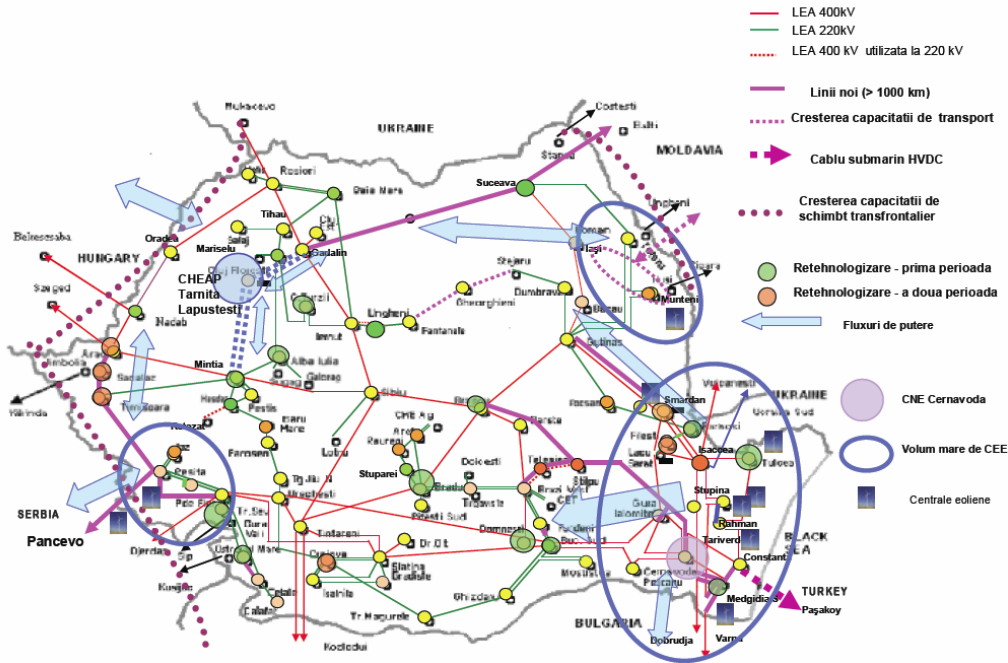


Fig. 2.5 Harta Planurilor de dezvoltare a RET

Schimburile fizice de energie electrică cu sistemele vecine sunt în fiecare moment un rezultat al sumei între exporturile și importurile realizate în baza contractelor între participanții la piața de energie electrică, la care se adaugă schimburile tehnice datorate circulațiilor în buclă între sistemele interconectate și schimburilor pentru reglajul frecvenței [PSD].

2.3.3. Consumul de energie electrică din România

După ce, 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.

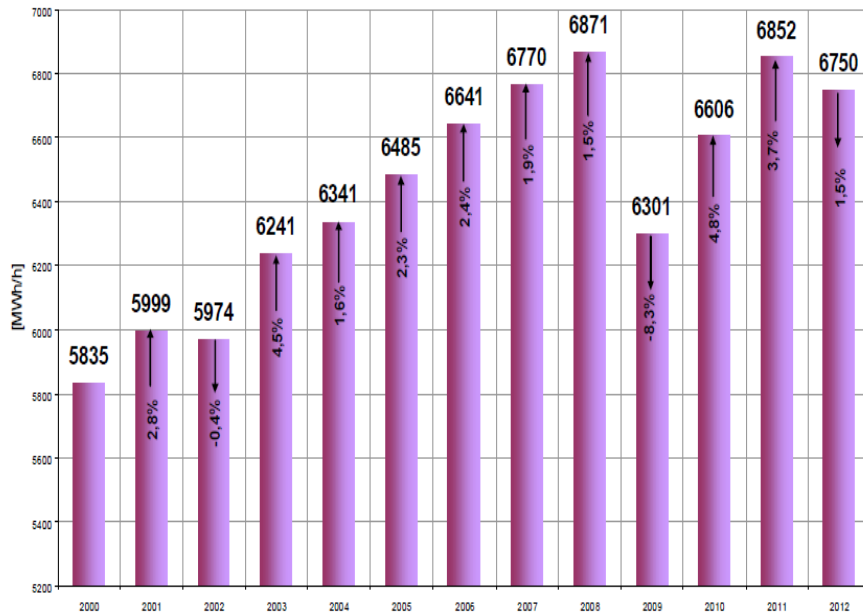


Fig.2.6 Variația consumului mediu brut anual în perioada 2000-2012 (MWh/h)

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 aprox. 50 MW.

În 2012, consumul mediu s-a menținut la valori apropiate celor din anul 2011 (Fig. 3.7). Plan de Dezvoltare a RET perioada 2014-2023.

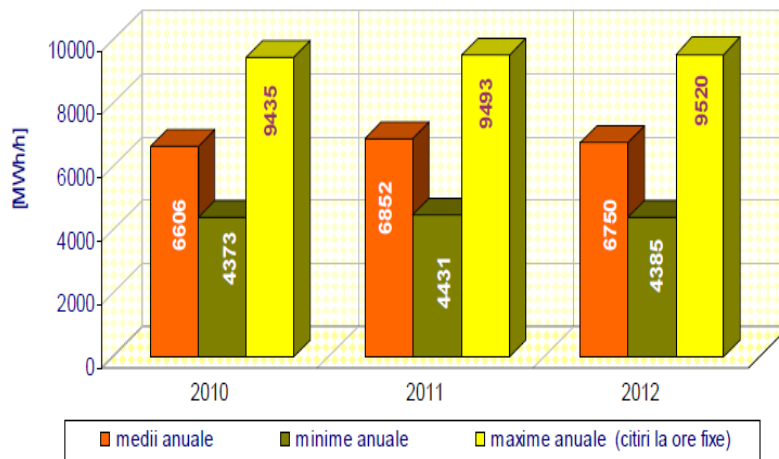


Fig. 2.7 Evoluția consumului (MWh/h) mediu, minim și maxim în anii 2010 – 2012

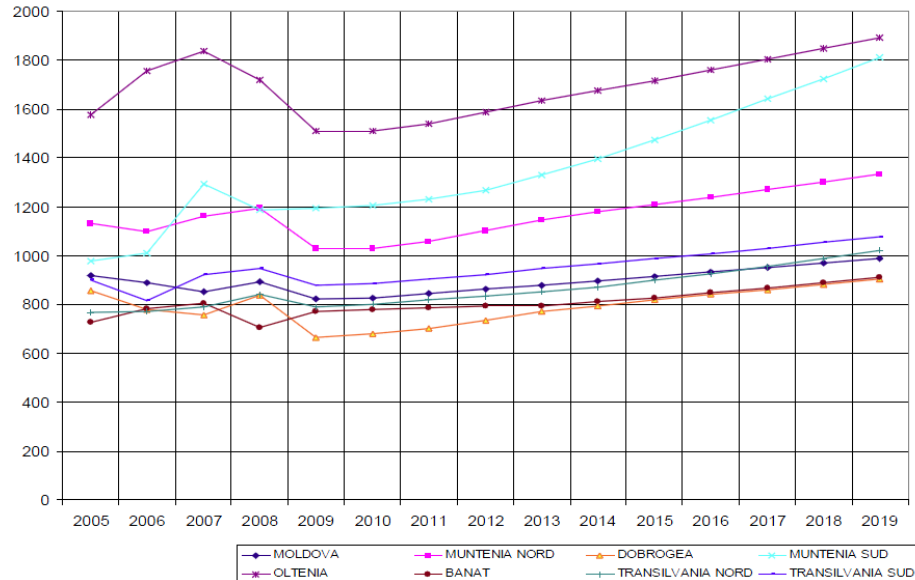


Fig. 2.8. Evoluția consumului de energie electrică pe zone geografice

2.4. Concluzii

Analizând evoluția piețelor energetice precum și factorii de natură economică, politică și de mediu care influențează această evoluție, principalele cerințe cu privire la energie pot fi rezumate astfel: energia să fie curată, sigură, disponibilă și prețul acesteia să fie competitiv.

Sub aceste aspecte, asigurarea securității energetice și continuarea procesului de dezvoltare a societății, presupune urmărirea a două direcții: fie creșterea eficienței în utilizarea combustibililor fosili, fie utilizarea pe scara largă a energiei obținute din surse regenerabile.

Utilizarea pe scară largă a surselor regenerabile de energie reprezintă principala direcție ce este urmată deoarece determină creșterea gradului de siguranță energetică.

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

- Realizarea unei sinteze documentate, în viziunea autorului asupra stadiului actual al evoluției sistemului energetic;
- Prezentarea într-o manieră proprie a legislației europene în domeniul energetic, a cerințelor impuse prin dezvoltarea durabilă și protecția mediului;
- Prezentarea, într-o manieră sintetică, a unei game largi de aspecte legate de situația actuală și evoluția viitoare a SEN;
- Prezentarea sistematizată a evoluției cadrului legal actual în domeniu, în concordanță cu legislația comunitară corespunzătoare;

3. CENTRALE ELECTRICE VIRTUALE (CEV)

3.1. Potentialul energetic al României

Dacă în anii 1970, conceptul de „energie verde” era considerat o utopie și tratat ca un vis al cercetătorilor, situația s-a schimbat de-a lungul anilor și viziunea asupra surselor de energie regenerabile a devenit un subiect de dezbatere. Sursele de energie noi și regenerabile precum energia solară, energia vântului, hidroenergia, energia geotermică, energia valurilor, biomasa, au devenit pentru țările industrializate, obiective naționale în structura producției lor de energie.

Începând din 1992 când, în cadrul Conferinței ONU de la Rio de Janeiro a fost adoptată și asumată o strategie globală de protecție a mediului, problema încălzirii globale, a degradării mediului și a epuizării resurselor energetice convenționale (combustibili fosili, petrol, gaze și cărbune) a devenit din ce în ce mai presantă și a angajat statele lumii într-o continuă și accelerată căutare de forme regenerabile de energie: energie solară, energie eoliană, hidroenergie, energie a mareelor, energie a valurilor, energie bazată pe biomasă.

Astăzi, promovarea surselor de energie regenerabile constituie o producție proprie de energie, o creștere a siguranței aprovizionării cu energie, o reducere a poluării atmosferice, o scădere a emisiilor de gaze cu efect de seră și implicit sprijinirea economiei țării. Obiectivele privind energia regenerabilă și biocombustibilii în transport contribuie la atingerea obiectivului european de reducere, până în 2020, cu cel puțin 20% a emisiilor de gaze cu efect de seră, în comparație cu valorile înregistrate în 1990. Eforturile trebuie combinate cu o mai bună eficiență energetică, urmărind ameliorarea cu 20% a eficienței energetice a Uniunii Europene în comparație cu planurile pentru 2020, și cu un consum redus de combustibili fosili.

Așadar, dezvoltarea durabilă și exploatarea eficientă a surselor de energie regenerabile implică realizarea unui echilibru a celor trei piloni importanți: tehnic, economic și ecologic.

În privința radiației solare, ecartul lunar al valorilor de pe teritoriul României atinge valori maxime în luna iunie (1,49 kWh/m²/zi) și valori minime în luna februarie (0,34 kWh/m²/zi).

Zonele de interes deosebit privind energia solară din țara noastră sunt:

- primul areal, care include suprafețele cu cel mai ridicat potențial, acoperă Dobrogea și o mare parte din Câmpia Română;
- al doilea areal, cu un potențial bun, include nordul Câmpiei Române, Podișul Getic, Subcarpații Olteniei și Munteniei, o bună parte din Lunca Dunării, sudul și centrul Podișului Moldovenesc, Câmpia și Dealurile Vestice și vestul Podișului Transilvaniei, unde radiația solară pe suprafața orizontală se situează între 1300 și 1400 MJ/m²;
- al treilea areal, cu potențialul moderat, dispune de mai puțin de 1300 MJ/m² și acoperă cea mai mare parte a Podișului Transilvaniei, nordul Podișului Moldovenesc și Rama Carpatică.

România este localizată într-o zonă cu potențial solar bun, beneficiind de 210 zile însorite pe an și un flux anual de energie solară cuprins între 1000 kWh/m²/an și 1300 kWh/m²/an. Din această cantitate doar 600-800 kWh/m²/an sunt utilizabili din punct de vedere tehnic. Potențialul energetic solar s-a reflectat în ultimii ani și în creșterea investițiilor centralelor solare. România se află pe locul 13 între cele mai atractive țări din lume în ceea ce privește investițiile în acest domeniu [Stud. Priv. ev. Pot].

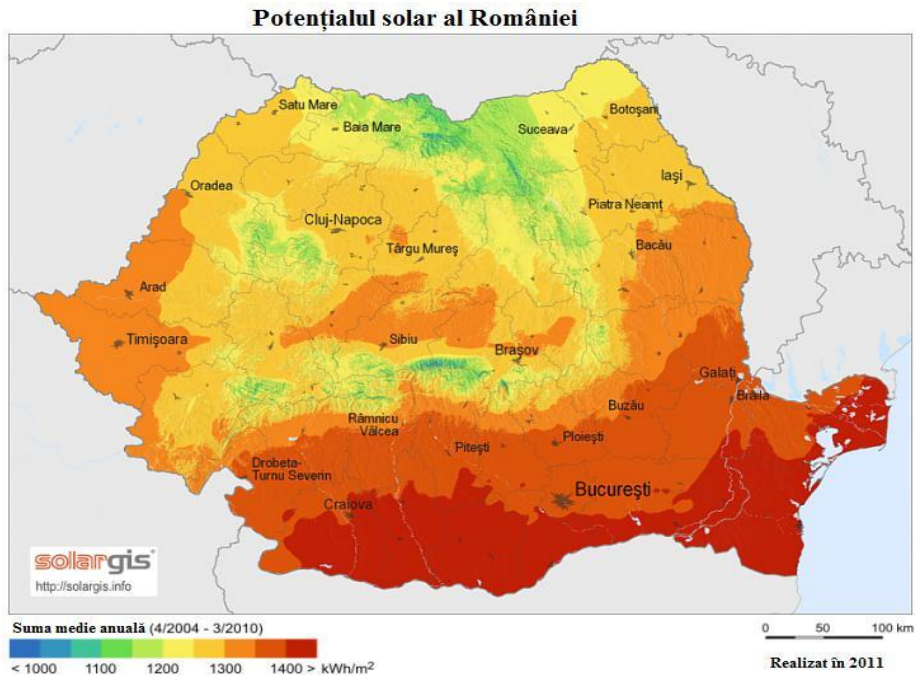


Fig.3.1 Potențialul solar al României

Se observă că zona de interes deosebit pentru aplicațiile electroenergetice ale energiei solare în țara noastră este cea care acoperă Dobrogea și o mare parte din Câmpia Română.

În concluzie, nivelul de radiații din România este foarte bun comparativ cu cel al altor țări cu climat temperat, iar diferențele, în funcție de zona geografică, sunt foarte mici. Din acest motiv țara noastră se situează în zona europeană B de însorire, ceea ce oferă avantaje reale pentru exploatarea energiei solare [Potential energetic].

În strategia de valorificare a surselor de energie regenerabile, potențialul eolian declarat este de 14.000 MW (puterea instalată), care poate furniza o cantitate de energie de aproximativ 23.000 GWh/an.

Distribuția pe teritoriul României a vitezei medii a vântului scoate în evidență că principala zonă cu potențial energetic eolian este aceea a vârfurilor montane, unde viteza vântului poate depăși 8 m/s, a doua zonă cu potențial eolian ce poate fi utilizat în mod rentabil o constituie Litoralul Mării Negre, Delta Dunării și nordul Dobrogei, unde viteza medie anuală a vântului se situează în jurul a 6 m/s. Față de alte zone, exploatarea energetică a potențialului eolian din această zonă este favorizată și de turbulența mai mică a vântului, iar cea de a treia zonă cu

potențial considerabil o constituie Podișul Bârladului, unde viteza medie a vântului este de circa 4-5 m/s. Viteze favorabile ale vântului mai sunt semnalate și în alte areale mai restrânse din vestul țării, în Banat și pe pantele occidentale ale Dealurilor Vestice [Stud. Priv. ev. Pot].

3.2. Centrale electrice viruale

Centrala electrică virtuală (în engleză, virtual power plant) reprezintă o grupare de mai multe centrale dintr-o anumită arie geografică (exemple: turbine eoliene, microhidrocentrale, grupuri electrogene) care este condusă de o entitate centrală de control și care utilizează surse de energie regenerabile. Centrala electrică virtuală poate fi considerată un „internet al energiei” prin utilizarea unor inovații software care conduc la gestionarea opțiunilor în luarea deciziilor pentru conturul energetic considerat.

Centralele electrice virtuale (CEV) sunt un concept relativ nou. Acesta a apărut în evoluției semnificative din ultimele două decade a producerii distribuite, localizată în apropierea locurilor de consum și prezintă o serie de avantaje.

Conceptul de centrală electrică virtuală a fost dezvoltat pentru a crește vizibilitatea și controlul generării distribuite și pentru a permite ca un număr foarte mare de unități mici să fie agregate, astfel încât acestea să poată lua parte la diferitele piețe pentru servicii energetice și auxiliare.

Într-o centrală electrică virtuală, generarea distribuită împreună cu consumatorii sunt încadrate în unități controlabile. Aceste grupuri generatoare sunt accesibile operatorului de sistem, pot fi controlate pentru a sprijini funcționarea sistemului electroenergetic și pot tranzacționa în mod eficient pe piețele de energie. Prin implementarea unei centrale electrice virtuale:

- generarea distribuită poate deveni vizibilă, să aibă acces la piețele de energie și astfel să maximizeze oportunitățile privind veniturile din energia electrică;
- cresc beneficiile sistemului de operare datorită utilizării eficiente a capacității de generare distribuită și crește eficiența în funcționare [DG].

Când funcționează independent, generatoarele distribuite nu prezintă suficientă capacitate, flexibilitate sau controlabilitate pentru a le permite să ia parte în mod eficient în sistemul de management și în activitățile de pe piața de energie. O centrală electrică virtuală formează însă un ansamblu prin intermediul căruia generatoarele mici pot lua parte în funcționarea sistemului electroenergetic, întrucât creează un profil de operare unitar pornind de la parametrii fiecărui generator în parte [DG], [Lazaroiu2015].

Centrala electrică virtuală este caracterizată de un set de parametri, de obicei asociați unui generator: producție prognozată, capacitate de reglare a tensiunii, rezervă, etc.

Astfel CEV oferă posibilitatea reducerii presiunii asupra rețelei electrice. Este de așteptat ca tot mai multă energie să fie produsă local și folosită în zona în care a fost produsă fără a fi nevoie să fie transportată de la distanțe mari și la tensiuni ridicate. În consecință, un factor al pierderilor de energie este minimizat sau eliminat în totalitate. CEV aduc o revoluție în relațiile energetice. Participantul nu mai este doar un utilizator pasiv. Participarea în CEV înseamnă că fiecare dintre cei implicați poate influența funcționarea sistemului energetic în mod activ, chiar dacă în mică măsură.

CEV este controlată de un sistem de management informatizat, la rândul său controlat de Operatorul de Distribuție, (OD).

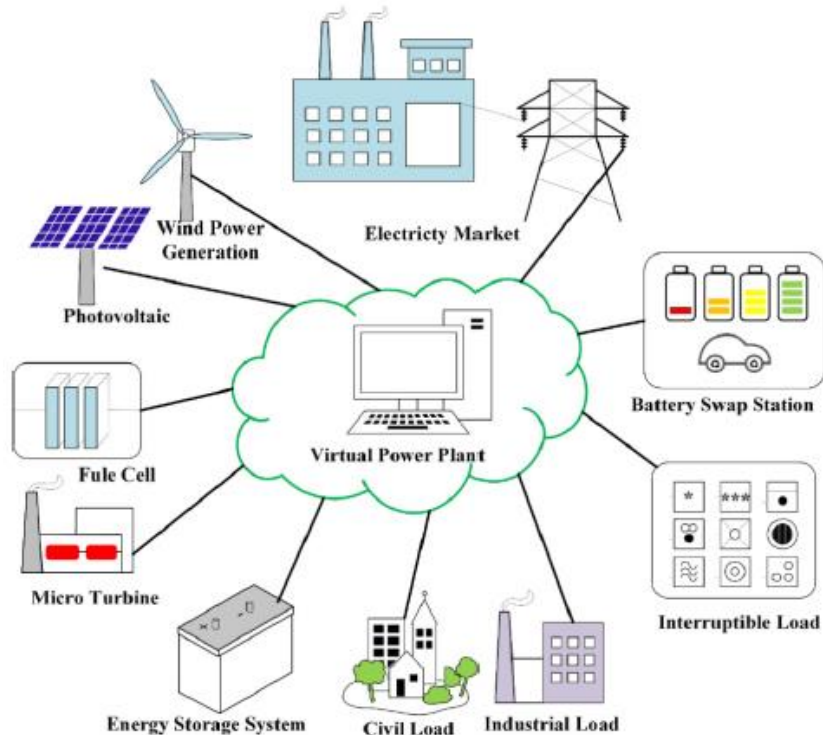


Fig.3.2 Elementele de bază a unei centrale virtuale

În 2011, conceptul de centrală electrică virtuală (CEV) a fost adusă la stadiul comercial, un număr de diferite prezentări de centrale virtuale și propuneri fiind lansate pe parcursul anului 2011, în scopul de a ținti exclusiv clientul [DVPPOD].

Experiența privind numărul mare de contacte cu clienții în 2011 arată că procesul de vânzare și marketing-ul elaborat trebuie să fie individualizate. Scopul materialelor de marketing a fost de a ajuta centralele electrice virtuale să obțină sprijin în anumite piețe-țintă, de exemplu sectoarele industriale [DVPPOD].

În context, liberalizarea (dereglementarea) piețelor de energie a dus la dezvoltarea unui cadru flexibil și eficient pentru tranzacționarea energiei de către companiile producătoare într-un mediu concurențial. În același timp liberalizarea împreună cu preocuparea față de problemele de mediu au dus la creșterea numărului de unități de producere a energiei din surse regenerabile de capacitate mică și medie distribuite în rețea.

Ideea de bază a unei centrale electrice virtuale este că un număr de unități mici de bază în producerea energiei electrice pot fi exploatate ca și cum ar forma o singură centrală electrică mare (de exemplu, termocentrală). Unitățile individuale (în special turbinele eoliene și panourile fotovoltaice) nu pot garanta o producție stabilă, însă combinația diferitelor surse de energie regenerabile pot oferi stabilitate. Ideea de bază în combinarea unităților de producție unice devine mai dificilă când sunt incluși și consumatorii finali. Echilibrul în cadrul sistemului poate fi atins prin diferite moduri. Din punctul de vedere al bilanțului energetic oprirea unui număr de instalații consumatoare are același efect cu creșterea producției de energie electrică. Sau se pot opri unitățile consumatoare de putere mare (mașinile electrice) atunci când

există un vârf de sarcină. Centrala electrică virtuală dispune de un mecanism de coordonare care ia decizii coerente cu privire la facilitățile în producție și a consumatorilor interni de energie electrică, obținându-se un rezultat previzibil și stabil [DVPPOD]. O consecință a caracteristicilor CEV este că astfel sunt create condiții mai bune pentru exploatarea surselor de energie regenerabile.

Aceste centrale electrice virtuale pot negocia un contract mult mai favorabil cu companiile de electricitate. De exemplu, considerând o regiune a rețelei electrice „veche” care operează la limitele sale. Când se dorește construirea unei centrale electrice fotovoltaice trebuie să se ia în calcul și posibilitatea de a depăși limitele acestei rețelei. În condiții clasice Operatorul de rețea va trebui să investească masiv creșterea capacității de transfer a rețelei. Aceasta s-ar traduce în costuri mai mari pentru operatorul de distribuție, ceea ce va reprezenta un dezavantaj în final și pentru consumator. În această situație, s-ar putea recurge la combinarea investițiilor în așa fel încât să existe mai puțină dependență față de rețeaua de energie electrică. O altă variantă ar fi flexibilitatea operatorului de rețea, oferindu-i dreptul de a controla anumite instalații astfel încât acesta să poată menține sistemul fără investiții suplimentare [CCVPP].

Primele centrale electrice virtuale au apărut în urmă cu aproximativ 10 ani, în principal ca proiecte de cercetare. În ultimii ani, participanții pe piața energiei au ajuns să accepte centrala electrică virtuală ca o alternativă viabilă comercială pentru adăugarea de noi capacități, precum și o modalitate de a se gestiona variabilitatea surselor regenerabile de energie. Se consideră că la nivel mondial capacitatea centralelor electrice virtuale ar putea crește de la 45 de GW în anul 2012 la 105 GW până în 2017, cu venituri de aproximativ 6,5 miliarde de dolari [VPP], [Unger2012], [Plancke2015].

Rolul CEV ar fi acela de a monitoriza și controla toate resursele disponibile de generare a energiei de care se dispune în teritoriul respectiv și din punctul de vedere al rețelei de transport și distribuție, le face vizibile ca o singură centrală electrică convențională.

3.2.1. Conceptul principal

Termenul de Resursă de Energie Distribuțită (RED) cuprinde Generarea Distribuțită (GD), Stocarea Energiei și Vehicule Electrice.

Dacă RED este dimensionată pentru a face față vârfurilor de sarcină a CEV, este posibilă folosirea capacității de producție pentru a genera energie excedentară în afara vârfurilor de sarcină. Această energie poate fi vândută pe piața energiei. RED pot fi grupate și gestionate de o unitate centrală, astfel devenind vizibile pe piața energiei și este evident deschisă oricărui tip de tehnologie de generare de energie.

Principalele puncte pe care se concentrează cercetarea în domeniul CEV sunt:

- Fezabilitatea participării pe piață a RED;
- Optimizarea controlului și a coordonării CEV;
- Design-ul CEV și a sistemului de producție.

3.2.1.1. Structura CEV

În ceea ce privește organizarea structurii interne a CEV pot fi identificate trei abordări:

Controlul Centralizat al Centralei Electrice Virtuale (CCCEV) – acest design presupune că toată logica controlului este atribuită CEV și toate cunoștințele legate de piață și de planificarea producției sunt separate de RED. Avantajul acestui design este că CEV are un mod simplu de utilizare a RED pentru a veni în întâmpinarea cererii de pe piață.

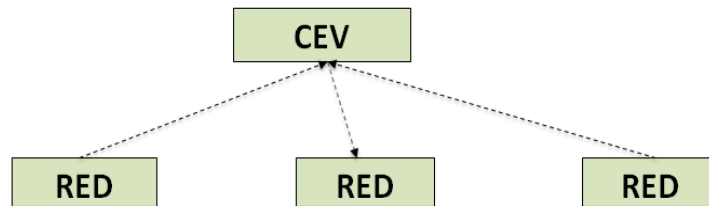


Fig. 3.2 Structura CEV

Centrala Virtuală Electrică cu Control Distribuit (CEVCD) – introduce un model de ierarhizare definind CEV-urile la diferite nivele. Un CEV local supervizează și coordonează un număr limitat de RED în timp ce delegă unele decizii unor CEV de nivel mai înalt. Acest design poate simplifica responsabilitățile și comunicarea între CEV-urile individuale.

Centrala Electrică Virtuală cu Control Complet Distribuit (CEVCCD)- fiecare RED se comportă ca un agent independent și inteligent care participă și reacționează la starea sistemului de energie și piață. Acest tip de design este foarte promițător în ceea ce privește furnizarea de energie într-un sistem dinamic și optimizat.

3.2.1.2. Exemple de utilizări ale CEV

Proiectele cele mai importante la nivel european care utilizează într-un fel sau altul conceptul CEV și RED în mod integrat:

- SmartGrid
- FenixProject - scopul acestui proiect este de a evolua de la gestionarea tradițională a unităților mici dintr-un sistem energetic. Prin proiectul Fenix toate sursele vor fi integrate în mod activ în sistem. Această nouă abordare ar trebui să fie folosită pentru fiecare tip de unitate RED. Proiectul Fenix testează două tipuri de CEV: comercial și tehnic.
- Proiectul Ecogrid – introduce conceptul de Piață de Energie Distribuită (PED). Scopul principal al PED este să pună consumatorul final în centrul pieței de energie și să ofere operatorului de sistem cea mai eficientă soluție cu privire la costuri pentru gestionarea sistemului. Un astfel de exemplu funcționează pe insula Bornholm.

Probleme legate de implementarea CEV

Au fost folosite mai multe abordări pentru implementarea funcțiunilor și controlul CEV. Fiecare abordare s-a lovit de unele probleme, din care cele mai importante sunt:

„Adopția generică” - comunicarea dintre unitățile RED și operatorul CEV trebuie să fie standardizată. Pentru aceasta poate fi admis un singur standard și trebuie să se stabilească un pachet de informare.

Strategii interschimbabile – comportamentul unității de producție ar trebui să reflecte alegerile făcute de proprietarul unității sau de operatorul CEV.

Siguranță și robustețe – sistemul trebuie să fie protejat împotriva pericolelor exterioare și trebuie să aibă o procedură de operare în cazul pierderii comunicării.

Proiectele de cercetare și proiectele pilot implementate au propus următoarele soluții pentru rezolvarea problemelor identificate:

Soluții în cazul cuplajului slab: bazate pe introducerea unui modul de „cuplaj”. Toate informațiile despre unitatea RED vor fi introduse în baza de date a acelui modul. Acest modul va fi responsabil pentru căutarea de conexiuni cu posibili operatori de CEV. Următorul pas ar putea fi că după ce se face alegerea CEV, agentul de cuplaj va realiza o conexiune între CEV și unitate.

Soluții pentru adopția generică: presupun că toate schimburile de date ar trebui să se facă conform cu un standard, formatul propus fiind formatul XML.

Soluții pentru strategii interschimbabile: impun ca sistemul trebuie să reacționeze rapid și eficient în așa fel încât să modifice, în mod dinamic, comportamentul pentru a se adapta situației. În același timp trebuie să fie posibil ca operatorul CEV să modifice strategia sau logica unei unități de producție.

Soluții de securitate: impun definirea de standarde de securitate și specificații pentru serviciile web. În cazul pierderii conexiunii dintre unitatea RED și operatorul CEV, unitatea RED se conectează la agentul de cuplaj pentru a obține informații despre conexiuni noi disponibile cu operatorul unei alte CEV. În cazul acesta conexiunea este stabilită într-un mod dinamic.

Analiza CEV

Influența celui de al cincilea Program-Cadru al Uniunii Europene

Obiectivul programului a fost dezvoltarea conceptului de CEV, implementarea lui și testarea și evaluarea rezultatelor. S-a pus problema că pilele de combustie, ca resurse distribuite (RED) pentru CEV, pot fi instalate în cadrul locuințelor. Au fost instalate 31 de pile de combustie independente. Fiecare unitate utilizată avea 4,6 kWe și 9 kWt. Un modul de management energetic controla întregul sistem. Acest modul a fost responsabil pentru beneficii pentru consumatorul final și de urmărire a rețelei. A fost conceput un Sistem Central de Control (SCC) pentru a gestiona toate sistemele de pile de combustie. SCC a comunicat cu furnizorul de energie local și permitea utilităților să controleze micro CHP-urile (CHP-Combined heat and power) în caz de cerință la momente de vârf și a definit profilurile de sarcină. S-au utilizat standarde de transmisie wireless GSM în scopul comunicării. Proiectul s-a dovedit unul de succes. Întregul sistem a fost stabil. Nu au existat cazuri de urgență în care unitățile să fie oprite. S-a atins un randament global de 90%, cu 30% randamentul electric.

Sistemul de pile de combustie la temperatură joasă a funcționat timp de 138.000 de ore. În acest timp a generat aproximativ 400 MWh de electricitate. S-au achiziționat și analizat mai mult de 50 de milioane de măsurători de date. Sistemul a

fost testat pentru a vedea cum livrează CEV energia. Rezultatele au dovedit ca nu există latență în livrarea energiei. Au fost identificate și probleme care ar trebui rezolvate pentru continuarea dezvoltării acestui tip de sistem pentru piață:

Costurile trebuie să fie reduse semnificativ pentru a spori fezabilitatea financiară a tehnologiei;

Sistemul trebuie simplificat pentru a îmbunătăți siguranța;

Temperatura agentului termic livrat trebuie să crească pentru a deveni compatibilă cu sistemele de încălzire existente și pentru a da oportunitatea tri-generării.

Costul total al proiectului a fost de 8,3 milioane de euro.

Un sistemul cu pilă de combustie era format dintr-o baterie de pile de combustie, boiler de expansiune a căldurii, rezervorul de apă și modulul de control. Un sistem de management energetic controla funcționarea întregului sistem.

Obiectivul principal al sistem de management energetic era să furnizeze energie termică pentru a întâmpina cerințele clădirilor. Pentru a realiza acest scop, el comunica cu un sistem CHP în cadrul locuințelor și controla pila de combustie, boilerul și sistemul hidraulic. MicroCHP-ul era alimentat cu gaze naturale. Energia termică era consumată local, iar energia electrică generată în c.c. era trecută printr-un invertor, unde curentul continuu era transformat în curent alternativ, apoi electricitatea trecea în rețeaua de alimentare a clădirii.

Proiectul EDISON

Proiectul EDISON [Andersen 2008] a avut ca obiectiv integrarea vehiculelor electrice cu rețeaua de alimentare cu energie electrică. Integrarea se poate realiza mult mai eficient cu ajutorul CEV. Centralele ce utilizează energie regenerabilă provoacă probleme în sistemul de alimentare cu energie. În acest sens trebuie dezvoltată o soluție care să vizeze cât mai multe din problemele deja identificate ale integrării centralelor bazate pe surse de energie regenerabilă, dar și eventuale probleme ale sistemelor electroenergetice tradiționale. Acest proiect are în vedere și faptul că vehiculele electrice pot fi considerate unități de stocare a energiei.

O primă problemă de implementare este constituită de construirea unui program de încărcare a vehiculelor electrice. Acest factor este crucial și are ca scop minimizarea costurilor. Pentru a rezolva această problemă trebuie dezvoltată o platformă specială de management. Ea se va coordona cu sistemul energetic și cu piața energiei pentru a obține toate informațiile necesare determinării regimurilor optime de încărcare. SRE vor fi luate în considerare, de asemenea pentru a optimiza utilizarea surselor regenerabile. Sistemul acesta complex va trebui să alimenteze cu energie electrică toate vehiculele electrice integrate și atunci când este necesar.

Trebuie luate în considerare toate limitele rețelei de distribuție a energiei electrice. Fiecare vehicul electric din fiecare locație poate fi legat la rețeaua electrică, via CEV. Simularea realizată a urmărit măsurarea influenței unei flote de vehicule electrice asupra rețelei electrice locale. Un aspect care diferențiază CEV din proiectul EDISON de alte CEV-uri este utilizarea vehiculelor electrice ca unități de stocare a energiei. Majoritatea CEV-urilor se concentrează predominant pe gestionarea inteligentă a unităților de generare, uneori și pe răspunsul cererii.

Proiectul a urmărit analiza a două modalități posibile de implementare.

În primul caz, s-a avut în vedere ca CEV să fie integrată în rețeaua electrică.

În al doilea caz, s-a urmărit ca CEV să fie un nou sistem care cooperează cu cel existent. În cea de-a doua situație CEV a fost un nou participant pe piață, iar ca parte din rețeaua electrică rămâne parte din compania de distribuție. CEV va avea

sarcina de echilibrare ca Parte Responsabilă de Echilibrare (PRE). Din acest punct de vedere CEV ar putea fi instrumentul ideal pentru a face legătura între cerere și ofertă. Arhitectura CEV-urilor independente reprezintă o alternativă la cele menționate anterior. În acest caz CEV este și PRE, dar este independentă și funcționează ca oricare alt participant de pe piață. Ea cumpără și vinde energie, bazându-se pe datele colectate și pe starea fiecărei unități de generare. Problema cea mai importantă legată de acest aspect este crearea unor programe de echilibrare. CEV vizată de proiectul EDISON conține trei module principale:

- Modul de control pentru fiecare RED;
- Modul de colectare de date;
- Modul de conectare, cooperare și comunicare.

Evident fiecare dintre modulele de mai sus conține alte sub-module. Pentru arhitectura CEV-urilor independente întregul sistem este mai complicat decât în cazul în care CEV este integrată în structura rețelei electrice din zonă și este parte din compania energetică. 52 de unități RED sunt localizate în zona inclusă și 35 dintre acestea sunt turbine eoliene. În plus zona considerată include 27.000 de consumatori de energie electrică. Capacitatea totală de producție este de 135 MW, cu un consum maxim de 55 MW. Proiectul EDISON verifică modul în care vehiculele electrice pot îmbunătăți preluarea producției din centralele eoliene. Există potențialul gestionării active a vehiculelor electrice fără a produce vreun disconfort din punctul de vedere al utilizării de către proprietarii lor. S-a realizat o simulare bazată pe modelul rețelei de electricitate de pe insulă. Acest lucru se poate face folosind software cum ar fi Powerworld, Matlab/Simulink/Powersym sau DigSilent's PowerFactory, care simulează și analizează regimurile rețelei de transport sau a celei de distribuție. Modelul poate folosit pentru gestionarea datelor, prognoza și optimizarea operațiunilor întregului sistem. Cu modelul prezent se pot face simulări ale circulației de puteri într-o rețea electrică, funcție și de mișcarea vehiculelor electrice. Toate calculele se fac la intervale de 15 minute. Calculele sunt utilizate pentru a întocmi o hartă a circulațiilor de puteri, care poate fi folosită pentru a determina locul în care rețeaua și transformatoarele ar putea fi suprasolicitate.

Energia generată și consumul sunt echilibrate prin reglarea turbinelor eoliene și a centralelor electrice clasice.

Pentru două probleme este necesară cercetare suplimentară:

Prognoza – cererile de putere trebuie prevăzute pentru a crea un orar al generării energiei electrice. Încărcarea mașinilor electrice este o altă problemă care afectează prognoza. Condițiile de vânt trebuie, de asemenea, prevăzute prin prognoze ce pleacă de la buletine meteorologice și date istorice. Toate aceste probleme se cer soluționate și necesită modele mai bune pentru rezultate îmbunătățite.

Optimizarea – diferite funcții obiective pot fi optimizate: costurile, echilibrarea energiei, în cazul operațiunilor intermitente ale unităților SRE și a furnizării de electricitate pentru mașinile electrice. Optimizarea trebuie să ducă la un optimum general mai bun, bazat pe optimuri locale.

Konwers 2010

Creșterea ponderii SRE în producția de energie electrică aduce și probleme în ceea ce privește în special echilibrarea bilanțului de puteri la nivelul sistemului electroenergetic. SRE depind foarte mult de condițiile de vreme, respectiv de disponibilitatea sursei utilizate, vânt sau soare de exemplu. Operațiunile CHP sunt și

ele conduse bazându-se pe cererea de energie termică, determinate în mare măsură de condițiile meteorologice. Utilizarea rezervei de putere a surselor centralizate este justificată din punct de vedere economic. Această rezervă este folosită pentru a compensa lipsa de energie ce rezultă din natura impredictibilă a producției bazate pe SER. Ca urmare apare ca mai inteligent să se transfere sarcina de echilibrare unui alt nivel de structură realizabilă în rețea. Aceasta structură ar trebui să conțină diferite tipuri de RED, unități de stocare a energiei și să dețină și drepturi de control.

Toate pot fi reunite într-o structură CEV care poate funcționa ca și o centrală electrică sistem. Operațiunile fiecărei unități pot fi programate anterior. Un sistem de gestionare a distribuției energiei (SGDE) supervizează întregul sistem, luând în considerare toate condițiile limită.

Toate aceste sarcini pot fi realizate utilizând metode inovatoare de transmitere a datelor, comunicare și control de la distanță, care împreună pot monitoriza un număr mare de surse de energie distribuită. CEV controlează toate fluxurile de energie dintr-un sistem și factorii meteo.

Sistemele moderne de electricitate în funcțiune se bazează încă pe o generare centralizată de electricitate și/sau pe energie termică. Evoluțiile recente evidențiază că trendurile globale se îndreaptă spre un număr tot mai mare de generatoare distribuite. Asta înseamnă că procesul de gestionare trebuie să se adapteze la prezența generatoarelor distribuite și la modul lor de operare. Sistemul energetic trebuie să facă față condițiilor imprevizibile ale GD. Astfel, se cere o abordare inovatoare a gestionării sistemului energetic. Numărul tot mai mare al unităților de producere și pătrunderea SRE reprezintă o reală provocare. Noua abordare trebuie să fie eficientă din punct de vedere a costurilor, să fie economică și să ofere un sistem stabil de operare. Procesul de echilibrare poate fi asumat de către CEV-uri în unele zone. CEV va opera pe baza unor programe făcute în modul offline. CEV va superviza realizarea programelor de către fiecare RED în mod online. CEV poate fi integrată pe verticală sau orizontală. Un sistem CEV poate face parte dintr-un sistem mai vast. Este posibilă însă și conectarea mai multor sisteme CEV în sistemul electroenergetic actual. După cum a rezultat deja din descrierea făcută, arhitectura CEV este foarte flexibilă, acesta fiind unul dintre marile sale avantaje. Funcționarea de bază a CEV este oferită de SGDE care are datoria de a genera, stoca și a încărca. Scopul principal al SGDE este de a ajunge la o situație favorabilă din toate punctele de vedere, ceea ce înseamnă că va urmări asigurarea de beneficii atât sistemului electroenergetic, cât și clientului, fie el producător sau consumator [Kaestle2006].

CEV – Descrierea funcționării

Generarea de energie din resurse regenerabile și cererea pentru energie electrică și termică în cadrul zonei de alimentare este prevăzută pentru fiecare 15 minute din perioada de contorizare de către module offline ale SGDE. Pornind de la acest element, programul de funcționare pentru fiecare unitate RED este conceput la intervale de 15 minute. Toate programările se fac cu 1-3 zile înainte. Sunt luate în calcul doar unitățile care au o anumită cotă la energia maximă a CEV. Unitățile mici și cele necontrolabile sunt doar estimate. Trebuie să se țină cont și de faptul că CEV-urile pot fi optimizate în mai multe moduri. Controlul funcționării planificate se face în mod online. Fluctuațiile neprevăzute și deviațiile de la program impun ajustări rapide ale fluxului real de energie în fiecare perioadă, ajutărilor fiind realizate utilizând rezervele reprezentate de generatoare controlabile și unități de stocare la interval de un minut.

Strategii adiționale de rezervă trebuie să fie disponibile pentru a face față erorilor de prognoză. Se urmărește acoperirea rezervei de putere la nivel local cu toate restricțiile tehnice. Sistemul trebuie să rămână foarte simplu, compatibil și complet. O situație de urgență nu ar trebui să afecțeze funcționarea întregii CEV.

CEV include CHP incluzând centrale electrice bazate pe biomasă, turbine eoliene, centrale solare și centrale convenționale de energie. Toate acestea trebuie să furnizeze energie electrică și / sau termică gospodăriilor, industriei, hotelurilor și birourilor. O parte importantă a cererii de electricitate și căldură poate fi acoperită de RED componente ale CEV. Dacă producția de energie este insuficientă, atunci energia electrică necesară în plus va fi achiziționată de CEV din surse externe și de pe piață. Este deci necesară conectarea la rețeaua electrică externă.

Proiectul FENIX, Proiectul european FENIX – scenariul nordic și sudic

În Europa, CEV este considerată drept o nouă abordare ce poate asigura acoperirea cererii de energie electrică în creștere, stimulând în același timp și dezvoltarea producției din surse regenerabile și nepoluante. În cadrul acestui proiect s-au dezvoltat două concepte ale CEV, unul tehnic (CEVT) și unul comercial (CEVC).

Conceptul CEVT include generatoare agregate care sunt localizate în aceeași zonă geografică. OD primește cererea în timpi reali de capacitate. Aceste solicitări pot fi satisfăcute de DER. În plus, sunt date și costurile caracteristicilor de operare ale fiecărui generator. Cu alte cuvinte, CEVT este un sistem de gestionare a energiei la nivel local care oferă informații detaliate în legătură cu toate aspectele sistemului local. CEVT are funcții care conțin informații referitoare la costurile și caracteristicile surselor de energie distribuite. CEVT nu se ocupă cu livrare tehnică a sarcinii. Este un sistem care face posibilă comercializarea pe piața energiei și echilibrarea comercială. CEVT și CEVC nu este necesar să fie împreună în același sistem. CEVT poate conține mai mult de un CEVC în cadrul FENIX. CEV au fost implementate în două rețele. Prima, a fost prima din rețea reală de energie din Iberdrola din Spania (scenariul sudic), iar a doua a fost implementată în rețeaua de energie EDFE (EdF Energy) în Marea Britanie (scenariul nordic).

Scenariul nordic

Scenariul nordic se concentrează pe utilizarea CEVC. Este dedicat unei generații aplicabile la scară restrânsă: în gospodării și în unitățile municipale (centre civice, centre de conferință, etc). Principalele părți ale aparaturii sunt CHP și PV, conectate la o rețea de joasă tensiune. Aparaturile la nivel de medie sunt incluse și ele în test. Scopul testelor CEV a fost de a dovedi că este posibil să se utilizeze conceptul CEV în rețelele actuale, urmărind să verifice totodată dacă și consumurile pot fi controlate pe perioade scurte de timp. Sistemul CEV conține câteva structuri diferite care îndeplinesc funcții diferite. Primele sunt generatoarele, fără de care este imposibil să fie pus în practică acest concept CEV. O altă componentă importantă este reprezentată de sistemul de control care oferă datele adunate. Toate generatoarele din arborele structurii sunt vizibile în sistemul de control. Acest sistem colectează informații despre nivelul real de generare, cel al consumurilor și flexibilitatea controlului. Datele sunt trimise spre sistemul de gestionare a energiei distribuite, găzduit de OSD, apoi ajunge la CEVC. Soluția este pregătită ca răspuns la informațiile din intrări și este trimisă generatoarelor sub formă de date. Răspunsul conține informații despre cel mai bun nivel de generare din partea aparatelor agregate în contextul situației reale de pe piața energiei. S-au făcut demersuri de a

implica OD activ în rețea în viitoarele îmbunătățiri aduse CEV. Principalul avantaj al acestui sistem este vizibilitatea aproape în timp real a generării și a cererii în zona unde este instalată CEV. Nu trebuie să uităm de importanța vizibilității și flexibilității în ceea ce privește toate elementele care sunt agregate în nivelul principal al CEV – de la generatoare până la rețeaua distribuită.

Scenariul sudic

În opoziție scenariului nordic, scenariul sudic se concentrează pe generatoare care sunt conectate la o rețea de medie tensiune. Acestea ar putea funcționa ca un serviciu ajutător pentru OD și OST. În rețeaua considerată capacitatea instalată a celor 12 RED este de aproximativ 170 MVA, ceea ce determină aprox. 35% din capacitatea totală din această rețea de medie tensiune.

CEV lucrează ca un sistem de control paralel și este operat de OD. Toate informațiile despre rețea sunt descărcate în timp real din sistemul SCSDA. În acest sistem nu există diferențe între SGDE și CEVC. Există schimb de date între modulul CEVC și cutiile de control prin rețeaua GPRS.

CEV a fost utilizată pentru a-și dovedi eficiența în:

- Controlul tensiunii – susținere pentru menținerea unui nivel determinat al tensiunii oferind putere reactivă rețelei;
- Contingențe în rețea – generatoare disponibile în caz de nevoie;
- Rezervă terțiară – rezerva de energie care poate fi introdusă în rețea în 15 minute și care poate face față dezechilibrelor.

Fiecare unitate raportează starea de disponibilitate și nivelul curent de funcționare și creează o ofertă. Toate informațiile sunt colectate și trimise către CEVC care procesează datele primite, întocmește o ofertă comună și o înaintează pe piața de energie. După sesiunea de negociere informația returnată este livrată CEVC care o împarte în oferte individuale și informează OD-urile. OD-urile primesc informații despre producția alocată și un program de lucru pentru fiecare generator.

Apoi, fiecare OD trebuie să hotărască dacă acceptă sau refuză fiecare ofertă în termeni de fezabilitate tehnică. Rezultatul acestei validări de la fiecare OD este transmis către CEVC, care îl predă OST. OT deține toate informațiile despre programul de funcționare a fiecărui generator. Ca rezultat, pe lângă procedura tradițională de echilibrare, a fost creat un nou participant în rețeaua de transport și distribuție. Această manieră de cooperare între OD, OT și alți participanți pe piața de energie este cunoscută în multe țări. Diferența este posibilitatea de a câștiga bani de pe urma sutelor și miilor de unități care funcționează în cadrul structurii CEV. Scenariul sudic oferă experiență în acest domeniu, demonstrând și că piața energiei este un loc unde CEV pot funcționa în scop comercial.

Pompele de căldură inteligente

Capacitatea tot mai mare a fermelor eoliene cauzează probleme echilibrării generării și consumului. Evident, este de dorit să nu se influențeze generarea. Pe de altă parte, cererea poate fi folosită ca un factor pentru a face față problemelor de surplus de capacitate în rețea. Cererea ar putea fi proiectată pe un model care să permită adaptarea cu generarea disponibilă. Aceasta este ideea principală din spatele utilizării pompelor de căldură în sistemul energetic. Pompele de căldură inteligente pot ajuta la echilibrarea generării și a cererii și să gestioneze congestiunea rețelei. Rolul pompelor de căldură în rețeaua de distribuție ar putea

fi sporit prin participarea activă pe piața de energie. În acest moment mai multe țări iau în calcul utilizarea acestor pompe (Germania, Elveția și Danemarca).

Germania

Vattenfall Europe a lansat conceptul CEV în zona Berlin. CEV controlează funcționarea CHP-urilor și a pompelor de căldură care sunt agregate. În Germania, întregul concept este bazat pe prețul energiei pe piață. La momentul raportului considerat întregul sistem cuprinde 30 de pompe de căldură și CHP-uri – 20 de pompe (cu capacitate calorică de <25kWh fiecare) și 10 CHP (Combined Heat and Power – unități de cogenerare). Capacitatea totală este de 30 MW, iar ținta este de a se ajunge la 500MW. Sistemul este gândit ca soluție la o impredictibilitate accentuată cauzată de capacitatea eoliană tot mai mare. Aceasta cauzează fluctuații bruște ale prețului energiei pe piață. Acest fenomen poate fi redus prin utilizarea pompelor de căldură. În perioadele în care prețul energiei electrice este scăzut, pompele de căldură sunt pornite pentru a acumula energie. La creșterea prețului, CHP-urile sunt pornite pentru a furniza surplusul de energie. Întregul proces este controlat de centrul Vattenfall.

Structura CEV în Germania este simplă, existând unități care generează energie electrică sau căldură. Programul de funcționare depinde, în principal, de profilul cererii de energie electrică și căldură al consumatorilor. Aceste unități au un modul de comunicare ce transmite informații legate de cererea de energie electrică și termică. Toate unitățile sunt agregate de CEV, care adună toate informațiile necesare de la unități și le procesează. Totul este trecut pe la centrul de control pentru a asigura controlul calității și al serviciilor. După corelarea cu prețul energiei electrice de pe piața din ziua următoare, centrul de control generează un program de funcționare pentru fiecare pompă de căldură și CHP pentru ziua următoare. Apoi raportul este trimis unităților.

Există o comunicare în ambele sensuri între unități și centrul de control. Scopul este de a obține un sistem optimizat, care să vină în întâmpinarea tuturor solicitărilor și să producă profit, în același timp economisind energie.

Olanda

La consumatorii rezidențiali generatoare de tip microCHP pot fi folosite atât ca sursă de energie electrică, cât și ca sursă de energie termică. 10 astfel de unități au fost grupate într-o CEV și s-au făcut teste de funcționare. Rezultatele obținute arată că există oportunități de a reduce substanțial consumul de la ora de vârf (cu 30-50%). S-au folosit motoare Stirling și unități microCHP, fiecare unitate având 1kWh. În timpul testelor nu toate unitățile au fost conectate la aceeași rețea de joasă tensiune, însă toate erau deservite de o substație comună. ENC a dezvoltat modulul PowerMatcher care este răspunzător de coordonarea cererii și a ofertei pe rețeaua electrică. Au fost instalate un software special și un modul în fiecare unitate microCHP. Software-ul realizează operarea unității pe baza unor factori economici importanți. În acest caz nu a fost necesară implementarea unui algoritm central de optimizare. Ofertele aveau forma informației schimbate între unități și operatorul PowerMatcher. Ofertele constau în informații despre prețul acceptabil pentru proprietarul unității în sensul cumpărării sau vinderii electricității (și cantității).

Răspunsul din partea pieței reprezenta semnale de piață. Se lua o decizie autonomă de intrare sau nu în funcțiune pe baza acelor semnale. Un modul PowerMatcher poate fi conectat la RED sau la alte module PowerMatcher. Acest lucru

este posibil datorită standardizării pachetului de informație transmisă. Unități diferite pot fi astfel grupate pe diferite nivele și nu apare problema conectării unității la modulele PowerMatcher. Cu alte cuvinte, un PowerMatcher poate coordona mai multe unități și poate fi conectat la un alt modul PowerMatcher – de nivel superior – care, la rândul său, coordonează funcționarea altor unități, etc. Proprietarul unității putea stabili scopul principal al funcționării unității. Apoi ofertele conținând scopul preferat de proprietar erau trimise modulului PowerMatcher.

S-au efectuat teste pentru trei cazuri:

1. consumul s-a presupus a avea profilul standard de utilizare în gospodării, în Olanda – fără microCHP;
2. același consum de energie ca și la punctul 1, au fost instalate și au funcționat unități microCHP doar pentru consumul de energie termică;
3. ca și la punctul 2, însă CEV a fost lansată, iar microCHP a funcționat într-un mediu nou de colaborare între CEV și piață.

Testele s-au desfășurat în luna mai 2007. Cererea a fost doar pentru apă caldă, locuințele având un rezervor de apă caldă de 120 l. Studiul a arătat rezultatele pentru o zi în care doar 5 unități microCHP au participat fără probleme sau întreruperi. În timpul testelor au existat patru momente de vârf. PowerMatcher a reacționat la aceste momente comutând pe producerea adițională de energie.

Testul a mai arătat faptul că 5 microCHP au atenuat valoarea maximă a vârfurilor, însă factorul limită ce a condus la un rezultat mai slab calitativ a fost lipsa spațiului suficient de stocare a căldurii: unitățile nu au putut produce mai multă energie electrică fără a produce mai multă căldură, care neputând să mai fie stocată s-a pierdut. Bazinele de apă caldă au fost create să facă față problemei căldurii reziduale, însă capacitatea lor a fost una insuficientă, iar în situația în care consumurile de vârf apar pentru intervale foarte mici, capacitatea liberă a fost insuficientă pentru a prelua producția de căldură în plus. Bazinele de apă caldă s-au umplut în timpul primului vârf. Perioada dintre primul și cel de-al doilea vârf a fost foarte scurtă, nefiind timp să se consume căldura din bazine. Consecința a fost aceea că motoarele nu au putut funcționa. Toate testele au oferit informații despre potențialul CEV și demonstrează clar că o gestionare inteligentă a RED asigură beneficii. Operarea potrivită a unităților RED poate conduce la scăderea și atenuarea curbei de cerere din sistem.

Autorii susțin că nu există probleme cu gruparea diferitelor tipuri de surse de energie. Cazul prezentat anterior a utilizat doar motoare Stirling, dar implementarea cu alte unități diferite nu pune probleme și nu ar trebui să producă erori în sistemul CEV.

Metode de control a CEV

Metoda de control a rezistenței ohmice

Centrala virtuală electrică poate fi considerată drept un cluster de generatoare distribuite (GD). Ele sunt deservite de o rețea de comunicații. Există posibilitatea funcționării CEV fără a se genera costuri adiționale de transport și distribuție. Considerând ca elemente de generare microcentrale microCHP care generează energie electrică ele au o eficiență totală (electric și termic) ridicată.

Sistemul de încălzire al unei case cuprinde un CHP integrat în sistemul central de încălzire în timpul perioadelor de vârf din timpul iernii existând în plus și un arzător și un bazin de apă caldă. Energie electrică generată poate fi utilizată pe loc sau transferată printr-o rețea de joasă tensiune în rețeaua de electricitate. Când

apare o generare insuficientă de energie electrică și apare un dezechilibru, atunci electricitatea din rețeaua externă este adusă prin rețeaua de joasă tensiune.

Se definesc două moduri de funcționare – acționat de căldură și acționat de curent. Înmagazinarea apei calde oferă capacitate în plus de a înmagazina căldura care poate fi folosită pentru a îmbunătăți operarea întregului sistem și pentru comutarea între modurile de operare. Fiecare sistem are parametrii specifici.

Rezistența ohmică a unei rețele de joasă tensiune este mai mare decât cea prezentă într-o rețea de înaltă tensiune. Acest fapt poate fi folosit pentru a defini zonele în care consumul de energie electrică este mai mare. Aceste zone se caracterizează prin căderi mari de tensiune. Astfel, semnalul poate determina sarcina fiecărei unități CHP din sistemul CEV. Aceasta se referă la unitățile care funcționează în modul acționat de curent. Ideea este de a crește producția unităților CHP în cazul în care tensiunea din nodurile de alimentare scade sub un anumit nivel și vice-versa.

Costurile marginale

Acoperirea cererii de energie pentru a echilibra balanța de energie în timp reali este unul dintre avantajele cheie ale CEV. Rezerva de energie este la dispoziția OT și a OD. CEV gestionează toate unitățile în mod optimal vizavi de costuri și minimizează costurile totale. Pentru o funcționare corectă unii factori de input trebuie să fie la dispoziția CEV. Impulsul poate lua forma unui cost marginal al electricității pentru fiecare unitate RED. Costurile marginale depind mult de contextul local și se schimbă în timp. De exemplu, CHP generează electricitate în funcție de cererea de agent termic. Cu cât este mai mare cererea de căldură, cu atât este generată mai multă căldură și vice-versa. CEV este o structură care conține un număr de tipuri diferite de RED. În situația tipică, capacitatea de producție a fiecărei unități nu este foarte mare. Producerea de energie electrică este un proces dinamic, prin urmare și costurile marginale sunt dinamice.

Costurile marginale și beneficiile aduse de strategiile de ofertare pot fi optimizate. Unitățile RED trebuie să trimită informații despre costurile marginale către CEV. Aceste informații sunt transmise sub forma unor formule de ofertă sau curbe de cerere care stabilesc nevoia sau disponibilul CEV de energie electrică la prețurile stabilite. Curbele negative în diagrama semnifică faptul că unitatea RED poate produce putere la nivelul prețului stabilit. Se fac propuneri de oferte de către un agent folosind un software special care este capabil să creeze un orar complex de oferte la un anumit moment dat. Aceste oferte au la bază:

- Starea de funcționare curentă a unității RED;
- Parametrii economici cum ar fi costurile marginale de funcționare;
- Mediul pieței, cu toate mecanismele sale.

Au fost întocmite mai multe strategii pentru a fi utilizate în procesul de ofertare:

- Strategia bazată integral pe costurile marginale – aceasta poate fi utilizată în situația în care sistemul CEV conține doar generatoare distribuite. Se iau în calcul prețul combustibilului, eficiența unității, istoricul de funcționare, costurile de mentenanță și costurile de pornire.
- Strategia bazată integral pe istoricul costurilor – se poate utiliza când sunt folosite mijloace de stocare, cum ar fi acumulatorii. Se iau în considerare prețul minim și cel maxim din ultimele trei perioade și rezerva de stocare disponibilă. Mijloacele de stocare sunt controlate de semnale de preț – dacă prețul energiei este scăzut, echipamentul de stocare se poate încărca și vice-versa.

- Strategii mixte – acestea pot fi folosite cu unitățile CEV care dețin surse adiționale de căldură și unități de înmagazinare a căldurii. Este metoda care combină cele două de mai sus.

Optimizarea CHP

Algoritmul pentru optimizarea CHP are ca scop reglarea tuturor aparatelor în așa fel încât să maximizeze beneficiile funcționării sistemului. Optimizarea este dependentă de fluctuația prețului energiei electrice în timp. Programul de funcționare al unităților trebuie cunoscut cu o zi înainte. La baza algoritmului stau prețurile preconizate ale energiei pe piață la momentul acela și prognozele de cerere de energie termică. Căldura poate fi produsă de boilere, CHP-uri sau rezervoare de stocare a căldurii. Acestea din urmă oferă instrumentul de separare a producției de energie electrică de cea de căldură. Un CHP poate funcționa chiar dacă nu există cerere de căldură din partea consumatorului. Nevoia principală este de a menține rezerva de căldură pentru clienți la un nivel adecvat. CHP poate funcționa în așa fel încât să genereze surplus de energie electrică pentru a fi vândută pe piață.

Algoritmul maximizează beneficiile din vânzarea de energie electrică și considerând rezervele de energie termică. În același timp există restricții ce provin din restricțiile tehnice ale funcționării unităților CHP. Pentru a ajunge la cele mai bune rezultate de optimizare, trebuie utilizate date de prognoză. Pentru aceasta sunt folosite de exemplu metode statistice corelate cu condițiile meteo, date calendaristice și prognoza comercială a vremii. Rezultă curba de cerere de căldură pentru o anumită clădire. Rezultatele se corelează destul de bine cu datele și valorile reale.

Scopul optimizării este de a găsi valoarea minimă și maximă a unor funcții obiective într-o zonă de calcul. Autorii au utilizat metoda MILP pentru a optimiza funcția obiectivă. Această metodă poate găsi optimul într-un model care este descris prin funcție liniară cât și prin variabile întregi. Optimizarea calculelor pentru un sistem termic local este formulată în limbajul independent AMPL și este rezolvată de software-ul de optimizare CPLEX. Există formule pentru sistemul termic, pentru CHP, boiler și stocarea de căldură. Funcția obiectiv este determinată ca beneficiul maxim de pe urma vânzării de căldură și energie electrică ținând cont de costul de producere a energiei pentru fiecare unitate CHP și boiler. Maximizarea beneficiilor poate fi în contradicție cu alte scopuri, de exemplu cu minimizarea energiei primare a carburantului. Modelul bazat pe MILP a fost utilizat pentru a optimiza funcționarea unui sistem de energie termică existent furnizat de aceleași unități CHP.

Prognoza a fost efectuată folosindu-se date de pe piața EXX din 2004. S-a făcut o simulare și s-a comparat cu valorile reale. S-au obținut două diagrame de energie – una cu simularea și una cu funcționarea reală. Analiza totală pe întregul an a arătat faptul că a existat un potențial de 10% de economisire a costurilor. În plus, utilizarea în condiții bune a căldurii înmagazinate reduce într-o oarecare măsură pierderea de energie.

Reducerea costurilor de generare

Apariția noilor forme de surse de energie, cum ar fi SER, cauzează probleme. Din cauza conectării lor la rețelele de tensiune medie și joasă, aceste probleme pot fi localizate tocmai la nivelul acestor rețele. Ele se manifestă în: schimbarea direcției fluxului de energie, supraîncărcarea rețelei, probleme de frecvență și echilibrare.

Fiecare CEV trebuie să fie conectată direct sau indirect la modulul sistemului de gestionare a energiei (SGE) care controlează în timpi reali întreaga procedură de schimb.

Datele conțin informații în legătură cu situația la acel moment și starea fiecărui agent de pe piață. Pentru transferul de date trebuie să existe o comunicare potrivită.

Sistemul CEV trebuie să fie local, să reacționeze rapid cu timpi minimi de latență și să aibă capacitatea de a conecta noi unități. Structura de ierarhie a rețelei ar trebui să se ajusteze în conformitate cu numărul de utilizatori. Prea multe puncte de legătură cu SGE pot duce la încetinirea sistemului și la supra-aglomerare. Studiile au arătat că trebuie acordată mai multă atenție controlului fluxului de energie din rețea.

Astfel, măsurarea energiei trebuie să fie modificată. În prezent se măsoară energia doar pe sursa de energie. Noul concept presupune măsurători în timpi reali și pe partea cererii. Vor trebui instalate aparate de măsură și să se implementeze un protocol de transmisie de date, cum ar fi cuplarea sistemului de măsură la tehnologia GPS.

Operatorul solicită informații cât mai complete despre rețea pentru a stabili ce se întâmplă pe fiecare linie a rețelei. Trebuie realizate mai multe lucrări de service pentru a evita erorile; de obicei OT se ocupă de acest aspect. Prin intermediul acestei activități sistemul poate funcționa fără perturbări. Rolul OD este foarte limitat. Această situație se va schimba datorită prezenței CEV.

OD va coopera cu CEV și un număr de îndatoriri vor fi transferate la nivel inferior – acela al OSD. Vor livra informații despre rezerva de energie al RED pentru ziua următoare.

Abordarea optimizării

Funcția obiectiv a SGE este determinată în termeni minimi: costurile de generare a energiei, costurile totale și pierderile de transmisie. Restricțiile pentru funcțiile obiectiv este supra-încărcarea rețelei. Tehnologia de măsurare trebuie îmbunătățită, așa cum s-a menționat anterior. Cazul studiat a implicat un sistem CEV cu trei furnizori de energie și 4 consumatori diferiți. O stație de desalinizare și electroliză pentru producția de hidrogen au fost implementate ca și consumatori.

Aceasta demonstrează clar faptul că CEV are un potențial mare de funcționare cu tipuri diferite de unități. Niciunde în literatura de specialitate nu s-au găsit soluții de tipul celor descrise. SGE conduce întregul sistem și controlează circulația de putere pentru a acoperi cererea consumatorilor și pentru a optimiza utilizarea energiei generate. Întregul model a fost testat folosindu-se date din sistemul energetic german. S-a efectuat o simulare a sistemului CEV, de unde s-a înțeles faptul că există o capacitate specifică a fermelor eoliene pentru care costurile totale de funcționare a CEV sunt minime. Pentru datele utilizate această capacitate a fost de 125 MW.

Software suport de decizie pentru gestionarea CEV

Autorii acestui studiu subliniază faptul că transmiterea energiei pe distanțe mari este nejustificată în termenii de producție ai RED. Întreg consumul energiei produse are loc acolo unde energia este produsă. Unitățile RED sunt conectate la rețeaua de distribuție. Datorită numărului tot mai mare de SRE va avea loc o

creștere tot mai mare în producția de energie de la asemenea surse descentralizate în viitorul apropiat.

Așadar trebuie creată o soluție care să întrebuițeze în mod eficient această energie regenerabilă. Pentru a atinge acest scop, trebuie adunate cunoștințe largi în legătură cu toate tipurile de unități RED. Ideea principală este de a dezvolta un sistem care să ofere ocazia coordonării tuturor unităților în cadrul unui sistem comun fără să fie folosite în comun unitățile RED. Toate unitățile trebuie să fie capabile să coopereze în scop comun. Informațiile cerute privesc mai ales trăsăturile particulare de funcționare ale unităților cum ar fi: maturitatea tehnologiei, profitabilitatea, disponibilitatea, siguranța, producția, captarea gazelor de seră, relația cu factorii externi și durata de viață. Diagrama schematică a CEV constă din cinci nivele care sunt strâns legate între ele: meteorologia, producția de energie, CEV, operatorul de piață și de sistem.

Numele instrumentului este ViProd și este responsabil pentru simularea CEV și interacțiunea acesteia cu piața. Acest instrument utilizează toate caracteristicile enumerate anterior și asistă în procesul de luare de decizii. A fost împărțit în două părți. Prima parte calculează producția de energie pentru următoarea zi și cealaltă simulează generarea.

Este posibilă simularea producției de energie de la turbinele eoliene, de la stațiile hidroelectrice și fotovoltaice mici. Sunt necesare date reale externe pentru a face calculele corect, adică direcția și viteza vântului, debitul apei, coeficientul de radiație solară sau de temperatură.

Instrumentul simulează posibilitățile de producere de energie pentru fiecare tip de unitate RED, luând în considerare caracteristicile cererii locale, perioadele de vârf și variațiile în timp ale factorilor care pot influența producția. Prognoza legată de factori oferă informații despre condiții apropiate de realitate.

Articolul prezintă doar părțile instrumentului care prognozează condițiile de vânt bazat pe datele introduse și acea parte a instrumentului care simulează funcționarea turbinelor eoliene. Simulatorul utilizează rezultate derivate de prima parte a instrumentului și rezultă informații despre generarea posibilă a informației de-a lungul unei perioade de timp definită. Aplicația este responsabilă de reunirea tuturor unităților într-un mănunchi al structurii CEV.

Energia este distribuită egal între un număr de unități RED în funcție de energia comercializată, costurile de producție și puterea disponibilă. Are loc un proces de verificare cu privire la cantitatea prognozată de energie și putere. Apoi se crează un raport legat de rezerva de putere din fiecare unitate care se află la dispoziția operatorului. A fost testat software-ul și 10 unități au fost implementate în sistemul CEV.

Testul a fost efectuat pentru a stabili dacă rezerva de putere este suficientă pentru a face față dezechilibrelor din rețeaua de electricitate.

Dezechilibrul poate fi provocat, de exemplu, de oprirea turbinei eoliene. Al doilea test a simulat situația în care echilibrul din partea CEV nu a fost la un nivel potrivit, astfel apărând dezechilibru în rețeaua de distribuție.

Autorii au prezentat următoarele concluzii. Structura cu design-ul potrivit poate elimina:

- Nesiguranța prognozei producției de energie
- Penalitățile pentru provocarea dezechilibrului
- Lipsa micilor producători de energie de pe piață
- Probleme pe piața CO₂
- Costurile mari de gestionare.
- Următorul pas îl reprezintă conectarea ViProd la simulatorul de piață MASCEM.

Avantajele si dezavantajele Centralei Virtuale

Centrala electrică virtuală, pe lângă avantajele pe care le are, prezintă și unele dezavantaje.

Avantajele centralelor electrice virtuale sunt:

- vizibilitate oferă informații în timp real;
- controlabilitate – agregatele corespunzătoare sunt situate în apropierea centralelor electrice ce folosesc surse de energie regenerabile (parcuri eoliene, cogenerare, panouri fotovoltaice);
- accesul la piață oferă noi domenii de activitate pentru investiții în distribuția resurselor regenerabile;
- îmbunătățirea informării locale – proprietarii surselor de energie regenerabile pot obține mai multe informații de la centralele electrice virtuale;
- fezabilitate – centralele electrice virtuale pot fi implementate conform structurii de reglementare actuale [DVPPOD].

Există o serie de factori care ar putea influența negativ motivația clientului de a accepta conceptul de centrală electrică virtuală, deoarece există o serie de bariere, care pot fi împărțite în:

- bariere tehnologice;
- bariere organizatorice;
- bariere economice.

Barierile tehnologice fac referire la neconcordanța dintre integrarea tehnologiei de control al centralei virtuale cu tehnologia de control a unității care urmează să fie controlată. Centrala electrică virtuală oferă o interfață standardizată și conceptul de control, dar tehnologia de control al unității respective nu este întotdeauna standardizată.

Barierile organizatorice se referă la flexibilitatea afacerilor. Potențialul proiect al centralei virtuale poate fi afectat de flexibilitate sau lipsa de flexibilitate în procesul de afaceri mai mult decât flexibilitatea tehnică, implicit costul rezultat ar putea distruge o afacere atractivă.

Barierile economice se referă la investițiile necesare pentru integrarea unității alese în proiectul centralei virtuale, de exemplu, una dintre generatoarele Diesel necesită modificări la tehnologia de control și conectarea la rețea, care costa mai mult de 50.000 de euro, iar modificările necesare pentru o turbină cu gaz ar putea costa mai mult de 100.000 de euro. Unii clienți sunt dispuși să investească această sumă de bani pe o perioadă de timp îndelungată, alții nu. Depinde de client în parte și de o serie de factori ce țin de client (puterea financiară, poziția socială, etc.) [DVPPOD].

3.3. Concluzii

Numărul de unități mici RED va crește cu timpul. Momentan întreaga lume primește energie de la centrale mari de energie care alimentează sistemul de energie. Însă această situație se va modifica datorită SER, printre altele. Sursele centrale de energie vor fi transformate în surse descentralizate. Acest trend poate fi observat în Danemarca unde numărul de unități CHP a crescut în mod semnificativ în ultimii ani. Pentru a se adapta la actuala rețea electrică este necesar ca sistemul de gestionare al acestora să fie regândit. CEV este un concept care poate face față gestionării unui mare număr de unități RED. Cel mai mare avantaj este structura sa modulara .

Poate fi conectat la sisteme de energie și cuprinde un număr de unități cu RED. În funcție de cerințe, pot fi adăugate alte module pentru a optimiza sistemul, a securiza transmisiunea și/ sau a raporta rezultate. CEV are flexibilitatea unor piese de construcție.

Așa cum se reiterează în această lucrare, fiecare sistem CEV diferă în mici detalii. Există multe abordări ale conceptului CEV. Fiecare om de știință și inginer implicat are propria viziune asupra CEV, însă ideea de bază rămâne aceeași – a se pune la un loc și a se gestiona cât mai multe unități RED și a se ajunge la rezultate mai bune, mai eficiente din punct de vedere al costurilor și a relației cu mediul înconjurător.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale din acest capitol:

- Realizarea unei sinteze documentate, în viziune proprie, bazată pe un amplu studiu bibliografic, a conceptului de centrală electrică virtuală;
- Reliefa aspectelor caracteristice abordării actuale, în condițiile pieței libere a energiei și a dereglementării, a integrării centralelor electrice bazate pe surse de energie regenerabile;
- Pregătirea elementelor necesare pentru dezvoltarea logică a capitolelor următoare.

4. PIAȚA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ

4.1. Introducere

Dimensiunea pieței angro este determinată de totalitatea tranzacțiilor desfășurate pe aceasta de către participanți, depășind cantitatea transmisă fizic de la producere către consum; totalitatea tranzacțiilor include revânzările realizate în scopul ajustării poziției contractuale și obținerii de beneficii financiare.

Astfel, pe piața angro sunt încheiate: contracte reglementate și negociate bilateral între producători și furnizori, contracte reglementate pentru asigurarea consumului propriu tehnologic în rețele, contracte negociate bilateral între producători sau între furnizori (încheiate direct sau prin intermediul platformelor de brokeraj), contracte reglementate între producători, precum și obligații contractuale încheiate pe piețele centralizate: Piața centralizată a contractelor bilaterale cu cele două modalități de tranzacționare conform cărora contractele sunt atribuite prin licitație publică (PCCB) sau printr-un proces combinat de licitații și negociere (PCCB-NC), Ringul energiei electrice al BRM (Bursa Română de Mărfuri), Piața pentru Ziua Următoare (PZU), Piața de Echilibrare (PE) și din iulie 2011 Piața Intrazilnică de energie electrică (PI) [ANRE 2013].

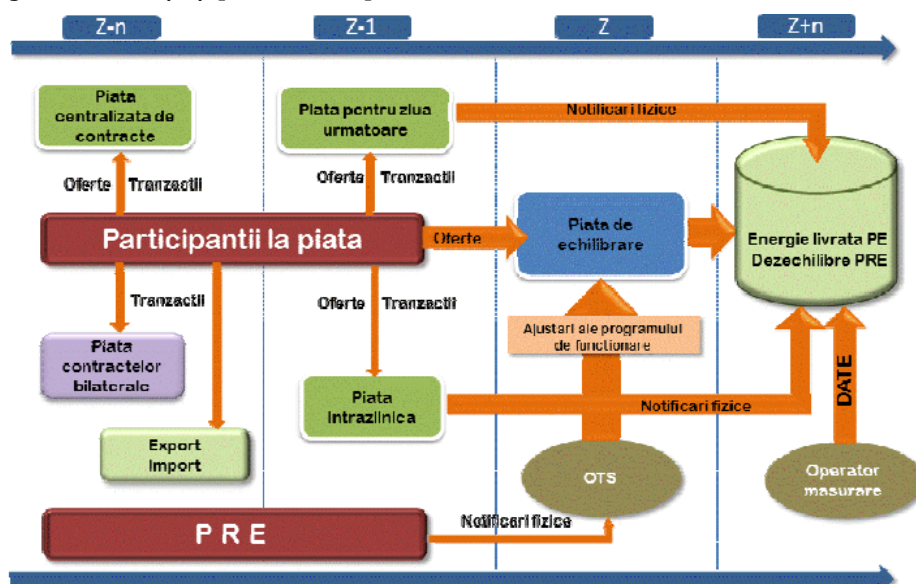


Fig.4.1 Structura schematică a pieței Agro

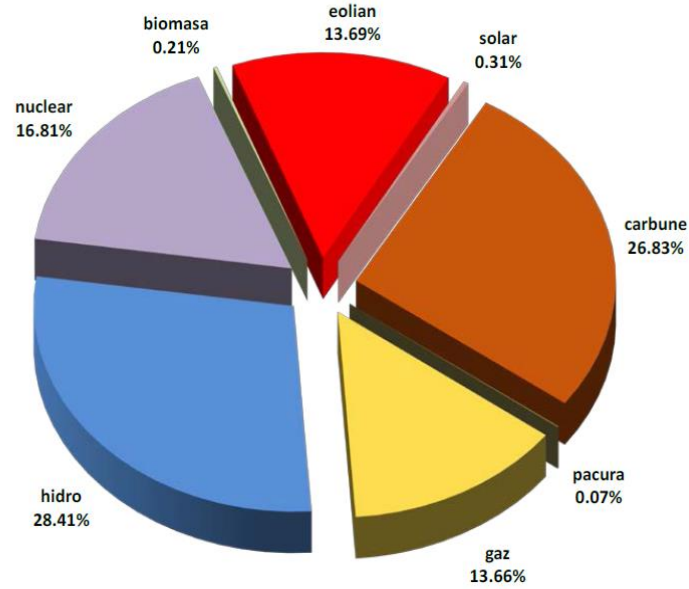


Fig.4.2 Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse

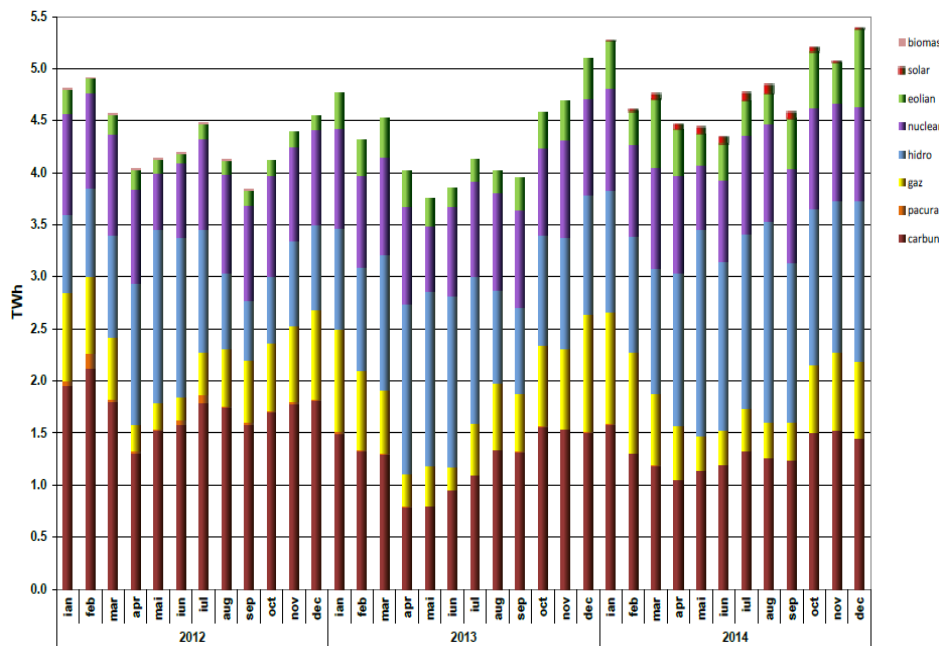


Fig.4.3 Evoluția structurii energiei electrice livrate în ultimii 3 ani este următoarea(ANRE 2014)

4.2. Piața pentru Ziua următoare

Piața pentru Ziua Următoare (PZU) este o componentă a pieței angro de energie electrică pe care se realizează tranzacții orare ferme cu energie electrică activă cu livrare în ziua următoare zilei de tranzacționare.

PZU a fost lansată în 2005, fiind o piață în care participanții sunt liberi să încheie tranzacții de vânzare-cumpărare a energiei electrice.

Participarea la această piață este voluntară și este permisă tuturor Titularilor de licență înregistrați ca Participanți la PZU (producători de energie electrică, furnizori și operatori de rețea). Una din condițiile obligatorii pe care un Titular de licență trebuie să o îndeplinească pentru înregistrarea la PZU este încheierea cu OTS a Convenției de asumare a responsabilității echilibrării sau dovada transferării responsabilității echilibrării către altă Parte Responsabilă cu Echilibrarea.

Piața pentru Ziua Următoare este administrată de Operatorul pieței de Energie Electrică.

Un titular de licență care dorește să devină participant la PZU poate solicita acest lucru în scris la OPEE. Procedura va fi elaborată de OPEE și aprobată de Autoritatea Competentă [CodCOM].

Participanții la PZU pot transmite oferte de cumpărare, respectiv de vânzare a energiei electrice.

Fiecare ofertă conține 25 de perechi preț-cantitate. În cazul unei cumpărări de energie electrică, prețul înscris în ofertă reprezintă prețul maxim la care participantul la PZU este dispus să cumpere o cantitate de energie, iar în cazul unei oferte de vânzare, prețul înscris reprezintă prețul minim la care participantul este dispus să vândă.

Ofertele de cumpărare și cele de vânzare nu pot fi combinate într-o singură ofertă. Acestea se transmit în format electronic, până la ora 11 în ziua de tranzacționare anterioară zilei de livrare.

O ofertă trebuie să conțină:

- Codul de identificare pe PZU al participantului la PZU
- Ziua de livrare
- Intervalul de tranzacționare
- Zona de tranzacționare
- Tipul ofertei: Ofertă de vânzare sau Oferta de cumpărare
- 24 de perechi preț-cantitate consecutive [ANRE 2013].

În septembrie 2012 s-au cuplat piețele de energie electrică din Ungaria, Cehia și Slovacia, iar în 11.11.2014 li s-a alăturat acestora și România. Conectarea piețelor spot de energie electrică a determinat o uniformizare a prețurilor, iar în particular pentru România a generat o creștere a tarifului de energie electrică [Piața pan-europeana, 2013].

Procesul de cuplare a piețelor cuprinde trei etape: etapa de pre-cuplare, etapa de cuplare și etapa de post-cuplare

În cazul funcționării cuplate a piețelor prețul este stabilit de algoritmul de cuplare în Euro cu 2 (două) zecimale. Acesta este convertit în RON folosind același curs valutar utilizat pentru conversia ofertelor din zona națională de ofertare la crearea registrului ofertelor. Prețul astfel obținut și rotunjit la 2 (două) zecimale reprezintă prețul de încheiere a tranzacțiilor în zona națională de ofertare. În cazul în care cuplarea piețelor devine imposibilă, și anume nu pot fi determinate și validate rezultatele cuplării, tranzacționarea se realizează prin aplicarea algoritmului local de stabilire a prețurilor și a cantităților tranzacționate. În cazul funcționării

decuplate prețul de încheiere a tranzacțiilor în zona națională de ofertare se determină direct în RON cu 2 (două) zecimale [Procedura PZU 2013]

Tabel 4.1 Volum tranzacționat pe piața Anglo în perioada 2012-2014

TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	2012	2013	2014
4. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE			
volum tranzacționat (GWh) preț mediu (lei/MWh) % din consumul intern	10718 217,47 20,5	16346 156,05 32,9	2149 6 153,9 2 42,4
5. PIAȚA INTRAZILNICĂ			
volum tranzacționat (GWh) preț mediu (lei/MWh) ⁴ % din consumul intern	7,42 297,57 0,014	14,15 194,3 0 0,028	64 162,6 3 1,3
6. PIAȚA DE ECHILIBRARE			
volum tranzacționat (GWh) % din consumul intern volum tranzacționat la creștere (GWh) preț mediu de deficit (lei/MWh) volum tranzacționat la scădere (GWh) preț mediu de excedent	4709 9,0 3108 291,68 1601 48,55	4168 8,4 2231 242,5 0 1937	4169 8,2 2691 243,3 5 1478
CONSUM INTERN (include cpt distribuție și transport) (GWh)	52361	49673	50728

4.3. Piață centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică

Tranzacționarea se poate realiza printr-un ansamblu de modalități, având ca bază licitația publică și are ca scop contractarea energiei electrice pe termen determinat, la un preț transparent, rezultat din echilibrul cererii și al ofertei [Regulament PCCB].

Pe Piața Anglo de Energie Electrică, titularii de licență sunt liberi să se angajeze în tranzacții bilaterale cu energie electrică, inclusiv în tranzacții bilaterale de export sau import de energie electrică, în conformitate cu legislația specifică, cu prezentul Cod Comercial și cu condițiile lor de licență [OPCOM].

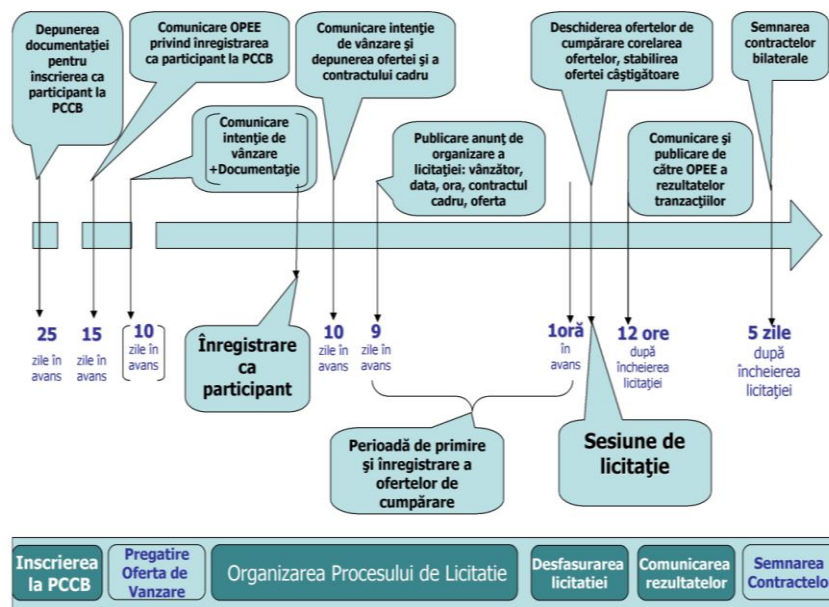


Fig. 4.4 Modalitatea de funcționare a PCCB

Tranzacțiile bilaterale pe piața angro de energie electrică se certifică prin contracte de vânzare –cumpărare energie electrică pe durate determinate.

Ofertele nu sunt standardizate din punct de vedere al cantităților ofertate, perioadelor și termenelor de livrare.

Piața este deschisă participării producătorilor, furnizorilor și consumatorilor eligibili.

După deschiderea ofertelor transmise ca răspuns la ofertele publicate, lista ofertanților este publică.

Până la intrarea în vigoare a contractului încheiat, cantitățile de energie contractate ca urmare a tranzacțiilor încheiate pe această piață pot fi tranzacționate într-o sesiune de licitație ulterioară.

Cantitatea de energie electrică tranzacționată printr-un contract reprezintă fracție din volumul pe care participantul la PCCB dorește să îl tranzacționeze și este stabilită funcție de criteriile proprii de rentabilitate.

Ofertele tranzacționate pe această piață, transmise pentru livrare/consum de energie electrică, sunt pentru perioade de livrare de cel puțin o lună.

În stabilirea ofertelor, participanții vor ține seama de criteriile de eficiență tehnico economică proprii precum și de strategiile comerciale proprii [Piața de energie, 2010]

Înregistrarea participanților la piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică se face la solicitarea acestora, adresată OPCCB, conform procedurilor operaționale specifice și prin semnarea Convenției de participare la modalitatea respectivă de tranzacționare aferentă PCCB.

Pentru tranzacționarea produselor standard, OPCCB organizează sesiuni zilnice de tranzacționare, iar participanții pot introduce atât oferte de răspuns, cât și oferte cointițatoare.

OPCCB verifică încheierea fiecărui contract rezultat din tranzacționare/conformitatea contractului semnat cu cel propus, iar în cazul nerespectării acestei condiții, OPCCB solicită plata sumei penalizatoare de la fiecare

participant în culpă, anunță public identitatea acestuia și nevaliditatea contractului, ca și contract care excede prevederilor legale, suspendă participanții în cauză de la tranzacționare până la plata penalizării și informează ANRE [Regulamentului PCCB].

4.4. Piața Certificatelor Verzi

Certificat Verde - Document care atestă că o cantitate de energie electrică este produsă din surse regenerabile de energie.

Persoana juridică ce asigură tranzacționarea Certificatelor Verzi și care determină prețurile pe Piața Centralizată a Certificatelor Verzi, îndeplinind funcțiile prevăzute de Regulamentul de organizare și funcționare a Pieței de Certificate Verzi este OPCOM.

Piața Certificatelor Verzi are două componente:

- a) Piața contractelor bilaterale de certificate verzi (PCBCV);
- b) Piața centralizată de certificate verzi (PCCV).

Piața centralizată a Certificatelor Verzi asigură:

- Concurența, transparența, nediscriminare;
- Reducerea prețurilor de tranzacționare;
- Stabilirea prețurilor de referință pentru alte tranzacții din piața certificatelor verzi.

Participanții la PCV sunt:

- a) producătorii de energie electrică din surse regenerabile de energie,
- b) furnizorii de energie electrică care achiziționează energie electrică atât pentru consumul final al acestora, cât și în vederea vânzării către consumatorii finali,
- c) producătorii de energie electrică care utilizează energia electrică produsă pentru consum final propriu, altul decât consumul propriu tehnologic,
- d) producătorii de energie electrică care utilizează energia electrică produsă pentru alimentarea cu energie electrică a consumatorilor racordați prin linii directe de centrală electrică [Procedura PCV]

Producătorii primesc pentru fiecare unitate de energie electrică livrată în rețea (1 MWh), un număr de Certificate Verzi, conform legii; acestea pot fi vândute separat de energia electrică, pe Piața de Certificate Verzi.

Sursele regenerabile eligibile să participe în sistemul de tranzacționare a Certificatelor Verzi (Legea 220/27.10.2008):

1. Energie hidro utilizată în centrale cu o putere instalată de cel mult 10 MW
2. Energie eoliană
3. Energie solară
4. Energie geotermală și gazele combustibile asociate
5. Biomasă
6. Biogaz
7. Gaz de fermentare a deșeurilor
8. Gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate

Prețul Certificatelor Verzi variază într-un interval [P_{min} ÷ P_{max}] stabilit prin Hotărâre de Guvern. Prețul minim este impus pentru protecția producătorilor iar prețul maxim, pentru protecția consumatorilor.

Pentru perioada 2008-2014 valoarea de tranzacționare a certificatelor verzi se încadrează între o valoare minimă de tranzacționare de 27 euro/certificat și o valoare maximă de tranzacționare de 55 euro/certificat.

Furnizorii sunt obligați să achiziționeze anual un număr de Certificate Verzi egal cu produsul dintre valoarea cotei obligatorii și cantitatea de energie electrică furnizată **anual consumatorilor finali** [PCV].

Durata de valabilitate a certificatului verde este de 12 luni cuprinsă între luna emiterii certificatului verde de către operatorul de transport și de sistem și luna în care acesta este anulat din Registrul certificatelor verzi.

Registrul certificatelor verzi este un registru în format electronic întocmit de operatorul pieței de certificate verzi în care se înregistrează toate certificatele verzi emise de operatorul de transport și de sistem, precum și toate tranzacțiile de certificate verzi efectuate între participanții la piața de certificate verzi.

Pe durata de valabilitate a unui CV, acesta poate face obiectul mai multor tranzacții succesive și se înscrie în contul operatorului economic căruia i se transferă și, în final, al celui care îl utilizează pentru a dovedi îndeplinirea cotei de achiziție de CV stabilite de ANRE, în condițiile legii.

Transferul CV din contul vânzătorului în contul cumpărătorului se face de către OPCV, numai după confirmarea încasării și, își produce efectele începând cu data înregistrării transferului în RCV [Procedura PCV].

4.5. Piața de interconexiune

Interconexiunea are loc în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică în condiții egale, transparente și nediscriminatorii pentru toți participanții la piață prin licitații explicite pe perioade de licitație de cel puțin o săptămână.

Se pot înscrie la această piață toți utilizatorii RET, producătorilor români, furnizorilor, consumatorilor eligibili posesori ai unei licențe de furnizare și persoanelor juridice străine având ca obiect de activitate tranzacțiile cu energie electrică (în cazul tranzitului de energie electrică) care sunt înregistrați ca „participanți la licitație”.

Procedura de licitație pentru alocarea capacității de interconexiune se aplică pentru fiecare linie sau grup de linii de interconexiune dintr-o secțiune transfrontalieră a Sistemului Electroenergetic Național (SEN), după cum urmează:

1. Secțiunea România – Bulgaria cuprinde:
 - LEA 400 kV Isaccea – Dobrudja
 - LEA d.c. 400 kV Jânțăreni – Kozlodui
 - LEA 750 kV Isaccea – Varna (după punerea în funcțiune la 400 kV)
2. Secțiunea 400 kV România – Serbia&Muntenegru cuprinde:
 - LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
3. Secțiunea 110 kV România – Serbia&Muntenegru cuprinde:
 - LEA 110 kV Ostrovul Mare – Kusjak
 - LEA 110 kV Gura Văii – Șip
 - LEA 110 kV Jimbolia – Kikinda
4. Secțiunea România – Ungaria cuprinde:
 - LEA 400 kV Arad – Sandorfalva
5. Secțiunea România – Ucraina cuprinde:
 - LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo

6. Secțiunea România – Republica Moldova cuprinde:

- LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești (linia permite numai importuri în SEN, în scheme cu insulă pasivă de consum, realizată cu distribuitorului din insula respectivă sau cu grupuri în antenă în condițiile permise de UCTE)
- LEA 110 kV Stâncă – Costești
- LEA 110 kV Cioara – Huși
- LEA 110 kV Țuțora – Ungheni

Orice participant la piață care dorește să participe la licitațiile de alocare a capacității de interconexiune trebuie să îndeplinească următoarele condiții prealabile:

- Să dețină o licență valabilă acordată de ANRE (pentru solicitanții din România).
- Să furnizeze codul EIC.
- Să fie afiliați unei PRE.

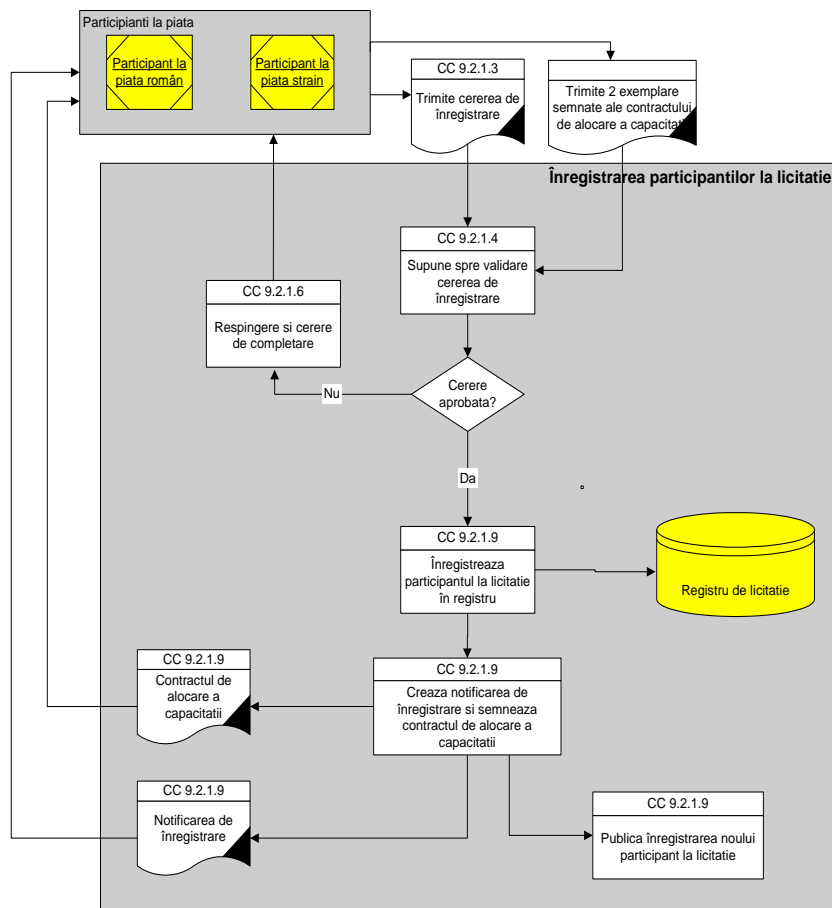


Fig. 4.5 Înregistrarea participanților la licitațiile pentru capacitatea de interconexiune

Licitațiile pentru capacitățile de interconexiune disponibile se vor desfășura de regulă pentru perioade lunare și anuale sau ori de câte ori este necesar, dar nu pentru perioade mai scurte de o săptămână.

Fiecare ofertă poate conține până la 10 perechi capacitate – preț pentru produs și perioadă de licitație. Capacitatea minimă dintr-o pereche capacitate – preț pentru care poate fi depusă o ofertă este de 5 MW. Fiecare cantitate trebuie să fie un multiplu de 5 MW. Perechile trebuie ordonate în sensul descrescător al prețului.

Prețul oferit în cadrul unei perechi capacitate – preț este prețul maxim pe care participantul la licitație este dispus să îl plătească pentru alocarea capacității corespunzătoare perechii respective [Procedura operațională].

În graficul următor se prezintă valorile lunare ale exportului și importului comercial precum și ale soldului export-import în ultimele 24 de luni [ANRE-dec.2014].

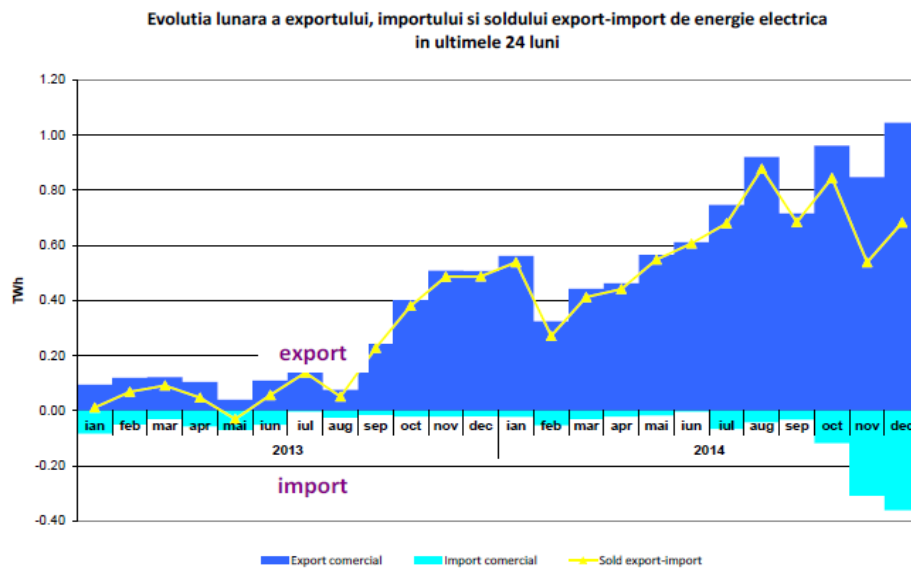


Fig 4.6 Evoluția lunară a exportului, importului și soldul de EE în ultimele 24 luni

4.6. Piața de echilibrare

Această piață creează cadrul legal pentru vânzarea și cumpărarea Energiei de Echilibrare, necesare pentru:

- Asigurarea flexibilității și stabilității SEN
- Rezolvarea comercială a restricțiilor din SEN

Este centralizată obligatorie și operează oficial de la 1 iulie 2005 [CodCOM].

Fiecare participant la piața angră (producător, furnizor, operator de rețea, consumator eligibil) are obligația să se **înregistreze** la Operatorul Pieței de Echilibrare din cadrul C.N. Transelectrica S.A. ca **Parte Responsabilă cu Echilibrarea** (pentru unul sau mai multe noduri de injecție/extracție/consum), sau să își **transfere responsabilitatea echilibrării** către un alt titular de licență înregistrat ca PRE [Ord nr.25/2004].

Este necesar ca fiecare solicitant să se adreseze pentru înregistrare în scris, utilizând un formular care va fi pregătit și publicat de Operatorul Pieței de Echilibrare

din cadrul TEL. Încheierea unei Convenții de Participare la Piața de Echilibrare este o condiție obligatorie pentru înregistrarea ca participant la Piața de Echilibrare. Înregistrarea ca PPE este o condiție obligatorie pentru plata energiei de echilibrare corespunzătoare reglajului secundar și/sau terțiar furnizat.

Solicitanții trebuie să completeze tabelul cu datele solicitate și trebuie să transmită cererea către OPE, incluzând documentația solicitată cu cel puțin trei săptămâni înainte de data specificată în cerere pentru înregistrarea ca PPE. Această cerere poate fi trimisă prin e-mail, urmată de toate anexele și documentația completă prin fax sau prin poștă [Procedura PE]

Administratorul Pieței de Echilibrare este Operatorul de Transport și de Sistem (OTS).

Participanții la Piața de Echilibrare sunt:

- Producătorii licențiați care exploatează unități dispecerizabile;
- Producătorii calificați pentru serviciile de sistem tehnologice;
- Consumatorii licențiați care dispun de sarcini dispecerizabile.

O ofertă zilnică poate conține cel mult zece perechi preț-cantitate. Aceasta va fi transmisă în format electronic, prin canalele de comunicare stabilite de OPE [CodCOM].

Evoluția relației între volumele tranzacționate pe fiecare din aceste piețe și consumul intern estimat, pentru perioada decembrie 2009 - 2014, este prezentată în graficul următor:

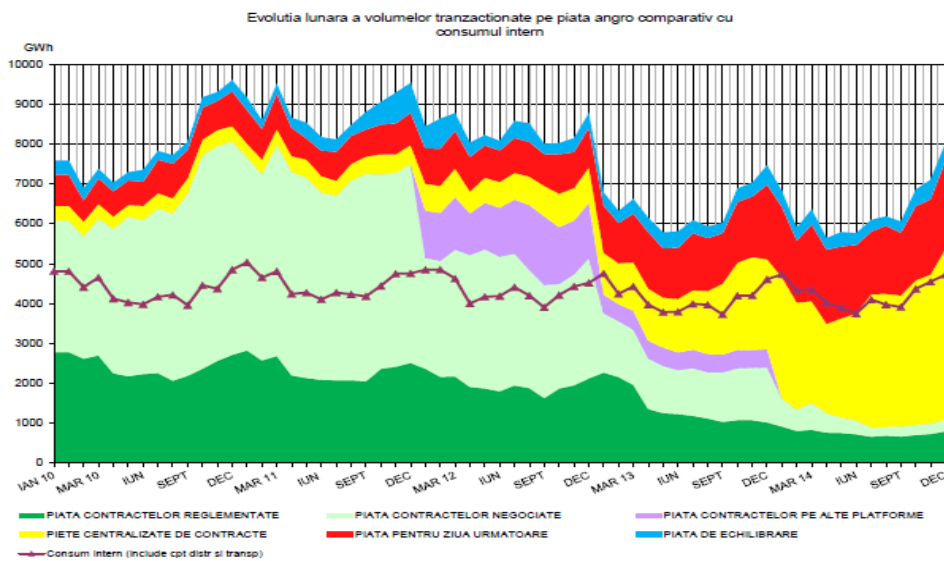


Fig. 4.7 Evoluția lunară a volumelor tranzacționate pe piața angro comparativ cu consumul intern [Raport ANRE- dec.2014]

4.7. Servicii sistem

Pentru funcționarea rețelei de transport și distribuție până la consumatorii individuali se pot distinge patru categorii de servicii:

- **energie activă** (reglarea frecvenței care include reglarea variației de putere și compensarea pierderilor);

- **energie reactivă** (reglarea tensiunii și compensarea puterii reactive);
- **rezerva de putere**;
- **managementul sistemului** (siguranță și coordonare).

Treptele reglării frecvenței și puterii active - primară, secundară și terțiară sunt mutual interdependente și acoperă diferite intervale de timp.

Reglarea secundară, cu o durată între 10 secunde și câteva minute readuce frecvența la valoarea consemn sau în aprecierea acesteia prin intervenția centralelor reglatoare de frecvență. Durata acestei etape este cuprinsă între 10 secunde și câteva minute.

Este interesant că actualmente există trei tipuri de reglare secundară a frecvenței:

- cu utilizarea unui regulator central;
- reglarea descentralizată;
- reglarea descentralizată ierarhizată.

Reglarea terțiară reprezintă de fapt repartizarea optimă în timp real a puterii între centrale din oră în oră.

Operatorul de sistem are obligația de a coordona acțiunile menite să mențină frecvența în limitele normale, să asigure puterea de schimb în cazul funcționării interconectate a sistemului și să dispună de o rezervă de putere existentă și mobilizabilă în timp pentru a putea restabili echilibrul consum - producere în cazul dezechilibrelor de orice natură. Dezechilibrul între consum și generare se poate produce lent prin modificarea cererii la nivelul graficului de sarcină, sau brusc prin comutația unei surse sau a unui consumator mare.

O clasificare succintă a rezervei în funcție de timpul și modul de mobilizare a acesteia prezintă șase categorii distincte:

- rezerva de **reglaj primar**;
- rezerva de **reglaj secundar** frecvență/putere;
- rezerva **turnantă**;
- rezerva de reglaj terțiar, rapidă;
- rezerva de reglaj terțiar, lentă;
- rezerva **minut**.

Această rezervă trebuie mobilizată automat, integral, în 30 s, la abaterea frecvenței de la valoarea consemn și trebuie să rămână în funcțiune minimum 15 minute. În acest interval intervine reglajul secundar refăcând rezerva de reglaj primar și readucând frecvența la valoarea programată. Rezerva de reglaj primar trebuie să fie distribuită uniform în rețea. La o funcționare izolată a sistemului, rezerva minimă trebuie să fie de cca. 5% din puterea maximă produsă. Dacă sistemul funcționează interconectat, RRP se stabilește de comun acord cu operatorii de sistem ai sistemelor interconectate.

Etapa secundară a reglării puterii active și frecvenței durează maximum 15 minute și are rolul de a reface RRP preluând variația puterii consumatorilor, readucând în același timp frecvența și soldul puterii de schimb la valoarea programată.

În cazul unor abateri de la programul stabilit pentru RRP și RRS rezerva turnantă are rolul refacerii acestora

Rezerva minut asigură refacerea rapidă (maximum 15 minute) a RRP și participă la RRS. Operatorul de Sistem stabilește rezerva minut necesară egală cu cea mai mare valoare dintre:

- a) puterea celui mai mare grup generator în funcțiune,
- b) cea mai mare putere în funcțiune conectată pe aceeași secție de bare;
- c) 5% din puterea totală produsă de sistem.

Rezerva terțiară rapidă are rolul de a participa la refacerea RRP și RRS și de a echilibra balanța în cazul unor abateri de la programul stabilit.

Rezerva terțiară lentă are rolul refacerii rezervei minut. Rezervele terțiare se încarcă de către producătorii calificați, la dispoziția OS.

La programarea rezervei de reglaj primar și a rezervei minut OS ține seama de capacitatea și infrastructura sistemului de transport.

Stabilirea tensiunii se realizează sub comanda OS cu instalațiile de reglaj ale producătorilor, ale Operatorului de Transport (OT), ale consumatorilor, și în caz de funcționare interconectată cu ajutorul OS ai sistemelor vecine pentru reglajul tensiunii în nodurile de frontieră. Instalațiile proprii de compensare a puterii reactive ale OT trebuie să dispună de astfel de capacitate de comutație și reglaj încât să fie asigurate limitele normale pentru tensiuni în următoarele situații:

- a) în regimurile de maxim de consum în sistem, fără a se apela la deconectări de elemente de rețea;
- b) în condițiile conectării oricărei LEA în gol;
- c) în regimuri de încărcare maximă a sistemului, cu respectarea **criteriului (n-1)**.

Rezerva de reglaj de putere reactivă trebuie stabilită de către Operatorii de Sistem pentru centralele racordate și de către Operatorii de Transport pentru rețeaua de transport. Centralele trebuie să fie disponibile pentru producerea sau absorbția puterii reactive la cererea OS. Ca regulă orientativă: OT, distribuitorii și consumatorii trebuie să-și compenseze puterea reactivă proprie, putând fi admise schimburi de putere reactivă, dacă acestea nu afectează funcționarea sigură a sistemului electroenergetic [Nemes2001]

4.8. 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, ținând cont și de mediu. Problemele au fost abordate în cadrul acestui capitol atât la modul general, cât și cel particular al României. O atenție specială s-a acordat evoluției consumului și producerii de energie electrică.

O primă analiză a datelor prezentate și a altor informații din acest domeniu evidențiază evoluția de multe ori contradictorie a consumului de energie electrică și, evident, a producției. Dacă la cele menționate se adaugă și elementele suplimentare aduse de liberalizarea completă a pieței de energie electrică, de reglementarea sectorului energetic, rezultă că activitatea de prognoză a consumului reprezintă o sarcină complexă și foarte dificilă la ora actuală, atât la nivel global, cât și la scara unei zone mai reduse de consum.

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 sintetică, a unei game largi de aspecte legate de situația actuală și evoluția viitoare a SEN, de evoluția pieței de energie electrică din România, sursele de informații fiind cele "oficiale", furnizate în mare parte de guvern, ANRE, companiile de transport și de distribuție;
- evidențierea necesității unei atenții sporite acordate activității de prognoză a consumului (și a producerii), în contextul unor evoluții de multe ori contradictorii (înregistrarea unor perioade de scădere, urmate de creșteri).

5. ELEMENTE DE PROGNOZĂ A CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ

Obiectivul principal al acestui capitol constă în prezentarea sistematizată a aspectelor generale legate de prognoza consumului de energie electrică și a metodelor utilizate.

Prima parte a capitolului cuprinde o abordare mai generală a metodelor de prognoză, însoțită deja de referiri concrete la literatura recentă de specialitate

Apoi se trece la importanta cunoașterii evoluției consumului de energie

Sunt urmărite atât metodele "clasice", bazate pe modelarea matematică, cât și cele "moderne", utilizând tehnici de inteligență artificială, etc.

Ultima parte a capitolului abordează și o serie de aspecte legate de factorii care influențează consumul de energie electrică, prin prisma influenței lor asupra activității de prognoză.

5.1. Definiția prognozei consumului de energie

În mod obișnuit, noțiunea de prognoză este definită ca:

- prevedere a desfășurării în timp a unui fenomen, bazată pe studiul factorilor și împrejurărilor care i-au determinat apariția și evoluția.
- prevedere a valorilor pe care la iau în viitor unele mărimi din prezent.

Importanța practică a prognozei derivă din rezultatele și beneficiile obținute prin adoptarea în prezent a unor decizii infailibile, bazate pe informațiile despre un viitor incert.

Prognoza consumului de putere și energie electrică are un rol foarte important în funcționarea eficientă și în condiții de siguranță a SEE. Acest fapt este valabil și pentru sistemele clasice de producere centralizată a energiei electrice, dar mai ales pentru sistemele moderne, caracterizate de utilizarea și integrarea pe scară largă a surselor regenerabile de energie [Lustrea].

Mai mult, atât istoricul consumului cât și prognoza valorilor viitoare ale lui, reprezintă condiții absolut necesare pentru realizarea planificării extinderii SEE atât pe termen scurt cât și pe termen lung, care să determine îmbunătățiri la nivelul infrastructurii și funcționării întregului sistem. Planificarea extinderii SEE este condiționată de estimările privind valorile puterii și energiei consumate și localizării sale. Nivelul acestor valori este determinat de mărimea noilor consumatori, de trendul consumatorilor existenți și de modificările caracteristicilor consumatorului [daSilva2008].

Dezvoltarea industrială puternică și accelerată a adus schimbări importante în toate domeniile, care s-au reflectat atât în mediul înconjurător, cât și la nivel de individ și societate. Singura posibilitate de a menține cât de cât controlul asupra rapidelor și importantelor transformări este recurgerea la un comportament adaptiv în raport cu aceste schimbări. Aceasta presupune într-o primă etapă determinarea

prin prognoză a evoluției viitoare și aprecierea corectă a impactului factorilor și deciziilor actuale asupra viitorului, în etapa a doua, finală, cea a deciziilor, introducând-se corecțiile necesare atingerii scopurilor propuse.

Se înțelege de la sine că, datorită faptului că prognoza și luarea deciziilor sunt procese care se desfășoară în timp în condițiile unor perturbații aleatoare, procesul de adaptare trebuie să fie permanent, manifestându-se prin prognoze și corecții repetate care să mențină traiectoria evoluției spre ținta propusă. Mai mult, pe măsura apropierii de țintele dorite, în viitor se prefigurează noi ținte mai îndepărtate, care presupun noi orizonturi de prognoză și noi decizii [Chow2004]. [Feinberg2002], [Feinberg2003].

Prognoza consumului de energie și putere este activitatea științifică ce are drept scop previziunea consumului de energie și putere pe baza analizei calculului și interpretărilor unui ansamblu de date diversificate, astfel încât în final să se realizeze o concordanță cât mai exactă între consumurile estimate și cele efectiv realizate.

5.2. Importanța cunoașterii evoluției consumului

Prognoza consumului de energie electrică are un rol foarte important în funcționarea eficientă și în condiții de siguranță a SEE. Acest fapt este valabil și pentru sistemele clasice de producere centralizată a energiei electrice, dar mai ales pentru sistemele moderne, caracterizate de utilizarea și integrarea pe scară largă a surselor regenerabile de energie.

Mai mult, atât istoricul consumului cât și prognoza valorilor viitoare ale lui, reprezintă condiții absolut necesare pentru realizarea planificării extinderii SEE atât pe termen scurt cât și pe termen lung, care să determine îmbunătățiri la nivelul infrastructurii și funcționării întregului sistem. Planificarea extinderii SEE este condiționată de estimările privind valorile puterii și energiei consumate și localizării sale. Nivelul acestor valori este determinat de mărimea noilor consumatori, de trendul consumatorilor existenți și de modificările caracteristicilor consumatorului [daSilva2008].

Pentru a asigura din punct de vedere tehnic și economic funcționarea optimizată și controlul eficient al SEE, prognoza trebuie realizată pentru un orizont larg de timp [Yalcinoz2004].

În mod obișnuit, prognozele sunt:

- pe termen scurt – orizontul de timp vizat se extinde de la câteva ore până la o săptămână și acestea sunt utile pentru asigurarea eficienței economice în funcționarea sistemului; [Gross1987], [Fan1994], [Papalexopoulos1989], [Haida1994], [Rothe2009], [Jin2010], [Delgado2014], [Charytoniuk1998], [AlHamadi2005], [Cho1995], [Chow1996], [Hyde1997].
- pe termen mediu – orizontul vizat de timp se extinde de la o zi până la câteva luni; acestea asigură o repartiție cât mai bună a surselor, resurselor și rezervelor energetice utilizate pentru producerea de energie electrică și a programării lucrărilor de mentenanță; [Yang1996], [Yang1998], [Nogales2002], [Contreras2003], [Li2012], [Enayatifar2013], [Hong2013], [Martos2013], [Ramos2013]; [Zhang2008][Senjyu2004], [Senjyu2005], [Wang2008], [Areekul2010], [Wang2010], [Lu2004], [Romera2006], [Amjady2008], [Bolturk2012], [Fan2012].
- pe termen lung – orizontul de timp vizat cuprinde un interval de cel puțin un an și acest tip de prognoză este util pentru planificările extinderii sistemelor.

- [Khnotanzad1997], [Hong2013], [Ismail2013], [Moturi2013], [Srivastava1997], [Knotanzad1998], [Papadakis1998], [Vermaak1998], [Yang1998], [Chow1996], [Charytoniuk2000], [Kim2000], [Chen2001], [Hippert2001], [Xinhui2010], [Quaiyum2011], [Yi2011], [Badri2012], [Lauret2012], [Chauhan2005], [Farahat2005], [Niu2005], [Ramezani2005], [He2006], [Liu2006] [Yun2008], [Shahidehpour2002], [Lu2004], [Manoj2014a], [Senjyu2004], [Arroyo2005],[Dai2007], [Haque2007], [Chen2008], [Mahmoud2008], [Zhang2008], [Osman2009], [Hu2009], [Xiao2009], [AlRashidi2010], [Areekul2010], [Qingle2010], [Li2012], [Zebulum1995], [Xiao1995], [Baklrtlzls1996], [AlFuhaid1997], [Ramos2013].

Realizarea unei prognoze cu un grad de certitudine ridicat are o însemnătate foarte mare, mai ales în condițiile SEE moderne cu surse regenerabile de energie. Multe curbe zilnice de sarcină sunt caracterizate de existența unor diferențe mari între orele de zi (când apare vârful de sarcină) și orele de noapte (când apare golul de sarcină). Realizarea eficienței economice prin considerarea diferențelor de tarif pentru orele de vârf de sarcină, respectiv de gol de sarcină, creșterea siguranței tehnice în exploatare (prin descărcarea liniilor sistemului în condițiile de cerere mare de putere) se bazează pe planificarea SRE și/sau sistemele de stocare a energiei aferente și pe cunoașterea curbei de sarcină zilnică a consumatorilor care vor fi deserviți, importante fiind perioadele de vârf de sarcină. De aceea în literatura de specialitate se acordă o importanță deosebită metodelor de prognoză a cererii pe termen scurt a consumului de putere și energie electrică [Rui1995], [Hippert2001], [Hayati2007], [Sarangi2009]. [Senjyu2004], [Senjyu1998]

În procesul de realizare a unei prognoze, o sarcină dificilă o reprezintă alegerea metodei de prognoză. Tehnicile utilizate pentru prognoza curbei de sarcină pe termen scurt au evoluat în decursul anilor putând fi grupate în *tehnici tradiționale* și *tehnici moderne*.

Tehnicile tradiționale au fost folosite în practică multă vreme. Acestea utilizează regresia liniară, seriile de timp, recunoașterea modelelor, filtre Kalman, etc. [Murto1998], [Chen2001]. Pentru creșterea eficienței, acestea au fost combinate utilizând tehnici multi-model ponderate, ceea ce a permis obținerea unor rezultate în general acceptabile. Cu toate acestea, metodele clasice nu pot reprezenta cu acuratețe relațiile de neliniaritate ce există între consumator și factorii ce influențează consumul, de regulă aceștia fiind: ora din zi, ziua din săptămână, anotimpul, caracterul zilei (zi cu activități speciale – sărbători legale, religioase etc.), prețul energiei, schimbări legate de configurația sistemului [daSilva2008], [Kilyeni2011].

Tehnicile moderne se bazează pe elementele importante ale Inteligenței Artificiale, fiind reprezentate de sisteme expert, rețele neuronale artificiale (RNA), logică fuzzy, wavelets, precum și combinații ale acestora. Încă de la primele încercări, rezultatele obținute au fost încurajatoare. Dintre toate aceste tehnici de lucru, cea mai atractivă metodă o reprezintă RNA. Ea nu necesită prezența unei relații funcționale sau a unui model matematic propriu-zis pentru a descrie evoluția consumului, ci are abilitatea de a învăța – în decursul unui proces de antrenament – relațiile dintre intrările (parametrii și factorii de care depinde evoluția sarcinii și consumul viitor estimat) și ieșirile procesului simulat de RNA [Hippert2001], [Ganyun2006].

În literatura de specialitate există mai multe abordări privind utilizarea RNA pentru prognoza curbei zilnice de sarcină [Metaxiotis2003]. Particularitățile acestora se regăsesc în fiecare etapă a realizării prognozei, influențând capacitatea de a furniza rezultate cât mai corecte.

Prima etapă din realizarea unei RNA constă în alegerea configurației rețelei, alegerea tipului acesteia, a numărului de intrări și ieșiri, a numărului de neuroni,

a numărului de straturi și a numărului și tipului ponderilor interconexiunilor, toate în concordanță cu problema care trebuie rezolvată. Alegerea corectă a acestor informații are o importanță mare deoarece poate influența comportarea și performanțele ulterioare ale rețelei. RNA cu învățare supervizată, pentru care mulțimea datelor de antrenament este formată din perechi intrare-ieșire, sunt preferate RNA cu învățare nesupravegheată (rețele Kohonen) [Baumann1993], [Peng1992].

Pornind de la aceste considerente, cele mai bune rezultate au fost obținute utilizând o arhitectură multistrat (cu unul sau mai multe straturi intermediare ascunse – hidden layers) în care ieșirile se calculează pornind de la intrări succesiv avansând spre ieșiri (feedforward), iar ponderile neuronilor sunt corectate prin retropropagare (backpropagation) [Rui1995], [Hippert2001], [Bakirtzls1996].

Problemele legate de corecția ponderilor în procesul de antrenament ridică numeroase aspecte legate de prezența unui număr prea mare de straturi ce îngreuează învățarea și de apariția problemelor cauzate de atingerea unui minim local. De asemenea, alegerea valorilor inițiale ale ponderilor reprezintă un proces dificil care poate conduce de foarte multe ori la eșecuri în antrenarea rețelei, cauzate de probleme de convergență, înghețarea procesului de învățare etc. Utilizarea tehnicilor de corecție a ponderilor începând cu neuronii ultimului strat, de ieșire și sfârșind cu cei de pe primul strat, de intrare (backpropagation), necesită un timp mai mare de antrenament și de regulă sunt mai puțin adaptabile la schimbările parametrilor de intrare. Mai mult, prin utilizarea algoritmului Levenberg-Marquardt, valorile ponderilor sunt recalculat individual pentru fiecare intrare și nu simultan pe întreaga rețea, fapt care determină o ușoară scădere a performanțelor rețelei [Luștea2001].

Numărul de intrări este un factor important ce influențează comportarea rețelei. Un număr prea mare – poate determina o arhitectură mai complexă care are tendința de a pierde din capacitatea de generalizare și implicit performanțele rețelei scad. Din acest motiv, este recomandată folosirea unui număr de 2-3 intrări.

Rezultate foarte bune se pot obține dacă se utilizează structuri recurente. Acestea se obțin prin legarea în cascadă a câte unei RNA, destinată prognozei sarcinii de la o anumită oră. Astfel pentru prognoza curbei de sarcină zilnică sunt necesare 24 de rețele, câte una pentru fiecare oră a zilei, iar ieșirea prognozată la o anumită oră constituie intrare pentru ora următoare. În acest caz sunt suficiente 1 sau maxim 2 straturi ascunse [Borlea2005], [Khotanzad1997], [Papalexopoulos1994], [Qingle2010].

A doua etapă de realizare a RNA constă în antrenarea rețelei. Se începe cu selectarea datelor (perechi de tipul intrări-ieșiri) ce vor alcătui mulțimea de antrenament. Alegerea unui set de antrenament cât mai bun este crucială, deoarece pe baza lui, rețeaua învață singură relațiile funcționale dintre intrări și ieșiri și ulterior va putea oferi la cerere valori suficiente de sigure ale consumului prognozat.

Selecția setului de antrenament se poate face fie euristic, pe baza experienței, fie pe baza unor analize statistice [Momoh1997]. Un mare avantaj îl constituie alegerea acestuia pe baza experienței. Astfel se pot stabili în mod adecvat acele date care se potrivesc cât mai exact scopului propus. Setul de antrenament nu trebuie să utilizeze date dintr-o perioadă prea îndepărtată, deoarece pot apare modificări semnificative ale acestuia într-o perioadă suficient de mare în timp care pot afecta calitatea procesului de învățare și implicit calitatea prognozei. În plus, dacă se dorește prognoza pentru curba de sarcină a unei zile de la sfârșitul săptămânii, mulțimea valorilor de antrenament trebuie să conțină date provenind din zile de acest tip și nu din zilele a căror curbă are altă formă (o zi obișnuită din săptămână sau una corespunzătoare unei sărbători).

Considerând cele prezentate anterior cu privire la caracteristicile RNA dar și la situația SEE actuale, s-a considerat necesară elaborarea unui instrument soft care să prognozeze cât mai rapid și cert curba zilnică de sarcină, program ce va fi utilizat în capitolele următoare. Astfel, în prezenta lucrare a fost elaborată o nouă arhitectură de RNA și anume o rețea neuronală artificială recursivă (RNAR) pentru prognoza curbei zilnice de sarcină. De asemenea, a fost dezvoltată un instrument software propriu, utilizând RNAR pentru realizarea de prognoze pe termen scurt. Acest soft combină atât avantajele mașinilor de calcul, experiența specialistului, dar se și adaptează cât mai bine la modificările (rapide) apărute în dinamica curbei de sarcină [Jigoria2009a], [Jigoria2009b], [Jigoria2009c], [Jigoria2009d], [Osman2009].

5.3. Factorii de care depinde consumul de energie

Conform [Mielezarski1998] există patru categorii de factori:

a) Factorii legați de climă:

- *temperatura*: cercetările au arătat că cei mai importanți factori meteo de care depinde prognoza pe termen scurt sunt valorile orare medii ale temperaturii precum și cele minime și maxime. În funcție de sezon temperatura și consumul pot avea o relație directă sau indirectă; de asemenea temperaturile maxime și minime ale zilei anterioare au un efect semnificativ asupra consumului din ziua prognozată;
- *umiditatea*: în anumite zone geografice gradul de umiditate are un effect semnificativ asupra consumului și este necesar a fi luat în considerare;
- *precipitațiile*: indicatorul de ploaie pentru ziua prognozată și cantitatea de precipitații din ziua anterioară poate influența consumul;
- *viteza vântului*: viteza vântului sau factorul de răcire a vântului poate conduce la o percepție mult mai scăzută decât realitatea, mai ales în cazul temperaturilor negative;
- *acoperirea cu nori*: un cer încărcat cu nori poate cauza creșteri considerabile ale consumului de iluminat (public și rezidențial).

b) Factorii legați de tiparul (pattern-ul) consumului:

- *zilele săptămânii*: valorile de consum pentru zilele normale sunt funcții ale datelor istorice pe termen scurt și valorile prognozate ale parametrilor meteo. Șablonul de consum în zilele normale de luni până vineri (zile lucrătoare) rămâne de regulă constant. Totuși consumul în zilele de luni și vineri este diferit față de celelalte zile ale săptămâni datorită vârfurilor de consum în dimineața de luni (întreprinderile pornesc lucrul) și al apropierei sfârșitului de săptămână.
- *sâmbăta*: modelul de consum în zilele de sâmbătă în multe țări este diferit față de restul zilelor din săptămână, cu o creștere așteptată a cererii de consum dimineața și o scădere bruscă după-amiază;
- *duminica*: consumul în zilele de duminică în zonele urbane este mult mai scăzut decât în zilele săptămânii. Forma curbei de sarcină este determinată în principal de cerea de consum din zona rezidențială;

- *zilele libere*: forma curbei de sarcină de sărbători este în general similară cu cea de duminică. Totuși unele sărbători au caracteristici proprii, care trebuie extrase din datele istorice;
- *zilele speciale*: zilele speciale și ocaziile influențează puternic comportamentul consumatorului. Vârful de consum se reduce considerabil înainte și după sărbătorile publice importante. Pot exista și evenimente speciale care influențează consumul: concerte, emisiuni televizate, evenimente culturale și sportive;
- *modificări sezoniere*: efectele de anotimp variază în funcție de zona geografică luată în considerare. Schimbările consumului sunt de natură ciclică în raport cu anotimpurile.

c) **Factorii legați de trend:**

- *consumul* de-a lungul anului evoluează în conformitate cu anumite trend-uri;
- *pot exista trend-uri sezoniere* (legate de anotimpuri) sau lunare (reflectând schimbările de consum de la o lună la alta);
- există și *alți factori* de care trebuie să se țină cont (de exemplu vacanțele școlare).

d) **Factorii economici:**

- *cererea de energie electrică* în majoritatea țărilor în curs de dezvoltare a fost într-o continuă creștere datorită dezvoltării economice;
- în unele țări dezvoltate și puternic industrializate pot avea loc și scăderi ale consumului de energie electrică;
- *factorii economici* influențează semnificativ doar prognozele pe termen lung.
[Shahidehpour2002] discută factorii de influență în maniera următoare:
- *factori economici*: pot influența tiparul de consum prin tipului de consumatori, condițiile demografice, activitățile industriale etc. (mai ales în cazul prognozei pe termen scurt);
- *factorul timp*: efecte de sezon (numărul de zile cu lumină), efecte săptămânale (consumul industrial este mult mai mare în zilele lucrătoare decât în cele libere) și sărbătorile (conduc în general la scăderea consumului);
- *factori meteo*: temperatura (este cel mai influent factor meteo, intervine și prin creșterea consumului de energie electrică pentru încălzire pe perioada iernii, respectiv al celui pentru instalațiile de climatizare pe perioada verii), umiditatea (în special în zonele calde și umede), precipitațiile, furtunile, vântul și intensitatea luminoasă pe durata zilei;
- *perturbații aleatoare*: mari consumatori industriali (de exemplu oțelăriile) pot cauza consumuri neașteptate de energie, la fel ca evenimentele culturale sau sportive;
- *factorul preț*: pe piețele de energie electrică prețul energiei este volatil și ar putea prezenta o relație (destul de complicată) cu puterea consumată la nivelul întregului sistem;
- *alți factori*: condițiile geografice (forma consumului pentru zonele rurale este diferită față de cea din zonele urbane), tipul de consumatori (consumul în zona rezidențială este diferit de cel din zona comercială și industrială) etc.

Clasificarea prognozelor consumului de energie se realizează după mai multe criterii:

1. După perioada pe care se desfășoară:
 - foarte scurte (până la 1 an);
 - scurte (între 1 – 5 ani);
 - medii (între 5 – 10 ani);
 - lungi (între 10 – 25 ani);
 - foarte lungi (peste 25 de ani).
2. După extinderea spațială a consumului prognozele pot fi pentru:
 - consumatori individuali;
 - consumatori regionali;
 - consumatori zonali;
 - consumatori naționali;
 - consumul mondial.
3. După scop sunt următoarele prognoze:
 - în profil teritorial;
 - pe ramuri economice;
 - la nivel național.
4. După natura metodei matematice utilizate există prognoze:
 - deterministe;
 - probabiliste (sunt superioare, calculele sunt complexe).
5. După tipul metodei care stă la baza prognozei deosebim:
 - prognoze explorative, când analiza are loc din trecut spre viitor;
 - prognoze normative, când analiza se petrece din viitor spre prezent;
 - prognoze mixte.
6. După natura variabilei independente:
 - dacă timpul este variabila independentă avem prognoze directe (endogene, autonome): $W=f(t)$
 - dacă variabilele independente sunt alți parametri, atunci prognozele sunt indirecte (exogene, condiționale): $W = f(x_1, x_2, \dots)$.
7. După numărul de componente ale consumului:
 - prognoze globale (sintetice), în prognoză este considerat consumul ca un tot unitar;
 - prognoze pe componente (analitice), la care consumul general este defalcat pe componente [Lustrea].

În procesul de realizare a unei prognoze, o sarcină dificilă o reprezintă alegerea metodei de prognoză. Tehnicile utilizate pentru prognoza curbei de sarcină pe termen scurt au evoluat în decursul anilor putând fi grupate în tehnici tradiționale și tehnici moderne.

Tehnicile tradiționale au fost folosite în practică multă vreme. Acestea utilizează regresia liniară, seriile de timp, recunoașterea modelelor, filtre Kalman, etc. [Murto1998], [Chen2001].

Tehnicile moderne se bazează pe elementele importante ale Inteligenței Artificiale, fiind reprezentate de sisteme expert, rețele neuronale artificiale (RNA), logică fuzzy, wavelets, precum și combinații ale acestora. Încă de la primele încercări, rezultatele obținute au fost încurajatoare. Dintre toate aceste tehnici de lucru, cea mai atractivă metodă o reprezintă RNA. Ea nu necesită prezența unei relații funcționale sau a unui model matematic propriu-zis pentru a descrie evoluția consumului, ci are abilitatea de a învăța – în decursul unui proces de antrenament – relațiile dintre intrările (parametrii și factorii de care depinde evoluția sarcinii și consumul viitor estimat) și ieșirile procesului simulat de RNA [Hippert2001], [Ganyun2006].

Prima etapă din realizarea unei RNA constă în alegerea configurației rețelei, alegerea tipului acesteia, a numărului de intrări și ieșiri, a numărului de neuroni, a numărului de straturi și a numărului și tipului ponderilor interconexiunilor, toate în concordanță cu problema care trebuie rezolvată. Alegerea corectă a acestor informații are o importanță mare deoarece poate influența comportarea și performanțele ulterioare ale rețelei. RNA cu învățare supervizată, pentru care mulțimea datelor de antrenament este formată din perechi intrare-ieșire, sunt preferate RNA cu învățare nesupravegheată (rețele Kohonen) [Baumann1993].

Pornind de la aceste considerente, cele mai bune rezultate au fost obținute utilizând o arhitectură multistrat (cu unul sau mai multe straturi intermediare ascunse – hidden layers) în care ieșirile se calculează pornind de la intrări succesiv avansând spre ieșiri (feedforward), iar ponderile neuronilor sunt corectate prin retropropagare (backpropagation) [Rui1995], [Hippert2001].

De asemenea, alegerea valorilor inițiale ale ponderilor reprezintă un proces dificil care poate conduce de foarte multe ori la eșecuri în antrenarea rețelei, cauzate de probleme de convergență, înghețarea procesului de învățare etc.

Numărul de intrări este un factor important ce influențează comportarea rețelei. Un număr prea mare – poate determina o arhitectură mai complexă care are tendința de a pierde din capacitatea de generalizare și implicit performanțele rețelei scad. Din acest motiv, este recomandată folosirea unui număr de 2-3 intrări. Rezultate foarte bune se pot obține dacă se utilizează structuri recurente.

Astfel pentru prognoza curbei de sarcină zilnică sunt necesare 24 de rețele, câte una pentru fiecare oră a zilei, iar ieșirea prognozată la o anumită oră constituie intrare pentru ora următoare. În acest caz sunt suficiente 1 sau maxim 2 straturi ascunse [Borlea2005].

A doua etapă de realizare a RNA constă în antrenarea rețelei. Se începe cu selectarea datelor (perechi de tipul intrări-ieșiri) ce vor alcătui mulțimea de antrenament. Alegerea unui set de antrenament cât mai bun este crucială, deoarece pe baza lui, rețeaua învață singură relațiile funcționale dintre intrări și ieșiri și ulterior va putea oferi la cerere valori suficient de sigure ale consumului prognozat.

Selecția setului de antrenament se poate face fie euristic, pe baza experienței, fie pe baza unor analize statistice [Momoh1997]. Un mare avantaj îl constituie alegerea acestuia pe baza experienței. Astfel se pot stabili în mod adecvat acele date care se potrivesc cât mai exact scopului propus.

5.4. Rețele Neuronale Artificiale Recursive (RNAR)

5.4.1. Arhitectura

La alegerea arhitecturii RNA recursive s-a ținut cont de aspectele prezentate în subcapitolul anterior. În plus, au fost considerate și următoarele particularități la realizarea soluției propuse:

- stabilirea arhitecturii RNA s-a făcut pe baza unor considerente și justificări specifice prognozei curbei de sarcină zilnică;
- simplitatea arhitecturii RNA este o cerință importantă cel puțin din două motive: RNA simple au o capacitate de generalizare mult mai bună decât RNA complicate și pentru RNA simple procesul de antrenare este mult mai rapid;
- arhitectura rețelei să fie flexibilă pentru ca ea să poată fi adaptată fiecărui caz analizat în parte. Vor rezulta mai multe variante de prognoză fiecare obținută pentru o anumită structură a RNA. Structura optimă va fi considerată cea a cărei rezultate apreciate în urma unei analize atente, să fie cele mai credibile;
- pentru ca prognoza să fie ușor de realizat, datele de intrare ale RNA trebuie să fie simplu de obținut, să se bazeze pe măsurători și pentru evitarea incertitudinilor să nu conțină mărimi ce trebuie estimate sau apreciate. Drept urmare, datele de intrare utilizate sunt doar puterile orare consumate pe perioada trecută, evitându-se introducerea indicatorilor climatici, demografici și de natură economică, a căror valori sunt mult mai greu de obținut cu un grad de certitudine suficient de ridicat; această alegere este justificată și de următoarele considerente:
 - influența factorilor climatici s-a considerat ca fiind implicită;
 - influența factorilor economici și demografici se manifestă cu o oarecare inerție, considerarea lor luându-se în calcul implicit prin influența lor asupra consumurilor din perioada trecută, adică introducând valorile consumurilor din trecut, se ține cont implicit de această influență.

Având în vedere principiul simplității și considerând structura unui neuron artificial (NA) (Fig. 5.1) ca un model ce combină corelația liniară multiplă a intrărilor x_j cu neliniaritatea relației intrare-ieșire cauzată de funcția de activare f , s-a apreciat că un simplu NA este capabil să modeleze în mod satisfăcător dinamica tendinței consumului pentru un palier al curbei de sarcină. Antrenarea NA se face utilizând datele referitoare la zile din perioada trecută (având aceleași caracteristici), aceste date formând setul de antrenament.

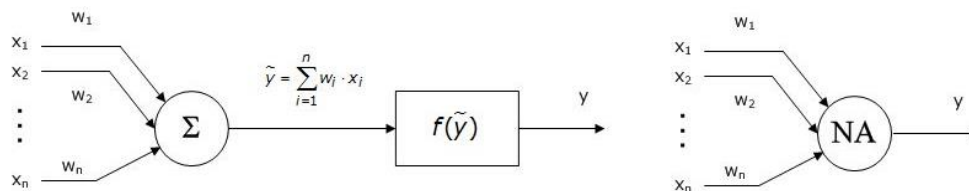


Fig. 5.1. Modelul NA

Intrările pentru primul NA din rețea reprezintă puterile consumate pentru ultimele paliere orare din ziua precedentă. Pentru a nu complica nejustificat structura rețelei, s-a limitat numărul de intrări la 4. Desigur, flexibilitatea structurii RNA este asigurată de posibilitatea alegerii numărului de intrări ale NA pentru fiecare variantă de prognoză în parte (în acest caz de 1 la 4 intrări).

Fiindcă prognoza realizată nu se dorește a fi doar pentru ora următoare, ci este o prognoză pentru puterile medii orare ale întregii zile, este necesară combinarea NA corespunzătorilor orelor zilei într-o structură recurentă în care intrările unei ore oarecare să fie furnizate de ieșirile orelor precedente (Fig. 5.2).

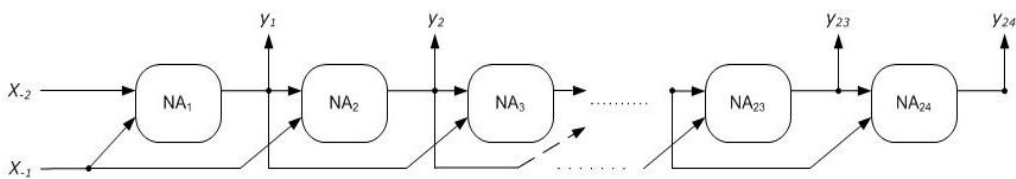


Fig. 5.2. Structura RNA propuse cu 2 intrări

Etapa cea mai laborioasă și mai dificilă a construirii unei RNA dedicate unei anumite aplicații o constituie procesul de antrenare. Comportarea ulterioară a rețelei este totalmente dependentă de calitatea învățării RNA.

Mulțimea de învățare (setul de antrenament) trebuie să fie consistentă, cu alte cuvinte să oglindească corect dinamica reală a evoluției consumului de energie. De aceea, se vor analiza mai multe variante posibile de prognoză pornind de la seturi diferite de antrenament. Astfel, ponderile NA din rețea vor avea valori diferite, deși structura rețelei va fi comună. În plus, se poate analiza și influența numărului de intrări al RNA asupra calității prognozei. Ulterior comparând valorile prognozate cu RNA realizate, se poate decide care este setul de antrenament cel mai potrivit. Datele incluse în setul de antrenare pot fi corectate atunci când se dorește supralicitarea unei anumite dinamici considerate foarte probabile, dar care este mai puțin evidentă în trecut.

Metoda folosită pentru antrenarea unei RNA are la bază ideea că valorile parametrilor obținuți prin învățare trebuie să conducă la o eroare minimă între valorile reale ale ieșirilor și valorile calculate cu rețeaua antrenată. Cele mai uzuale abordări pentru stabilirea corecției ponderilor RNA sunt bazate pe minimizarea funcției erorilor, multe dintre ele utilizând metode de gradient. În această situație pot să apară mai multe probleme [Borlea2005]:

- stabilirea adecvată a valorilor inițiale ale ponderilor care prin antrenare să conducă la valorile căutate;
- posibilitatea eșuării procesului de învățare într-un minim local al funcției erorilor care să difere substanțial de minimul global;
- convergența slabă spre soluția căutată care implică un timp mare de calcul.

Având în vedere cele prezentate și structura concretă a rețelei utilizate, s-a elaborat un algoritm original de antrenare combinând mai multe elemente distincte:

- antrenarea se face separat pentru fiecare NA, corespunzător fiecărui palier orar în parte;

- la antrenarea unui NA se folosesc simultan toate datele setului de antrenament pe baza metodologiei de stabilire a coeficienților unei regresii liniare multiple;
- considerarea neliniarității introdusă de funcția de activare prin utilizarea funcției tangente hiperbolică;
- selecția datelor de antrenament se face de către specialist, fie folosind experiența proprie în analiza rezultatelor obținute, fie folosind unii indicatori de calitate ai învățării, definiți în mod adecvat.

În acest mod se asigură o antrenare foarte bună și rapidă, fără necesitatea (re)inițializării coeficienților și fără eșuarea în minime locale. Mai mult, rezultatele obținute sunt superioare metodelor clasice utilizate în prognoza curbilor de sarcină [Jigoria2009b].

5.4.2. Metoda de antrenament folosind regresia liniară multiplă

Una din particularitățile originale ale construirii RNA propuse o reprezintă modul de antrenare a unui NA din rețea utilizând în acest scop, simultan – și nu secvențial cum se procedează în cazul algoritmului Levenberg-Marquardt – toate datele din setul de antrenament. Acest lucru este posibil dacă se apelează la metodologia de stabilire a coeficienților unei regresii liniare multiple. Această tehnică originală de învățare este extrem de eficientă conducând direct, fără iterații, la valorile optime ale ponderilor intrărilor RNA [Jigoria2009a], [Jigoria2009b].

Conform [Luștea2001], [Eremia2006] utilizarea regresiei liniare multiple constă în a determina relația dintre variabilele vectoriale \mathbf{y} și $\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_p$. Variabila \mathbf{y} poartă numele de variabilă de explicat sau criteriu, uneori fiind numită și variabilă dependentă. Variabilele $\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_p$ se numesc variabile explicative sau predictorii (uneori fiind întâlnită și denumirea de variabile independente). Fiecare vector are n componente câte una pentru fiecare individ analizat. Numărul total de măsurători efectuate asupra tuturor indivizilor are valoarea $p+1$.

Pornind de la aceste date inițiale, se poate exprima variabila criteriu ca o combinație liniară a predictorilor:

$$\mathbf{y}^* = \sum_{j=0}^n b_j \cdot \mathbf{x}_j \quad (0.1)$$

unde \mathbf{y}^* trebuie "să se situeze cât mai aproape posibil" de \mathbf{y} . Criteriul utilizat în acest scop este cel al celor mai mici pătrate, definit de relația:

$$\|\mathbf{y} - \mathbf{y}^*\|^2 = \text{minim} \quad (0.2)$$

Considerând matricea \mathbf{X} din (4.3) cu n linii și $p+1$ coloane reprezentate de vectorii coloană $\mathbf{1}, \mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_p$, relația (4.1) se poate scrie sub forma (4.4):

$$\mathbf{X} = [\mathbf{1} \ \mathbf{x}_1 \ \dots \ \mathbf{x}_p] = \begin{bmatrix} 1 & X_{11} & \dots & X_{1p} \\ 1 & X_{21} & \dots & X_{2p} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & X_{n1} & \dots & X_{np} \end{bmatrix} \quad (0.3)$$

$$\mathbf{y}^* = \mathbf{X} \cdot \mathbf{b} \quad (0.4)$$

unde elementele vectorului \mathbf{b} reprezintă coeficienții regresiei liniare multiple.

Elementele vectorului \mathbf{b} se determină rezolvând sistemul de ecuații liniar supradeterminat (4.4) cu metoda celor mai mici pătrate clasică [Montgomery1992], [Kilyeni2004]. Rezultatul final este:

$$\mathbf{b} = (\mathbf{X}^t \cdot \mathbf{X})^{-1} \cdot \mathbf{X}^t \cdot \mathbf{y} \quad (0.5)$$

unde \mathbf{X}^t reprezintă transpusa matricei \mathbf{X} .

Pentru rezolvarea ecuației (4.4) și determinarea soluției acesteia s-au utilizat transformările ortogonale [Luștrea2001], [Kilyeni2004]. Această metodă oferă rezultate bune având în același timp și o excelentă stabilitate numerică. Metoda transformărilor ortogonale constă în faptul că aplicând matricei \mathbf{X} , de dimensiune $n \times (p+1)$ o transformare ortogonală, acesta poate fi adusă la o formă superior triunghiulară:

$$\mathbf{Q} \cdot \mathbf{X} = \mathbf{R} \quad (0.6)$$

unde \mathbf{Q} este o matrice ortogonală iar forma matricei \mathbf{R} este:

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} \mathbf{R}_1 \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (0.7)$$

\mathbf{R}_1 fiind o matrice pătrată de dimensiune $(p+1) \times (p+1)$ superior triunghiulară. Astfel, relația (4.4) devine:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{R}_1 \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \cdot \mathbf{b} = \mathbf{Q} \cdot \mathbf{y} \quad (0.8)$$

Determinarea matricei \mathbf{Q} se poate face utilizând diferite algoritme de calcul. Algoritmul utilizat și particularizat pentru aplicația de prognoză este algoritmul lui Householder, bazat pe reflectori elementari [Kilyeni2004].

Un reflector elementar de ordinul n și indice k este reprezentat de matricea \mathbf{U}_k pentru care:

$$\mathbf{U}_k = \mathbf{I} - \frac{1}{\rho_k} \cdot \mathbf{u}_k \cdot \mathbf{u}_k^t \quad (0.9)$$

$$\mathbf{u}_k = [0 \ \dots \ 0 \ u_{kk} \ \dots \ u_{kn}] \quad (0.10)$$

$$\rho_k = \frac{\mathbf{u}_k^t \cdot \mathbf{u}_k}{2} \quad (0.11)$$

Proprietățile reflectorilor elementari sunt următoarele:

- reflectorii sunt matrice simetrice și ortogonale;
- deoarece produsul unui reflector elementar de ordin n indice k cu un vector de dimensiune n este un vector având aceeași dimensiune și primele $n-k$ componente

sunt neschimbate, atunci în condițiile în care ultimele $n-k+1$ componente ale vectorului sunt nule, acesta rămâne neschimbat la înmulțirea cu reflectorul elementar;

- există un reflector elementar de ordin n și indice k pentru orice vector având dimensiune n și normă nenulă, care aplicat acestuia va determina anularea ultimelor $n-k$ elemente.

Astfel, matricea de transformare ortogonală Q se exprimă ca un produs de reflectori elementari:

$$Q = U_n \cdots U_k \cdots U_1 \quad (0.12)$$

Odată reflectorii determinați și implicit matricea Q , se determină elementele vectorului b , adică coeficienții regresiei liniare multiple, începând cu elementul $p+1$ (restul fiind determinați prin substituție inversă).

Pseudocodul algoritmului care implementează relațiile de mai sus pentru calculul coeficienților b ai regresiei liniare multiple (ce reprezintă chiar ponderile w ale intrărilor NA) este prezentat mai jos.

```

PENTRU  $k := 0$  PÂNĂ LA  $p$ 
   $\sigma := 0$ ;
  PENTRU  $i := k$  PÂNĂ LA  $n-1$ 
     $\sigma := \sigma + X[i, k]^2$ ;
   $\sigma := (\sigma)^{1/2}$ ;
  DACĂ  $X[k, k] < 0$  ATUNCI  $\sigma := -\sigma$ ;
   $u[k, k] := X[k, k] + \sigma$ ;
  PENTRU  $i := k+1$  PÂNĂ LA  $n-1$ 
     $u[i, k] := X[i, k]$ ;
   $\rho[k] := \sigma * u[k, k]$ ;
   $X[k, k] := -\sigma$ ;
  PENTRU  $j := k+1$  PÂNĂ LA  $p$ 
     $\tau := 0$ ;
    PENTRU  $i := k$  PÂNĂ LA  $n-1$ 
       $\tau := \tau + u[i, k] * X[i, j]$ ;
     $\tau := \tau / \rho[k]$ ;
    PENTRU  $i := k$  PÂNĂ LA  $n-1$ 
       $X[i, j] := X[i, j] - \tau * u[i, k]$ ;
   $\tau := 0$ ;
  PENTRU  $i := k$  PÂNĂ LA  $n-1$ 
     $\tau := \tau + u[i, k] * y[i]$ ;
   $\tau := \tau / \rho[k]$ ;
  PENTRU  $i := k$  PÂNĂ LA  $n-1$ 
     $y[i] := y[i] - \tau * u[i, k]$ ;

```

```

DACĂ |  $\mathbf{X}[p, p]$  | <  $\delta$ 
    ATUNCI  $\mathbf{b}[p] := 0;$ 
    ALTFEL  $\mathbf{b}[p] := \mathbf{b}[p] / \mathbf{X}[p, p];$ 
PENTRU  $i := p-1$  PÂNĂ LA 0
    DACĂ |  $\mathbf{X}[i, i]$  | <  $\delta$ 
        ATUNCI  $\mathbf{b}[i] := 0;$ 
        ALTFEL
             $s := 0;$ 
            PENTRU  $j := i+1$  PÂNĂ LA  $p$ 
                 $s := s + \mathbf{b}[j] / \mathbf{X}[i, j];$ 
             $\mathbf{b}[i] := (\mathbf{y}[i] - s) / \mathbf{X}[i, i];$ 

```

Observație: ε reprezintă valoarea sub care pivotul se consideră nul, n reprezintă numărul de date în mulțimea de antrenament, iar p reprezintă numărul de intrări ale unui NA.

Desigur, matricele \mathbf{X} și \mathbf{b} trebuie construite corespunzător pentru fiecare NA și deci palier al curbei de sarcină pornind de la curbele de sarcină considerate în setul de antrenament și de la numărul de intrări considerat pentru NA.

5.5. Indicatori de calitate pentru aprecierea prognozei

Pentru a aprecia calitativ setul de antrenament ales precum și diferitele variante de prognoze obținute, se vor defini mai mulți indicatori de calitate. Valorile corespunzătoare pentru fiecare indicator sunt calculate și apoi afișate în fereastra rezultat a programului de calcul destinat prognozei curbelor de sarcină. Indicatorii de calitate considerați sunt următorii:

- curba prototip, curba P_{\min} și curba P_{\max} ;
- minimul și maximum valorilor curbelor P_{\min} și P_{\max} ;
- valoarea minimă și maximă pentru coeficientul de aplatizare și coeficientul de uniformizare corespunzătoare curbelor din setul de antrenament;
- valorile corespunzătoare puterii la vârful de sarcină, la gol de sarcină, coeficientului de aplatizare și coeficientului de uniformizare pentru curba prognozată
- abaterea medie pătratică a valorilor prognozate față de curba prototip.

Curba P_{\min} , curba P_{\max} și curba prototip (CP) se obțin folosind valorile minime, maxime, respectiv medii ale puterii consumate la o anumită oră, pentru mulțimea curbelor de sarcină prezente în setul de antrenament:

$$P_{\min}(h) = \min\{P_i(h), 1 = \overline{1, n}\} \quad (0.13)$$

$$P_{\max}(h) = \max\{P_i(h), 1 = \overline{1, n}\} \quad (0.14)$$

$$CP(h) = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n P_i(h) \quad (0.15)$$

unde $h = 1 \dots 24$ și reprezintă numărul orei, i reprezintă numărul curbei de sarcină din setul de antrenament iar n numărul total de curbe de antrenament. Forma curbei prototip redă forma comportamentului mediu al curbelor de sarcină din mulțimea de antrenament, față de care curba de sarcină prognozată nu poate diferi prea mult; prin urmare o curbă prognozată nu trebuie să aibă deviații mari față de curba prototip.

Alte mărimi caracteristice furnizate utilizatorului necesare aprecierii prognozei sunt coeficienții minim și maxim de aplatizare a curbelor de sarcină (k_{min}, k_{max}) și coeficienții minim și maxim de uniformizare ($\alpha_{min}, \alpha_{max}$), coeficienții de aplatizare (k_{pr}) și uniformizare pentru curba prognozată (α_{pr}):

$$k_{max} = \max\{k_i, 1 = \overline{1, n}\} \quad (0.16)$$

$$k_{min} = \min\{k_i, 1 = \overline{1, n}\} \quad (0.17)$$

$$k_i = \frac{P_{i_{min}}}{P_{i_{max}}} \quad (0.18)$$

$$\alpha_{max} = \max(\alpha_i) \quad (0.19)$$

$$\alpha_{min} = \min(\alpha_i) \quad (0.20)$$

$$P_{i_{med}} = \frac{1}{24} \cdot \sum_{h=1}^{24} P_i(h) \quad (0.21)$$

$$\alpha_i = \frac{P_{i_{med}}}{P_{i_{max}}} \quad (0.22)$$

$$k_{pr} = \frac{\hat{P}_{i_{min}}}{\hat{P}_{i_{max}}} \quad (0.23)$$

$$\alpha_{pr} = \frac{\hat{P}_{i_{med}}}{\hat{P}_{i_{max}}} \quad (0.24)$$

unde $P_{i_{min}}, P_{i_{max}}, P_{i_{med}}$ reprezintă valoarea minimă, maximă, respectiv medie a puterii pentru curba i din setul de antrenament.

Abaterea medie pătratică (d^2) a valorilor prognozate față de valorile corespunzătoare ale curbei prototip este un indicator sintetic de calitate a prognozei deosebit de util:

$$d^2 = \frac{1}{24} \cdot \sum_{h=1}^{24} [\hat{P}(h) - CP(h)]^2 \quad (0.25)$$

O valoare cât mai mică a acestui indicator relevă faptul că forma curbei prognozate este foarte apropiată de curba prototip iar erorile obținute sunt mici, prognoza realizată având un grad mare de certitudine.

Pentru compararea diferitelor prognoze realizate, s-a utilizat eroarea medie absolută procentuală (MAPE), care are următoarea expresie:

$$MAPE = \frac{1}{24} \cdot \sum_{h=1}^{24} EP(h) \quad (0.26)$$

unde EP reprezintă eroarea procentuală. Aceasta are expresia:

$$EP(h) = \frac{P(h) - \hat{P}(h)}{\hat{P}(h)} \cdot 100 \quad (0.27)$$

în care $P(h)$ reprezintă valoarea reală a puterii pentru ora h , iar $\hat{P}(h)$ puterea prognozată pentru aceeași oră h .

5.6. Concluzii

În acest capitol s-a realizat o prezentare sistematizată a aspectelor generale legate de prognoza consumului de energie.

Prima parte a capitolului cuprinde o abordare mai generală a metodelor de prognoză, însoțită deja de referiri concrete la literatura recentă de specialitate

Apoi se trece la importanța cunoașterii evoluției consumului de energie

Sunt urmărite atât metodele "clasice", bazate pe modelarea matematică, cât și cele "moderne", utilizând tehnici de inteligență artificială, etc.

Ultima parte a capitolului abordează și o serie de aspecte legate de factorii care influențează consumul de energie electrică, prin prisma influenței lor asupra activității de prognoză.

În continuare se prezintă succint contribuțiile personale din acest capitol;

- realizarea unei sinteze documentate, în viziune proprie, bazată pe un amplu studiu bibliografic, a metodelor utilizate pentru prognoza consumului de energie electrică
- prezentarea aspectelor caracteristice abordărilor actuale, în condițiile pieței libere a energiei electrice, a dereglementării și a pătrunderii pe scară largă a surselor regenerabile de energie
- pregătirea elementelor pentru capitolele următoare, care se referă la metodele concrete utilizate în lucrare și la studiile de caz realizate.

6. MANAGEMENTUL EFICIENT AL UNEI CENTRALE VIRTUALE. REACȚIA CERERII

6.1. Reacția cererii

Liberalizarea sectorului energetic aduce pe lângă avantaje clare și probleme, ca de exemplu volatilitatea prețurilor, cu tendințe de creștere exagerată a prețului stabilit pe piață în perioadele de criză. Deși de cele mai multe ori se apelează la fixarea unui preț limită al pieței, acesta nu este cel mai potrivit mijloc de intervenție, el fiind un mijloc de reglementare centralizată care nu poate ține cont de condițiile concrete dintr-un anumit moment de pe piață. O modalitate mult mai potrivită de a atenua influența volatilității prețurilor ar fi stimularea creșterii elasticității cererii în raport cu prețul, astfel încât să se creeze condiții de a se stabili prețul strict pe baza comparării cererii cu oferta. Oricum în condițiile în care elasticitatea cererii în raportul cu prețul este diferită de zero, prețul care se stabilește la echilibrul dintre cerere și ofertă este întotdeauna mai mic.

6.1.1. Reacția cererii de energie electrică, elasticitatea cererii

Problema furnizării energiei electrice a atras atenția tuturor factorilor implicați și a celor afectați asupra necesității realizării de noi capacități în sistemele electrice de putere pentru a putea menține echilibrul între evoluția cererii și energia furnizată consumatorilor. Problemele recente ale unor sisteme electrice importante a stimulat tendința de a căuta și răspunsuri alternative pentru soluționarea acestor crize, în particular și pentru cele ce țin de partea de cerere. Soluțiile de tip demand-side implică reducerea consumului (prin deconectare sau prin utilizarea producerii distribuite) ca răspuns la semnalele de preț sau la apelul furnizorilor sau al operatorilor de sistem. Aceste soluții implică de asemenea un mai mare grad de flexibilitate și interactivitate decât programele de management al cererii implementate în ultimii ani. Fostele programe de tip „Demand Side Management” au fost implementate într-o perioadă a furnizorilor centralizați de energie electrică pentru a tempera creșterea necesității de capacități noi de producere, transport și distribuție prin abordare de tip „planificare integrată a resurselor”.

Includerea reacției cererii poate produce multiple beneficii, oferind:

- operatorilor de sistem o opțiune în plus de utilizat pe perioadele de urgențe din sistem;
- crearea unor stimulente economice palpabile de a reduce cererea chiar de către consumatori;
- atenuarea puterii de piață a producătorilor de energie electrică;
- introducerea elasticității cererii în prevenirea vârfurilor de preț.

6.1.2. Evoluția reacției cererii în sectorul energiei electrice

Până în anii 70 ai secolului XX, prețul era în general neglijat în prognoza cererii de energie electrică chiar și în cazul prognozelor pe termen lung. Prin utilizarea prognozelor independente de preț pe perioada crizelor petroliere din anii 70 pentru justificarea unei extinderi rapide a capacităților de producere, criticii din domeniul tehnologic au argumentat că ar fi mai ieftin să se reducă cererea în loc de a se investi în noi capacități, acest lucru între anumite limite. În același timp economiștii subliniau că prețurile reglementate sub costurile marginale ale furnizorilor nu oferă sau oferă stimulente prea mici pentru conservarea / economisirea energiei și astfel fac neprofitabilă (și deci neatractivă) extinderea capacităților de furnizare. În aceste condiții o utilitate cu o obligație de furnizare a energiei electrice poate îmbunătăți stimulentele de acest gen ale consumatorilor și a-și reduce prețurile de acoperire a costurilor proprii prin plata pentru reduceri ale cererii. Atât timp cât astfel de plăți nu depășesc diferența dintre costurile marginale și prețurile de vânzare ele sunt practic „corecții de preț” și nu subvenții. Dacă costurile incrementale (costuri marginale) C ale extinderii capacității de furnizare sunt mai mari decât prețul ce acoperă costurile P pe care unei utilități i se permite să îl aplice, utilitatea pierde suma de bani $C-P$ dacă extinde capacitatea de furnizare la acest preț, și deci trebuie să mărească prețul pentru a-și recupera în întregime costurile. Dar dacă utilitatea poate să „achiziționeze” reduceri de cerere la prețuri mai mici decât diferența $C-P$ poate evita extinderea de capacitate de furnizare, respectiv să rezolve creșterile de cerere cu pierderi mai mici.

Cererea de energie electrică a continuat să crească în anii 70 în pofida creșterii prețurilor, pentru că prețul petrolului a crescut mai rapid, iar alternativa gazului era limitată de capacitatea de transport de la zăcăminte la locurile de consum. Furnizorii de energie electrică au mărit capacitățile de furnizare în consecință spre sfârșitul anilor 80, programele de tip DSM bazate pe analiza Least Cost Planning (LCP) au intrat în atenția reglementatorilor. Totuși deocamdată, tarifele energiei electrice s-au situat peste costurile incrementale, astfel că utilitățile pot plăti pentru activitățile DSM doar prin mărirea tarifelor, iar aceste plăți pentru acțiuni DSM sunt în fapt subvenții și nu corecții de preț.

Toate aceste elemente demonstrează că cererea de energie electrică este afectată de prețuri, iar ignorarea acestui aspect duce la erori semnificative. În această perioadă de transformări ale sectoarelor energetice de pe întreg mapamondul nu se poate realiza o prognoză a cererii fără luarea în calcul a prețului ca variabilă critică.

Conceptul Least Cost Planning din anii 70 sau programele de reacție a cererii DR (Demand Response) ce încep să fie dezvoltate pentru operatorii de sistem în momentul actual implică o bună corelare a aspectelor tehnologice cu cele esențiale economice, adaptate la specificul pieței de energie electrică. Pentru a deveni un instrument viabil și a se permanentiza și a câștiga un caracter de element activ continuu, programele DR trebuie să ia în considerare respectarea ambelor categorii de influențe, atât cele tehnice, cât și cele economice.

Indiferent de modalitatea de influențare a comportamentului cererii, ceea ce se așteaptă este ca aceasta să se modifice la modificarea prețului. O curbă de cerere în raport prețul reprezintă o funcție a cantității de energie cerută în raport cu variabila preț. În fig. 6.1. este reprezentată o curbă de cerere *inelastică* (valoarea cererii este aceeași indiferent de preț), dar și una *elastică* (pentru care cererea de

energie se modifică în raport cu prețul, și care este egală cu cererea corespunzătoare curbei inelastice doar pentru preț 0 \$/MW !). Se observă că pentru prima echilibrul se stabilește la prețul impus de furnizare, iar pentru a doua echilibrul se stabilește la un preț evident mai mic (acolo unde ofertele furnizării și cererii se întâlnesc), curba de cerere demonstrând o "adaptare" a cererii față de creșterea prețului.

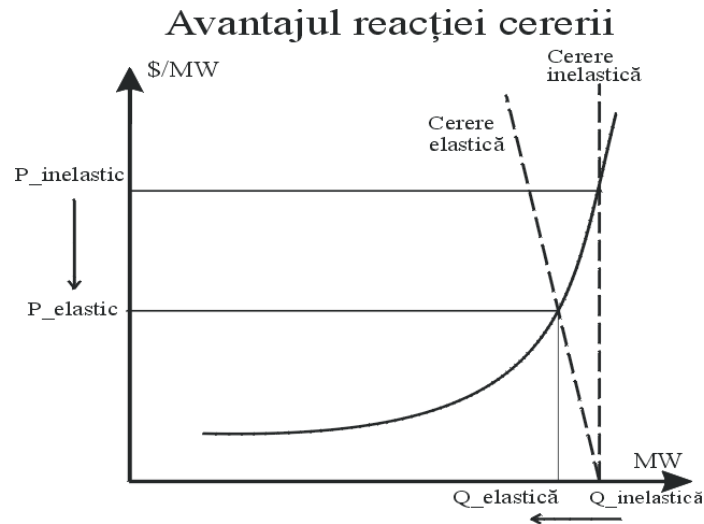


Fig. 6.1. Modificarea cererii în cazul cererii elastice

Cererea, sau mai corect spus cantitatea cerută, este cantitatea dintr-un bun sau serviciu pe care consumatorii sunt capabili să o procure de pe piață la un anumit preț, într-o anumită perioadă de timp. Deci, nu se referă la ceea ce consumatorii ar dori să consume. Cererea poate fi analizată pentru un produs, pentru producția totală a unei firme sau pentru o industrie.

Cererea este o funcție care exprimă relația dintre prețul și cantitatea cerută, la un moment dat. Curba cererii este un grafic care arată dependența dintre prețul și cantitatea unui bun cerut într-o anumită perioadă de timp, în condițiile menținerii constante a celorlalte elemente exterioare.

Legea cererii afirmă: cantitatea cerută dintr-un bun într-o perioadă de timp scade dacă prețul crește și invers, cu celelalte variabile menținute constante.

Cauzele care explică această lege sunt:

- efectul modificării prețurilor asupra venitului;
- efectul substituției (orientarea consumatorilor către bunuri sau servicii alternative, numite "substituenți").

Ipoteza menținerii celorlalte condiții constante se referă la faptul că nimic în afară de preț nu se poate schimba.

Curba cererii este descrescătoare, adică are panta negativă. Aceasta exprimă faptul că atunci când prețul unui produs crește, cantitatea cerută scade. Este valabil atât pentru indivizi, cât și pentru piață, în ansamblu.

6.1.3. Cererea și oferta de energie

În general, economia se bazează pe studiul cererii și al ofertei.

Analiza cererii și ofertei de energie devine tot mai importantă în contextul în care, în abordările moderne din ultimii ani, energia este privită atât ca un produs (care trebuie furnizat la prețuri competitive), dar și ca un serviciu. Cunoașterea cererii, respectiv a ofertei, pe tipuri de combustibili sau pe forme finale de energie, sau chiar mai larg analiza piețelor de energie sunt tot mai necesare pentru orientarea producătorilor și furnizorilor de energie, a producătorilor de echipamente, pentru orientarea și dimensionarea investițiilor, pentru definirea politicilor economice, etc.

6.1.3.1. Cererea de energie electrică

Cererea se referă la dorințe. Oferta se referă la resurse. Cantitatea de bunuri sau servicii pe care o firmă o poate oferi depinde de resursele și tehnologia disponibile. Dată fiind problema insuficienței, dat fiind că dorințele depășesc, de regulă, ceea ce se poate produce, respectiv potențialele cereri depășesc potențialele oferte.

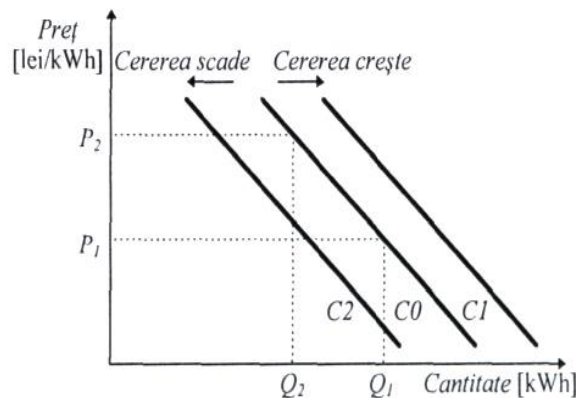


Figura 6.2. Curba cererii de energie electrică.

În figura 6.2 este reprezentată simplificat curba cererii de energie electrică (o dreaptă) [Leca1997].

Se constată că dacă are loc numai o creștere a prețului pentru energia electrică ($P_1 \rightarrow P_2$), are loc o scădere a cantității de energie electrică cerută de consumatori ($Q_1 \rightarrow Q_2$), dar cererea de energie electrică rămâne aceeași! Raționamentul este identic pentru o scădere a prețului pentru energia electrică.

În general, factorii (condițiile) care afectează cererea sunt [Leca1997]:

- preferințele (cantitatea cerută crește cu cât un produs este mai apreciat (figura 6.3, a);
- numărul și prețul bunurilor înlocuitoare (de exemplu, când prețul unui bun înlocuitor crește se mărește cererea pentru produsul inițial, deci curba se deplasează spre dreapta (figura 6.3, b);

- numărul și prețul bunurilor complementare (de exemplu, când prețul unui bun complementar față de altul scade, curba cererii pentru bunul inițial se deplasează spre dreapta (figura 6.3, c);
- veniturile individuale (creșterea veniturilor deplasează spre dreapta curba cererii pentru produse normale (figura 6.3, d);
- distribuția veniturilor;
- prognozele pentru modificări viitoare de preț ale produsului respectiv (estimarea creșterii de preț conduce, în general, la creșterea cantității cerute în prezent, (deci o deplasare spre dreapta a curbei cererii).

Este necesar să se evidențieze că prin termenul "produse înlocuitoare (substituente)" se înțelege o pereche de produse care sunt alternative. Termenul "produse complementare" desemnează o pereche de produse care se utilizează împreună.

Poziția de monopol (eventual local sau zonal doar, nu neapărat național) a multor companii furnizoare de energie electrică conduce la "captivitatea" majorității consumatorilor. La o creștere de preț, aceștia încearcă să-și scadă cererea de energie electrică, dar modificările procentuale sunt diferite și conduc la caracterizarea curbei de energie electrică ca fiind cu pantă abruptă, adică o cerere inelastică.

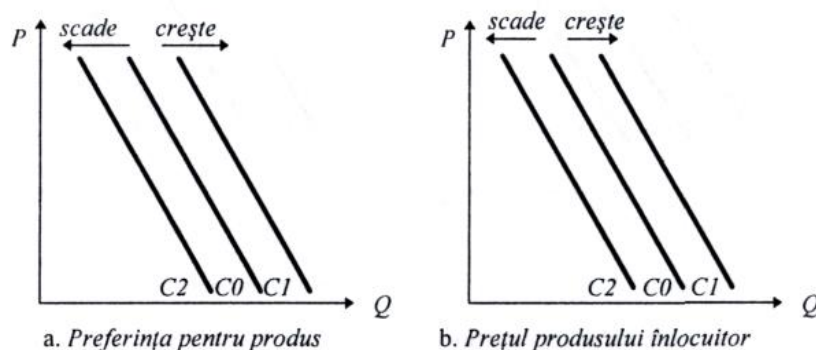
Câteva exemple privind modul de influențare a cererii de energie electrică sunt :

- încălzirea electrică este influențată de existența posibilității comutării pe sisteme de încălzire pe bază de combustibili (bunuri înlocuitoare);
- cantitatea de energie electrică cerută de consumatorii casnici este influențată de existența pe piață a unei game variate pentru aparatele electrice (bunuri complementare) și de prețurile de vânzare ale acestora;
- familiile cu venituri mici (venituri individuale) nu au posibilitatea să cumpere multe aparate consumatoare de energie electrică și nici să consume cantități mari de energie electrică.

Dacă una dintre condițiile exterioare se modifică, atunci cererea pentru energia electrică se modifică.

O analiză atentă conduce la concluzia că trebuie să se facă distincție între:

- deplasarea cererii de energie electrică, care înseamnă deplasarea curbei cererii, deci funcționarea pe o altă curbă a cererii de energie electrică;
- modificarea cantității de energie electrică cerută, care reprezintă modificarea punctului de funcționare pe aceeași curbă, deci modificarea apare ca urmare a schimbării prețului pentru energia electrică.



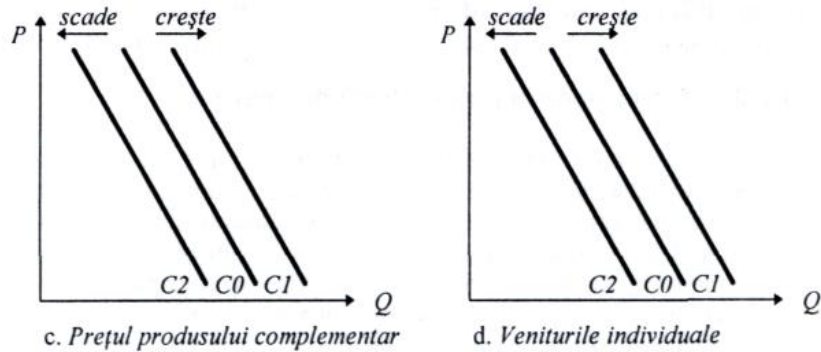


Figura. 6.3 Influența unor factori asupra cererii de energie electrică

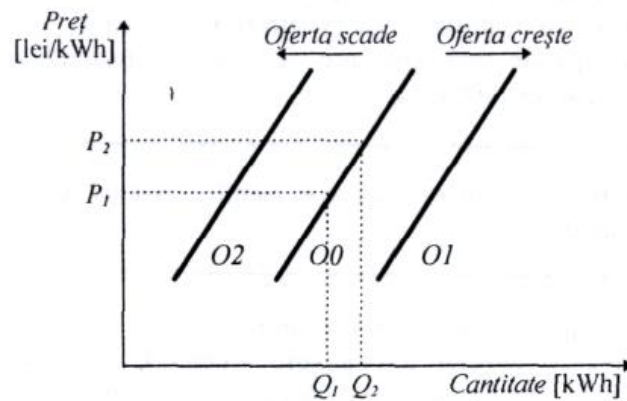


Figura 6.4. Curba ofertei de energie electrică.

6.1.3.2. Oferta de energie electrică

Cantitatea oferită reprezintă cantitatea de bunuri sau servicii pe care o firmă este capabilă să o ofere într-o anumită perioadă de timp, la un anumit preț.

Oferta este o funcție care exprimă relația dintre prețul și cantitatea oferită, la un moment dat. Curba ofertei este un grafic care arată dependența dintre preț și cantitatea de bun oferită, într-o anumită perioadă de timp, cu menținerea celorlalte condiții constante.

Legea ofertei afirmă: ofertanții sunt dispuși să ofere o cantitate mai mare dintr-un bun oarecare la un preț mai mare, decât la un preț mai mic.

Curba ofertei este crescătoare, deci are panta pozitivă. Aceasta exprimă faptul că atunci când prețul unui produs crește, cantitatea oferită crește. Acest lucru este valabil atât pentru indivizi, cât și pentru economie, în ansamblu.

În figura 6.4. este reprezentată curba ofertei de energie electrică (în exemplul dat, o dreaptă). Se constată că dacă are loc numai o creștere a prețului pentru energia electrică ($P_1 \rightarrow P_2$) atunci cantitatea de energie electrică oferită de

furnizor crește ($Q_1 \rightarrow Q_2$), dar oferta de energie electrică rămâne aceeași! Raționamentul este identic și pentru scăderea prețului pentru energia electrică.

Pe termen scurt, există două motive pentru care un preț mai ridicat încurajează producătorii să ofere mai mult:

- aceștia sunt dispuși să accepte costuri mai mari pe unitatea de produs, asociate cu o producție sporită;
- aceștia se vor orienta către produsul mai profitabil și vor renunța la produse mai puțin profitabile.

Pe termen lung, se mai adaugă un al treilea motiv: noi producători vor fi atrași să intre în piață, datorită profitabilității produsului respectiv.

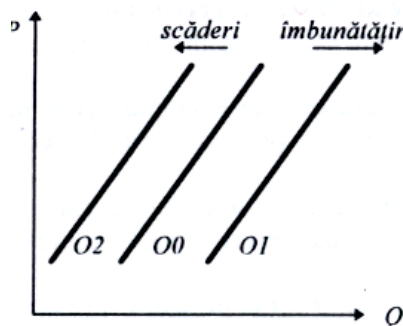
În general, factorii (condițiile) care afectează oferta sunt:

- costurile de producție (sunt determinate de modificarea prețurilor pentru resurse, de modificări în tehnologie, de modificări organizatorice, de politica guvernamentală etc.; de exemplu, introducerea tehnologiilor noi crește productivitatea muncii, reducând costurile de producție și deplasează curba ofertei spre dreapta, astfel încât aceeași cantitate de energie electrică poate fi produsă, deci și oferită, la un preț mai scăzut);
- profitabilitatea produselor alternative (în cazul energiei electrice, oferta este influențată de oferta combustibililor de tip substituent, cum ar fi gazele, păcura, cărbunele, cu condiția existenței posibilității de comutare la consumator a tipului de energie / combustibil cerute);
- profitabilitatea bunurilor în ofertă comună;
- evenimente imprevizibile, inclusiv cele naturale;
- obiectivele producătorilor (obiectivul de maximizare a profitului, caracteristic firmelor aflate în competiție, nu coincide întotdeauna ca rezultate cu obiectivul de maximizare a bunăstării sociale, care ar putea fi urmărit de o industrie monopolistă energetică);
- prognozele pentru viitoare modificări de preț.

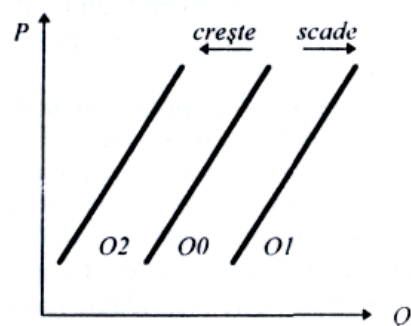
Dacă una dintre condițiile exterioare se modifică, atunci oferta pentru energia electrică se modifică.

Observație. Trebuie să se facă distincție între:

- deplasarea ofertei de energie electrică, care se referă la *schimbarea curbei ofertei*, datorită variației unuia dintre factorii exteriori;
- modificarea cantității oferite, care reprezintă deplasarea punctului de funcționare pe aceeași curbă, datorită variației de preț pentru energia electrică.



a. Nivelul tehnologic



b. Prețul altor produse alternative

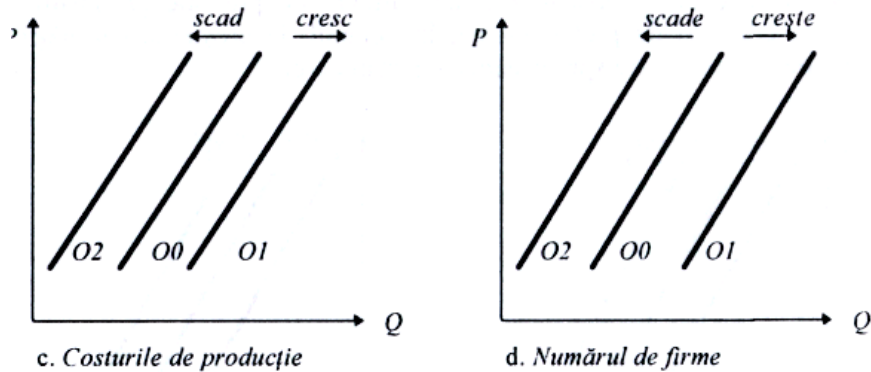


Figura 6.5. Influența unor factori asupra ofertei de energie electrică.

6.1.4. Interacțiunea cerere - ofertă de energie

Combinând analiza cererii cu cea a ofertei de energie, se poate observa modul în care cantitatea și prețul unui produs sunt determinate într-o piață liberă și competitivă. Ținând seama de influențele care apar datorită structurilor de piață cu caracter monopolist specifice sectorului energiei din multe țări sau de distorsiunile relațiilor economice, de multe ori prețul energiei nu corespunde punctului de echilibru, ci el este afectat de taxe, subvenții sau alte instrumente economice aflate la dispoziția guvernelor.

a) Echilibrul cerere - ofertă de energie în cazul menținerii tuturor celorlalte elemente constante.

În figura 6.6. se poate urmări sugestiv această situație exemplificată pentru cazul energiei electrice [Leca 1997]. Echilibrul este punctul de intersecție al cererii de energie electrică cu oferta de energie electrică și este caracterizat de mărimile: preț de echilibru (P_0); cantitate de energie electrică produsă la echilibru (Q_0).

Pentru orice preț $P_+ > P_0$, va exista un surplus de producție de energie electrică egal cu $Q_1 - Q_2$ (deoarece se oferă mai mult decât consumatorii sunt dispuși și capabili să procure la acel preț), deci prețul va trebui să scadă la valoarea de echilibru, adică pe ambele curbe vor avea loc deplasări în jos, către punctul de echilibru.

Pentru orice preț $P_- < P_0$, va exista un deficit de producție de energie electrică egal cu $Q_3 - Q_4$ (deoarece se oferă mai puțin decât consumatorii sunt dispuși și capabili să procure la acel preț), deci prețul va crește la valoarea de echilibru, adică pe ambele curbe vor avea loc deplasări în sus, către punctul de echilibru.

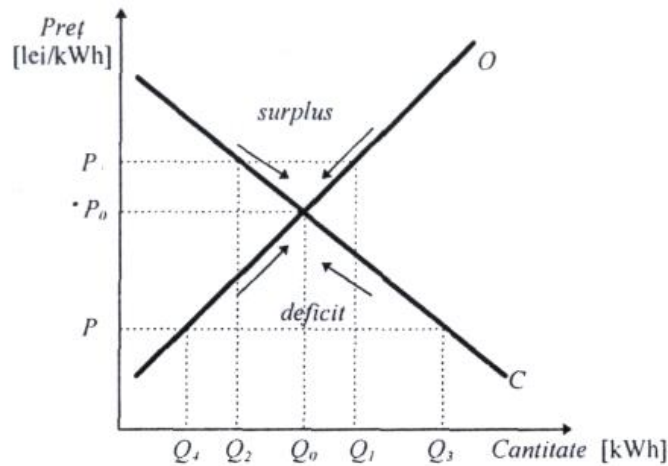


Figura 6.6. Stabilirea echilibrului cerere - ofertă în condiții exterioare constante

- b) Noul punct de echilibru cerere - ofertă de energie, în cazul modificării unui element exterior.

6.1.5. Deplasarea curbei cererii de energie electrică

În figura 6.7 se presupune că are loc o creștere a cererii de energie electrică (o deplasare în sus a curbei cererii, trecându-se de pe curba C_1 pe curba C_2) [Leca 1997]. Ca element declanșator, această situație se poate datora creșterii venitului populației. Creșterea veniturilor populației ar putea determina orientarea acestora către achiziționarea de mai multe aparate electrocasnice, de echipamente electrice pentru încălzire și pentru prepararea apei calde. Aceasta înseamnă că pentru prețul P_1 al punctului inițial de echilibru de pe curba C_1 există un deficit de producție egal cu $Q_3 - Q_1$. Dar oferta furnizorului este aceeași (curba ofertei O este unică), deci la prețul inițial P_1 se poate produce numai Q_1 și nu Q_3 . Noul punct de echilibru se stabilește prin deplasarea de-a lungul curbei ofertei O , până în punctul în care aceasta intersectează curba de cerere C_2 .

Raționamentul este similar pentru cazul de scădere a cererii de energie electrică, de această dată apărând un surplus de producție.

Deplasarea curbei cererii de energie conduce la stabilirea unui nou punct de echilibru prin modificarea poziției pe curba ofertei de energie.

6.1.6. Deplasarea curbei ofertei de energie electrică

Să examinăm situația din figura 6.8. Presupunem că are loc o scădere a ofertei de energie electrică (o deplasare spre stânga a curbei ofertei, trecându-se de pe curba O_1 pe curba O_2) [Leca 1997]. De exemplu, acest fapt se poate datora creșterii costurilor de producție.

Obligativitatea respectării normelor de protecție a mediului înconjurător poate determina creșterea substanțială a costurilor de producție a energiei electrice (prin montarea de filtre la coșurile din centrale, prin prepararea și tratarea suplimentară a combustibilului utilizat, prin tratarea reziduurilor etc.). Aceasta înseamnă că pentru prețul P_1 al punctului inițial de echilibru de pe curba $O1$ există un deficit de producție egal cu $Q_3 - Q_1$, deoarece nu se mai poate produce la acest preț decât o cantitate mai mică. Noul punct de echilibru se stabilește prin deplasarea de-a lungul curbei cererii, până în punctul în care aceasta intersectează curba de ofertă O_2 .

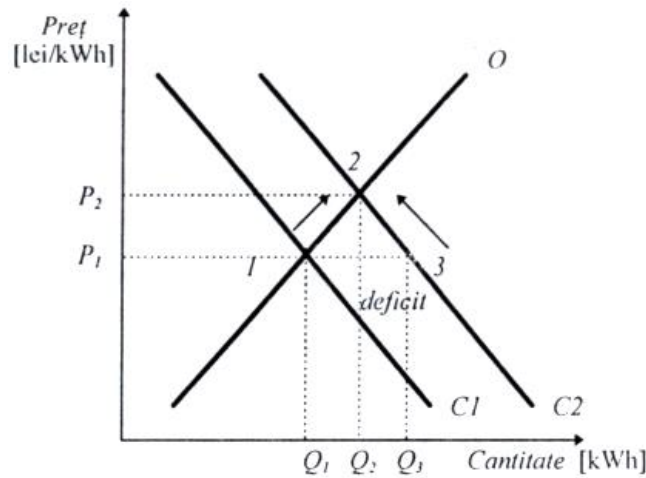


Figura 6.7. Efectul asupra echilibrului cerere - ofertă de energie, datorită deplasării curbei cererii.

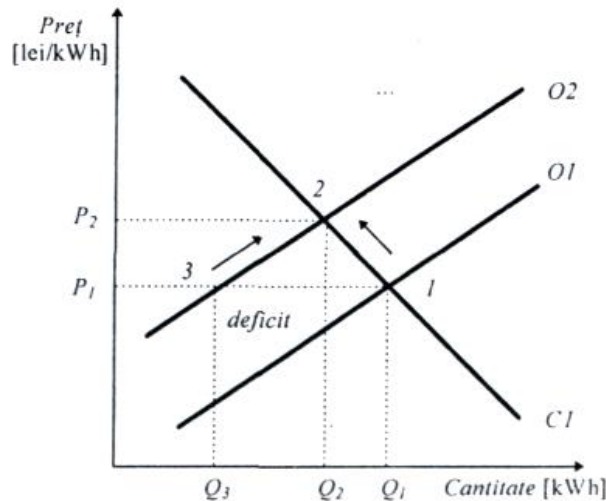


Figura 6.8 Efectul asupra echilibrului cerere - ofertă de energie, datorită deplasării curbei ofertei.

Raționamentul este similar și pentru cazul creșterii ofertei de energie electrică, de această dată evidențiindu-se un surplus de producție.

Efectul deplasării curbei ofertei de energie constă în stabilirea noului punct de echilibru prin modificarea poziției pe curba de cerere de energie.

În realitate, se pot modifica mai mulți parametri, ceea ce determină deplasarea atât a curbei de cerere, cât și a curbei de ofertă de energie. Este dificil să se determine poziția acestor curbe numai prin studiul relației dintre preț și cantitate, la diferite momente de timp.

6.1.7. Noțiuni despre elasticitatea cererii

Intuitiv, elasticitatea cererii trebuie văzută ca fiind modificarea comportamentului consumatorului față de un anumit produs sau serviciu atunci când se modifică o anumită caracteristică a acestuia, respectiv o legătură ce apare între o cauză (caracteristica produsului sau serviciului) și efectul reprezentat de comportamentul consumatorului.

În analiza microeconomică, analiza legăturilor dintre rezultate sau efecte și factorii care implică aceste rezultate conduce la definirea a trei tipuri de indicatori și anume: medii, marginali și procentuali cu elasticități.

Pentru a defini indicatorii se consideră că un fenomen numit **efect** y se formează sub influența unor factori cauzali (x_1, x_2, \dots, x_n). În acest caz:

y – este o variabilă endogenă, dependentă, rezultantă

x_1, x_2, \dots, x_n – sunt variabilele independente, exogene.

Legătura este reprezentată prin funcția:

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (6.1)$$

unde f poate fi o funcție liniară sau una neliniară.

Ca *variabile dependente* în teoria microeconomică se consideră *cererea și oferta*, iar ca *variabile independente* sunt considerate în principal *prețurile bunurilor și venitul consumatorului*.

Pentru a scoate în evidență evoluția comportamentului celor două părți participante la piață, oferta (din partea furnizorului) și cererea (din partea consumatorului) indicatorii relevanți sunt cei marginali și cei procentuali de tip elasticități. Pentru că utilizarea indicatorilor marginali impune modele precise pentru cele două părți și în plus aceștia sunt relativ preciși doar pe termen scurt se utilizează ca factor de evaluare a comportamentului consumului elasticitatea cererii.

Elasticitatea compară două variații relativizate și anume, variația relativizată a efectului și variația relativizată a cauzei.

Elasticitatea variabilei dependente y în raport cu variabila independentă x_i este definită de relația:

$$\alpha = \frac{\partial y}{\partial x_i} \cdot \frac{y}{x_i} = \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_i} \cdot \frac{f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{x_i} \quad (6.2)$$

cu $i=1,2,\dots,n$. Ea arată cu câte procente se modifică y dacă x_i se modifică cu un procent.

Aceasta este o elasticitate de tip punctual și este independentă de unitățile de măsură ale lui x_i și y .

Exprimarea comportamentului fenomenului *efect* funcție de *cauză* presupune pentru calcul, identificarea și estimarea funcției f . În practică se folosește o aproximare bazată pe discretizarea celor două fenomene cauză și efect. Dacă x_1 și x_0 reprezintă nivelele înregistrate pentru două stări (momente) ale fenomenelor cauză și y_1, y_0 nivelele efectului sub influența acestor cauze, atunci:

$$\alpha = \frac{\Delta y}{y} : \frac{\Delta x}{x} \quad (6.3)$$

sau

$$\alpha = \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0} : \frac{y_0}{x_0} \quad (6.4)$$

Aceasta este o elasticitate de tip punctual și consideră dependența cererii de o singură variabilă.

6.1.8. Elasticitatea proprie și mixtă

Adeseori în practica apare necesitatea studierii efectului ca urmare a determinării lui de o anumită cauză. Legătura causală proprie, arată că pentru fiecare fenomen se poate izola o influență specifică, atribuită unui fenomen cauzal legat în mod specific și discret de fenomenul efect.

Se poate determina influența exercitată de cauza specifică proprie și de celelalte cauze și aceasta se face prin *elasticitatea proprie și mixtă (sau încrucișată)*.

a. Elasticitatea proprie

Se consideră o mulțime de fenomene efect y_1, y_2, \dots, y_n și de fenomene cauză x_1, x_2, \dots, x_n .

$$y_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n), \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (6.5)$$

Se presupune și că funcția f_i este diferențiable și asupra efectului y_i se exercită o influență specifică reprezentată de cauza x_i :

cu $i = 1, 2, \dots, n$ reprezintă

$$\alpha_{ii} = \frac{\partial y_i}{\partial x_i} : \frac{y_i}{x_i} = \frac{\partial f_i(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_i} : \frac{f_i(x_1, x_2, \dots, x_n)}{x_i} \quad (6.6)$$

elasticitatea proprie și ea arată cu câte procente se modifică nivelul y_i când nivelul x_i se modifică cu un procent.

În cazul în care funcția f_i nu poate fi stabilită analitic se consideră valori discrete pentru fenomenul cauză și efect.

$$\alpha_{ii} = \frac{y_i^f - y_0}{x_i^f - x_0} : \frac{y_i^0}{x_i^0} \quad (6.7)$$

unde x_i^0, y_i^0 reprezintă nivelul inițial și x_i^f, y_i^f nivelul final.

b. Elasticitatea mixtă sau încrucișată

În mod similar elasticitatea mixtă este dată de relația

$$\alpha_{ij} = \frac{y_i^f - y_i^0}{x_j^f - x_j^0} : \frac{y_i^0}{x_j^0} \quad (6.8)$$

cu $i, j = 1, 2, \dots, n$; $i \neq j$. Ea arată cu câte procente se modifică nivelul variabilei y_i atunci când nivelul variabilei x_j se modifică cu un procent.

6.1.9. Elasticitatea cererii dintr-un bun în raport cu prețul

Apreciază sensibilitatea cererii în raport cu unul din factorii principali care influențează această cerere prețul bunului. Se spune despre un bun a cărei elasticitate a cererii este mai mare decât 1 că are o **cerere elastică**; dacă este inferioară valorii 1 are o **cerere inelastică** și dacă este egală cu 1 are o **cerere de elasticitate unitară**.

O curbă de **cerere elastică** este o curbă pentru care cantitatea cerută este foarte sensibilă în raport cu modificarea prețului, deci variază sensibil mai mult decât variația prețului.

Elasticitatea proprie arată cu câte procente se modifică cererea din bunul i când prețul lui se modifică cu un procent.

$$\alpha_{ii} = \frac{\Delta x_i}{x_i} : \frac{\Delta p_i}{p_i} \quad (6.9)$$

Pentru toate bunurile, $\alpha_{ii} < 0$ cu excepția bunurilor Giffen, o creștere a prețurilor antrenează o modificare a cererii:

$\alpha_{ii} = -1$ semnifică faptul că o creștere a prețului antrenează o reducere a cererii în aceeași proporție;

$\alpha_{ii} < -1$ semnifică faptul că o creștere a prețurilor antrenează o reducere mai semnificativă a cererii în raport cu prețurile;

$-1 < \alpha_{ii} < 0$ arată că o variație a prețurilor are un impact mai mic asupra cererii.

Factorii care au impact asupra elasticității prețului sunt:

- prezența produselor substituibile;
- importanța bunurilor în bugetul consumatorului;
- valoarea prețului unitar al bunului (cu cât aprioric prețul este mai ridicat, cu atât va fi mai sensibil la variații).

6.1.10. Beneficiile unei reacții îmbunătățite a cererii

Politicele și programele care îmbunătățesc reacția cererii prin asigurarea unor stimulente mai eficiente și micșorarea costurilor pentru reacția cererii va produce beneficii reale pentru societate și pentru consumatori. Dar deformarea și supralicitarea acestor beneficii pot conduce la politici falimentare și așteptări nerealiste care duc la programe de DR ineficiente sau nesustenabile.

a. *Îmbunătățirea versus simplă creștere a reacției cererii*

Există multe metode de a crește reacția cererii la vârf fără a o ieftini, cum ar fi subvenționarea reducerii cererii și recuperarea costurilor de subvenționare prin taxe sau creșteri ale consumului în afara vârfului. O astfel de combinație taxe / subvenții poate, dacă se așteaptă să continue o perioadă lungă, să stimuleze consumatorii să investească în echipamente și procese care reduc costurile de termen scurt în raport cu vârfurile de preț și corespunzător duce la o deplasare pe termen scurt a curbei cererii. Dar o astfel de combinație taxe / subvenții nu face nimic pentru reducerea de ansamblu a costurilor de reducere a cererii, astfel că orice reducere a cererii dincolo de ceea ce consumatorii individuali constată că e avantajos pentru ei fără aranjamentul taxe / subvenții costă mai mult decât realizează și în concluzie este inutil.

Există de asemenea multe moduri de a îmbunătăți reacția cererii. De exemplu planificarea bazată pe ITP (Independent Transmission Providers) poate facilita licitațiile cererii pe piețele acesteia; furnizorii și reglementatorii pot contribui la îmbunătățirea semnalului de preț și stimulentele de tarifarea ale consumatorilor; furnizorii pot de asemenea introduce în contractele de furnizare stimulente pentru reacția cererii, iar alte entități pot îmbunătăți opțiunile tehnologice și informaționale disponibile consumatorilor și furnizorilor de servicii energetice pentru a putea reacționa la prețurile mari ale energiei, inducând consumatorilor intenții de a face investiții private și implicând costuri de operare private pentru creșterea reacției de termen scurt a cererii.

Unele din acțiunile care îmbunătățesc reacția cererii în sensul de mai sus implică bunuri de proprietate publică – adică servicii și sisteme care, odată asigurate cuiva pot fi utilizate de toți – și deci ele pot fi potrivite pentru subvenționarea sau socializarea costurilor lor. Unele bunuri private și servicii pot fi convenabile din punct de vedere al costurilor pentru consumatorii individuali doar dacă mai mulți din ei cumpără același serviciu de la același furnizor, caz în care el poate fi potrivit pentru un monopol de furnizare a serviciului la prețuri reglementate bazate pe cost. Ele pot fi chiar potrivite în unele cazuri pentru ca reglementatorii să ceară tuturor consumatorilor dintr-o anumită categorie să achiziționeze anumite echipamente cum ar fi contoare multitarif. Dar odată ce investiția de bun public realizată și serviciile de monopol necesare asigurate / cerute nu există nici un motiv de a subvenționa sau socializa reducerile cererii pur și simplu.

Atât timp cât costurile socializate și de monopol ale îmbunătățirii pe această cale a reacției cererii nu sunt prea mari, costurile totale scad pentru consumator și pentru întreaga economie.

b. Reducerea facturilor consumatorilor cauzată de reducerea prețurilor reprezintă transfer de rente, nu beneficii sociale

Efectele care atrag atenția ale creșterii reacției cererii nu sunt reducerile relativ mici ale costurilor discutate mai sus, ci reducerile mult mai pronunțate ale prețurilor și facturilor consumatorilor care pot rezulta din mici reduceri ale cererii pe perioada vârfurilor când furnizarea pe termen scurt este foarte inelastică. Dar reduceri ale facturilor consumatorilor datorate reducerii prețului nu reprezintă beneficii pentru întreaga societate, ele transferă rente economice de la un participant individual la piață la alt participant individual la piață.

Reducerea prețurilor și transferul de rente de la furnizori la consumatori pot fi privite ca fiind de dorit, în special când furnizorii percepuți ca folosind avantajul sau chiar creând avantajul vârfurilor de preț. Dar vârfurile de preț sunt normale și chiar esențiale pe orice piață de comodități, pentru că ele stimulează creșterea de

termen scurt a furnizării și reducerea cererii, încurajează investițiile pe termen lung care moderează vârfurile viitoare de preț și au o contribuție semnificativă la costul de capital al producătorilor. Reducerea sau eliminarea forțată sau artificial creată a vârfurilor de preț reprezintă un scop nobil, dar este la fel de dificil de definit precum este de atins. A privi însă toate sau chiar majoritatea rentelor acumulate de producători pe perioada vârfurilor de preț ca aparținând în fapt consumatorilor este incorect și periculos în practică. Mai mult, nu este întotdeauna clar cine câștigă în final și cine pierde și cât de mult din transferul acestor rente din modificări de preț. Impactul final depinde de contracte, reglementări, incidența taxelor și felul proprietății.

c. Dacă prețurile limită conduc la plăți "în afara pieței", reacția cererii trebuie evaluată la fel ca și furnizarea

Una din modalitățile de gestionare a creșterilor mari de preț adoptate de reglementatori este adoptarea unor prețuri limită. Aceste prețuri limită pot fi perfect justificate la un moment dat sau într-o anumită zonă de funcționare a sistemului, dar să fie sub prețurile de cost atunci când prețurile combustibililor se modifică pronunțat sau când resursele sistemului sunt la limită. Cel puțin din această cauză prețurile limită nu sunt niciodată cea mai bună soluție pentru orice problemă reală sau presupusă, dar ele pot fi singura "a doua" soluție pentru unele probleme și în orice caz apare ca un element al vieții politice.

Atunci când sunt impuse prețuri limită pe piețe bazate pe operatori independenți de transport, cererea la prețul limită depășește capacitatea de furnizare la acel preț, punând operatorul de sistem în fața a doar două alternative:

- utilizarea unor metode arbitrare de a reduce cererea și a convinge producătorii să suplimenteze producția, sau
- să facă tranzacții "în afara pieței" pentru a convinge unii producători să producă mai mult și / sau unii consumatori să consume mai puțin.

A doua opțiune este mai apropiată de un comportament de piață și deci preferabilă în general, dar este destul de ușor să se aplice incorect și chiar dacă este aplicată corect nu poate rezolva probleme serioase produse de prețuri limită.

Dacă cererea poate depăși furnizarea pe o piață bazată pe operator independent la prețul P_{lim} , ofertele furnizorilor și cele ale cererii trebuie să indice cât de mult se va furniza / cere la prețuri ale pieței până la P_{lim} și trebuie să indice cu cât mai mult se va furniza și cu cât mai puțin se va consuma relativ la nivelurile prețurilor P_{lim} ca răspuns la diferitele prețuri ale operațiilor "în afara pieței" P_{ap} . Atunci când prețul limită este impus, operatorul de sistem dispecerizează toată capacitatea de furnizare oferită pe piață și toate ofertele cererii la P_{lim} și diferența o completează "în afara pieței" cu o combinație oferte de furnizare, respectiv de reducere a consumului ca reacție a cererii la prețuri "în afara pieței". Toate ofertele furnizării dispecerizate sunt plătite la prețul limită "al pieței" P_{lim} și toate ofertele acceptate "în afara pieței" (și din partea furnizării, și din partea cererii) sunt plătite la prețul P_{ap} "în afara pieței" la care se realizează închiderea acestei părți a pieței.

Ca și concept, respectiv neglijând efectele stimulentele distorsionate discutate mai jos, această soluție "în afara pieței" și procesul de plată poate asigura un venit eficient, dar poate fi contestat pentru că plătește un MWh suplimentar la suma $P_{lim} + P_{ap}$, însă un MWh al reacției cererii la doar P_{ap} . Aparența este incorectă pentru că producătorii au costurile de producere de ordinul P_{lim} și primesc $P_{lim} + P_{ap}$ (cu P_{ap} drept "premiu" pentru participarea la acoperirea unui deficit), iar

consumatorii nu au costuri de producere ai echivalentului reducerii și primesc P_{ap} pentru fiecare MWh de reducere (iarăși cu P_{ap} drept "premiu" pentru participarea la acoperirea unui deficit).

Prezentarea teoretică a problemelor legate de reacția cererii, a problemelor tehnice și financiare implicate atinge o problemă sensibilă și practic neabordată până în prezent în țara noastră. Reacția cererii de energie electrică și posibilitățile de îmbunătățire sau de creștere a acesteia se leagă în mod evident de piața competițională și de faptul că și consumatorul trebuie considerat ca element activ al sistemului electric de putere și care poate participa la soluționarea unor probleme de criză de resurse. Pentru aceasta însă el trebuie să aibă mijloacele de informare necesare, mijloacele tehnice de control a consumului și să beneficieze de stimulente financiare corecte.

În concluzie este faptul că funcționarea corectă și eficientă a sectorului electric de putere în condițiile pieței competiționale impune stimularea unei reacții corecte a consumatorului, iar cunoașterea elasticității consumului reprezintă un element esențial pentru stabilirea politicii de dezvoltare a sistemului sau pentru analiza și proiectarea sistemelor de tarifare, respectiv a stimulentele financiare legate de controlul sarcinii.

Consumatorul de energie electrică este reprezentat de clientul final, persoană fizică sau juridică care cumpără energie electrică pentru consumul propriu.

Consumatorul captiv de energie electrică este acel consumator care, din considerente tehnice, economice sau de reglementare, nu-și poate alege furnizorul, precum și consumatorul eligibil care nu își exercită dreptul de a-și alege furnizorul.

Consumatorul casnic este consumatorul care cumpără energie electrică pentru consumul propriu al gospodăriei, excluzând consumul aferent activităților comerciale sau profesionale.

Consumatorul eligibil de energie electrică este consumatorul de energie electrică care poate să își aleagă furnizorul și să contracteze direct cu acesta energia electrică necesară, având acces la rețelele de transport și / sau de distribuție.

Distribuție de energie electrică include transportul de energie electrică prin rețelele de distribuție de înaltă tensiune, medie tensiune și joasă tensiune cu tensiune de linie nominală până la 110 kV inclusiv, în vederea livrării acesteia către clienți, fără a include furnizarea.

Energie electrică destinată consumatorilor captivi este energia electrică achiziționată exclusiv în scopul revânzării către consumatorii captivi. Energia electrică corespunzătoare consumului propriu tehnologic nu este cuprinsă în aceste cantități.

Furnizorul este persoana juridică titulară a unei licențe de furnizare.

Prețul mediu de revenire este raportul dintre venitul obținut prin vânzarea unei cantități de energie electrică activă prin aplicarea unui tarif sau pachet de tarife și cantitatea respectivă de energie electrică activă.

Tarif pentru energie electrică reprezintă ansamblul de prețuri (denumite componente ale tarifului) rezultate printr-un proces complex de alocare a costurilor anuale cauzate de prestarea uneia sau a mai multor activități / servicii reglementate.

Conform metodologiei, toate costurile furnizorului pentru achiziția energiei electrice aferentă vânzării la consumatorii captivi, pentru serviciile de transport, de sistem, de decontare a pieței și de distribuție aferente acestui consum, inclusiv taxele la energie stabilite conform legislației în vigoare, sunt integral transferate, fără nici o restricție, în tarifele la consumatorii captivi.

Costurile justificate de furnizare pentru vânzarea la consumatorii captivi a energiei electrice sunt, de asemenea, integral transferate în tarifele aplicate acestora.

Achiziția de energie electrică pentru asigurarea consumului consumatorilor captivi se realizează:

- a) prin contracte bilaterale reglementate;
- b) prin tranzacții pe piața pentru ziua următoare;
- c) prin energia asigurată de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. ca urmare a dezechilibrelor înregistrate de furnizorii consumatorilor captivi în intervalul de timp stabilit conform reglementărilor.

În ceea ce privește venitul realizat de furnizor, acesta acoperă costurile de achiziție pentru energia electrică destinată consumatorilor captivi, inclusiv transportul acesteia, serviciile de sistem, de decontare pe piață, costul asociat activității de distribuție, costurile justificate de furnizare și marja de profit.

De asemenea, în cazul oricărei variații a taxelor (inclusiv a accizelor, a TVA etc.) și a impozitelor la energie, se face imediat o ajustare a tarifelor reglementate la consumatorii captivi.

Menținerea unor tarife uniforme, la nivel național, pentru consumatorii casnici se realizează de către ANRE prin alocarea unor structuri de achiziție a energiei electrice diferite prin contractele reglementate de vânzare-cumpărare ale furnizorilor consumatorilor captivi.

Pentru practicile incorecte ale unui furnizor, ANRE aplică acestuia penalități care diminuează profitul reglementat din activitatea de furnizare, acestea evidențindu-se la următoarea revizuire a tarifului.

6.2. Managementul optimal al unei centrale electrice virtuale

6.2.1. Elemente introductive

Liberalizarea (dereglementarea) piețelor de energie a dus la dezvoltarea unui cadru flexibil și eficient pentru tranzacționarea energiei de către companiile producătoare într-un mediu concurențial. Liberalizarea, împreună cu preocuparea față de problemele de mediu au dus la creșterea numărului de unități de producere a energiei din surse regenerabile de capacitate mică și medie distribuite în rețea. Natura variabilă a surselor regenerabile și lipsa monitorizării centralizate a acestora a dus la apariția de provocări în ceea ce privește operarea sistemelor electroenergetice. Ideea de agregare a surselor de energie distribuite a condus la conceptul centralelor electrice virtuale, concept ce conduce la îmbunătățirea controlului producătorilor, dar și a vizibilității față de operatorul sistemului. În această lucrare este prezentat un cadru al pieței energiei electrice care să permită unei centrale electrice virtuale să vândă servicii complete, atât de producere, cât și de răspuns al cererii (consumului). Tranzacționarea internă și externă este implementată prin introducerea unei noi structuri de tip piață. Modelul matematic atașat include interacțiunile pieței propuse între participanții la CEV optimizând strategiile de ofertare ale CEV într-un mediu de piață a zilei următoare. Modelele maximizează profitul CEV cu impunerea producției prognozate a producătorilor din

resurse regenerabile și asigurarea unei scheme de preț optimă pentru răspunsul cererii (consumului).

Restructurarea sistemelor de energie a creat un mediu prietenos pentru producătorii de energie pentru a comercializa energia electrică pe piețe competitive. Există o serie de politici și tactici de stimulare cum ar fi tarifele de încurajare a folosirii energiei regenerabile pentru utilizarea unor surse de energie mult mai regenerabile (RES) și a generării distribuite (DG). Această tendință poate genera stabilitate mai ales ca urmare a naturii variabile a unor RES [Calvert]. Una dintre cele mai promițătoare soluții în această problemă este crearea de centrale electrice virtuale (CEV) care în principiu se comportă ca un factor de agregare a DG și RES. Rolul CEV este acela de a monitoriza și controla toate resursele disponibile de generare a energiei de care dispun în teritoriul respectiv și din punctul de vedere al transmisiei le face vizibile ca o singură centrală electrică convențională [You2009]. O CEV facilitează participarea mai flexibilă pe piață pentru proprietarii DG – urilor reprezentându-i de fapt pe întreaga piață. Mai important este faptul că DG – urile individuale devin vizibile și controlabile, ceea ce conduce la maximizarea profiturilor posibile, dar și flexibilitatea operării [PPManagement2009].

În general, companiile pot stabili înțelegeri pe termen lung cu consumatorii pe baza contractelor bilaterale. Aceste tipuri de contracte includ condiții prespecificate, cum ar fi cantitatea, timpul, durata și prețul energiei livrate [Khatib2007]. Similară unei companii generatoare convențională din punctul de vedere al producției, o CEV poate încorpora și consum și poate oferi relații contractuale bilaterale pe termen lung. Mai mult, o CEV poate facilita consumatorilor participarea activă la comerțul cu energie electrică prin subscrierea lor pentru programe de răspuns la cerere (DR). În acest fel, o CEV poate de asemenea să devină factor de agregare și pentru consumuri pentru a face astfel posibilă utilizarea unui portofoliu de servicii DR.

În continuare este considerată o agregare combinată a DR și DG care formează astfel un singur profil energetic controlat de o CEV. Este considerată o piață internă între CEV și consumatorii contractați prin relații bilaterale pentru a facilita reduceri ale cererii ca răspuns la semnale de preț. O schemă optimă de preț a DR este dezvoltată pentru a permite CEV să cumpere reducății intern.

Pe piața „externă” CEV ajunge să tranzacționeze doar surplusul / deficitul de producție care depinde de trei factori:

1. nivelurile producției realizate de RES,
2. cererea internă, și
3. aplicarea reducerii de sarcină la nivel intern.

Nivelurile reducerilor la rândul lor depind de prețurile propuse pentru DR care interrelaționează cu elasticitatea prețului reducerii la consumator. Modelul CEV propus include aceste interdependențe și asigură determinarea prețului DR optim pentru viitoarea perioadă de prognoză.

Pot fi considerate o serie de structuri CEV propuse și în literatura de specialitate, structuri care includ o agregare combinată atât a consumului, a DG-urilor și a RES [Pandžić 2013], [Mohammadi2011], [Zadrili2011]. Într-unul dintre aceste studii [Mohammadi2011], consumurile flexibile răspund la producțiile variabile de energie eoliană în cadrul unei CEV. În [Day2013], cererea participă pe piață printr-un program similar DR la DADRP oferit de NYSIO. În [Pandžić 2013], CEV include multiple DG-uri convenționale sau care au la bază sursele regenerabile care asigură energie pentru sarcini contractate bilateral și pentru a facilita vânzarea surplusului pe piață. Sarcina nu este considerată a fi flexibilă și este modelată

pentru a fi fixată pe perioada unei săptămâni. Flexibilitatea CEV este creată cu ajutorul agregării unui sistem de stocare care are de-a face cu producțiile imprevizibile ale RES. Costul unor asemenea sisteme de stocare nu a fost luat în considerare; totuși, se poate considera evaluarea contribuției nivelului capacității de stocare. O abordare similară este luată în calcul și pentru [Zadrili2011] cu o maximizare a profitului CEV care încorporează DG – urile și sarcinile fixe.

Alte lucrări s-au concentrate pe încorporarea în CEV strict a sarcinilor. În acest mod, CEV se comportă ca sarcină sau agregat al DR. Spre exemplu, structura propusă pentru CV în [PPManagement2009] asigură doar servicii DR în timp real. S-au dezvoltat modele avansate care facilitează controlul optim al termostaților consumatorilor. O presupunere critică ce se face în [PPManagement2009] este aceea că toate termostatele ar fi pornite mereu înainte de control. Totuși, orientarea principală a fost reprezentată de practicarea reducerilor de cereri în așa manieră încât să se minimizeze disconfortul participanților la DR și să se maximizeze profitul CEV.

Un element esențial de optimizare a managementului CEV constă în stabilirea și coordonarea unei piețe cu două niveluri, în care CEV să poată comercializa energie extern, dar și intern și utilizarea DR ca rezervă internă a CEV pentru consumatorii participanți. Modelul de optimizare formulat stabilește prețul optim pentru DR în cazul consumatorilor interni și maximizează profitul previzionat al CEV.

6.2.2. Interacțiunile pe piață

Modelul de CEV propus are la bază surse de energie solară și eoliană, cu o centrală electrică dispecerizabilă care este utilizată ca unitate de rezervă. De asemenea, aceasta dispune și de agregarea consumurilor contractate bilateral care determină participarea acestora la tranzacțiile interne cu energie prin oferirea de reduceri ale cererii. Figura 6.9 ilustrează cele două niveluri ale interacțiunilor pe piață: sarcină – CEV și CEV – ISO.

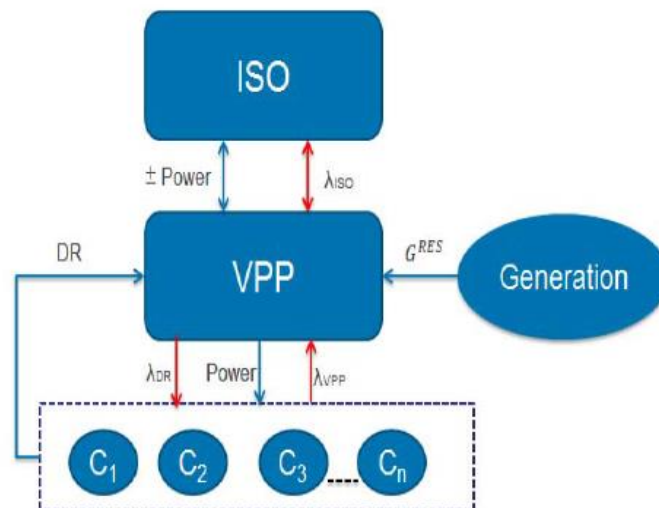


Fig.6.9. Fluxurile financiare și ale energiei între participanții pe piață

În ceea ce privește ISO, respectiv piața externă de energie electrică, CEV face tranzacții cu surplusul generat și achiziționează energie în cazul unui deficit intern. CEV are obligația de a acoperi cererea internă la orice oră în baza contractelor bilaterale, ceea ce echivalează cu niveluri egale ale costurilor energiei electrice (egal cu LCOE – Levelized Cost of Energy) ale agregatelor regenerabile și generatorului dispecerizabil. Consumatorii CEV oferă reduceri ale cererii ca răspuns la prețurile pe fiecare interval orar a DR asigurate de operatorul CEV. Fig. 6.9 oferă și o vizualizare a tuturor fluxurilor financiare și energetice stabilite între participanți, inclusiv consumatori CEV și ISO. DR se stabilește pe piață cu o zi înainte și poate fi oferit la nivel lunar, în funcție de contractul dintre operatorul CEV și consumatori, dar și de prețul pentru ziua următoare.

Principalul motiv care poate conduce la introducerea unui instrument de DR intern este acela de a permite CEV să reducă achiziționarea de la ISO, sau alternativ, să ofere o generare superioară, atunci când reducerile sunt oferite de consumatori. Un alt obiectiv important este acela de reducere a impactului asupra mediului prin reducerea duratei de funcționare a generatorului dispecerizabil. DR poate fi solicitată și atunci când există pierderi de energie, ceea ce poate genera reducerea costurilor cu satisfacerea cererii interne.

6.2.3. Modelul de răspuns al cererii

Schema propusă pentru răspunsul cererii este similară reducerii cererii prin programele de ofertă ale NYSIO și PGE [Day2013], [Cherry2008]. Principala diferență este aceea că CEV cumpără reducățiile de la consumatorii interni cu o zi în avans. Semnalele privind reducerea prețurilor la răspunsul cererii depinde de prețurile de pe piață și de elasticitatea previzionată pentru reducățiile cererii, așa cum s-a explicat mai sus.

Prețurile orare ale DR sunt contractate în așa manieră încât CEV operează întotdeauna în stare de recumpărare a energiei care trebuie furnizată către utilizatorii finali. Prețul minim al reducerii (DR) este așadar, prețul bilateral, care este întotdeauna egal cu LCOE. Limita superioară pentru DR ca preț este prețul prognozat pe piață, din moment ce CEV nu are de gând să plătească un preț al reducerii DR mai mare decât cel al achiziției energiei de la ISO. În aceste limite, ar trebui să existe și un preț orar opțional pentru DR care realizează maximizarea profitului CEV. Aceste limite sunt prezentate în relația (6.10).

$$\lambda_{CEV} \leq \lambda_{DR} \leq \lambda_{ISO} \quad (6.10)$$

Elasticitatea prețului DR pentru consumatori în cadrul sistemului CEV se presupune că urmărește o relație exponențială în jurul prețului DR descrisă de relația (6.11).

$$R = D \cdot \left(1 - e^{-\alpha \cdot (\lambda_{DR} - \lambda_{CEV})} \right) \quad (6.11)$$

unde:

- α este elasticitatea cererii;
- D este cererea prognozată (fără reducere) și
- R este valoarea redusă a cererii.

Fig. 6.10 arată relația care se stabilește între elasticitatea cererii și limitele prețului pentru răspunsul cererii (DR).

La nivelul consumatorilor individuali, un factor important îl reprezintă prognoza lui D care reprezintă referința pentru reducerea corespunzătoare DR. Această abordare este similară celei descrise de reducerea cererii de ofertă PEG [Cherry2008]. Baza liniară a unui consumator individual este determinată de calcularea energiei utilizată la oră în ultimele două săptămâni. Așadar, baza cererii orare pentru consumatorul i se estimează astfel:

$$L_{it} = \sum_k^M L_{itk} \cdot \pi_{tk} \quad (6.12)$$

Unde k indică ziua și π_{tk} este probabilitatea corespunzătoare de consum pentru aceeași cantitatea de energie în intervalul orar t . Tehnici mai avansate de prognoză a consumului pot fi și ele aplicate. De exemplu, în [Abdeal-aal2004] este prezentată o metodă, denumită metoda rețelelor abductive, utilizată pentru a prognoza consumurile pe termen scurt; sau, alternativ, în [Amjady2001] se prezintă un model de prognoză care ia în calcul parametrii comportamentului de consum cel mai recent, condițiile vremii și alți factori aleatori prin utilizarea unor tehnici statistice în locul rețelei neutre.

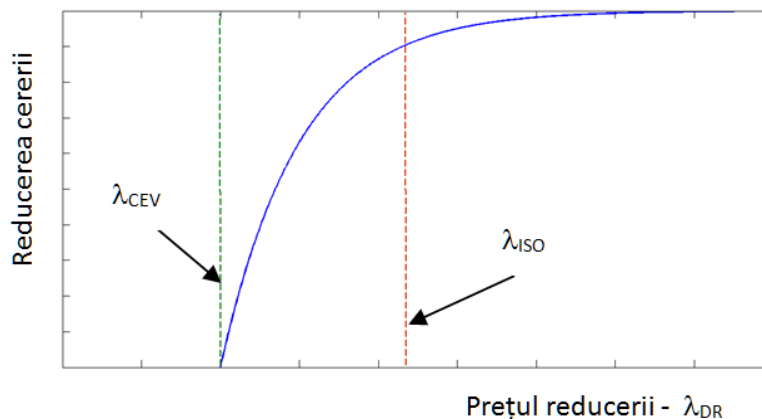


Fig. 6.10 Elasticitatea reducerii cererii

Evaluarea corectitudinii valorii elasticității, ca și a prognozei pentru consum și preț, nu a făcut obiectul acestei lucrări. În schimb lucrarea se concentrează pe dezvoltarea unui mecanism de atenuare a consecințelor impreciziei prognozelor folosind inclusiv DR.

Profitul CEV în raport cu prețul reducerii cererii poate fi formulat matematic astfel:

$$P(R) = R \cdot (\lambda_{ISO} - \lambda_{DR}) \quad (6.13)$$

Considerând și relația (6.10) rezultă

$$P(R) = D \cdot \left(1 - e^{-\alpha(\lambda_{DR} - \lambda_{CEV})}\right) \cdot (\lambda_{ISO} - \lambda_{DR}) \quad (6.14)$$

Maximizarea profitului dat de relația (6.14) în funcție de elasticitatea factorului α este:

$$\frac{\partial P(R)}{\partial \lambda_{DR}} = D \cdot \left(\alpha \cdot (\lambda_{ISO} - \lambda_{DR}) \cdot e^{-\alpha(\lambda_{DR} - \lambda_{CEV})} + e^{-\alpha(\lambda_{DR} - \lambda_{CEV})} - 1\right) = 0 \quad (6.15)$$

Prețului optim al DR rezultă prin rezolvarea ecuației (6.15):

$$\lambda_{DR}^* = f(D, \alpha, \lambda_{CEV}, \lambda_{ISO}) \quad (6.16)$$

Pentru normalizarea domeniului de variație al prețului optim și identificarea dependenței directe de elasticitatea cererii se utilizează parametrul de mai jos, cu sens de preț optim normalizat al DR:

$$\varepsilon = \frac{\lambda_{DR}^* - \lambda_{CEV}}{\lambda_{ISO} - \lambda_{CEV}} \quad (6.17)$$

Fig. 6.11 evidențiază legătura dintre ε și diferitele niveluri ale factorului de elasticitate a cererii. Prețul optim pentru DR scade pe măsură ce elasticitatea crește. În mod conceptual, pe măsură ce consumatorul devine mai dispus la reducerea cererii, CEV ar trebui să reducă prețul DR, așadar, ar trebui să câștige un mai mare profit pe baza distanței mai mari dintre λ_t^{ISO} și λ_{DR} . Pe măsură ce elasticitatea se apropie de 0, CEV ar trebui să egaleze prețul optim normalizat al DR cu punctul de mijloc al domeniului teoretic de variație, respectiv $\varepsilon = 0.5$. Această limită pentru ε în raport α tinzând la 0 poate fi confirmată de aproximarea relației (6.14) la primul termen din dezvoltarea Taylor în serie de puteri.

$$P(R) = \alpha \cdot D \cdot (\lambda_{DR} - \lambda_{CEV}) \cdot (\lambda_{ISO} - \lambda_{DR}) \quad (6.18)$$

Înlocuirea lui ε și rearanjarea relației (6.18) conduce la:

$$P(R) = \alpha \cdot D \cdot (\lambda_{ISO} - \lambda_{CEV})^2 \cdot (\varepsilon - \varepsilon^2) \quad (6.19)$$

Maximizarea profitului în relația (6.14), realizată atunci când α tinde la 0, în raport cu ε se obține pentru valoarea $\varepsilon = 0.5$.

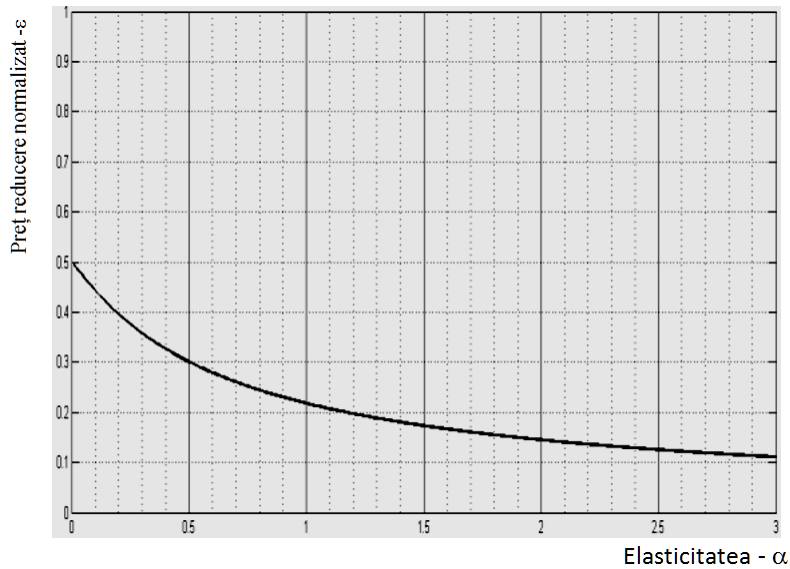


Fig. 6.11 Dinamica prețului DR

Discuția de mai sus determină prețul de piață al DR de plătit consumatorului plecând de la ipoteza că α are o valoare cunoscută. Relația (6.11) exprimă compromisul consumatorului între reducerea sarcinii și compensarea financiară la care se așteaptă. Totuși, valoarea lui α poate varia de la oră la oră, luând în considerare că cererea poate resimți diferite niveluri de utilitate. Mai mult, chiar și la o utilitate constantă a consumului, elasticitatea poate varia în timp pe o perioadă mai îndelungată în funcție de abilitatea consumatorului de a răspunde pe piața DR. O consecință a fenomenului descris că o elasticitate mare la toți consumatorii va stimula reducerea prețului DR la nivelul CEV pentru a obține un profit mai mare, ceea ce va descuraja pe viitor o creștere a răspunsului cererii DR. Un dinamică analogă se stabilește și în cazul în care DR începe să scadă: CEV ar trebui să crească prețul DR, ceea ce ar duce la o reducere a elasticității. Acest lucru aduce echilibru între prețul DR și elasticitate așa cum se poate observa în Fig. 6.12.

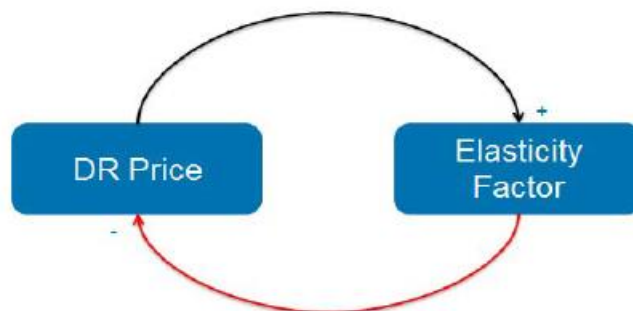


Fig.6.12 Interdependența dintre prețul mediu al DR și factorul elasticitate

La fel ca în cazul oricărui sistem dinamic, dacă există o întârziere în răspuns la acțiunea de control va exista și o tendință de oscilație a sistemului. Perioada oscilației va fi determinată de scala de timp pe care CEV reușește să o adapteze la media de preț a DR și prin care consumatorii ajustează răspunsul la preț. Modelarea acestor oscilații ar impune o detaliere care să reprezinte luarea deciziei a CEV și a consumatorilor, însă problema rămâne o posibilă direcție de cercetare viitoare.

6.2.4. Modelul de centrală energetică virtuală. Formulare matematică

6.2.4.1. Ipoteze

Obiectivul problemei este de determinare a unui model pentru simularea operării unei CEV și de determinare a strategiei de ofertă optimă. Cererea maximă prognozată a consumatorilor interni este dată și specificată prin contracte bilaterale între CEV și consumatori la un preț uniform. În relație cu consumatorii este de interes identificarea prețului DR pe care trebuie să îl plătească CEV consumatorilor pentru reducerile de cerere ca variabilă pentru maximizarea profitului.

CEV include și producții de energie din surse regenerabile, și eventual surse clasice, și consumuri care se încadrează în trei categorii de consumatori: (1) interni, (2) comerciali și (3) industriali. CEV include și o centrală electrică dispecherizabilă ca sursă de rezervă.

Energia produsă din resursele regenerabile se presupune că este prognozată în avans. Cererea maximă de energie a consumatorilor interni se dorește a fi acoperită prin contracte bilaterale între CEV și consumatori la un preț uniform, cu cantitățile stabilite din nou pe baza unor prognoze. Conform contractelor bilaterale, CEV este obligată să asigure o cantitate zilnică de energie cu o abatere maximă admisă (de exemplu $\pm 10\%$). Cantitățile exacte de livrare diferă în funcție de sectoare.

În relația sa cu ISO, CEV fie cumpără, fie vinde energie în timp real (PZU, dar și piața de echilibrare și posibil piața intrazilnică) de pe poziție de price-taker. Interacțiunile pe piața internă pentru DR se fac cu o zi înainte între operatorul CEV și consumatori. Semnalele de preț pentru DR sunt generate pentru a stimula consumatorii să realizeze reduceri de cerere reale. Prețul DR depinde de prognoza inițială a producției interne, de energia cumpărată și prețul din piață externă. Acești parametri determină cantitățile de energie achiziționate de CEV, dar și cele pe care le vinde către ISO. Un alt parametru important este elasticitatea considerată a cererii, care variază în timp, dar și funcție de profilul de consumator.

6.2.4.2. Problema de optimizare reprezintă o problemă de maximizare a profitului CEV

Se dorește maximizarea profitului

$$\sum_{t=1}^{24} \left(\lambda_t^{ISO} \cdot Bid_t + \lambda_t^{DR} \cdot R_t + \lambda_t^{CEV} \cdot D_t - E_t^{Disp} - y_t \cdot Start \right) \quad (6.20)$$

cu restricțiile :

Limite ale generatorului dispencerizabil:

$$E_t^{Disp} = a \cdot x_t + b \cdot G_t + c \cdot G_t^2 \quad (6.21)$$

$$x_t \cdot G^{\min} \leq G_t \leq x_t \cdot G^{\max} \quad (6.22)$$

$$-Ramp \leq G_t - G_{t-1} \leq Ramp \quad (6.23)$$

$$x_t - x_{t-1} \leq y_t \quad (6.24)$$

Ecuția bilanțului energetic:

$$G_t + W_t + S_t \leq D_t + Bid_t \quad (6.25)$$

Restricții legate de livrarea de energie:

$$\sum_{t=1}^{24} D_t = \sum_{t=1}^{24} (L_{it} - R_{it}) \quad (6.26)$$

$$D_t \geq 0.9 \cdot \sum_{i=1}^N (L_{it} - R_{it}) \quad (6.27)$$

$$D_t \leq 1.1 \cdot \sum_{i=1}^N (L_{it} - R_{it}) \quad (6.28)$$

Restricții ale răspunsului cererii DR:

$$R_{it} = L_{it} \cdot \left(1 - e^{-\alpha_{it} \cdot (\lambda_t^{DR} - \lambda_t^{CEV})} \right) \quad (6.29)$$

$$\lambda_t^{CEV} \leq \lambda_t^{DR} \leq \lambda_t^{ISO} \quad (6.30)$$

$$\sum_{t=1}^{24} R_{it} > R^{\min} \quad (6.31)$$

unde:

λ_t^{ISO} - prețul prognozat pe PZU în intervalul orar t [lei/MWh/h]

λ_t^{CEV} - prețul contractat în interiorul CEV în intervalul orar t [lei/MWh/h]

G^{\max} - producția maximă a generatorului dispecerizabil [MW]
 G^{\min} - producția minimă a generatorului dispecerizabil [MW]
 $Ramp$ - limita maximă a vitezei de încărcare a generatorului dispecerizabil [MW/min]
 $Start$ - costurile de pornire ale generatorului dispecerizabil
 W_t - producția prognozată a centralelor eoliene în intervalul orar t [MW]
 S_t - producția prognozată a centralelor fotovoltaice în intervalul orar t [MW]
 L_{it} - consumul prognozat al consumatorului i în intervalul orar t [MW]
 D_t - cererea prognozată în intervalul orar t [MW]
 α_{it} - factorul de elasticitate al prețului pentru consumatorul i în intervalul orar t [--]
 R^{\min} - nivelul minim acceptabil pentru reducerea totală a consumului t [MW]
 π_{tk} - probabilitatea în intervalul orar t consumul să fie la același nivel ca și în ziua k [--]

și

E_t^{Disp} - costurile de producție pentru generatorul dispecerizabil în intervalul orar t [lei/MWh/h]
 G_t - producția generatorului dispecerizabil în intervalul t [MW]
 λ_t^{DR} - prețul reducerii cererii DR în intervalul orar t [lei/MW]
 ε - prețul optim normalizat al DR [--]
 P - profitul corespunzător reducerii consumului DR [lei]
 R_{it} - reducerea prognozată a consumului consumatorului i în intervalul t [MW]
 Bid_t - oferta orară pe piața energiei în intervalul t [MW]
 x_t - variabilă binară care indică starea [funcționare / nefuncționare] a generatorului dispecerizabil în intervalul t
 y_t - variabilă binară care indică dacă generatorul dispecerizabil a pornit în intervalul t

Funcția obiectiv ia în considerare și ofertele CEV pe piață, care pot fi pozitive sau negative. Consumatorii interni achită un preț fixat prin contractul bilateral, prețul λ_t^{CEV} care este egal cu prețul mediu echivalent pe durata de studiu (LCOE) a generării agregate a resurselor regenerabile (RES).

Restricțiile generatorului dispecerizabil (12-15) includ și funcția pătratică a costului în relația (12), nivelurile minime și cele maxime de producție (13), viteza de încărcare / descărcare (14) și elemente de pornire (15). Restricția de bilanț energetic (16) asigură echilibrul între producția generatorului, producția RES și consum. Un surplus sau o stocare a generării indică semnul cererii făcute pe piață. Constrângerile de livrare ale energiei garantează acoperirea cererii. Anumite abateri, fie ele în plus sau în minus, sunt incluse în relațiile (18) și (19). În ceea ce privește restricțiile de livrare a energiei, reducerile de cerere prin DR se pot scădea

din totalul cererii. În acest model se specifică de asemenea și minimul de reducere a cererii agregată care poate fi acceptat de CEV este evidențiat în relația (22). Reducerile nu sunt acceptate în cazul în care cantitatea totală este mai mică decât pragul minim acceptabil.

6.2.4.3. Studiu de caz exemplificativ

Prezentul studiu de caz are drept scop exemplificarea modului în care reacția cererii (DR) poate conduce la maximizarea profitului CEV.

Studiul de caz este realizat pentru un contur ce cuprinde:

- un consumator a cărui curbă de sarcină orară este dată pentru patru zile caracteristice (în figura 6.13 este prezentată curba de sarcină),
- o centrală eoliană a cărei producție din aceleași zile caracteristice este prezentată în fig. 6.14, 6.16, 6.18, 6.20,
- o centrală fotovoltaică a cărei producție din aceleași zile caracteristice este prezentată în fig. 6.15, 6.17, 6.19, 6.21 și
- un turbogenerator dispecerizabil pentru care producția este fixată la 70% Pn.

În cele ce urmează, se analizează funcționarea modelului de optimizare a managementului CEV propus mai sus.

Tabelul 6.1 rezumă parametrii de intrare pentru CEV care au fost utilizați în acest studiu.

Tabel 6.1.b Resursele energetice ale CEV

Tipul de sursă de energie	Mărime (MW)
Eoliană	6
Solară	6
Generator dispecerizabil	6
Cererea maximă	15

Sarcina este divizată pe trei sectoare de consumatori: interni, comerciali și industriali, fiecare cu diferite nivele ale elasticității DR. Profilele prognozate de consum și elasticitatea asociată sunt ilustrate în Fig.6.13 și Fig. 6.14. Pentru ilustrațiile exemplificate factorul de elasticitate crește odată cu perioadele din afara maximumului ale sarcinilor. Fig.6.15 și Fig. 6.16 exemplifică producția RES și prognozele pentru prețul energiei electrice pe piață.

Atât producția centralei eoliene, cât și producția centralei fotovoltaice sunt dimensionate plecând de la date reale preluate din înregistrări la nivel de sistem național.

În acest studiu de caz sunt prezentate date referitoare la evoluția prețului, profitului în funcție de cerere și producție. Studiul a fost realizat pentru patru trimestre, în fiecare din ele considerându-se o zi caracteristică. Pentru fiecare interval orar din ziua pentru care se efectuează studiul, au fost considerate ca date de intrare producția centralelor incluse, cererea consumatorilor și profitul corespunzător reacției cererii

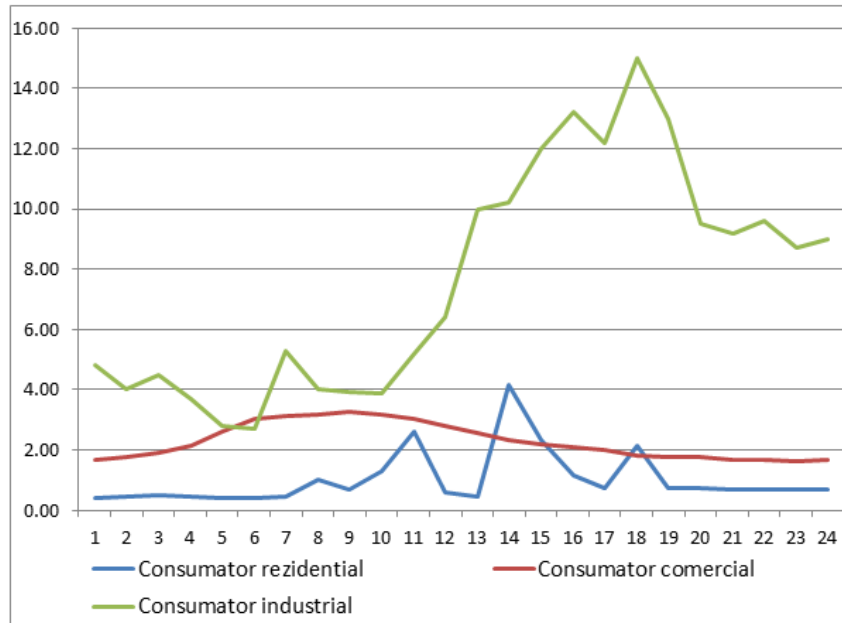


Fig. 6.13 Profile de consum pe categorii

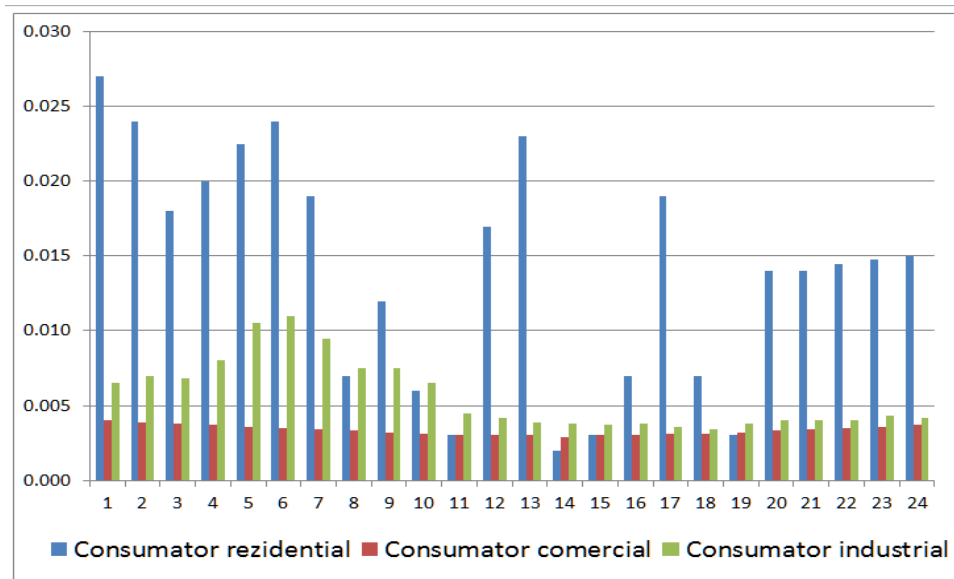


Fig. 6.14 Factorul de elasticitate a cererii

În Tabelul 6.2. sunt prezentate valori ale profitului cu utilizarea reducerii cererii și rezultatele reale pentru producția de energie solară și eoliană, valori pentru o zi specifică de primăvară, respectiv din data de 21.05.2014.

Tabel 6.2. Rezultate pentru ziua 21.05.2014

	D [MW]	R [MW]	α [--]	λ_{ISO} [lei/ MWh /h]	λ_{DR} [lei/ MWh/ h]	Profit_ DR [lei]	Bid(t) [MW]	Profit [lei]	ϵ [--]	P_G T [M W]	P_e ol [M W]	P_s ol [M W]
1	19.3	4.00	0.05	178	129.24	218.54	-3.42	1178.4	0.087	11.9	0.0	0.0
2	19.0	4.00	0.05	174	126.52	213.21	-3.13	1153.1	0.090	11.9	0.0	0.0
3	27.3	5.00	0.05	159	115.35	241.12	-10.40	767.7	0.085	11.9	0.0	0.0
4	33.0	6.00	0.05	139	101.32	249.57	-13.40	735.7	0.096	11.9	1.7	0.0
5	36.1	7.00	0.05	129	94.61	267.59	-12.50	1033.8	0.111	11.9	4.7	0.0
6	40.1	8.00	0.05	139	101.76	332.36	-11.70	1661.4	0.107	11.9	8.4	0.0
7	38.6	6.50	5.00	159	114.98	313.27	-6.30	2684.3	0.077	11.9	13.9	0.0
8	40.6	8.00	0.05	174	126.19	425.97	-5.33	3417.6	0.084	11.9	15.3	0.1
9	42.6	9.00	0.05	209	151.04	585.90	-7.49	4072.3	0.076	11.9	13.0	1.2
10	44.6	9.50	0.05	209	151.09	618.64	-9.26	3997.5	0.076	11.9	8.3	5.7
11	33.8	6.00	0.05	194	139.71	358.57	-0.13	3950.5	0.067	11.9	6.2	9.6
12	41.8	7.80	0.05	179	129.43	427.95	-3.36	4024.9	0.077	11.9	5.7	13.0
13	38.1	6.30	5.00	178	128.22	342.85	1.45	4384.8	0.068	11.9	6.0	15.3
14	34.1	6.30	0.05	178	128.69	343.49	7.65	4996.4	0.077	11.9	7.1	16.4
15	31.3	5.50	0.05	169	122.51	284.16	10.10	4794.8	0.076	11.9	7.9	16.0
16	19.0	3.50	0.05	159	115.36	168.75	22.20	5019.5	0.085	11.9	9.5	16.4
17	31.0	5.20	0.05	159	114.98	250.57	9.94	4407.4	0.077	11.9	9.2	14.6
18	29.3	5.10	0.05	159	115.13	245.81	11.60	4477.7	0.080	11.9	10.4	13.5
19	41.2	8.50	0.05	159	115.92	410.08	-2.57	3576.0	0.097	11.9	8.3	9.9
20	48.0	9.70	0.05	174	126.31	516.72	-14.40	2749.2	0.086	11.9	6.1	5.9
21	48.6	9.90	0.05	179	129.86	544.05	-21.30	1684.8	0.085	11.9	5.2	0.3
22	50.0	10.2	0.05	198	143.16	625.56	-20.10	2355.2	0.077	11.9	7.8	0.0
23	36.6	6.80	0.05	178	128.70	370.78	4.09	3227.1	0.077	11.9	13.9	0.0
24	27.8	5.20	0.05	159	115.43	250.74	9.63	4012.5	0.087	11.9	20.4	0.0

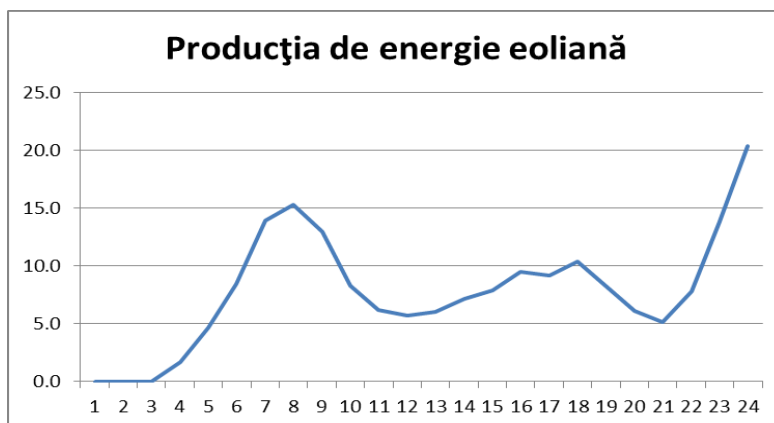


Fig. 6.15 Profilul de producție pentru centrala eoliană

După cum se observă în fig. 6.15 producția de energie eoliană din această zi este relativ constantă, existând doar puține intervale orare în care producția este zero.

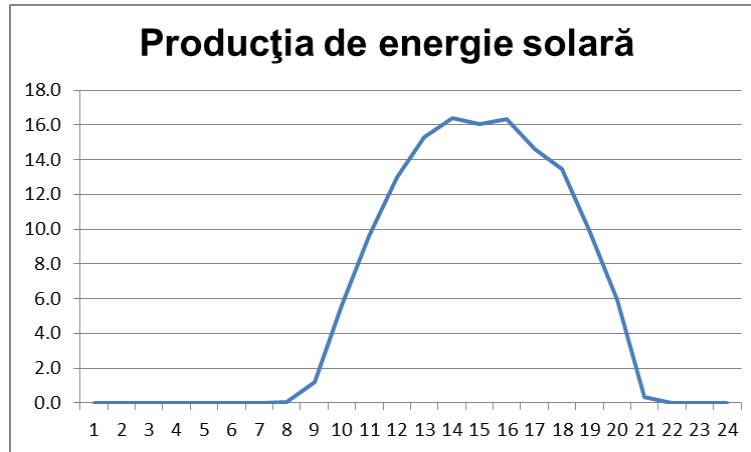


Fig. 6.16 Profilul de producție pentru centrala fotovoltaică

În Tabelul 6.3. sunt prezentate valori ale profitului cu utilizarea reducerii cererii și rezultatele reale pentru producția de energie solară și eoliană, valori pentru o zi specifică de iarnă, respectiv din data de 19.02.2014.

Tabel 6.3. Rezultate pentru ziua 19.02.2014

	D [MW]	R [MW]	α [--]	λ_{ISO} [lei/MWh/h]	λ_{DR} [lei/MWh/h]	Profit_D R [lei]	Bid(t) [MW]	Profit [lei]	ε [--]	P_G T [MW]	P_e ol [MW]	P_s ol [MW]
1	19.3	4.00	0.05	150	109.64	180.88	4.57	2094.4	0.103	11.9	8.0	0.0
2	19.0	4.00	0.05	110	81.72	127.00	6.27	1535.7	0.143	11.9	9.4	0.0
3	27.3	5.00	0.05	102	75.45	146.63	-0.03	1325.9	0.132	11.9	10.3	0.0
4	33.0	6.00	0.05	85	63.52	142.27	-3.82	1021.8	0.158	11.9	11.2	0.0
5	36.1	7.00	0.05	40	32.31	598.10	-4.27	2309.6	0.359	11.9	12.9	0.0
6	40.1	8.00	0.05	59	45.76	118.19	-6.97	640.2	0.252	11.9	13.2	0.0
7	38.6	6.40	5.00	106	77.82	197.16	-7.45	1461.9	0.114	11.9	12.9	0.0
8	40.6	8.00	5.00	147	107.29	353.81	-7.39	2490.6	0.099	11.9	13.2	0.1
9	42.6	9.00	5.00	184	133.54	510.10	-7.85	3447.3	0.086	11.9	12.0	1.8
10	44.6	9.50	0.05	188	136.39	551.29	-5.87	4172.7	0.085	11.9	10.5	6.9
11	33.8	6.00	0.05	184	132.71	338.80	5.38	4729.3	0.071	11.9	8.6	12.7
12	41.8	7.80	0.05	175	126.63	417.59	4.24	5250.5	0.079	11.9	5.7	20.6
13	38.1	6.30	5.00	174	125.42	334.59	7.18	5270.1	0.069	11.9	42.0	22.8
14	34.1	6.30	0.05	168	121.69	322.60	13.30	5622.3	0.081	11.9	3.4	25.7
15	31.3	5.50	0.05	167	120.77	279.68	12.30	5091.7	0.077	11.9	2.6	23.6
16	19.0	3.50	0.05	169	122.36	180.37	16.30	4390.1	0.080	11.9	2.5	17.5
17	31.0	5.20	0.05	175	126.18	277.90	0.68	3292.6	0.070	11.9	3.9	10.6
18	29.3	5.10	0.05	182	131.23	284.51	-3.17	2531.5	0.070	11.9	6.0	3.1
19	41.2	8.50	0.05	209	150.92	552.90	-14.80	2342.3	0.074	11.9	6.0	0.0
20	48.0	9.70	0.05	248	178.11	757.24	-18.00	3276.5	0.061	11.9	8.4	0.0
21	48.6	9.90	0.05	198	143.16	607.15	-18.60	2458.5	0.077	11.9	8.2	0.0

	D [MW]	R [MW]	α [–]	λ_{ISO} [lei/MWh/h]	λ_{DR} [lei/MWh/h]	Profit_D R [lei]	Bid(t) [MW]	Profit [lei]	ε [–]	P_G T [MW]	P_e ol [MW]	P_s ol [MW]
22	50.0	10.20	0.05	168	122.16	522.86	-19.30	2050.7	0.091	11.9	8.6	0.0
23	36.6	6.80	0.05	134	97.90	271.50	-8.98	1623.2	0.102	11.9	9.0	0.0
24	27.8	5.20	0.05	121	88.83	185.14	-4.67	1176.0	0.114	11.9	6.1	0.0

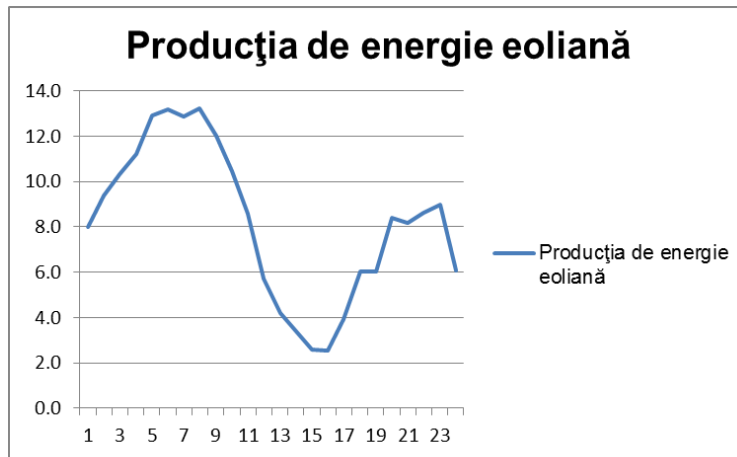


Fig. 6.17 Producția de energie eoliană

După cum se observă în această zi a lunii februarie producția de energie eoliană este destul de mică, având două vârfuri, unul de dimineață și unul de seară.

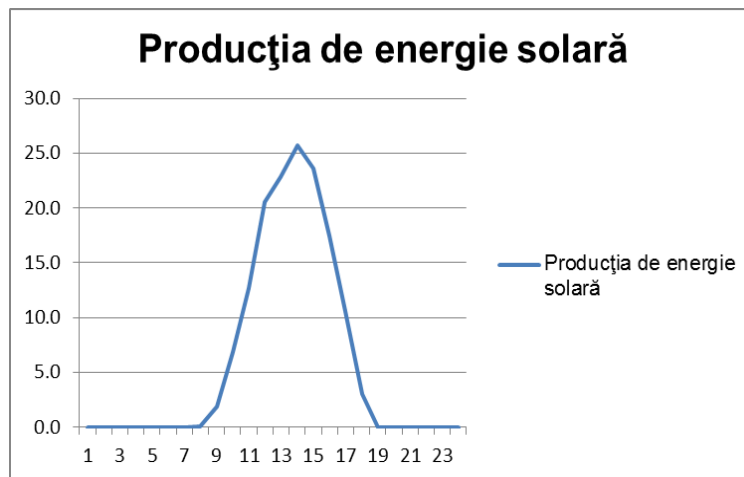


Fig. 6.18 Producția de energie fotovoltaică

Tabelul 6.4. prezintă valorile profitului generate de utilizarea reducerii cererii și de rezultatele reale pentru producția de energie solară și eoliană, valori pentru o zi specifică de toamnă, respectiv 20.11.2013.

Tabel 6.4. Rezultate pentru ziua 20.11.2013

	D [MW]	R [MW]	α [--]	λ_{ISO} [lei/MWh/h]	λ_{DR} [lei/MWh/h]	Profit_DR[lei]	Bid(t) [MW]	Profit	ε [--]	P_GT [MW]	P_eol [MW]	P_sol [MW]
								[lei]				
1	19.3	4.00	000	117	86.54	136.53	2.18	1217.0	0.132	119.0	5.6	0.0
2	19.0	4.00	0.05	117	86.62	136.41	3.21	1314.8	0.134	119.0	6.3	0.0
3	27.3	5.00	0.05	100	74.05	143.34	-4.39	851.8	0.135	119.0	6.0	0.0
4	33.0	6.00	0.05	100	74.02	172.07	-9.15	776.8	0.134	119.0	5.9	0.0
5	36.1	7.00	0.05	100	74.31	199.89	-8.62	1055.2	0.144	119.0	86.0	0.0
6	40.1	8.00	5.00	106	78.66	244.03	-9.85	1324.5	0.140	119.0	10.3	0.0
7	38.6	6.40	000	119	87	224.44	-8.36	1607.8	0.101	11.9	12.0	0.0
8	40.6	8.00	0.05	179	129.69	439.35	-9.11	2856.7	0.082	11.9	11.6	0.0
9	42.6	9.00	0.05	219	158.04	616.24	-10.30	3672.2	0.072	11.9	10.4	0.9
10	44.6	9.50	0.05	210	151.79	621.86	-9.00	4073.4	0.076	11.9	10.1	4.1
11	33.8	6.00	0.05	200	143.91	370.47	6.25	5367.1	0.065	119.0	8.8	13.4
12	41.8	7.80	0.05	198	142.73	477.16	9.18	6999.0	0.070	119.0	8.0	23.2
13	38.1	6.30	000	198	142.22	384.17	17.10	8050.5	0.061	119.0	7.8	29.1
14	34.1	6.30	0.05	202	145.49	393.65	21.00	8456.0	0.067	119.0	6.7	30.3
15	31.3	5.50	0.05	204	146.67	346.81	19.50	7830.8	0.063	119.0	69.0	26.5
16	19.0	3.50	0.05	204	146.86	220.98	18.80	5936.9	0.066	119.0	7.6	14.9
17	31.0	5.20	0.05	210	150.68	337.70	-3.59	3178.5	0.058	11.9	7.4	2.9
18	29.3	5.10	0.05	270	192.83	432.45	-5.01	3559.3	0.047	11.9	7.3	0.0
19	41.2	8.50	000	270	193.62	727.07	-11.70	4030.8	0.057	11.9	9.1	0.0
20	48.0	9.70	0.05	270	193.51	828.78	-18.00	3627.3	0.056	119.0	8.4	0.0
21	48.6	9.90	0.05	245	176.06	763.25	-18.50	3205.8	0.062	119.0	8.3	0.0
22	50.0	10.20	0.05	206	148.76	652.94	-19.20	2669.2	0.074	119.0	8.7	0.0
23	36.6	6.80	0.05	160	116.10	330.14	-8.88	2072.8	0.086	11.9	9.1	0.0
24	27.8	5.20	0.05	120	88	183.42	-4.89	1134.7	0.115	119.0	5.9	0.0

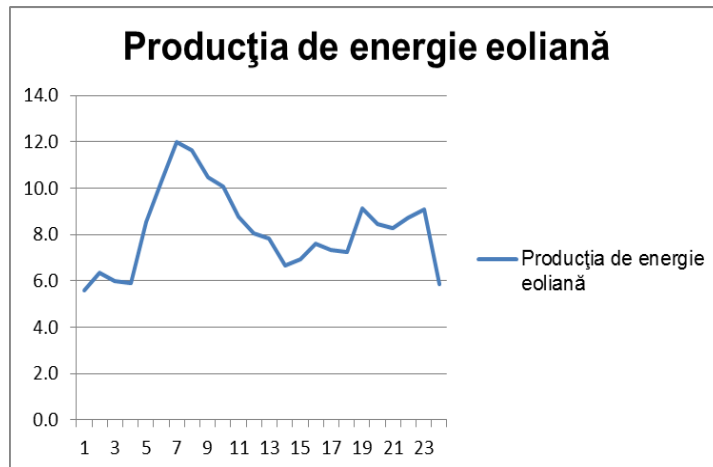


Fig. 6.19 Producția de energie eoliană

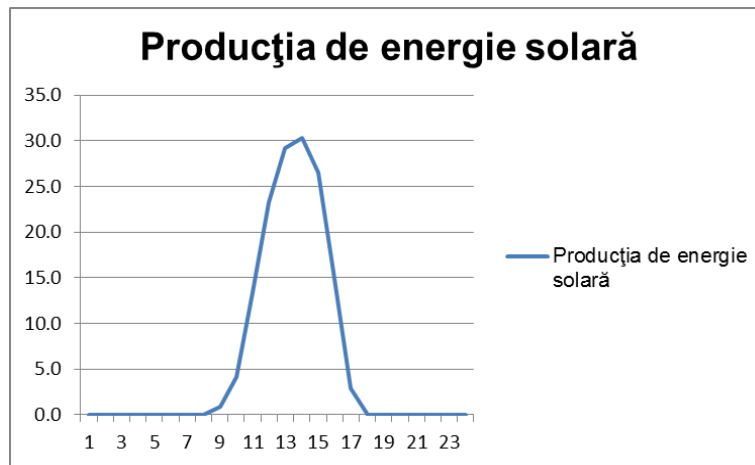


Fig. 6.20 Producția de energie fotovoltaică

Tabelul 6.5. prezintă valorile profitului generate de utilizarea reducerii cererii și de rezultatele reale pentru producția de energie solară și eoliană, valori pentru o zi specifică de vară, respectiv 21.08.2013.

Tabel 6.5. Rezultate pentru ziua 21.08.2013

	D [MW]	R [MW]	α [–]	λ_{ISO} [lei/MWh/h]	λ_{DR} [lei/MWh/h]	Profit _{-DR} [lei/ei]	Bid(t) [MW]	Profit	ε [–]	P _{GT} [MW]	P _{eol} [MW]	P _{so} [MW]
								[lei]				
1	19.3	4	0.05	159	115.94	192.99	-3.25	1013.9	0.097	119	0.2	0.0
2	19.0	4.00	0.05	141	103.42	168.75	-2.33	930	0.112	11.9	0.8	0.0
3	27.3	5	0.05	126	92.25	186.41	-10.1	512.6	0.107	11.9	0.3	0.0
4	33.0	6	0.05	110	81.02	191.94	-13.6	427	0.122	11.9	1.0	0.5
5	36.1	7.00	0.05	109	80.61	220.90	-10.8	965.6	0.132	11.9	3.0	3.4
6	40.1	8	0.05	110	81.46	254.73	-3.09	2141	0.135	11.9	10.6	6.4
7	38.6	6.40	0.05	121	88.32	228.63	1.14	2795	0.100	11.9	12.0	9.5
8	40.6	8	0.05	159	115.69	385.89	-3.54	3355.1	0.092	11.9	45	12.7
9	42.6	9.00	0.05	195	141.24	543.45	-2.44	4745.7	0.081	11.9	1.8	17.5
10	44.6	9.50	0.05	209	151.09	618.69	-1.52	5615.4	0.076	11.9	2.2	19.5
11	33.8	6.00	0.05	250	178.91	469.58	8.4	7400	0.052	11.9	41	202
12	41.8	8	0.05	250	179.13	611.85	3.27	7518	0.055	11.9	7.0	18.3
13	38.1	6	0.05	261	186.32	514.34	6.91	8142	0.046	119	12.7	14.1
14	34.1	6.30	0.05	269	192.39	533.57	12.6	9201	0.051	11.9	16.8	11.7
15	31.3	6	0.05	209	150.17	355.85	15.4	7175.7	0.062	11.9	224	6.8
16	19.0	3.50	0.05	195	140.57	210.60	25.8	6997.9	0.069	11.9	253	4.1
17	31.0	5.20	0.05	179	128.98	284.77	8.97	4865.4	0.068	11.9	21.2	1.6
18	29.3	5	0.05	170	122.83	264.34	4.04	3550.0	0.075	11.9	15.5	0.8
19	41.2	8.50	0.05	179	129.92	467.23	-11.0	2600.0	0.086	11.9	98	0.0
20	48.0	9.70	0.05	180	130.51	536.23	-17.9	2231	0.084	119	8.5	0.0
21	48.6	10	0.05	206	148.76	633.74	-19.2	2465.6	0.074	11.9	7.6	0.0
22	50.0	10.20	0.05	270	193.56	871.98	-23.6	2492	0.056	119	43	0.0
23	36.6	6.80	0.05	200	144.10	420.40	-14.6	1593	0.068	11.9	3.3	0.0
24	27.8	5.20	0.05	180	130.13	287.03	-10.7	960	0.077	119	00	0.0

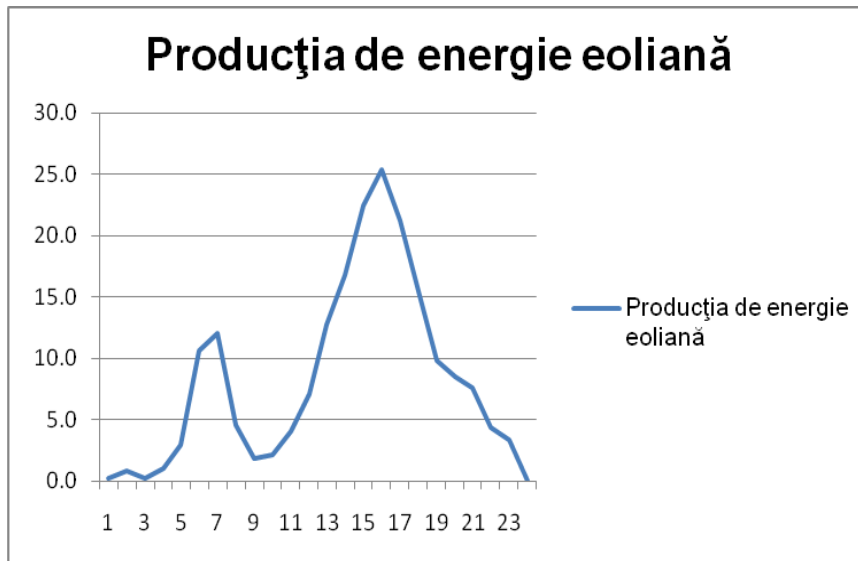


Fig. 6.21 Producția de energie eoliană

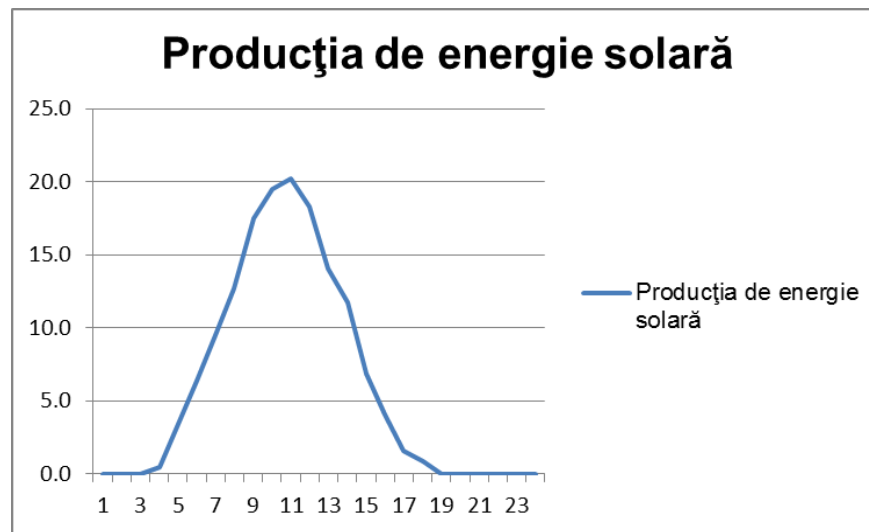


Fig. 6.22 Producția de energie fotovoltaică

În figura 6.21 este reprezentată producția de energie eoliană, după cum se observă ea are două vârfuri și o variabilitate importantă. În figura 6.22 este ilustrată variația producției de energie fotovoltaică, având ca vârf de producție ora 11, dar urmărind o evoluție tipică unei astfel de centrale și fiind în consecință relativ ușor de prognozat.

În figura 6.22 este reprezentată variația profitului pentru toate cele 4 zile considerate.

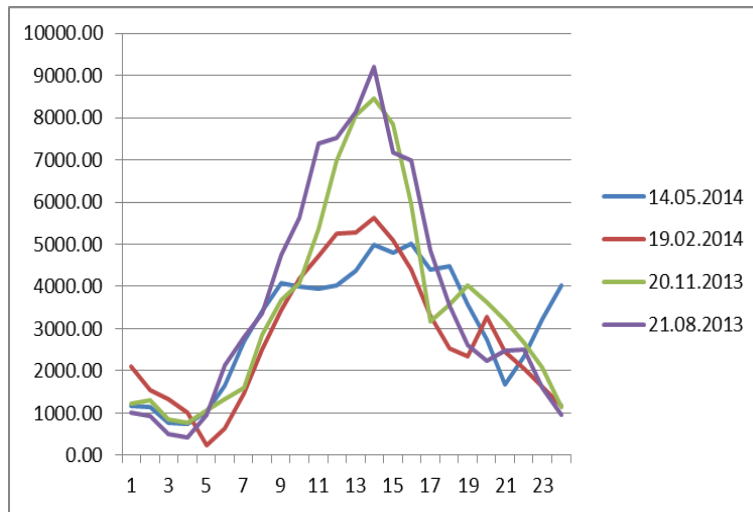


Fig. 6.23 Variația profitului pe durata unei zile

Din compararea profiturilor reprezentate în fig. 6.23 se observă că cea mai profitabilă este ziua de 21.08.2013 datorită producției relativ mari de energie a centralei fotovoltaice, combinată cu producția mare și a centralei eoliene.

Foarte apropiată ca profit este și ziua de 20.11.2013, cu producții relativ apropiate în cazul centralelor bazate pe surse regenerabile, dar cu o durată a producției evident mai mică pentru centrala fotovoltaică. În același timp prețul de achiziție a energiei preluată din rețea este mai mare în luna noiembrie.

În figura 6.24 este reprezentată variația prețului de răspuns la cerere în funcție de reducerea cererii.

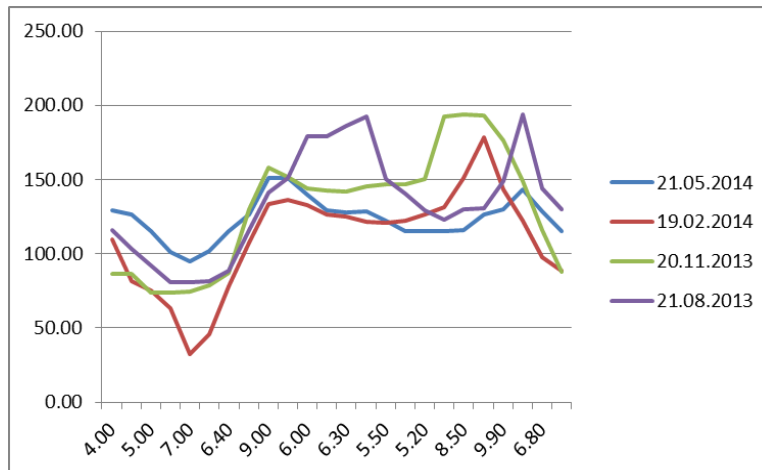


Fig. 6.23 Variația prețului DR în funcție de reducerea cererii

După cum se observă în graficul din fig. 6.24 prețul DR pe parcursul lunii mai prezintă cea mai scăzută variabilitate, la polul opus situându-se luna februarie în care se constată cea mai mare variație a prețului pentru reacția cererii.

Corelat și cu curbele de profit pentru cele 4 zile caracteristice din cele patru anotimpuri se poate constata că acele curbe de variație a prețului DR care reflectă o variabilitate extremă (cea mai redusă, respectiv cea mai mare) au condus la profiturile cele mai reduse, iar curbele de variație a prețului DR caracterizate de variabilitate intermediară au condus la profiturile mai mari. Totuși este de remarcat că în toate cele 4 zile avute în vedere utilizarea reacției cererii a condus la realizarea de profit, ceea ce confirmă că participarea consumatorului la gestionarea echilibrului balanței producție-consum este de utilitate, chiar și în situația în care pentru aceasta este utilizat un element al pieței libere, respectiv stimulentele reprezentate de prețul DR. Validarea utilității și profitabilității reacției cererii și pentru sistemul electroenergetic conduce pe cale de consecință la ideea de creștere a elasticității cererii, realizabilă însă în practică în foarte mare măsură prin echipamente de consum adecvate, dar și prin tehnologii de stocare a energiei.

6.3. CONCLUZII

Numărul de unități mici RED este de așteptat să crească și în viitor. Această tendință este stimulată de utilizarea surselor de energie regenerabile, dar nu numai. În acest context CEV este un concept care poate contribui la o gestionare optimă unui mare număr de unități RED. Cel mai mare avantaj este structura sa modulară, dar și faptul că pe lângă unitățile de producție include și consumatori ce pot deveni participanți activi. Aspectul modular face ca, în funcție de cerințe, să poată fi adăugate module pentru a optimiza sistemul, a securiza transferul de energie și/sau a raporta și procesa rezultate.

A fost testată o metodă de stabilire a prețului DR plecând de la maximizarea profitului CEV. Condiționat de elasticitatea cererii în raport cu prețul energiei electrice pentru categorii diferite de consumatori s-a identificat prețul optim pentru DR, limitele și modul de variație a acestuia.

Evaluarea efectelor utilizării reacției cererii pe acest caz exemplificativ a inclus și ipoteza prognozei perfecte atât a producției centralelor incluse în CEV, cât și a cererii consumatorilor incluși în CEV. Realitatea nu confirmă însă această ipoteză, iar erorile de prognoză pot conduce inevitabil la reducerea profitului CEV. Acest lucru urmează să fie verificat în capitolul următor.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- Realizarea unei sinteze a modelelor matematice corespunzătoare considerării consumatorilor de energie electrică în studii de piață
- Adaptarea modelului matematic al unei centrale electrice virtuale pentru includerea reacției cererii
- Completarea corespunzătoare a instrumentelor software proprii, în concordanță cu modelul matematic
- Verificarea practică a modului în care includerea consumatorului ca element activ în modelul matematic este validă.

7. Studii de caz și rezultate

7.1. Descrierea instrumentului software

Pentru aplicarea strategiei de management optimal al unei centrale electrice virtuale propusă în capitolul 6 a fost dezvoltată aplicația OptiMaCEV. Această aplicație a fost dezvoltată utilizând mediul de programare Delphi. Mediul de dezvoltare Delphi prezintă o serie de avantaje care au determinat alegerea acestuia pentru realizarea instrumentului [Jigoria 2009c]:

- Este un mediu de programare de nivel înalt care asigură toate resursele necesare pentru dezvoltarea instrumentului soft;
- Asigură portabilitate pentru diferite sisteme de operare;
- Conține o platformă pentru managementul bazelor de date;
- Prezintă elemente avansate de programare, cele mai importante fiind programarea orientată pe obiecte, programarea vizuală, care ajută la utilizarea cât mai ușoară a programului și la afișarea rezultatelor în rețea.

Fereastra principală a instrumentului soft este prezentată în fig.7.1. Selectarea opțiunilor posibile se poate realiza din meniul principal care are ca și opțiuni: Fișiere, Editare, Vizualizare, Calcul, Ferestre și Ajutor.

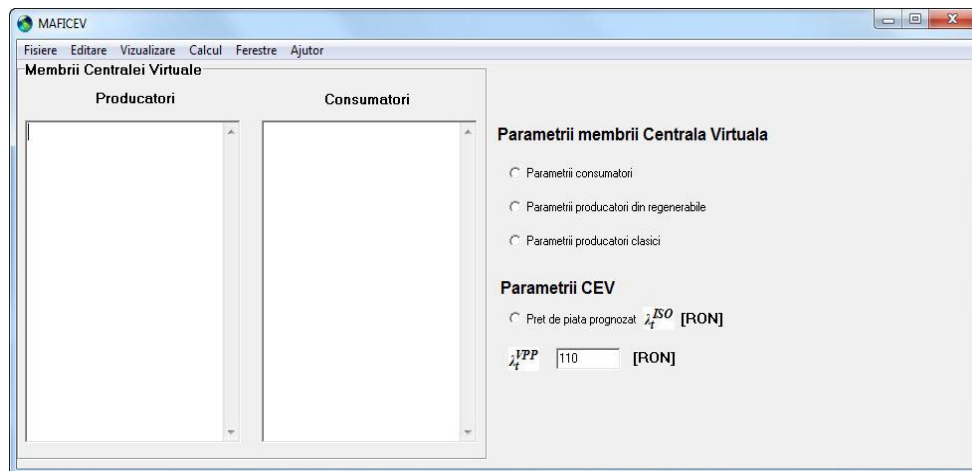


Fig.7.1 Fereastra principală MAFICEV

Pentru selectarea datelor ce urmează să fie analizate din meniul **Fișiere** se va alege opțiunea **Deschide** și se va încărca fișierul dorit (Producători clasici, Producători din surse regenerabile și Consumatori), reprezentând categoriile principale de elemente constitutive ale centralei electrice virtuale.

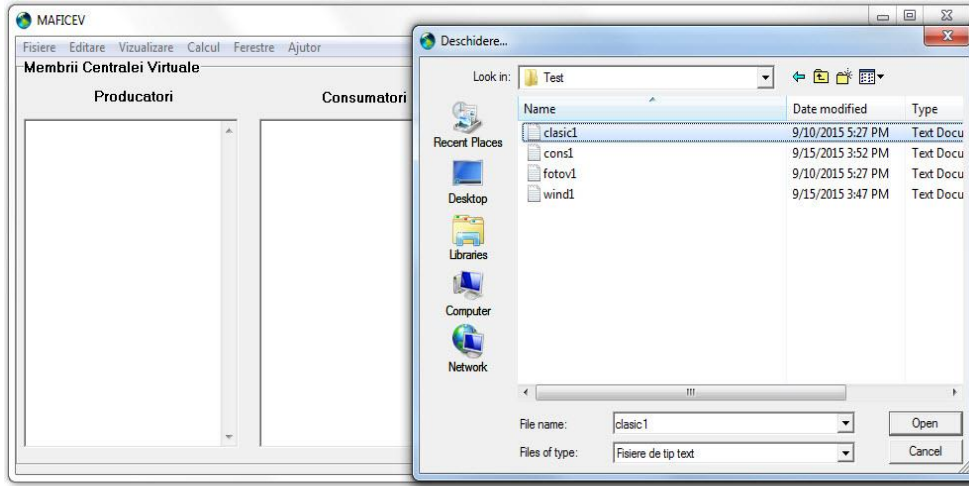


Fig.7.2. Introducere parametrul CEV

Aceștia se vor prelua câte unul, se va bifa în căsuțe din dreapta, tipul de parametri ai categoriei din care face parte, după care se va accesa butonul de Preluare date.

Programul va afișa un mesaj de informare dacă parametrii au fost preluați cu succes.

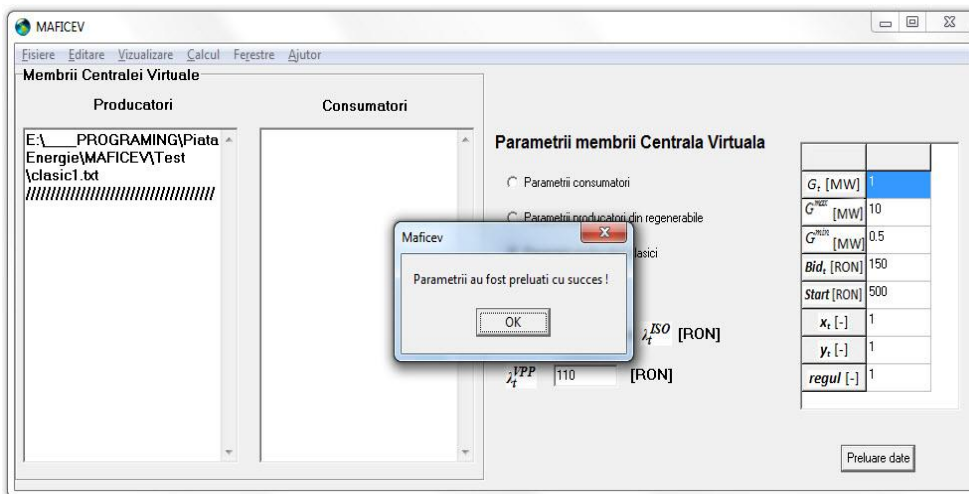


Fig. 7.3. Preluare parametrul de categorie

Se repetă procesul până când toți membrii CEV asupra cărora se va face analiza au fost preluați.

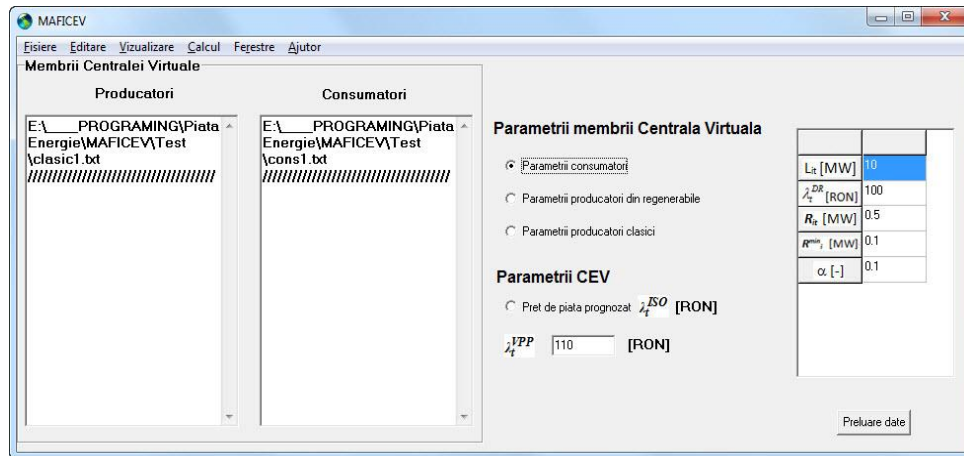


Fig.7.4 Preluarea tuturor membrilor CEV

Odată ce baza de date a fost preluată se revine la meniul **Fisiere** pentru a se salva **Baza de Date Consumatori** și **Baza de Date Producători**.

După încărcarea datelor se poate de asemenea vizualiza baza de date, cu ajutorul meniului **Vizualizare** și alegerea fie a **Bazei de date consumatori**, fie a **Bazei de date producători**.

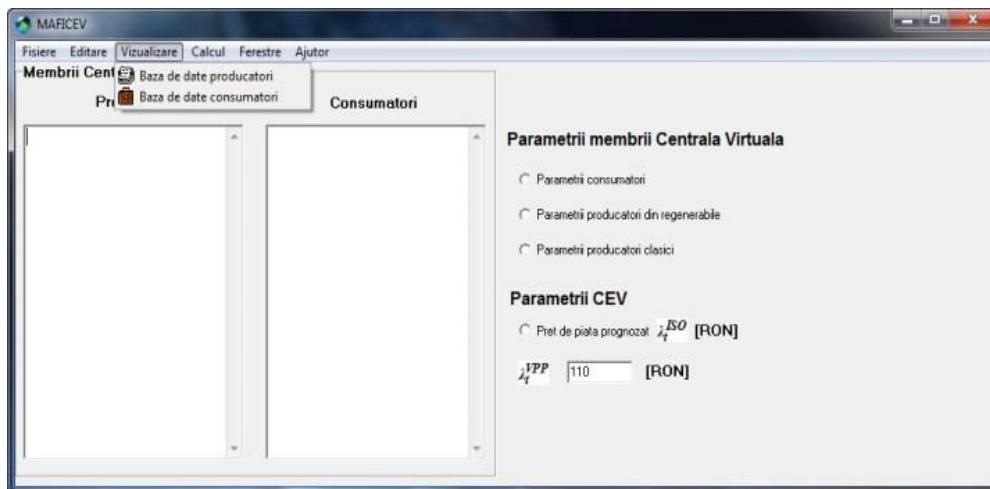


Fig.7.5 Meniul de vizualizare al aplicației MAFICEV

Baza de date producători cuprinde și cele 24 de valori orare prognozate pentru fiecare producător (Clasic, Eolian și Fotovoltaic), iar **Baza de date Consumatori** cuprinde și cele 24 de valori orare prognozate pentru fiecare consumator. În plus pentru fiecare din componentele CEV sunt salvate valorile altor parametri necesari pentru reprezentarea restricției, a comportamentului pe piață etc.

Baza de date cu membrii centralei virtuale - producatori

	Fișier 1	Fișier 2	Fișier 3
0-1	4923.625405	0	718.9002403
1-2	6102.246926	0	686.2052469
2-3	6541.997293	0	636.0941150
3-4	6202.042667	0	553.0002564
4-5	6191.275616	0	511.8970146
5-6	6181.822753	0.06666599	439.8904514
6-7	6717.623727	6.00000025	395.9730388
7-8	7101.992271	48.40000216	369.9694774
8-9	7311.391758	138.3666690	322.5278547
9-10	7723.854841	248.6335090	328.7796892
10-11	7519.974069	297.5002494	317.7942721
11-12	7397.496447	330.4005435	338.9378806
12-13	7407.945234	364.3011854	372.5647211
13-14	7699.936677	403.6019690	440.4387565
14-15	7450.202157	383.9348241	465.4659445
15-16	7340.124157	351.9345855	409.9626822
16-17	7256.176857	307.8006717	414.8125942
17-18	7245.565951	226.9339485	348.6203924
18-19	7183.256782	143.5337712	299.1764190
19-20	6988.170880	59.56690735	284.5846594

OK

Baza de date cu membrii centralei virtuale - consumatori

	Fișier 1	Fișier 2
0-1	5808.161890	5808.161890
1-2	5694.853514	5694.853514
2-3	5354.288357	5354.288357
3-4	5211.188122	5211.188122
4-5	5243.132966	5243.132966
5-6	5262.103662	5262.103662
6-7	5712.603034	5712.603034
7-8	6309.604346	6309.604346
8-9	6434.385449	6434.385449
9-10	6752.781180	6752.781180
10-11	6560.411219	6560.411219
11-12	6447.281816	6447.281816
12-13	6417.574966	6417.574966
13-14	6709.582052	6709.582052
14-15	6488.328163	6488.328163
15-16	6363.273416	6363.273416
16-17	6279.079103	6279.079103
17-18	6287.580946	6287.580946
18-19	6318.417036	6318.417036
19-20	6186.432609	6186.432609

OK

Fig. 7.6 Afișare Baze de date

După încărcarea și verificarea bazelor de date, din meniul **Calcul** se poate alege una din opțiunile disponibile pentru această etapă, respectiv **Calcul reacție consumator** sau **Calcul bilanț CEV**.

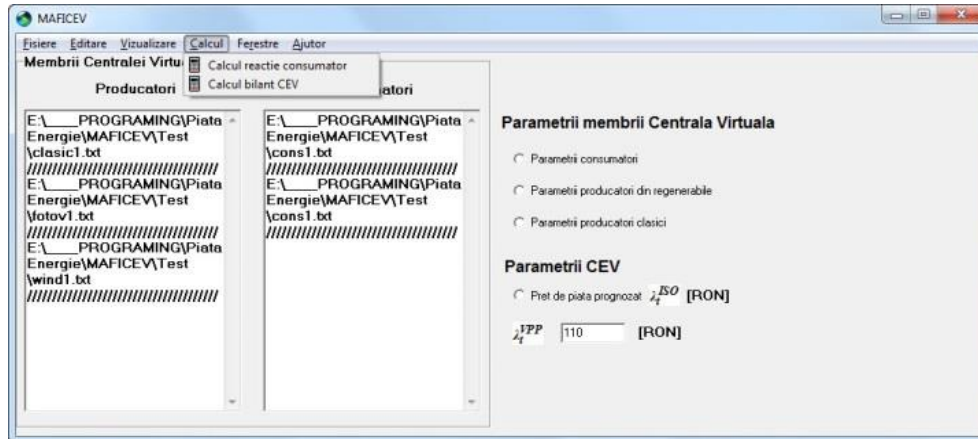


Fig.7.7 Meniul de calcule al aplicației MAFICEV

O particularitate și un alt avantaj al instrumentului realizat constă în faptul că oferă posibilitatea de a realiza simultan cele două calcule, utilizatorul putând vizualiza simultan, cu ajutorul ferestrelor corespunzătoare afișate pe spațiul de lucru, rezultatele obținute pentru fiecare variantă în parte, Fig.7.7.

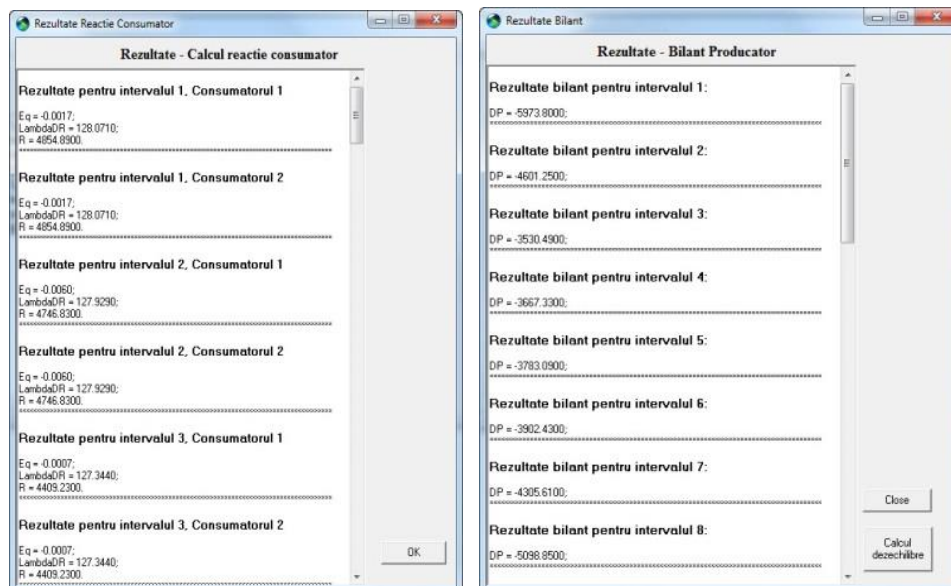


Fig.7.8 Fereastra rezultat

De asemenea se pot calcula și afișa dezechilibrele orare la nivelul CEV prin accesarea din fereastra de **Rezultate producător** a opțiunii **Calcul dezechilibre**. Astfel se va deschide o nouă fereastră de rezultate Fig.7.9. Valorile dezechilibrelor sunt apoi utilizate pentru a optimiza intrările CEV pe piața de echilibrare prin utilizarea instrumentelor descrise anterior.

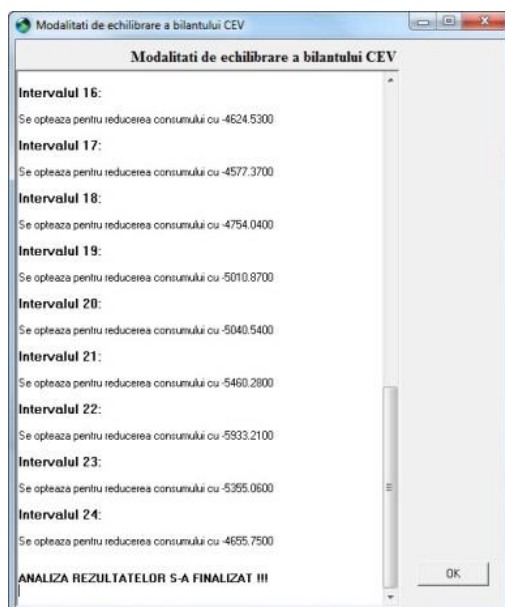


Fig. 7.9. Fereastra Calcule dezechilibre

7.2. Studii de caz

Studiile de caz ce urmează a fi prezentate în continuare au fost realizate plecând de la considerarea întregului sistem energetic național ca fiind o centrală electrică virtuală, dar cu o segmentare arbitrară a fiecărei categorii de elemente constitutive ale CEV, astfel încât să poată fi utilizate și testate toate facilitățile integrate ale aplicației OptiMaCEV, inclusiv comportamentul individualizat al fiecărui membru al CEV.

Cele 11 studii de caz prezentate în continuare se referă la zile diferite, din anotimpuri diferite și pentru care prognoza realizată a utilizat structuri diferite ale istoricului pe baza căruia s-a realizat prognoza.

Aceste cazuri sunt:

1. Cazul 1: istoric 25-30 august 2014, ziua de studiu 31 august;
2. Cazul 2: istoric 20-24 ianuarie 2014, ziua de studiu 25 ianuarie;
3. Cazul 3: istoric 5, 12, 19, 26 ianuarie, 2, 9, 16 februarie, ziua de studiu 23 februarie;
4. Cazul 4: istoric 28 februarie, 7, 14, 21, 28 martie, ziua de studiu 4 aprilie;
5. Cazul 5: istoric 8, 15, 22, 29 mai, 5 iunie, ziua de studiu 12 iunie;
6. Cazul 6: istoric 28 iulie, 4, 11, 18, 25 august, ziua de studiu 1 septembrie;
7. Cazul 7: istoric 18, 25 octombrie, 1, 8, 15, 22, 29 noiembrie, ziua de studiu 6 decembrie;
8. Cazul 8: istoric 5, 12, 19, 26 martie, 2, 9, 16, 23 aprilie, ziua de studiu 30 aprilie;
9. Cazul 9: istoric 2, 9, 16, 23, 30 septembrie, 7 octombrie, ziua de studiu 14 octombrie;
10. Cazul 10: istoric 5, 12, 19, 26 iunie, 3, 10, 17 iulie, ziua de studiu 24 iulie;
11. Cazul 11: istoric 5, 12, 19, 26 februarie, ziua de studiu 5 martie.

Toate cazurile se referă la perioada anului 2014, astfel încât rezultatele prognozelor au putut fi comparate cu evoluțiile reale atât ale consumului, cât și ale

producției pentru fiecare tip de sursă considerată. În același timp au fost cunoscute și valorile prețurilor de piață, atât pentru piața pentru ziua următoare, cât și pentru piața de echilibrare. Pentru elasticitățile categoriilor de consum s-a apelat la valorile prezentate în capitolul 6, fig. 6.14.

Datele utilizate pentru modelarea acestei centrale electrice virtuale au fost preluate de pe site-ul CN Transelectrica SA, www.transelectrica.ro și sunt incluse în anexele acestei lucrări.

Pentru calculul abaterilor față de prognoză în cazul componentelor CEV, ca și pentru calculul dezechilibrului CEV s-a considerat drept mărime de raportare valoarea reală a consumului. Astfel cele două relații de calcul sunt:

$$Ab = \frac{V_{prog} - V_{real}}{W_{cons_real}} \cdot 100; \quad [%] \quad (7.1)$$

și respectiv:

$$Dez = \frac{\Delta W_{prod} - \Delta W_{cons}}{W_{cons_real}} \cdot 100; \quad [%] \quad (7.2)$$

unde:

Ab – abaterea corespunzătoare pentru valoarea considerată (pentru consum, producție în surse clasice, producție în centrale eoliene sau producție în centrale fotovoltaice, după caz);

V_{prog} – este valoarea prognozată (pentru consum, producție în surse clasice, producție în centrale eoliene sau producție în centrale fotovoltaice, după caz);

V_{real} – este valoarea realizată pentru perioada de control (pentru consum, producție în surse clasice, producție în centrale eoliene sau producție în centrale fotovoltaice, după caz);

W_{cons_real} – valoarea reală a consumului;

Dez – dezechilibrul corespunzător bilanțului CEV rezultat ca urmare a abaterilor valorilor reale față de valorile prognozate pentru elementele componente ale CEV;

ΔW_{prod} – abaterea producției reale de energie electrică față de prognoză;

ΔW_{cons} – abaterea consumului real de energie electrică față de prognoză.

7.2.1. Cazul 1 – 25-30 august 2014, ziua de studiu 31 august

Pentru acest caz datele de intrare utilizate sunt prezentate în Anexa 1 și în Anexa 2. Rezultatele de interes, pe intervale orare ale zilei de prognoză, sunt prezentate în Tabelul 7.1.

Tabelul 7.1. Rezultate orare pentru Cazul 1 – 25-30 august 2014

Interval orar	Abatere Surse Clasice	Abatere Eolian	Abatere Foto	Abatere Consum	Dezechilibru CEV	λ_{DR}	R	λ_{ISO}	Dezechilibru CEV cu DR
1	8.2%	13.3%	0.0%	3.7%	17.8%	141.30	370.00	179.00	10.5%
2	11.8%	15.8%	0.0%	7.8%	19.7%	140.80	360.00	178.00	12.2%
3	9.8%	17.1%	0.0%	5.7%	21.2%	138.90	326.00	174.00	14.3%
4	12.2%	15.3%	0.0%	10.3%	17.2%	130.70	257.50	157.00	11.7%

Interval orar	Abatere Surse Clasice	Abatere Eolian	Abatere Foto	Abatere Consum	Dezechilibrul CEV	λ_{DR}	R	λ_{ISO}	Dezechilibrul CEV cu DR
5	12.7%	11.8%	0.0%	10.3%	14.2%	129.20	243.50	154.00	9.0%
6	12.0%	10.7%	0.0%	9.6%	13.1%	126.30	211.30	148.00	8.5%
7	18.0%	10.5%	0.0%	18.6%	9.8%	126.30	224.30	148.00	4.9%
8	8.2%	6.6%	-0.1%	8.0%	6.6%	126.80	249.70	149.00	2.0%
9	20.6%	5.5%	-0.6%	24.8%	0.7%	130.70	305.40	157.00	0.0%
10	22.6%	6.0%	-0.6%	30.4%	-2.4%	95.00	60.70	174.00	-2.4%
11	21.5%	7.4%	-0.4%	28.4%	0.0%	134.60	371.70	165.00	0.0%
12	20.0%	6.1%	0.0%	28.0%	-1.9%	95.00	64.50	168.00	-1.9%
13	17.4%	6.4%	0.2%	24.3%	-0.3%	95.00	63.00	157.00	-0.3%
14	19.7%	6.9%	0.2%	28.3%	-1.5%	95.00	65.40	154.00	-1.5%
15	20.8%	7.8%	-0.2%	29.7%	-1.4%	95.00	64.10	148.00	-1.4%
16	20.9%	7.2%	0.3%	27.5%	0.8%	121.80	213.40	139.00	0.0%
17	17.6%	7.9%	-0.5%	22.5%	2.5%	121.90	206.50	139.00	0.0%
18	2.8%	5.7%	-1.0%	3.7%	3.8%	129.20	295.00	154.00	0.0%
19	17.4%	6.6%	0.3%	22.4%	1.9%	134.60	367.60	165.00	0.0%
20	15.7%	4.0%	0.4%	19.4%	0.7%	135.90	422.60	174.00	0.0%
21	12.6%	2.4%	0.1%	17.6%	-2.6%	95.00	69.00	194.00	-2.6%
22	11.9%	2.7%	0.0%	16.9%	-2.4%	95.00	70.30	229.00	-2.4%
23	10.9%	2.3%	0.0%	14.9%	-1.7%	95.00	63.50	188.00	-1.7%
24	12.7%	4.0%	0.0%	15.9%	0.7%	141.80	425.00	180.00	0.0%

Rezultatele pentru cazul Cazul 1 – **25-30 august 2014** arată valori mari ale abaterilor practic pentru toate intervalele orare în cazul componentei de producție în centralele clasice (până la cca. 22 %), în timp ce pentru centralele fotovoltaice abaterile sunt practic nule (aceasta și datorită faptului că puterea instalată în aceste centrale este relativ mică în raport cu puterea celorlalte, a se vedea și modul de calcul al abaterii).

Pentru consumul CEV însă, abaterile sunt din nou de valori mari (până la cca. 30%). Este de remarcat faptul că agregarea componentelor de producție și consum în cadrul CEV conduce la compensarea în mare măsură a abaterilor pe componente, și se observă că pentru total CEV abaterile sunt de valori de cel mult cca. 21%, dar și pe un număr scăzut de intervale orare.

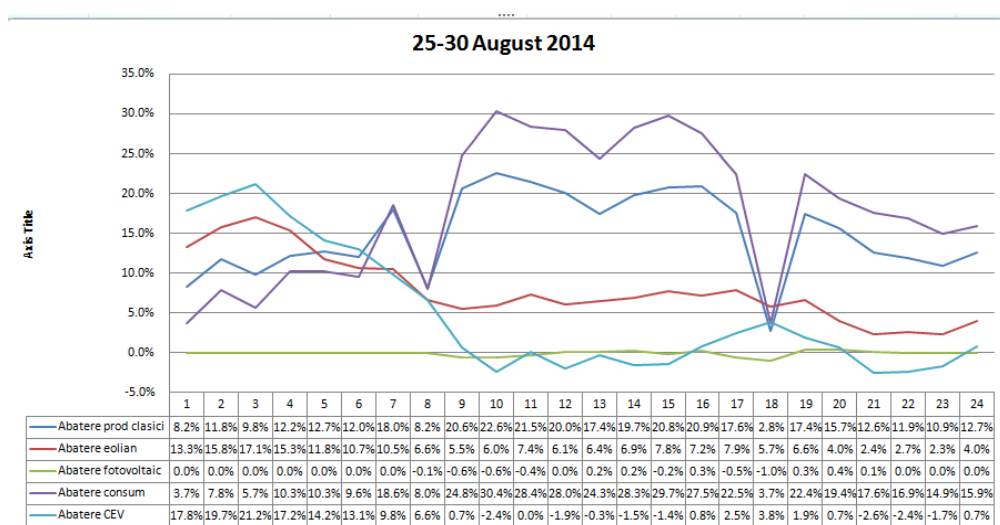


Fig. 7.10. Variația abaterilor pentru Cazul 1

Un alt fapt care trebuie remarcat este că pentru intervalele orare 1-8 abaterea pozitivă a CEV este de tipul "prea mult consum" și este necesară o reacție în sensul scăderii consumului. Pentru minimizarea dezechilibrelor CEV (corespunzătoare abaterilor la nivelul CEV) se utilizează reacția R de reducere a consumului (complet sau parțial), după cum este necesar. Reducerea valorii acestor dezechilibre are influență pozitivă asupra profitului CEV datorită faptului că aceste dezechilibre (indiferent de semnul lor) trebuie acoperite de pe piața de echilibrare pe care prețurile sunt mult mai defavorabile decât cele de pe piața PZU.

Dezechilibrul CEV este posibil să fie adus la 0 după considerarea reacției cererii, pentru intervalele orare 9,11 și 16-20, datorită faptului că reacția cererii a fost mai mare sau cel puțin egală cu necesarul pentru aducerea dezechilibrului orar la 0.

Prețul de echilibru pentru reacția cererii, λ_{DR} din intervalele orare 10 și 21-23 este mai mic decât prețul energiei interne pentru consum, λ_{CEV} , și acest lucru semnaleză necesitatea stimulării creșterii consumului intern pentru reducerea dezechilibrului.

Pentru toate situațiile aplicabile s-a utilizat reacția pentru reducerea dezechilibrului orar.

Un alt lucru de remarcat este că abaterea negativă a bilanțului CEV pe intervalele orare 10, 12-15 și 21-23, este de tipul "prea puțin consum", ceea ce înseamnă că ar fi necesară o reacție a cererii în sensul creșterii consumului (sau, echivalent, de reducere a producției, care nu este de agreat pentru că în fapt producția este cea care aduce profitul imediat), acest semnal fiind dat și de prețul de echilibrare pentru reacția cererii.

Figura 7.10 prezintă variația abaterilor de-a lungul zilei de studiu, evidențind și faptul că abaterea pentru CEV cu utilizarea DR este cea care „atenuează” cel mai bine dezechilibrele individuale ale componentelor sale, evident pentru acele intervalele orare în care reacția cererii este corespunzătoare. Pentru acest caz se pot observa și situații în care modelul de reacție a cererii implementat este neadecvat, situație foarte apropiată de realitatea sistemelor electroenergetice actuale, dar total nepotrivit pentru sistemele electroenergetice care urmăresc să integreze masiv resursele energetice regenerabile.

7.2.2. Cazul 2: 20-24 ianuarie 2014, ziua de studiu 25 ianuarie

Pentru acest caz datele de intrare utilizate sunt prezentate în Anexa 1 și Anexa 2. Rezultatele de interes, pe intervale orare ale zilei de prognoză, sunt prezentate în Tabelul 7.2.

Tabelul 7.2. Rezultate orare pentru Cazul 2 – 20-24 ianuarie 2014

Interval orar	Abatere Surse Clasice	Abatere Eolian	Abatere Foto	Abatere Consum	Abatere CEV	λ_{DR}	R	λ_{ISO}	Dezechilibre CEV cu DR
1	-13.8%	-6.8%	0.0%	-14.8%	-5.7%	95.0	56.7	16	-5.7%
2	-10.6%	-7.4%	0.0%	-15.0%	-3.0%			17.48	-3.0%
3	-14.8%	-9.1%	0.0%	-11.8%	-12.1%			14.48	-12.1%
4	-9.5%	-7.3%	0.0%	-4.4%	-12.3%			11.48	-12.3%
5	-9.1%	-7.4%	0.0%	-2.9%	-13.6%			11.48	-13.6%
6	-8.3%	-5.9%	0.0%	-1.3%	-12.9%			14.48	-12.9%
7	-4.8%	-7.2%	0.0%	5.5%	-17.6%			21	-17.6%
8	1.0%	-7.7%	0.0%	13.1%	-19.7%			35	-19.7%
9	3.0%	-8.3%	0.0%	13.7%	-19.0%			104.12	-19.0%
10	1.8%	-8.9%	0.1%	12.0%	-19.0%			130.8	-19.0%
11	0.4%	-9.3%	0.2%	8.9%	-17.6%			155.62	-17.6%
12	-0.8%	-9.7%	0.3%	7.2%	-17.4%			134.51	-17.4%
13	-1.1%	-11.4%	0.3%	6.9%	-19.1%			119	-19.1%
14	-1.0%	-12.4%	0.3%	8.7%	-21.8%			90	-21.8%
15	0.3%	-12.1%	0.3%	10.5%	-22.1%			59.99	-22.1%
16	0.2%	-12.5%	0.2%	10.2%	-22.3%			69.93	-22.3%
17	0.0%	-11.4%	0.0%	9.1%	-20.4%			117.57	-20.4%
18	0.3%	-12.0%	0.0%	8.2%	-19.8%			179	-19.8%
19	2.8%	-13.0%	0.0%	9.1%	-19.3%			184.74	-19.3%
20	-0.6%	-13.8%	0.0%	4.6%	-18.9%			180	-18.9%
21	-1.3%	-13.7%	0.0%	4.4%	-19.5%			159	-19.5%
22	-1.6%	-14.3%	0.0%	4.7%	-20.6%			90	-20.6%
23	-2.7%	-14.1%	0.0%	2.9%	-19.8%			17.48	-19.8%
24	-3.7%	-13.2%	0.0%	2.2%	-19.0%			11.48	-19%

Pentru cazul 2 au rezultat valori scăzute ale abaterilor practic pentru majoritatea intervalelor orare în ceea ce privește componenta de producție în centralele clasice (până la cca. 15 %), iar pentru centralele fotovoltaice abaterile și în acest caz sunt practic nule.

Pentru consumul CEV abaterile sunt și în situația acestui caz de valori mai ridicate (până la cca. 14%). Agregarea componentelor de producție și consum în cadrul CEV de această dată conduce la compensarea într-o mai mică măsură a abaterilor componentelor, și se observă că pentru total CEV abaterile sunt de valori de cel mult cca. 21%, dar în acest caz pe un număr crescut de intervale orare față de Cazul 1.

Se remarcă chiar pentru primul interval al zilei de studiu o valoare a prețului DR care este mai mare decât prețul de pe PZU, ceea ce reprezintă un minus al modelului reacției cererii, lăsând deschisă această direcție de cercetare și impunând necesitatea perfecționării acestuia.

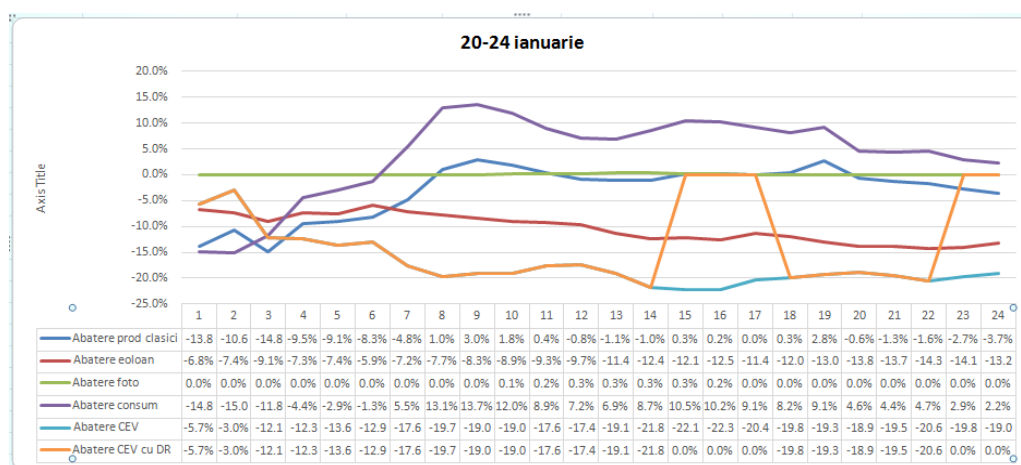


Fig. 7.11. Variația abaterilor pentru Cazul 2

De asemenea se remarcă abaterea negativă a CEV, respectiv de tipul "prea puțin consum", ceea ce ar impune o reacție în sensul creșterii consumului, adică o reacție atipică pentru sistemele electroenergetice tradiționale. O astfel de reacție ar fi posibilă prin includerea în zona de consum a unor echipamente și tehnologii care să fie analoge stocării sau chiar a unor echipamente de stocare. Aceste echipamente de stocare ar putea fi reprezentate de tehnologii tradiționale de stocare (aer comprimat, baterii de acumulare, stocare termică etc.), dar și tehnologii emergente de stocare, de exemplu de tipul „power to gas” sau automobil electric, altfel spus tot elemente distribuite în rețea asemenea celor presupuse de conceptul de centrală electrică virtuală.

Și pentru aceste situații apare ca necesară identificarea unui model al reacției cererii care să cuprindă și aceste cazuri.

Figura 7.11 prezintă variația abaterilor de-a lungul zilei de studiu, evidențiind și faptul că abaterea pentru CEV cu utilizarea DR este cea care „atenuează” cel mai bine dezechilibrele dezechilibrele individuale ale componentelor sale, evident pentru acele intervale orare în care reacția cererii este corespunzătoare. Pentru acest caz predominante se dovedesc situațiile în care modelul de reacție implementat este neadecvat, situație foarte apropiată de realitatea sistemelor electroenergetice actuale, dar total nepotrivit pentru sistemele electroenergetice care urmăresc să integreze masiv resursele energetice regenerabile.

7.2.3. Cazul 3. 5, 12, 19, 26 ianuarie, 2, 9, 16 februarie, ziua de studiu 23 februarie;

Pentru acest caz datele de intrare utilizate sunt prezentate în Anexa 1 și Anexa 2.. Rezultatele de interes, pe intervale orare ale zilei de prognoză, sunt prezentate în Tabelul 7.3.

Tabelul 7.3. Rezultate orare pentru Cazul 3 – 5, 12, 19, 26 ianuarie, 2, 9, 16 februarie

Interval orar	Abatere Surse Clasice	Abatere Eolian	Abatere Foto	Abatere Consum	Abatere CEV	λ_{DR}	R	λ_{ISO}	Dezechilibre CEV cu DR
1	4.4%	6.2%	0.0%	0.2%	10.5%	95.0	0	68.01	10.5%
2	2.4%	7.1%	0.0%	0.0%	9.5%			38.25	9.5%
3	2.3%	8.2%	0.0%	-0.5%	10.9%			12.54	10.9%
4	1.2%	9.5%	0.0%	-0.1%	10.8%			12.54	10.8%
5	2.1%	11.0%	0.0%	1.3%	11.8%			32.95	11.8%
6	2.3%	12.0%	0.0%	1.4%	12.8%			62.94	12.8%
7	3.7%	13.7%	0.0%	2.4%	15.1%	118.10	149.00	131.3	12.4%
8	6.8%	15.1%	0.0%	3.1%	18.8%	141.30	420.00	179	11.4%
9	5.7%	14.7%	0.1%	1.4%	19.1%	167.00	733.90	233	6.7%
10	4.6%	14.0%	0.3%	-0.2%	19.1%	165.60	732.30	230	7.2%
11	4.6%	12.5%	0.5%	-0.9%	18.4%	150.40	555.00	198	9.5%
12	5.7%	11.2%	0.4%	-0.6%	17.9%	141.30	442.30	179	10.8%
13	6.4%	12.1%	0.5%	-1.3%	20.3%	137.00	385.30	170	14.0%
14	6.0%	13.4%	0.7%	-1.3%	21.4%	133.60	341.40	163	15.8%
15	4.3%	12.2%	0.9%	-1.8%	19.2%	131.60	315.50	159	14.0%
16	4.5%	9.9%	0.7%	-0.8%	15.9%	124.70	236.00	144.84	12.0%
17	4.1%	7.1%	0.3%	1.2%	10.4%	124.80	246.70	145	6.4%
18	5.5%	4.3%	0.1%	5.0%	4.8%	134.60	398.00	165	0.0%
19	5.8%	-0.1%	0.0%	4.1%	1.7%	150.40	653.80	198	0.0%
20	4.7%	-0.9%	0.0%	4.7%	-0.9%				-0.9%
21	3.1%	-0.8%	0.0%	2.0%	0.3%	152.30	686.40	202	0.0%
22	5.3%	-0.5%	0.0%	5.0%	-0.2%				-0.2%
23	4.4%	-0.8%	0.0%	2.4%	1.2%	119.40	189.60	134	0.0%
24	4.9%	0.0%	0.0%	3.9%	1.0%	113.50	104.60	122	0.0%

Pentru cazul 3 la care pentru prognoză s-au folosit ca date de intrare valori din zilele **5, 12, 19, 26 ianuarie și 2, 9, 16 februarie** au rezultat valori scăzute pentru toate intervalele orare în ceea ce privește componenta de producție în centralele din surse clasice (până la doar aprox. 7%), de asemenea consumul prezintă o situație similară (abatere de până la cca 5%). În acest caz, agregarea componentelor a condus la cumularea într-o mare măsură a abaterilor conducând astfel la o valoare maximă a abaterii CEV de 21,4%.

Și pentru acest caz se remarcă intervale orare pentru care prețul pentru reacția cererii este mai mare decât prețul pentru ziua următoare, situație în care consumatorul evident nu are stimulente pentru reducerea cererii, prețul achiziționării energiei electrice de pe piață fiind deci mai mic decât prețul pentru DR.

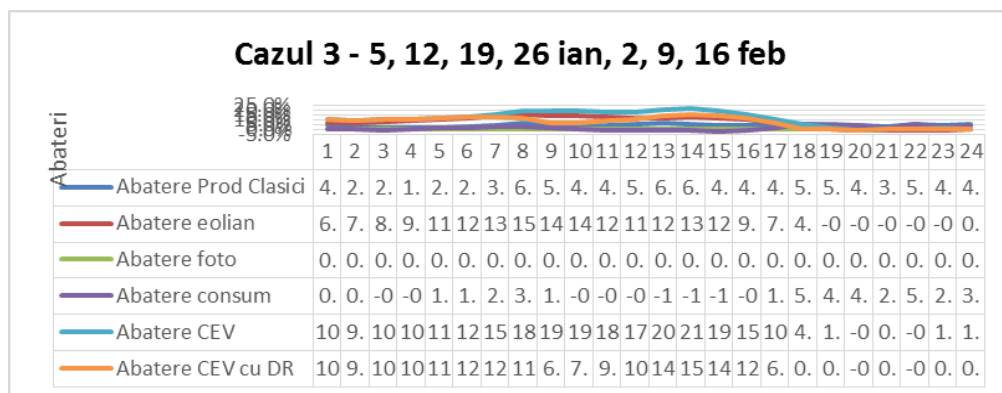


Fig. 7.12. Variația abaterilor pentru Cazul 3

Pentru restul intervalelor orare se remarcă utilitatea reacției cererii DR, uneori chiar până la nivelul la care dezechilibrul CEV cu DR ajunge la 0, ceea ce conduce astfel la reducerea dezechilibrului în toate aceste intervale orare, cu consecințe clar pozitive asupra profitului CEV.

Pentru intervalele orare 20 și 22 se remarcă dezechilibrele negative, de tipul „prea puțin consum”, respectiv situații în care pentru rezolvarea dezechilibrelor ar fi necesară din partea consumatorului o reacție de creștere a consumului, cu toate observațiile conexe expuse deja mai sus.

Figura 7.12 prezintă variația abaterilor de-a lungul zilei de studiu, evidențind și faptul că abaterea în situațiile „CEV cu utilizarea DR” este cea în care se „atenuază” cel mai bine dezechilibrele individuale ale componentelor sale.

7.2.4. Cazul 4: 28 februarie, 7, 14, 21, 28 martie, ziua de studiu 4 aprilie;

Pentru acest caz datele de intrare utilizate sunt prezentate în Anexa 1 și Anexa 2. Rezultatele de interes, pe intervale orare ale zilei de prognoză, sunt prezentate în Tabelul 7.4.

Tabelul 7.4. Rezultate orare pentru Cazul 4 – 28 februarie, 7, 14, 21, 28 martie

Interval orar	Abatere Surse Clasice	Abatere Eolian	Abatere Foto	Abatere Consum	Abatere CEV	λ_{DR}	R	λ_{ISO}	Dezechilibre CEV cu DR
1	-7.4%	-30.4%	0.0%	9.5%	-47.3%	131.60	341.30	159	0.0%
2	-8.6%	-29.7%	0.0%	8.7%	-47.1%	131.30	445.20	179	0.0%
3	-9.5%	-27.2%	0.0%	8.0%	-44.7%	140.00	423.70	177	0.0%
4	-8.9%	-25.5%	0.0%	7.8%	-42.1%	135.50	365.60	167	0.0%
5	-7.7%	-22.3%	0.0%	8.4%	-38.4%	131.60	323.10	159	0.0%
6	-5.9%	-16.7%	0.0%	8.8%	-31.4%			159	-31.4%

Interval orar	Abatere Surse Clasice	Abatere Eolian	Abatere Foto	Abatere Consum	Abatere CEV	λ_{DR}	R	λ_{ISO}	Dezechilibre CEV cu DR
7	-5.8%	-13.4%	0.0%	7.7%	-26.9%			159	-26.9%
8	-2.3%	-9.7%	0.3%	8.6%	-20.3%			159	-20.3%
9	-1.1%	-7.2%	0.6%	9.4%	-17.2%			159	-17.2%
10	1.5%	-3.6%	0.7%	11.5%	-12.8%			119	-12.8%
11	2.5%	-1.8%	0.4%	14.9%	-13.8%			114	-13.8%
12	3.4%	-0.1%	-0.1%	14.6%	-11.4%			94.89	-11.4%
13	4.6%	0.4%	-0.3%	18.1%	-13.4%			82.96	-13.4%
14	4.0%	-0.4%	-0.6%	16.6%	-13.7%			68.67	-13.7%
15	4.4%	-0.9%	-0.7%	17.1%	-14.3%			56	-14.3%
16	4.9%	0.5%	-0.9%	17.0%	-12.5%			65	-12.5%
17	5.3%	2.1%	-1.2%	16.6%	-10.3%			159	-10.3%
18	6.5%	3.6%	-1.4%	17.4%	-8.7%			179	-8.7%
19	11.7%	5.2%	-1.1%	23.2%	-7.5%			278	-7.5%
20	14.7%	7.2%	-0.3%	22.1%	-0.5%			319	-0.5%
21	8.2%	7.3%	0.0%	6.9%	8.5%	206.90	1601.00	320	0.0%
22	2.1%	8.0%	0.0%	1.5%	8.6%	206.90	1476.00	320	0.0%
23	2.1%	9.4%	0.0%	1.6%	9.9%	192.40	1185.00	288	0.0%
24	4.0%	9.7%	0.0%	2.8%	10.9%	183.30	986.00	268	0.0%

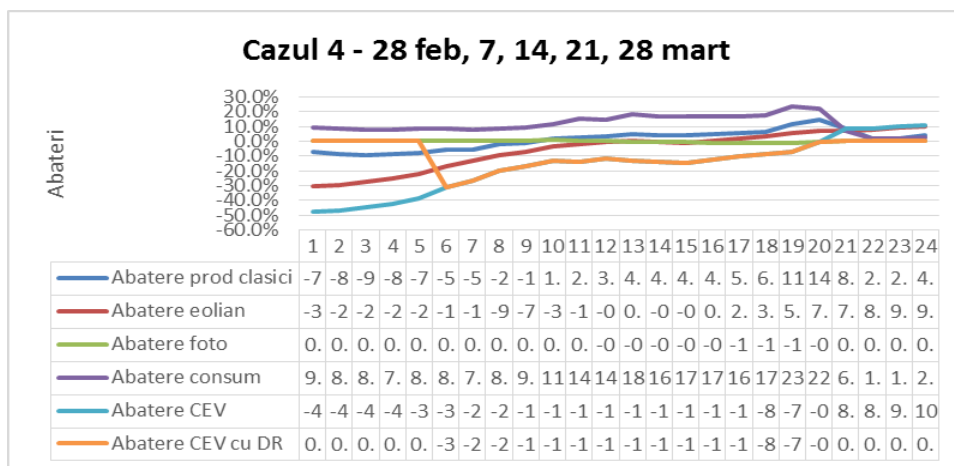


Fig. 7.13. Variația abaterilor pentru Cazul 4

Pentru Cazul 4 la care prognoza a luat în calcul ca și date de intrare zilele de **28 februarie, 7, 14, 21, 28 martie** abaterile rezultate pentru producția din surse

clasice de energie a înregistrat valori scăzute pe o mică parte a intervalelor orare (cca. 15%). Totodată în acest caz se observă că producția de energie electrică în centralele eolice e cea care a influențat relativ mult abaterile CEV ajungându-se la valori mari pe majoritatea intervalelor (chiar până la cca. -47%).

Totuși dezechilibrele CEV sunt aduse la 0 pe intervalele orare 1-5 și 21-24 din nou prin contribuția reacției cererii a cărei disponibilitate a fost mai mare sau cel puțin egală cu necesarul.

Pentru intervalele orare 6 – 20 prețul reacției cererii mai mic decât prețul energiei interne pentru consum, λ_{CEV} , semnaleză necesitatea stimulării creșterii consumului intern pentru reducerea dezechilibrului.

Figura 7.13 prezintă variația abaterilor de-a lungul zilei de studiu, evidențind și pentru acest caz că abaterea în situațiile „CEV cu utilizarea DR” este cea în care se „atenuează” cel mai bine dezechilibrele individuale ale componentelor sale, fiind adusă la 0 doar pentru intervalele de început și de sfârșit a zilei avute în vedere.

7.2.5. Cazul 5: 8, 15, 22, 29 mai, 5 iunie, ziua de studiu 12 iunie;

Pentru acest caz datele de intrare utilizate sunt prezentate în Anexa 1 și Anexa 2. Rezultatele de interes, pe intervale orare ale zilei de prognoză, sunt prezentate în Tabelul 7.5.

Tabelul 7.5. Rezultate orare pentru Cazul 5 – 8, 15, 22, 29 mai, 5 iunie

Interval orar	Abatere Surse Clasice	Abatere Eolian	Abatere Foto	Abatere Consum	Abatere CEV	λ_{DR}	R	λ_{ISO}	Dezechilibre CEV cu DR
1	2.7%	-0.5%	0.0%	4.6%	-2.5%			100.71	-2.5%
2	1.0%	-2.5%	0.0%	7.0%	-8.6%			93.85	-8.6%
3	-1.0%	-1.0%	0.0%	3.7%	-5.7%			84	-5.7%
4	-3.9%	-0.3%	0.0%	0.2%	-4.5%			65	-4.5%
5	-4.2%	0.9%	0.0%	0.0%	-3.4%			65	-3.4%
6	-3.9%	2.0%	0.0%	-0.4%	-1.6%			65	-1.6%
7	-2.5%	3.5%	-0.1%	3.8%	-2.9%			84	-2.9%
8	-2.9%	4.2%	-0.3%	3.5%	-2.4%			98	-2.4%
9	-3.3%	3.4%	-0.7%	-1.3%	0.7%	112.0	89.6	119	0.0%
10	-0.5%	1.5%	-1.0%	1.2%	-1.2%			98	-1.2%
11	-2.1%	-0.4%	-1.8%	-0.7%	-3.5%			84	-3.5%
12	-13.4%	-4.2%	-2.8%	-16.1%	-4.4%			68	-4.4%
13	-3.4%	-3.8%	-2.0%	-3.4%	-5.8%			65	-5.8%
14	-0.8%	-2.2%	-1.4%	1.1%	-5.4%			65	-5.4%
15	-2.4%	-1.6%	-1.5%	-1.6%	-4.0%			58	-4.0%
16	-3.8%	-1.6%	-1.9%	-3.3%	-4.0%			48	-4.0%
17	-4.5%	-3.0%	-1.5%	-4.0%	-5.0%			58	-5.0%

Interval orar	Abatere Surse Clasice	Abatere Eolian	Abatere Foto	Abatere Consum	Abatere CEV	λ_{DR}	R	λ_{ISO}	Dezechilibr e CEV cu DR
18	-5.2%	-4.0%	-1.5%	-5.5%	-5.2%			65	-5.2%
19	-4.5%	-2.9%	-1.2%	-3.5%	-5.2%			84	-5.2%
20	-7.4%	0.5%	-0.5%	-6.4%	-1.0%			88	-1.0%
21	-3.7%	2.7%	-0.2%	-1.3%	0.1%	112.0	92.1	119	0.0%
22	-0.3%	3.8%	0.0%	2.3%	1.2%	117.0	171	129	0.0%
23	-4.6%	5.0%	0.0%	-3.6%	4.1%			88	4.1%
24	-6.6%	6.2%	0.0%	-5.1%	4.7%			48	4.7%

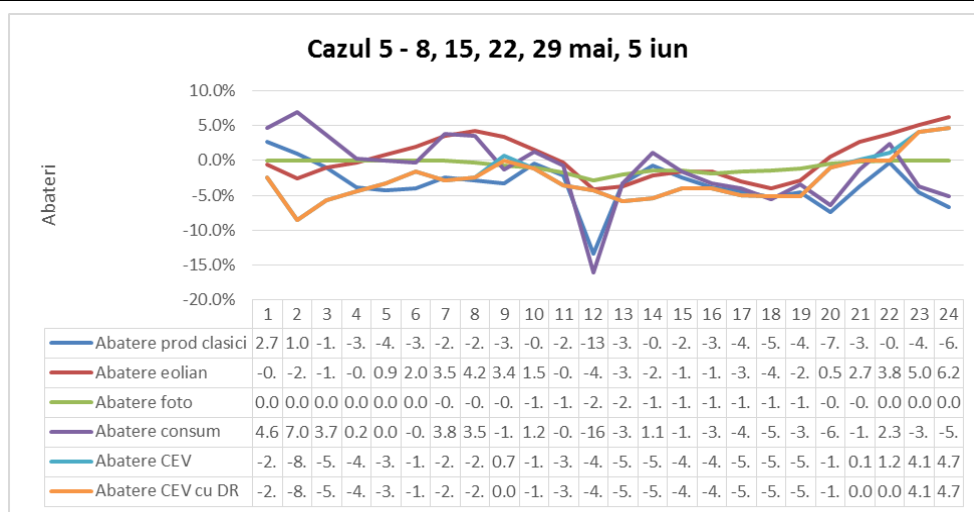


Fig. 7.14. Variația abaterilor pentru Cazul 5

Pentru Cazul 5, cu utilizarea ca istoric de prognoză a zilelor anterioare de același tip **8, 15, 22, 29 mai, 5 iunie** valorile prognozate atât pentru producerea din surse clasice de energie, cât și pentru cele regenerabile au înregistrat valori ale abaterilor de sub 10%, ceea ce a făcut ca și totalul abaterilor CEV să se înregistreze sub acest prag. În acest caz pierderile de profit prin intrarea CEV pe piața de echilibrare au fost minime.

După cum se observă din Tabelul 7.5 dezechilibrul CEV este adus la 0 pentru intervalele 9 și 21-22, ceea ce înseamnă că valorile disponibile ale reacției cererii au fost mai mari sau cel puțin egale cu necesarul.

Și în acest caz, există situații în care abaterea negativă a CEV este de tipul "prea puțin consum", respectiv pentru intervalele orare 1-8 și 10-20, ceea ce impune ca necesară o reacție a cererii în sensul creșterii consumului. Acest lucru este evidențiat și de faptul că prețul de pe intervalele 9 și 21-22, este mai mic decât prețul energiei interne pentru consum, λ_{CEV} , ceea ce semnaleză necesitatea stimulării creșterii consumului intern pentru reducerea dezechilibrului.

Figura 7.14 prezintă variația abaterilor de-a lungul zilei de studiu, evidențiind și pentru acest caz faptul că abaterea în situațiile „CEV cu utilizarea DR” este cea în care se „atenuează” cel mai bine dezechilibrele individuale ale componentelor sale. Pentru acest caz aceste situații au fost puține, în cele mai multe din intervalele orare nefiind îndeplinite condițiile pentru manifestarea reacției cererii în sensul reducerii consumului.

7.2.6. Cazul 6: 28 iulie, 4, 11, 18, 25 august, ziua de studiu 1 septembrie;

Pentru acest caz datele de intrare utilizate sunt prezentate în Anexa 1 și Anexa 2. Rezultatele de interes, pe intervale orare ale zilei de prognoză, sunt prezentate în Tabelul 7.6.

Tabelul 7.6. Rezultate orare pentru Cazul 6 – 28 iulie, 4, 11, 18, 25 august

Interval orar	Abatere Surse Clasice	Abatere Eolian	Abatere Foto	Abatere Consum	Abatere CEV	λ_{DR}	R	λ_{ISO}	Dezechilibre CEV cu DR
1	10.3%	-0.5%	0.0%	9.7%	0.2%	132.1	291	160	0.0%
2	7.8%	1.2%	0.0%	3.5%	5.4%	136.0	297.8	168	0.0%
3	-3.8%	0.8%	0.0%	-10.5%	7.5%	129.2	227.2	154	3.2%
4	10.2%	0.8%	0.0%	4.9%	6.1%	121.8	161.1	139	2.6%
5	18.0%	-1.2%	0.0%	12.0%	4.9%	121.8	172.8	139	1.1%
6	11.4%	-0.6%	0.0%	3.0%	7.7%	126.3	207.5	148	3.4%
7	8.1%	-0.7%	0.0%	2.2%	5.3%	136.0	318	168	0.0%
8	3.6%	-2.0%	0.2%	-0.4%	2.2%	140.8	399.5	178	0.0%
9	3.2%	-2.1%	0.0%	0.6%	0.5%	150.4	550.6	198	0.0%
10	2.0%	-1.1%	-0.4%	1.3%	-0.9%	150.4	575.3	198	-0.9%
11	3.0%	-2.0%	-0.7%	2.9%	-2.6%			188	-2.6%
12	2.9%	-0.9%	-0.6%	3.1%	-1.8%			178	-1.8%
13	-8.1%	-0.6%	-2.1%	-10.6%	-0.2%			174	-0.2%
14	6.6%	0.1%	-0.8%	7.7%	-1.8%			178	-1.8%
15	11.4%	0.6%	-0.2%	14.6%	-2.9%			168	-2.9%
16	8.5%	-0.2%	-0.6%	10.3%	-2.6%			157	-2.6%
17	3.3%	-1.1%	-0.5%	3.7%	-2.0%			157	-2.0%
18	2.4%	-1.5%	-0.2%	3.1%	-2.4%			148	-2.4%
19	1.9%	-1.1%	0.1%	2.1%	-1.2%			154	-1.2%
20	1.4%	-0.8%	0.5%	1.1%	-0.1%			154	-0.1%
21	-1.6%	-0.2%	0.1%	-3.7%	2.1%	134.5	394	165	0.0%
22	0.9%	0.2%	0.0%	0.3%	0.8%	137.5	456.3	171	0.0%
23	-8.1%	1.1%	0.0%	-11.4%	4.4%	121.8	223.5	139	1.4%
24	6.2%	2.2%	0.0%	6.8%	1.6%	126.3	263.2	148	0.0%

Pentru cazul 6, având ca istoric de prognoză zilele de același tip **28 iulie, 4, 11, 18, 25 august** au rezultat valori scăzute ale abaterilor pentru majoritatea intervalelor orare pentru componenta producției de energie din surse clasice (valoarea maximă fiind de 18%, înregistrată pe intervalul orar 5). În acest caz diferența dintre producția din surse regenerabile de energie și prognozarea acestia a

înregistrat valori scăzute (cca 2.2%), ceea ce a permis o compensare într-o mare măsură a abaterilor pe componente și se observă că valoarea abaterilor CEV a fost de maximum 7.7%.

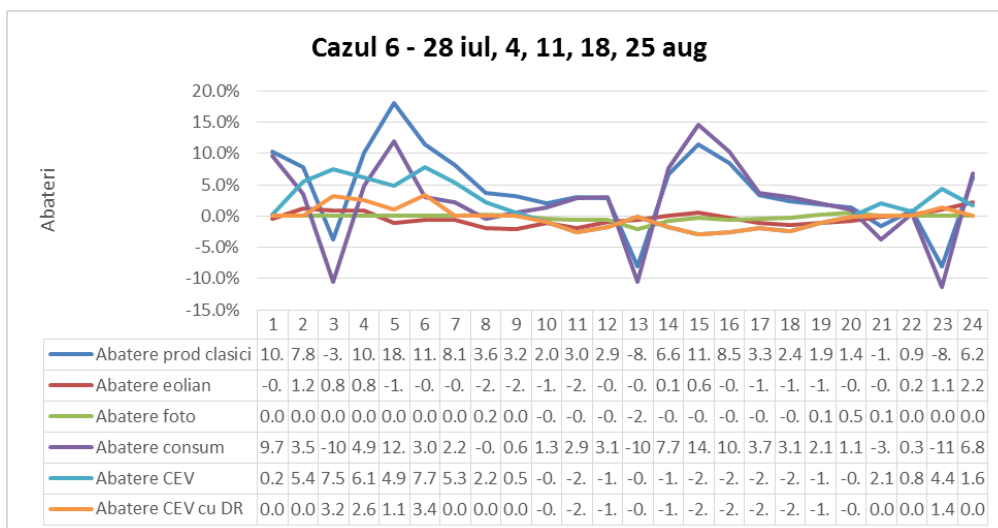


Fig. 7.15. Variația abaterilor pentru Cazul 6

Dezechilibrul pozitiv al CEV regăsit pe intervalele 3-6 și 23 este de tipul "prea mult consum", pentru reducerea căruia este necesară o reacție în sensul scăderii consumului. Se utilizează reacția R de reducere a consumului disponibilă și în toate aceste intervale dezechilibrul este redus, evident cu impact pozitiv asupra profitului CEV.

Este de remarcat și pentru acest caz că apar intervale orare în care abaterea CEV este negativă, respectiv pentru intervalele 10-20, aceste situații fiind de tipul "prea puțin consum". Din nou acest lucru semnalează că ar fi necesară o reacție a cererii în sensul creșterii consumului.

Figura 7.15 prezintă variația abaterilor de-a lungul zilei de studiu. Se remarcă faptul că și pentru acest caz abaterea în situațiile „CEV cu utilizarea DR” este cea în care se „atenuează” cel mai bine dezechilibrele individuale ale componentelor sale. Se observă foarte bine și din aceste grafice că doar pentru intervalele orare pentru care reacția necesară a cererii ar fi fost de tipul „creștere de consum” nu a putut fi utilizată reacția cererii pentru corectarea dezechilibrelor CEV.

7.2.7. Cazul 7: 18, 25 octombrie, 1, 8, 15, 22, 29 noiembrie, ziua de studiu 6 decembrie;

Pentru acest caz datele de intrare utilizate sunt prezentate în Anexa 1 și Anexa 2. Rezultatele de interes, pe intervale orare ale zilei de prognoză, sunt prezentate în Tabelul 7.7.

Tabelul 7.7. Rezultate orare pentru Cazul 7 – 18, 25 octombrie, 1, 8, 15, 22, 29 noiembrie

Interval orar	Abatere Surse Clasice	Abatere Eolian	Abatere Foto	Abatere Consum	Abatere CEV	λ_{DR}	R	λ_{ISO}	Dezechilibre CEV cu DR
1	-3.6%	-3.8%	0.0%	-12.7%	5.3%	109.4	52.3	113.8	4.6%
2	-2.2%	-5.1%	0.0%	-12.5%	5.2%			100.0	5.2%
3	-3.0%	-5.9%	0.0%	-12.0%	3.2%			86.3	3.2%
4	-0.9%	-3.2%	0.0%	-10.1%	6.0%			81.3	6.0%
5	-10.3%	-0.8%	0.0%	-16.6%	5.5%			77.4	5.5%
6	2.2%	2.3%	0.0%	0.3%	4.2%			77.4	4.2%
7	0.9%	2.5%	0.0%	-3.3%	6.6%			73.0	6.6%
8	3.3%	1.4%	0.0%	-0.4%	5.1%			83.2	5.1%
9	1.4%	-1.4%	0.2%	-4.0%	4.3%	110.0	69.1	115.0	3.3%
10	0.0%	-0.2%	0.3%	-5.1%	5.2%	119.9	207.2	135.0	2.4%
11	0.0%	-0.5%	0.2%	-3.2%	2.9%	140.8	510.4	178.0	0.0%
12	-2.9%	-1.0%	0.2%	-5.3%	1.6%	148.5	602.6	194.0	0.0%
13	-3.2%	-2.4%	0.3%	-5.3%	0.0%			193.6	0.0%
14	-4.5%	-4.2%	0.5%	-5.1%	-3.1%			160.0	-3.1%
15	-15.8%	-10.6%	0.4%	-19.6%	-6.5%			145.1	-6.5%
16	-4.5%	-15.4%	0.9%	-4.5%	-14.4%			150.4	-14.4%
17	-3.5%	-18.3%	0.7%	-3.1%	-18.1%			268.0	-18.1%
18	-2.0%	-17.7%	0.3%	-3.9%	-15.5%			286.0	-15.5%
19	-3.4%	-17.0%	0.1%	-3.4%	-17.1%			271.0	-17.1%
20	-4.5%	-16.9%	0.0%	-3.9%	-17.5%			267.9	-17.5%
21	-2.4%	-16.9%	0.0%	-1.8%	-17.5%			167.0	-17.5%
22	-2.9%	-14.3%	0.0%	-5.1%	-12.1%			142.0	-12.1%
23	0.0%	-12.2%	0.0%	-2.0%	-10.1%			142.0	-10.1%
24	-4.4%	-13.1%	0.0%	-4.8%	-12.7%			115.0	-12.7%

Rezultatele prezentate în Tabelul 7.18 pentru cazul 7, la care istoricul de prognoză a fost constituit din zilele **18, 25 octombrie, 1, 8, 15, 22, 29 noiembrie**, arată abateri ale producerii din surse clasice înregistrând doar pe două intervale orare valori mai scăzute de -10%, iar pentru producția în centrale fotovoltaice sunt și aici practic nule. În același timp abaterile consumului se situează între valoarea minimă de -19.6% și valoarea maximă de 0.3%.

Rezultatele obținute arată și în acest caz că agregarea componentelor de producție și a celor de consum în cadrul CEV este benefică, dar de această dată se face compensarea într-o mai mică măsură a abaterilor pe componente, observându-se că pentru total CEV abaterile înregistrează valori de până la cca. -18%, însă pe un număr relativ crescut de intervale orare.

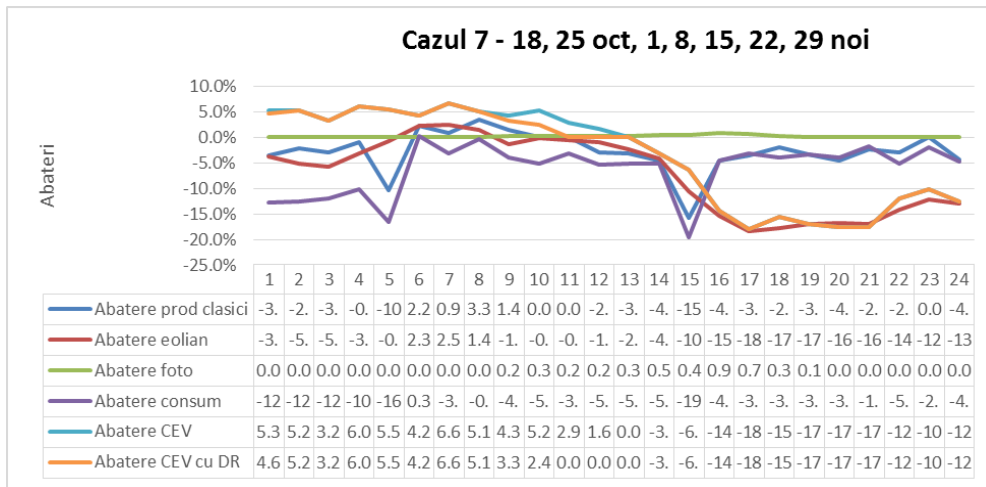


Fig. 7.16. Variația abaterilor pentru Cazul 7

Abaterea pozitivă a CEV rezultată pentru intervalele orare 1-10 este de tipul "prea mult consum", adică este necesară o reacție a cererii în sensul scăderii consumului. În consecință se utilizează reacția R de reducere a consumului în întregime sau parțial, după cum este necesar pentru a minimiza dezechilibrele CEV.

Dezechilibrul CEV este adus la 0 pentru intervalul orar 11-13, reacția cererii fiind mai mare sau cel puțin egală cu necesarul.

Din contră abaterea negativă a CEV regăsită pe intervalul 14-24 este de tipul "prea puțin consum", situații în care ar fi necesară o reacție în sensul creșterii consumului pentru a compensa surplusul de producție neangajat pe PZU.

Prețul reacției cererii pe intervalul 1 și respectiv 9 este mai mic decât prețul energiei interne pentru consum, λ_{CEV} , ceea ce semnaleză necesitatea stimulării creșterii consumului intern pentru reducerea dezechilibrului.

Figura 7.16 prezintă variația abaterilor de-a lungul zilei de studiu. Se remarcă faptul că și pentru acest caz abaterea în situațiile „CEV cu utilizarea DR” este cea în care se „atenuează” cel mai bine dezechilibrele individuale ale componentelor sale. Se observă foarte bine și din aceste grafice că doar pentru intervalele orare pentru care reacția necesară a cererii ar fi fost de tipul „creștere de consum” nu a putut fi utilizată reacția cererii pentru corectarea dezechilibrului CEV.

7.2.8. Cazul 8: 5, 12, 19, 26 martie, 2, 9, 16, 23 aprilie, ziua de studiu 30 aprilie;

Pentru acest caz datele de intrare utilizate sunt prezentate în Anexa 1 și Anexa 2. Rezultatele de interes, pe intervale orare ale zilei de prognoză, sunt prezentate în Tabelul 7.8.

Tabelul 7.8. Rezultate orare pentru Cazul 8 – 5, 12, 19, 26 martie,
2, 9, 16, 23 aprilie

Interva l orar	Abatere Surse Clasice	Abatere Eolian	Abatere Foto	Abatere Consum	Abatere CEV	λ_{DR}	R	λ_{ISO}	Dezechilibre CEV cu DR
1	17.6%	-1.5%	0.0%	26.4%	-10.4%	139.0	428.3	174.1	-10.4%
2	18.1%	-1.5%	0.0%	26.4%	-9.8%			117	-9.8%
3	6.8%	0.5%	0.0%	8.6%	-1.3%			105	-1.3%
4	6.7%	2.6%	0.0%	8.7%	0.5%			99	0.5%
5	7.4%	3.1%	0.0%	8.6%	1.8%			97	1.8%
6	8.6%	3.4%	0.0%	10.0%	1.9%			102	1.9%
7	11.1%	2.7%	0.0%	14.6%	-0.9%			159	-0.9%
8	9.1%	1.4%	-0.1%	10.5%	0.0%	141.3	485.6	179	0.0%
9	5.7%	0.2%	0.0%	9.3%	-3.4%			229	-3.4%
10	3.0%	-0.6%	0.0%	6.9%	-4.4%			268	-4.4%
11	1.7%	-0.9%	0.4%	6.0%	-4.7%			249	-4.7%
12	2.3%	-1.1%	0.5%	6.5%	-4.8%			229	-4.8%
13	1.6%	-3.3%	0.0%	7.0%	-8.7%			202	-8.7%
14	3.8%	-4.2%	-0.2%	8.7%	-9.3%			198	-9.3%
15	-5.9%	-1.6%	-0.7%	-7.9%	-0.3%			190	-0.3%
16	6.7%	1.5%	-0.6%	8.8%	-1.2%			178	-1.2%
17	7.4%	2.1%	-0.3%	9.3%	-0.1%			168	-0.1%
18	11.9%	2.6%	-0.5%	15.1%	-1.2%			168	-1.2%
19	11.7%	4.2%	-0.9%	15.2%	-0.2%			170	-0.2%
20	14.9%	5.6%	-0.5%	18.3%	1.7%	141.3	537.7	179	0.0%
21	16.3%	6.0%	-0.1%	17.3%	4.9%	174.5	1079	249	0.0%
22	12.5%	6.6%	0.0%	9.1%	10.0%	165.1	910.5	229	0.0%
23	8.9%	7.8%	0.0%	5.2%	11.5%	138.9	465.3	174	4.4%
24	0.0%	7.8%	0.0%	-6.9%	14.7%	132.1	342.5	160	9.7%

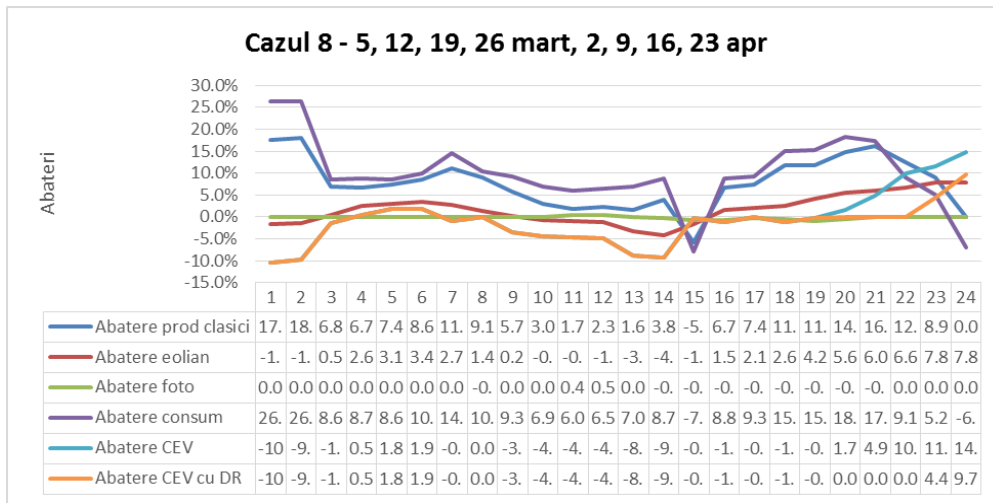


Fig. 7.17. Variația abaterilor pentru Cazul 8

Rezultatele pentru cazul 8 cu istoricul de prognoză constituit de zilele **5, 12, 19, 26 martie, 2, 9, 16, 23 aprilie** 2014 arată valori mari practic ale abaterilor pentru toate intervalele orare în ceea ce privește componenta producției din centralele clasice (până la cca. 18 %), în timp ce pentru producția centralelor fotovoltaice abaterile sunt și aici practic nule (și datorită faptului că puterea instalată în aceste centrale este relativ mică în raport cu puterea instalată în restul centralelor). Pentru consumul CEV însă abaterile sunt din nou de valori mari (pana la aproape 27%). Totuși agregarea componentelor de producție și consum în cadrul CEV conduce la compensarea într-o mare măsură a abaterilor pe componente, observându-se că pentru total CEV abaterile sunt de valori de cel mult cca. 15%, și doar pe un număr scăzut de intervale orare.

Abaterea pozitivă a CEV regăsită pe intervalele 4-6 și 23-24 este de tipul "prea mult consum", situație în care este necesară o reacție în sensul scăderii consumului. Pentru reducerea dezechilibrelor la nivelul CEV se utilizează reacția R de reducere a consumului, complet sau parțial, după cum este necesar.

Dezechilibrul CEV fiind adus la 0 pentru intervalele 8 și 20-22, înseamnă că reacția cererii a fost mai mare sau cel puțin egală cu necesarul pentru minimizarea dezechilibrului.

Și pentru acest caz există situații cu abatere negativă la nivelul CEV, pe intervalele orare 8 și 20-22, abatere care este de tipul "prea puțin consum", pentru a cărei reducere, așa cum s-a mai precizat, ar fi necesară o reacție a cererii în sensul creșterii consumului.

Figura 7.17 prezintă variația abaterilor de-a lungul zilei de studiu. Se remarcă faptul că și pentru acest caz abaterea în situațiile „CEV cu utilizarea DR” este cea în care se „atenuează” cel mai bine dezechilibrele individuale ale componentelor sale. Se observă foarte bine și din aceste grafice că pentru intervalele orare, cea mai mare parte pentru acest caz, pentru care reacția necesară a cererii ar fi fost de tipul „creștere de consum” nu a putut fi utilizată reacția cererii pentru corectarea dezechilibrelor CEV.

7.2.9. Cazul 9: 2, 9, 16, 23, 30 septembrie, 7 octombrie, ziua de studiu 14 octombrie;

Pentru acest caz datele de intrare utilizate sunt prezentate în Anexa 1 și Anexa2. Rezultatele de interes, pe intervale orare ale zilei de prognoză, sunt prezentate în Tabelul 7.9.

Tabelul 7.9. Rezultate orare pentru Cazul 9 – 2, 9, 16, 23, 30 septembrie, 7 octombrie

Intervall orar	Abatere Surse Clasice	Abatere Eolian	Abatere Foto	Abatere Consum	Abatere CEV	λ_{DR}	R	λ_{ISO}	Dezechilibre CEV cu DR
1	-4.1%	0.3%	0.0%	-1.2%	-2.6%	121.8	180.1	139	-2.6%
2	1.7%	2.4%	0.0%	-3.5%	7.6%	121.8	177.3	139	4.3%
3	1.9%	3.1%	0.0%	-3.1%	8.0%	121.8	180.6	139	4.8%
4	6.0%	3.5%	0.0%	-0.9%	10.4%	121.8	181.6	139	7.1%
5	6.8%	3.9%	0.0%	-0.9%	11.6%	129.2	280.8	154	8.3%
6	10.0%	4.7%	0.0%	3.7%	11.0%	154.2	577.5	206	6.0%
7	4.7%	4.8%	0.0%	-1.8%	11.3%	160.4	682.8	219	1.7%
8	-12.2%	3.2%	0.1%	-19.6%	10.7%	174.0	917.5	248	1.9%
9	1.4%	3.2%	0.3%	-0.3%	5.2%	183.2	1067	268	0.0%
10	2.2%	1.7%	0.0%	3.6%	0.3%			258	0.0%
11	2.0%	0.8%	-0.9%	4.1%	-2.2%			248	-2.2%
12	6.3%	-0.1%	-1.2%	8.3%	-3.2%			245	-3.2%
13	5.0%	0.2%	-1.1%	5.8%	-1.8%			248	-1.8%
14	7.2%	1.4%	-0.7%	9.3%	-1.5%			248	-1.5%
15	7.3%	0.6%	-1.0%	9.5%	-2.7%			244	-2.7%
16	11.1%	0.2%	-0.5%	14.5%	-3.8%			248	-3.8%
17	5.0%	-0.4%	-0.2%	6.2%	-1.8%	174.0	897	248	-1.8%
18	-8.3%	-2.2%	0.4%	-11.5%	1.5%			268	0.0%
19	2.3%	-4.5%	0.8%	1.5%	-2.9%			290	-2.9%
20	-3.0%	-5.8%	0.0%	-5.8%	-3.0%			288	-3.0%
21	0.2%	-4.6%	0.0%	-0.3%	-4.1%			271	-4.1%
22	0.2%	-4.9%	0.0%	0.0%	-4.6%			219	-4.6%

Interva l orar	Abatere Surse Clasice	Abatere Eolian	Abatere Foto	Abatere Consum	Abatere CEV	λ_{DR}	R	λ_{ISO}	Dezechilibre CEV cu DR
23	0.9%	-5.9%	0.0%	-0.9%	-4.1%			229	-4.1%
24	-0.9%	-8.2%	0.0%	-2.2%	-7.0%				-7.0%

Pentru cazul 9 la realizarea prognozelor pentru componentele CEV s-au folosit ca date de intrare valori din zilele **2, 9, 16, 23, 30 septembrie, 7 octombrie**. Abaterile pentru producția din surse clasice înregistrează valori între -12.2% și 11.1%, iar valorile abaterilor pentru producția în centralele fotovoltaice sunt și aici practic nule. Abaterile consumului se situează între valoarea minimă de -19.6% și valoarea maximă de 14,5%.

Agregarea componentelor de producție și consum în cadrul CEV conduce de această dată la compensarea într-o mare măsură a abaterilor pe componente, observându-se că pentru total CEV abaterile înregistrează valori scăzute de cca. 7%.

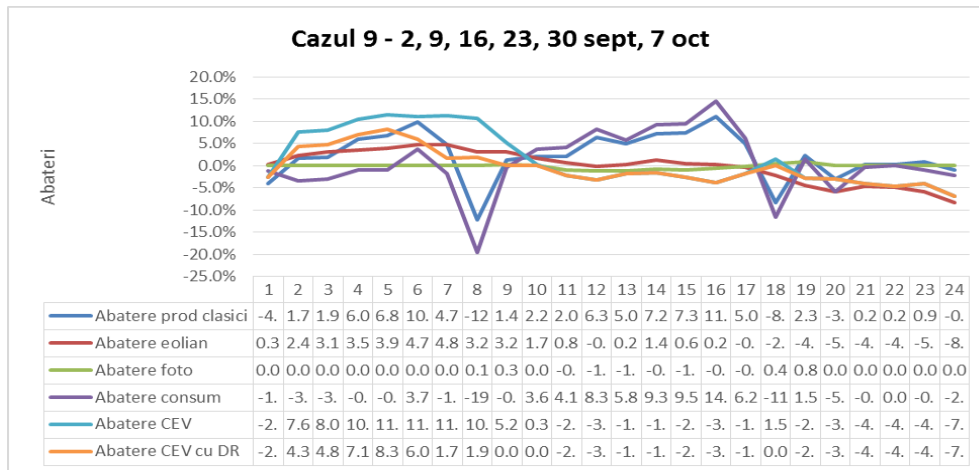


Fig. 7.18. Variația abaterilor pentru Cazul 9

Abaterile pozitive a CEV din intervalul 2-8 este de tipul "prea mult consum", este necesară o reacție în sensul scăderii consumului. Se utilizează reacția R de reducere a consumului complet sau parțial, după cum este necesar.

Acest caz arată că dezechilibrele CEV pot fi aduse la 0, pe intervalele orare 9-10 și 18, din nou prin contribuția reacției cererii a cărui disponibilitate a fost mai mare sau cel puțin egală cu necesarul.

Este de remarcat și pentru acest caz că apar intervale orare în care abaterea CEV este negativă, respectiv pentru intervalele 11-17 și 19-24, aceste situații fiind de tipul "prea puțin consum". Din nou acest lucru semnalează că ar fi necesară o reacție a cererii în sensul creșterii consumului.

Figura 7.18 prezintă variația abaterilor de-a lungul zilei de studiu, evidențiind și faptul că abaterea în situațiile „CEV cu utilizarea DR” este cea în care se „atenuează” cel mai bine dezechilibrele individuale ale componentelor sale, evident cu consecințe pozitive asupra profitului CEV.

7.2.10. Cazul 10: 5, 12, 19, 26 iunie, 3, 10, 17 iulie, ziua de studiu 24 iulie;

Pentru acest caz datele de intrare utilizate sunt prezentate în Anexa 1 și Anexa 2. Rezultatele de interes, pe intervale orare ale zilei de prognoză, sunt prezentate în Tabelul 7.10.

Tabelul 7.10. Rezultate orare pentru Cazul 10 – 5, 12, 19, 26 iunie, 3, 10, 17 iulie

Interval orar	Abatere Surse Clasice	Abatere Eolian	Abatere Foto	Abatere Consum	Abatere CEV	λ_{DR}	R	λ_{ISO}	Dezechilibre CEV cu DR
1	0.2%	3.7%	0.0%	4.4%	-0.5%			149.0	-0.5%
2	0.0%	4.6%	0.0%	3.6%	1.0%	116.9	131.9	129.0	0.0%
3	-12.7%	3.9%	0.0%	-13.1%	4.3%	112.0	73.5	119.0	3.1%
4	2.4%	2.2%	0.0%	4.1%	0.6%	107.0	21.3	109.0	0.1%
5	0.0%	1.8%	0.0%	1.0%	0.8%	107.0	20.9	109.0	0.4%
6	-0.3%	5.2%	0.0%	0.7%	4.2%	109.3	44.7	113.6	3.3%
7	1.3%	4.9%	0.0%	3.1%	3.1%	116.9	131.7	129.0	0.7%
8	1.4%	3.4%	0.2%	1.7%	3.2%	129.2	288.3	154.0	0.0%
9	0.3%	5.0%	0.5%	-1.3%	7.1%	139.4	437.9	175.0	0.4%
10	-1.6%	6.2%	0.9%	-3.7%	9.2%	141.3	463.7	179.0	2.3%
11	0.3%	6.3%	0.8%	-0.8%	8.2%	141.3	479.1	179.0	1.1%
12	1.6%	7.2%	1.0%	1.0%	8.7%	141.3	489.3	179.0	1.5%
13	-10.1%	6.2%	-0.4%	-14.6%	10.3%	141.3	482.6	179.0	4.1%
14	3.8%	6.8%	-0.4%	3.8%	6.3%	141.3	507.9	179.0	0.0%
15	-0.1%	5.7%	-1.1%	-1.9%	6.3%	136.5	417.7	169.0	0.2%
16	1.6%	5.1%	-0.1%	0.4%	6.3%	131.1	344	158.0	1.1%
17	-0.3%	8.5%	-0.4%	-2.3%	10.0%	131.1	340.2	158.0	4.9%
18	0.2%	10.6%	-0.4%	-1.2%	11.5%	136.5	408.5	169.0	5.4%
19	-0.3%	10.5%	-0.1%	-1.5%	11.7%	136.5	403.2	169.0	5.5%
20	0.2%	9.3%	-0.2%	-0.9%	10.2%	136.5	405.7	169.0	4.0%
21	5.7%	10.3%	0.0%	6.3%	9.8%	136.5	441	169.0	3.2%
22	2.7%	8.6%	0.0%	2.0%	9.3%	136.5	438.8	169.0	2.9%
23	-9.5%	5.7%	0.0%	-14.3%	10.6%	129.2	321.3	154.0	6.5%
24	2.5%	8.6%	0.0%	2.7%	8.4%	129.2	299.9	154.0	3.5%

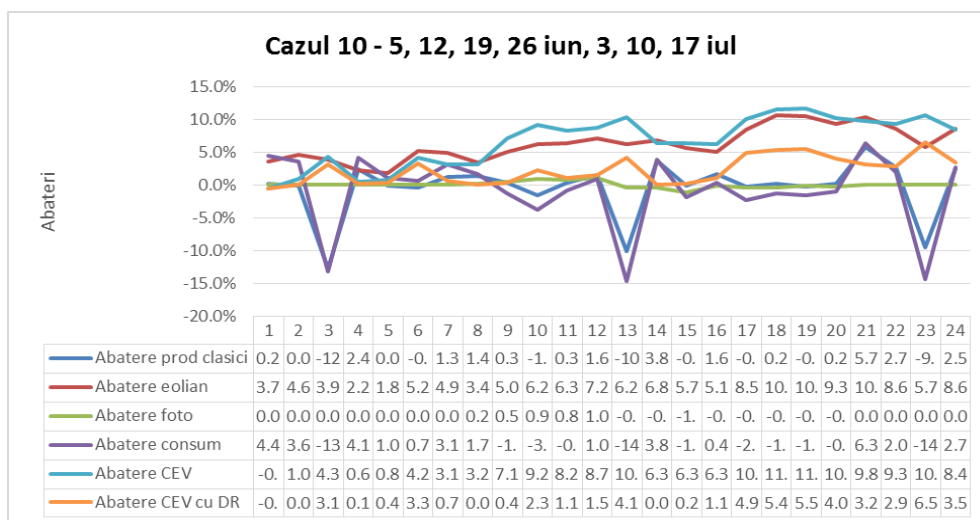


Fig. 7.19. Variația abaterilor pentru Cazul 10

Rezultate cazului 10, pentru care istoricul utilizat la realizarea prognozelor a fost constituit din zilele **5, 12, 19, 26 iunie, 3, 10, 17 iulie** 2014 sunt prezentate în Tabelul 7.10. Rezultatele arată valori ale abaterilor care se încadrează în pragul de 10%, excepție făcând doar două intervale orare, pentru componenta producției în centralele clasice, pentru centralele fotovoltaice abaterile fiind prin comparație practic nule. Pentru consumul CEV abaterile sunt din nou de valori mai scăzute (până la cca. 14.6% în valoare absolută), dar acestea se regăsesc doar în 3 dintre intervalele orare. Și la acest caz agregarea componentelor de producție și consum în cadrul CEV conduce la compensarea într-o mare măsură a abaterilor pe componente, observându-se că pentru total CEV abaterile sunt de valori de cel mult cca. 12%, și aceasta pe un număr relativ scăzut de intervale orare.

Abaterea pozitivă a CEV din intervalul 3-7, 9-13 și 15-24 este de tipul "prea mult consum", este necesară o reacție în sensul scăderii consumului. Se utilizează reacția R de reducere a consumului complet sau parțial, după cum este necesar.

Și acest caz arată că dezechilibrele CEV pot fi aduse la 0, aici pe intervalele orare 2, 8 și 14, din nou prin contribuția reacției cererii a cărei disponibilitate a fost mai mare sau cel puțin egală cu necesarul.

Este de remarcat și pentru acest caz că apar intervale orare în care abaterea CEV este negativă, aici doar pe primul interval orar, aceste situații fiind de tipul "prea puțin consum". Din nou acest lucru semnalează că ar fi necesară o reacție a cererii în sensul creșterii consumului.

Figura 7.19 prezintă variația abaterilor de-a lungul zilei de studiu, evidențiind și faptul că abaterea în situațiile „CEV cu utilizarea DR” este cea în care se „atenuează” cel mai bine dezechilibrele individuale ale componentelor sale, atât printr-o compensare reciprocă a acestor dezechilibre, cât și prin contribuția reacției cererii atunci când acest lucru este posibil.

7.2.11. Cazul 11: 5, 12, 19, 26 februarie, ziua de studiu 5 martie;

Pentru acest caz datele de intrare utilizate sunt prezentate în Anexa 1 și Anexa 2. Rezultatele de interes, pe intervale orare ale zilei de prognoză, sunt prezentate în Tabelul 7.11.

Tabelul 7.11. Rezultate orare pentru Cazul 11 – 5, 12, 19, 26 februarie

Interval orar	Abatere Surse Clasice	Abatere Eolian	Abatere Foto	Abatere Consum	Abatere CEV	λ_{DR}	R	λ_{ISO}	Dezechilibre CEV cu DR
1	13.3%	-1.3%	0.0%	13.4%	-1.5%			153.2	-1.5%
2	10.7%	0.9%	0.0%	12.6%	-1.0%			124.3	-1.0%
3	9.8%	0.5%	0.0%	11.8%	-1.4%			117.0	-1.4%
4	9.7%	-0.9%	0.0%	12.1%	-3.3%			111.0	-3.3%
5	9.6%	-1.0%	0.0%	12.5%	-3.9%			107.0	-3.9%
6	10.3%	-1.4%	0.0%	11.6%	-2.8%			124.5	-2.8%
7	9.1%	-1.1%	0.0%	11.3%	-3.4%			158.0	-3.4%
8	3.6%	-1.1%	0.0%	9.5%	-7.1%			179.0	-7.1%
9	3.4%	-0.6%	0.0%	8.7%	-5.9%			204.0	-5.9%
10	2.2%	-0.4%	0.4%	9.6%	-7.4%			202.0	-7.4%
11	-0.2%	-0.2%	0.8%	8.0%	-7.6%			194.0	-7.6%
12	-2.3%	0.2%	0.9%	6.1%	-7.2%			178.0	-7.2%
13	-2.7%	0.1%	0.9%	7.4%	-9.1%			174.0	-9.1%
14	-4.0%	-1.7%	0.7%	5.7%	-10.7%			163.0	-10.7%
15	-3.5%	-4.0%	0.9%	6.2%	-12.7%			160.0	-12.7%
16	-3.8%	-5.1%	1.0%	5.2%	-13.1%			165.2	-13.1%
17	-3.1%	-6.1%	0.7%	5.4%	-14.0%			170.0	-14.0%
18	-11.6%	-7.5%	0.2%	-8.1%	-10.8%			179.0	-10.8%
19	0.3%	-9.5%	0.0%	9.7%	-18.9%			201.0	-18.9%
20	-3.3%	-10.9%	0.0%	6.3%	-20.5%			235.1	-20.5%
21	-3.5%	-12.1%	0.0%	6.1%	-21.8%			209.0	-21.8%
22	-2.9%	-14.2%	0.0%	6.4%	-23.5%			188.0	-23.5%
23	-2.6%	-16.3%	0.0%	7.0%	-25.9%			159.0	-25.9%
24	-3.3%	-17.0%	0.0%	8.5%	-28.8%			154.0	-28.8%

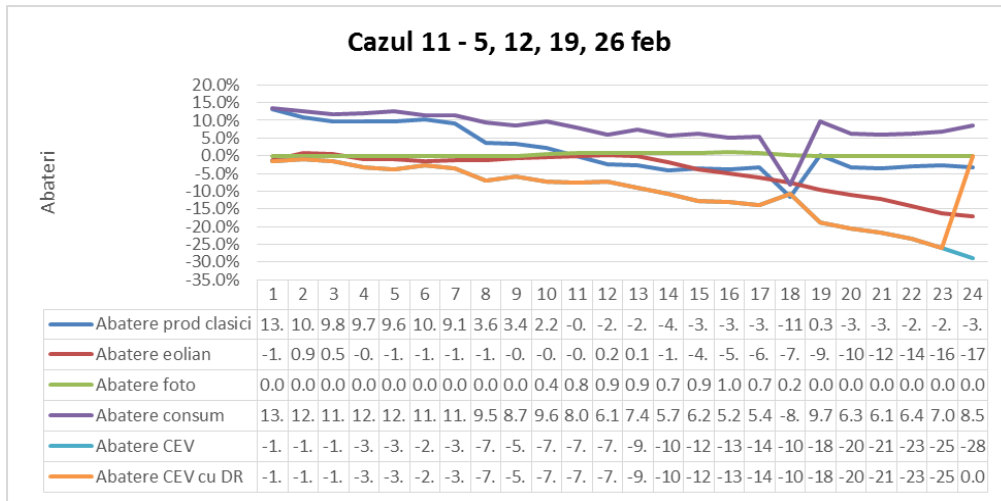


Fig. 7.20. Variația abaterilor pentru Cazul 11

Cazul 11 prezentat este caracterizat de utilizarea pentru prognoză a valorilor istorice din zilele **5, 12, 19, 26 februarie**. Rezultatele arată că abaterile pentru producția din surse clasice are valori ridicate, în zona a 10% în valori absolute doar pe câteva intervale, în timp ce valorile abaterilor pentru producția de energie a centralelor fotovoltaice sunt practic nule. Producția de energie a centralelor eoliene are abateri cu valori dispersate, de la mici, în zona a 1-2% până la cca. 17%. Abaterile consumului se situează între valoarea minimă de -8% și valoarea maximă de 13.4%.

Pentru cazul 11 agregarea componentelor de producție și consum în cadrul CEV conduce la compensarea într-o măsură mai mică a abaterilor pe componente, observându-se că pentru totalul CEV abaterile înregistrează valori de până la cca. 28.8%, și pe un număr relativ crescut de intervale orare.

Dezechilibrele negative la nivelul CEV regăsite în toate intervalele este de tipul "prea puțin consum", evidențiază că ar fi necesară o reacție în sensul creșterii consumului.

Figura 7.20 prezintă variația abaterilor de-a lungul zilei de studiu, evidențind faptul că pentru acest caz abaterea în situațiile „CEV cu utilizarea DR” este aceeași cu cea fără utilizarea DR, având în vedere că pentru toate intervalele era necesară o reacție a cererii în sensul creșterii consumului, neimplementată în modelul utilizat de prezenta lucrare, lucru în concordanță cu practicile curente din sistemele electroenergetice actuale.

7.3. Concluzii

Acest capitol constituie principala parte aplicativă a lucrării. În acest capitol au fost prezentate rezultatele obținute în urma agregării componentelor de producere a energiei din surse clasice cu cele de producere din surse regenerabile

Într-o CEV și cu considerarea reacției cererii. Pentru studiile de caz prezentate în această parte au fost realizate prognoze pentru fiecare componentă a centralei electrice virtuale, plecând de la seturi de date istorice cu structuri diferite și identificându-se și considerându-se și unele măsuri de îmbunătățire a prognozei. A fost aplicată metoda de optimizare a managementului CEV propusă în capitolul 6, și care se bazează pe minimizarea dezechilibrului bilanțului puterilor la nivelul CEV. Metoda de optimizare a managementului CEV propusă în capitolul 6 a condus în marea majoritate a situațiilor la un dezechilibru mai mic la nivelul CEV, decât în situația în care componentele CEV ar fi fost considerate individual.

Un corolar concluziilor privind compensarea erorilor de prognoză pe componente prin agregare în centrala virtuală este necesitatea perfecționării instrumentelor și procedurilor de prognoză pentru reducerea erorilor în prognoza consumului, dar în special al producției și în mod deosebit al producției de energie în centrale bazate pe resurse regenerabile.

Pentru toate situațiile aplicabile s-a utilizat reacția cererii pentru reducerea dezechilibrului orar. A mai rezultat însă că în anumite situații, de genul consum mai redus decât cel prognozat și producție mai mare decât cea prognozată sau cel puțin nu la fel de redusă ca și consumul, o posibilitate de reducere a dezechilibrului ar fi stimularea consumului, posibilitate rezultată din modelul matematic al problemei de optimizare prin preț al reducerii cererii de valoare mai mică decât prețul intern de vânzare a producției interne bazate pe surse regenerabile.

De asemenea se remarcă situațiile de abatere negativă a CEV, respectiv de tipul "prea puțin consum", ceea ce ar impune o reacție în sensul creșterii consumului, adică o reacție atipică pentru sistemele electroenergetice tradiționale. O astfel de reacție ar fi posibilă de exemplu prin includerea în zona de consum a unor echipamente și tehnologii care să fie analoge stocării sau chiar a unor echipamente de stocare. Aceste echipamente de stocare ar putea fi reprezentate de tehnologii tradiționale de stocare (aer comprimat, baterii de acumuloare, stocare termică etc.), dar și tehnologii emergente de stocare, de exemplu de tipul „power to gas” sau automobil electric, altfel spus tot elemente distribuite în rețea asemenea celor presupuse de conceptul de centrală electrică virtuală.

O modelare mai avansată a reacției individuale a consumatorilor și a participării active a lor pe piață se constituie într-o linie posibilă și necesară de cercetare viitoare.

S-a putut constata că prin implementarea conceptului de centrală electrică virtuală, cresc beneficiile sistemului datorită utilizării mai eficiente a capacității de generare distribuită și crește implicit eficiența în funcționare. Generarea distribuită poate deveni astfel vizibilă, să aibă acces la piețele de energie și astfel să maximizeze oportunitățile privind veniturile din energia electrică, dar și din reducerea corespunzătoare a poluării prin producerea energiei în centralele bazate pe combustibili clasici.

Ideea de centrală electrică virtuală conduce la exploatarea diferitelor tipuri de resurse energetice distribuite prin intermediul unei infrastructuri avansate, pentru o mai bună utilizare a acestor resurse disponibile.

Unitățile individuale (în special turbinele eoliene și panourile fotovoltaice) nu pot garanta o producție stabilă, însă combinația diferitelor surse de energie regenerabile centralizate pot oferi stabilitate.

Centrala electrică virtuală poate fi deci considerată un instrument demn de luat în seamă pentru o soluționare optimă a integrării centralelor electrice bazate pe resursele regenerabile. În plus centrala electrică virtuală se poate constitui în elementul favorizant al evoluției spre conceptul „smart grid”.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- Acest capitol este în întregime original, reprezentând practic partea aplicativă a tezei
- Crearea și actualizarea bazei de date referitoare la Sistemul Energetic Național
- Utilizarea unor sisteme reale, de mari dimensiuni pentru studiile de caz întreprinse
- Conceperea unui program software specializat, flexibil și ușor de utilizat
- Formularea unor concluzii practice și utile.

8. CONCLUZII GENERALE. CONTRIBUȚII PERSONALE

Acest capitol sintetizează o serie de concluzii generale rezultate în urma elaborării tezei de doctorat, contribuții originale aduse în cadrul tezei, modul de valorificare a rezultatelor obținute și direcții posibile de continuare și aprofundare a cercetărilor în domeniul abordat.

Elementele teoretice și practice prezentate în cadrul tezei de doctorat evidențiază următoarele concluzii și comentarii cu caracter mai general:

Pe baza analizei evoluției sectorului energetic și al SEE, cu referire și la sistemul electroenergetic al României se pot afirma următoarele:

- evoluția sectorului energetic prezintă o serie de particularități complexe. Asigurarea securității cu energie "curată", ținând cont de influența puternică a sectorului energetic asupra altor sectoare, de limitarea schimbărilor climatice, escaladarea cererii globale de energie și de viitorul nesigur al accesului la resursele energetice devine provocarea majoră pentru Uniunea Europeană;
- utilizarea la scară largă a surselor regenerabile de energie reprezintă principala directivă care este urmată, deoarece determină creșterea gradului siguranță energetică atât în prezent, cât mai ales în viitor și de asemenea determină îndeplinirea condițiilor referitoare la protecția mediului;
- prognoza consumului de energie electrică constituie o preocupare extrem de importantă, atât în contextul planificării dezvoltării rețelei de transport și a celei de distribuție a energiei electrice cât și în cel al existenței unei piețe complet liberalizate a energiei, atât la nivelul Uniunii Europene, cât și al României;
- evoluția piețelor energetice și influența factorilor de natură economică, politică și de mediu determină anumite cerințe pentru energia necesară: energie curată, sigură, disponibilă pentru toți și având un preț competitiv;
- la nivel mondial se observă o creștere accentuată, de la an la an, a puterilor instalate în unități de producere care utilizează energii regenerabile precum și preocupări pentru dezvoltarea de echipamente și tehnologii cât mai eficiente care să folosească surse regenerabile de energie.

Analiza aspectelor de natură legislativă, economică și tehnică care privesc integrarea surselor regenerabile de energie conduc la următoarele concluzii:

- sub aspect legislativ, promovarea utilizării și integrării surselor regenerabile de energie în general este determinată de factori din diferite domenii: economic, mediu, social;
- cadrul legislativ al României asigură mecanisme de promovare a utilizării SRE (tarife feed-in, sistem de cote obligatorii, certificate verzi) dar și mecanisme de suport necesare pentru integrarea rapidă în sistem a unităților de putere mare dar și a celor de putere redusă;

- sub aspect economic, utilizarea surselor regenerabile de energie pentru producerea energiei electrice determină anumite beneficii, dacă se ține cont nu doar de costurile investiției inițiale, ci și de economia obținută prin eliminarea CO₂ și de costurile cu combustibilii fosili pe toată durata de viață a echipamentelor;
- pentru asigurarea echilibrului de putere în rețea, în condițiile în care majoritatea surselor regenerabile de energie au un caracter intermitent este nevoie de instrumente cât mai performante de prognoză a puterii generate în aceste unități dar și de instrumente cât mai performante de etimare a consumului.

Din punct de vedere al aplicațiilor software dezvoltate pentru scopul propus, se pot evidenția următoarele concluzii:

- opțiuni oferite de aplicația software proprie elaborată permit o analiză complexă a situațiilor ce pot apărea
- în literatura de specialitate se remarcă o mare diversitate de preocupări legate de centralele electrice virtuale
- instrumentele software realizate sunt destinate SEE reale, de mari dimensiuni, de altfel studiile de caz prezentate în teza se referă la ansamblul electroenergetic al României.

În continuare se prezintă sinteza principalelor contribuții originale, teoretice și aplicative, cuprinse în cadrul tezei de doctorat:

Obiectivul capitolului 2 constă în realizarea unei sinteze privind stadiul actual și perspectivele evoluției sectorului energetic:

- Realizarea unei sinteze documentate, în viziune proprie asupra stadiului actual al adaptării sistemului energetic la prezența producerii distribuite
- Prezentarea într-o manieră proprie a legislației europene în domeniul energetic, a cerințelor impuse prin dezvoltarea durabilă și protecția mediului;
- Prezentarea, într-o manieră sintetică, a unei game largi de aspecte legate de situația actuală și evoluția viitoare a SEN;
- Prezentarea sistematizată a evoluției cadrului legal actual în domeniu, în concordanță cu legislația comunitară corespunzătoare;

În capitolul 3 s-a avut ca obiectiv prezentarea sistematizată a unei centrale electrice virtuale, se pot evidenția următoarele contribuții :

- Realizarea unei sinteze documentate asupra conceptului de centrală electrică virtuală, în viziune proprie, bazată pe un amplu studiu bibliografic a centralelor electrice virtuale
- Prezentarea aspectelor caracteristice abordării actuale, în condițiile pieței libere a energiei electrice, a dereglementării și a pătrunderii pe scara largă a surselor regenerabile de energie
- Pregătirea elementelor pentru capitolele următoare, care se referă la metodele concrete utilizate în lucrare și la studiile de caz rezultate.

Capitolul 4, destinat prezentării principalelor aspecte ale pieței de energie a României se pot evidenția 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 sintetică, a unei game largi de aspecte legate de situația actuală și evoluția viitoare a SEN, de evoluția pieței de energie electric din România, sursele de informații fiind cele "oficiale", furnizate în mare parte de guvern, ANRE, companiile de transport și de distribuție;
- Evidențierea necesității unei atenții sporite acordate activității de prognoză a consumului (și a producerii), în contextul unor evoluții de multe ori contradictorii (înregistrarea unor perioade de scădere, urmate de creșteri).

În cadrul capitolului 5 pot fi enumerate următoarele contribuții:

- Realizarea unei prezentări sistematizate a aspectelor generale legate de prognoza consumului de energie și importanța cunoașterii evoluției consumului de energie
- Au fost urmărite atât metodele "clasice", bazate pe modelarea matematică, cât și cele "moderne", utilizând tehnici de inteligență artificială
- Ultima parte a capitolului abordează și o serie de aspecte legate de factorii care influențează consumul de energie electrică, prin prisma influenței lor asupra activității de prognoză.

Capitolului 6 este destinat elaborării modelului matematic și a unei scurte prezentări a reacției cererii. Se evidențiază următoarele contribuții:

- Realizarea unei sinteze a modelelor matematice aferente răspunsului cererii
- Adaptarea modelului matematic la cerințele impuse de aplicarea unei tehnici de soluționare bazate pe calcul optimal.
- Completarea corespunzătoare a instrumentelor software proprii, în concordanță cu modelul matematic.

Capitolul 7 este în întregime original, cuprinzând partea aplicativă a tezei de doctorat. Se pot evidenția următoarele contribuții originale:

- Crearea și actualizarea bazelor de date
- Utilizarea unor sisteme reale, de mari dimensiuni, ca obiect al studiilor de caz, pentru analizele întreprinse
- Prezentarea rezultatelor obținute în urma agregării componentelor de producere a energiei din surse clasice cu cele de producere din surse regenerabile într-o CEV
- Realizarea prognozelor pentru fiecare componenta a centralei dar și un bilanț al puterilor.
- Utilizarea reacției pentru reducerea dezechilibrului orar.

Formularea unor concluzii practice utile operatorilor de distribuție și operatorului de transport și de sistem (C.N.T.E.E. Transelectrica S.A) atât în ceea ce privește metodologia de efectuare a prognozelor și instrumentelor software necesare cât și rezultatele obținute pentru cazurile de analiza concrete.

O parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei de doctorat au fost publicate, iar restul sunt în curs de publicare: 7 lucrări publicate până la ora actuală și două contracte de cercetare. Așa cum rezultă din lista lucrărilor proprii de la finele tezei

de doctorat, 5 au fost publicate în străinătate și 2 în țară. Se remarcă faptul că o lucrare este indexată ISI, 4 în curs de indexare ISI și alte două BDI.

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 domeniu:

- perfecționarea modelului matematic al răspunsului cererii în zona de reducere a consumului;
- extinderea modelului matematic al răspunsului cererii în zona de creștere a consumului;
- dezvoltarea componentei de aplicație care realizează adaptarea la piața intraday a strategiei de management optimal al centralelor virtuale;
- completarea funcției obiectiv de optimizare multicriterială cu alte criterii (de exemplu, considerarea prețului de revenire pentru energie, atât pentru consumatori, cât și pentru producători);
- includerea în modelul de reprezentare a problemei a componentei de prognoză de preț pentru piața zilei următoare;
- considerarea ca factor de optimizare a rezervei de producție disponibilă în generatoare clasice incluse de centrala electrică virtuală;
- dezvoltarea și perfecționarea aplicației software, inclusiv cu utilizarea experimentală pe o posibilă centrală electrică virtuală.

BIBLIOGRAFIE

1. [Abdeal-aal2004]R. E. Abdel-aal, "Short-Term Hourly Load Forecasting Using Abductive Networks," vol. 19, no.1, pp. 164–173, 2004.
2. [Cherry2008]B. K. Cherry, "Electric schedule-DBP demand bidding program," 2008
3. [Day2003] - Day-Ahead Demand Response Program," no. July,2003.
4. [Mohammadi2011] - J. Mohammadi, A. Rahimi-Kian, and M. S. Ghazizadeh, "Joint operation of wind power and flexible load as virtual power plant," *2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, pp. 1–4, May 2011.
5. [AlFuhaid1997] - AlFuhaid A.S., El-Sayed M.A., Mahmoud M.S., Cascaded Artificial Neural Networks for Short-Term Load Forecasting, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.12, no.4, November 1997, pp.1524-1529
6. [AlHamadi2005] - Al-Hamadi H.M., Soliman S.A., Long-term/mid-term electric load forecasting based on short-term correlation and annual growth, *Elsevier Science Direct Electric Power Systems Research*, 2005, pp.353-361
7. [AlRashidi2010] - AlRashidi M.R., El-Naggar K.M., Long term electric load forecasting based on particle swarm optimization, *Elsevier ScienceDirect Applied Energy*, 2010, pp.320-326
8. [Amjady2001]N. Amjady, "Short-Term Hourly Load Forecasting Using Time-Series Modeling with Peak Load Estimation," vol. 16, no. 3, pp. 498–505, 2001
9. [Amjady2008] - Amjady N., Keynia F., Mid-term load forecasting of power systems by a new prediction method, *Elsevier ScienceDirect Energy Conversion and Management*, 2008, pp.2678-2687
10. [Anderson 2008]-P. B. Andersen, B. Poulsen, M. Decker, C. Traeholt, J. Oestergaard, Evaluation of a generic virtual power plant framework using service oriented architecture, in: *2nd IEEE International Conference on Power and Energy*, 2008.
11. [ANRE2014]-Raport privind rezultatele monitorizarii pietei de energie electrica in luna decembrie 2014
12. [Areekul2010] - Areekul P., Senjyu T., Urasaki N., Yona A., Nest Day Price Forecastin in Deregulated Market by Combination of Artificial Neural Network and ARIMA Time Series Models, *IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, 2010, pp.1451-1456
13. [Areekul2010] - Areekul P., Senjyu T., Urasaki N., Yona A., Nest Day Price Forecastin in Deregulated Market by Combination of Artificial Neural Network and ARIMA Time Series Models, *IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, 2010, pp.1451-1456
14. [Arroyo2005] - Arroyo D., Skov K. Moraten B., Huynh Q., Accurate Elecricity Load Forecasting with Artificial Neural Networks, *IEEE International Conference on Computational Intelligence for Modelling*, 2005, pp.94-99
15. [Badri2012] - Badri A., Ameli Z., Birjandi A., Motie B., Application of Artificial Neural Networks and Fuzzy logic Methods for Short Term Load Forecasting, *Elsevier SciVerse ScienceDirect, Energy Procedia*, 2012, pp.1883-1888

16. [Bakirtzis1996] - Bakirtzis A.G., Petrakis V., Klartzis S.J., Alexiadis M.C., Malssis A.H., A Neural Network Short Term Load Forecasting Model For the Greek Power System, IEEE Transaction on Power System, vol.11, no.2, May 1996, pp.858-863
17. [Bakirtzis1996] - Bakirtzis A.G., Petrakis V., Klartzis S.J., Alexiadis M.C., Malssis A.H., A Neural Network Short Term Load Forecasting Model For the Greek Power System, IEEE Transaction on Power System, vol.11, no.2, May 1996, pp.858-863
18. [Baumann1993]-Baumann T, Germond A.J. Application of the Kohonen network to short- term load forecasting, Proceeding of the Second International forum on Application of Neural Network to Power Systems, Yokohama, Japan,1993, pp 407-412
19. [Bolturk2012] - Bolturk E., Oztay B., Sari I.U., Electricity Consumption Forecasting Using Fuzzy, Time Series, 13th IEEE International Symposium on Computational Intelligence and Informatics, Budapest, Hungary, 2012, pp. 245-249
20. [Borlea2005] - Borlea I., Vuc Gh., Jigoria-Oprea D., Kilyeni A., Bărbulescu C., Slavici T., A Rule-Based Expert System for Steady State Diagnosis of Electrical Distribution Networks, Proceedings of the 15th IEEE Mediterranean Electromechanical Conference MELECON 2010, Valletta, Malta, 2010, pp.142-147
21. [Calvert] - S. Calvert, "Integration of Demand Side Management, Distributed Generation , Renewable Energy Sources and Energy Storages Participants," Main, vol. 1.
22. [CCVPP]-Concept and Controllability of Virtual Power Plant, Eko Adhi Setiawan, University of Kassel,Germany
23. [Charytoniuk1998] - Charytoniuk W., Chen M.S., Van Olinda P., Nonparametric Regression Based Short-Term Load Forecasting, IEEE Transaction on Power Systems, vol.13, no.3, August 1998, pp.735-730
24. [Charytoniuk2000] - Chauhan B.K., Sharma A., Hanmandlu M., Neuro-Fuzzy Approach Based Short Term Electric Load Forecasting, IEEE Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005, pp.1-5
25. [Chauhan2005] - Chauhan B.K., Sharma A., Hanmandlu M., Neuro-Fuzzy Approach Based Short Term Electric Load Forecasting, IEEE Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005, pp.1-5
26. [Chen2001] - Chen H., Canizares C., Singh A., ANN-based short-term load forecasting in electricity markets, Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, vol. 2, 2001, pp.411-415.
27. [Chen2001] - Chen H., Claudio A., Canizares A.C., Ajit S. ANN- based short-Term Load Forecasting in Electricity markets, Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, vol.2, 2001, pp.411-415
28. [Chen2008] - Chen D., York M., Neural Network Based Approaches to Very Short Term Load Prediction, IEEE Power and Energy Society General Meeting Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008,pp.1-8
29. [Cho1995] - Cho M.Z., Hwang J.C., Chen C.S., Customer Short Term Load Forecasting by Using ARIMA Transfer Function Model, Proceedings of the International Conference on Energy Management and Power Delivery, vol.1,1995, pp.317-322
30. [Chow1996] - Chow T.W.S., Leung C.T., Nonlinear autoregressive integrated neural network model for short-term load forecasting, IEEE Generation, Transmission and Distribution, vol.143, 1996, pp.500-506

31. [Chow1996] - Chow T.W.S., Leung C.T., Nonlinear autoregressive integrated neural network model for short-term load forecasting, *IEEE Generation, Transmission and Distribution*, vol.143, 1996, pp.500-506
32. [Chow2004] - Chow J. H., Wu F. F., Momoh J. A., Applied mathematics for restructured electric power systems, *Optimiyation, Control, and Computational Intelligence*, Springer's Power Electronics and Power Systems Series, Series Editors: M.A.Pai and Alex M. Stankovic, 2004
33. [CodCOM] (Codul Comercial al Pietei Agro de Energie Electrica)
34. [CONECINI2004]- Conecini I, Golovanov N, Dumbrava V. Lungu I- Piata de energie electrica- Ed Agir, Bucuresti 2004
35. [Contreras2003] - Contreras J., Espinola R., Nogales F. J., Conejo A. J., ARIMA Models to Predict Next-Day Electricity Prices, *IEEE Transalation on Power Systems*, vol.18, no.3, August 2003, pp.1014-1020
36. [Dai2007] - Dai W., Wang P., Application of Pattern Recognition and Artificial Neural Network to Load Forecasting in Electric Power System, 3th International Conference on Natural Computation, vol.1, August 2007, pp.381-385
37. [Delgado2014] - Delgado R., Gil P. Selecting and Combining Models with Self-Organizing Maps for Long-Term Forecasting of Chaotic Time Seris, *IJCNN International Joint Conference on Neural Networks*, 2014, pp.2616-2623
38. [DG]-Distributed Generation, N.Jenkins, J.B Ekanayake, G.Strabac, The institution of Engineering and Tehnology, 2010
39. [DVPPOD]-Developing Virtual Power Plant for Optimized Distributed Energy Resources Operation and Integration- Shi You, Tehnical University of Danmark, 2010
40. [EIA2013] - STATEGIA ENERGETICA
41. [Enayatifar2013] - Enayatifar R., Sadaei H.J., Abdullah A.H., Gani A., Imperialist competitive algorithm combined with refined high-order weighted fuzzy time serie (RHAWFTS-ICA) for short term load forecasting, *Elsevier ScienceDirect Energy Conversion and Management*, 2014, pp.1104-1116
42. [Eremia2006] - Eremia M., *Electric Power Systems. Vol I: Electric networks*, Editura Academiei Române, București, 2006.
43. [ESE2011]-Elemente de strategii energetice pentru perioada 2011-2035. Directii si obiective strategice in sectorul energiei electrice Ministerul Economiei, Comertului si mediului de Afaceri
44. [Fan1994] - Fan J.Y., McDonald J.D., A Real-Term Implementation of Short-Team Load Forecasting for Distribution Power System. *IEEE Transaction on Power Systems*, vol.9, no.9, May 1994, pp.988-994
45. [Fan2012] - Fan S., Hyndman I.R., Short-Term Load Forecasting Based on a Semi-Parametric Additive Model, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.27, no.1, February 2012, pp.134-141
46. [Farahat2005] - Farahat M. A., Long-Rerm industrial load forecasting and planning using neural networks technique and fuzzy interference method, *UPEC, 39th International Universities Power Engineering Conference*, vol.1, 2004, pp.368-372
47. [Feinberg2002] - Feinberg E.A., Hajagos J.T., Genethliou D., Load Pocket Modeling, *Proceedings of the 2nd IASTED International Conference: Power andnEnergy Systems, Crete, 2002*, pp. 50-54
48. [Feinberg2003] - Feinberg E.A., Hajagos J.T., and Genethliou D., Statistical Load Modeling. *Proceedings of the 7th IASTED International Multi- Conference: Power and Energy Systems, Palm Springs, CA, 2003*, pp. 88-91

49. [Fezzi2005] Carol Fezzi – Modele economice pentru analiza pietelor de electricitate, Universitatea Di Bologna, 2005
50. [Ganyun2006] - Ganyun L.V., Xiaodong W., Yuanyuan J., Short-Term Load Forecasting in Power System Using Least Squares Support Vector Machine, Computational intelligence, theory and applications, Part 4, Springerlink, 2006, pp.117-126.
51. [Gross1987] - Gross G., Galiana F. D., Short Term Load Forecasting, Proceedings of IEEE, vol.75, no.12, December 1987, pp.1558-1573
52. [GUV]- Guvernul Romaniei, Departamentul de Energie, Strategia energetica a Romaniei 2014
53. [Guv2013]- www. Cdep.ro
54. [GuvR2011] - elemente de strategie energetic pentru perioada 2011-2035. Directii si obiective strategice in sectorul energiei electrice, Ministerul Economiei si Finantelor
55. [Haida1994] - Haida T., Muto S., Regression Based Load Forecasting Using a Transformation Technique, IEEE Transaction on Power Systems, vol.9, no.4, November 1994, pp.1788-1794
56. [Haque2007] - Haque M.T., Kashtiban A.M., Application of Neural Networks in Power Systems, International Journal of Electrical, Electronic Science and Engineering, vol.1, no.6, 2007, pp.767-771
57. [Hayati2007] - Hayati M., Shirvany Y., Artificial Neural Network Approach for Short Term Load Forecasting for Illam Region, World Academy of Science, Journal of Engineering and Technology, Vol. 28, 2007, pp.280-284.
58. [He2006] - HeY.J., Zhu Y.C., Duan D.X., SunW., Application of Neural Network Model Based on combination of Fuzzy Classification and Input Selection in Short Term Load Forecasting, IEEE International Conference on Machine Learning and Cybernetics, 1987, pp. 3152-3156
59. [Hippert2001] - Hippert H. S., Pedreira C. E., Souza R. C., Neural Networks for Short-term Load Forecasting: A Review and Evaluation, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 1, 2001, pp.44-55.
60. [Hippert2001] - Hippert H.S., Pedreira C.E., Souza R.C., Neural networks for shortterm load forecasting: a review and evaluation, IEEE Transactions Power Systems, vol.1, issue1, 2001, pp.44-55
61. [Hong2013] - Hong Y., Xia C., Zhang S., Wu L., Zhu H., Load Forecasting Using Elastic Gradient Descent, ICNC 9th International Conference on Natural Computation, 2013, pp.247-251
62. [Hong2013] - Hong Y., Xia C., Zhang S., Wu L., Zhu H., Load Forecasting Using Elastic Gradient Descent, ICNC 9th International Conference on Natural Computation, 2013, pp.247-251
63. [Hu2009] - Hu Y., Ji H., Song X., To Forecast Short-term Load in Electric Power System Based on FNN, IEEE 6th International Conference on Fuzzy Systems and Knowledge Discovery, 2009, pp.474-478
64. [Hyde1997] - Hyde O., Hodnett P.F., An Adaptable Automated Procedure for Short-Term Electricity Load Forecasting, IEEE Transaction on Power Systems, vol.12, no.1, February 1997, pp.84-93
65. [Ismail2013] - Ismail M.M., Hassan M.A.M., Artificial Neural Network Based Approach Compared with Stochastic Modelling for Electrical Load Forecasting Proceeding of International Conference on Modelling, Identification & Control, 2013, pp.112-118
66. [Jigoria 2009c]- Jigoria-Oprea, Lustrea B, Borlea I, Kilyeni S, Andea P, Barbulescu C Human-machine interface designed for daily load short term

- forecasting using Recursive Artificial, Neural Network Proceedings of the 9th WSEAS International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines, Genoa, Italy, 2009, pp 71-74
67. [Jigoria2009a] - Jigoria-Oprea D., Luștrea B., Borlea I., Kilyeni Șt., Andea P., Bărbulescu C., Short term daily load forecasting using recursive ANN, Proceedings of the IEEE International Conference Eurocon 2009, Sankt Petersburg, Russia, 2009, pp.646-651.
 68. [Jigoria2009b] - Jigoria-Oprea D., Luștrea B., Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Kilyeni A., Simo A., Daily load forecasting using recursive Artificial Neural Network vs. classic forecasting approaches, Proceedings of the 5th International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics 2009, Timisoara, Romania, 2009, pp.487-490.
 69. [Jigoria2009c] - Jigoria-Oprea D., Luștrea B., Borlea I., Kilyeni Șt., Andea P., Bărbulescu C., Human-machine interface designed for daily load short term forecasting using Recursive Artificial Neural Network, Proceedings of the 9th WSEAS International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines, Genoa, Italy, 2009, pp.71-74.
 70. [Jigoria2009d] - Jigoria-Oprea D., Luștrea B., Borlea I., Daily Load Forecast Using ANN for Different Uncertainty Level Loads, The 11th Edition of the Academic Days of Timisoara, Scientific Bulletin of the Politehnica University of Timisoara, Transactions on Power Engineering, Special Issue, 2009, pp.55-58.
 71. [Jin2010] - Jin X., Dong Z., Wu J., Wang J., An Improved Combined Forecasting Method for Electric Power Load Based on Autoregressive Integrated Moving Average Model, IEEE International Conference of Information Science and Management Engineering, vol.2, 2010, pp.476-480
 72. [Kaestle2006] - G. Kaestle, Virtual power plants as real chp-clusters: a new approach to coordinate the feeding in the low voltage grid., in: 2nd International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, 2006.]
 73. [Khatib2007]Khatib, S.E. and Galiana, F.D., "Negotiating Bilateral Contracts in Electricity Markets," Power Systems, IEEE Transactions on, Vol. 22 , Issue 2, 2007
 74. [Khotanzad1997] - Khotanzad A., Afkhami-Rohani R., Lu T.L., Abaye A., Malcom I.M., Dominic J.M., ANNSTLEF – A Neural Network-Based Electric Load Forecasting System, IEEE Transaction on Neural Networks, vol.8, no.4, Julz 1997, pp.835-845
 75. [Khotanzad1998] - Khotanzad A., Afkhami-Rohani R., Maratukulam D., ANNSTLEF Artificial Neural Network Short- Term Load Forecasting, IEEE Transaction on Power Systems, vol.13, no.4 Nivember 1998, pp.1413-1422
 76. [Kilyeni2004] -] Kilyeni Șt., Metode numerice. Algoritme, programe de calcul, aplicații în energetică, Ed. A 4-a, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2004.
 77. [Kilyeni2011] Kilyeni Șt., Metode numerice. Algoritme, programe de calcul, aplicații în energetică, Ed. a 4-a, Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 2011
 78. [Kim2000] - Kim K.H., Youn H.S., Kang Y.C., Short-Term Load Forecasting for Special Days in Anomalous Load Conditions Using Neural Networks and Fuzzy Inference Method, IEEE Transactions on Power Systems, vol.15, no.2, May 2000, pp.559-565
 79. [Lauret2012] - Lauret P., Mathieu D., Didier C., Nonlinear Models for Short-Time Load Forecasting, Elsevier SciVerse ScienceDirect Energy Procedia, 2012, pp.1404-1409

80. [Lazaroiu2015] - Lazaroiu G.C.; Dumbrava, V.; Roscia, M.; Zaninelli, D., Energy trading optimization of a virtual power plant on electricity market, *Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)*, 2015, Bucharest
81. [Leca 1997]-Principii de management energetic-Aureliu Leca, Ed. Tehnica,1997
82. [IESE]-Elemente de strategie energetică pentru perioada 2011 – 2035
83. [Li2012] - Li Y., Hu N., Li G., Yao X., Forecasting Mineral Commodity Prices with ARIMA-Markov Chain, *IEEE 4th International Conference on Intelligent Human- Machine Systems and Cybernetics*, 2012, pp.49-52
84. [Li2012] - Li Y., Hu N., Li G., Yao X., Forecasting Mineral Commodity Prices with ARIMA-Markov Chain, *IEEE 4th International Conference on Intelligent Human Machine Systems and Cybernetics*, 2012, pp.49-52
85. [Liu2006] - Liu F., Findlay D.R., Song Q., A Neural Network Based Short Term Electric Load Forecasting in Ontario Canada, *IEEE International Conference on Computation intelligence for Modelling Control and Automation, and International Conference on Intelligent Agent*, 2006,pp.1-7
86. [Lu2004] - Lu J.C., Niu D.X., Jia Z.Y., A study of Short-Term Load Forecasting Bades on ARIMA-ANN, *Proceedings of the 3rd Intrenational Cnference on Machine Learning and Cybernetics*, August 2004, pp.3183-3187
87. [Lu2004] - Lu J.C., Niu D.X., Jia Z.Y., A study of Short-Term Load Forecasting Bades on ARIMA-ANN, *Proceedings of the 3rd Intrenational Cnference on Machine Learning and Cybernetics*, August 2004, pp.3183-3187
88. [Lustrea2001] - Luștrea B., Prognoza consumului de energie, *Centrul de formare continuă energie mediu*, Editura AGIR, București, 2001.
89. [Mahmoud2008] - Mahmoud H.M., Elkhodary S.M., ElDebeiky S., Special Features of Energz Forcast Methodology in Fast Growing countries, *IEEE 12th International Middle-East Power System Conference*, 2008, pp. 555-558
90. [Manoj2014a] - Manoj P.P., Shah A.P., Competitive study of Fuzzy Logic and ANN for Short Term Load Forecasting, *International Journal of Research in Engineering and Technology*, vol.3, issue.4, 2014, pp.448-454
91. [Martos2013] - Martos C., Sanchez M.J., A Dynamic Factor Model for Mid-term Forecasting of Wind Power Generation, *EEM 10th International Conference on the European Energy market*, 2013, pp.1-7
92. [Momoh1997] - Momoh, J.A., Yanchun W., Elfayoumy M., Artificial neural network based load forecasting, *Proceeding of IEEE International Conference on Computational Cybernetics and Simulation*, Vol. 4, 1997,pp.3443-3451.
93. [Moturi2013] - Moturi C.A., Kioko F.K., Use of Artificial Neural Networks for Short-Term Electricity Load Forecasting of Kenya National Grid Power System, *International Journal of Computer Applications*, vol.63, no.2, Februaru 2013, pp.25 30
94. [Murto1998] -] Murto P., Neural network models for short-term load forecasting, *Master's Thesis*, Helsinki University of Technology, Finland, 1998.
95. [Nemes]- Restructurarea sist. Electroenergetice
96. [Niu2005] - Niu D.X., Wang H.Q., Gu Z.H., Short-Term Load Forecasting using General Regression Neural Network, *Proceeding of the 4th International Conference on MachinLearning Cybernetics*, August 2005, pp.4076-4082
97. [Nogales2002] - Nogales J. Francisco, Conejo J. Antonio, Espinola Rosario, Forecasting Next-Day Electricity Prices by Time Series Models, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.17, no.2, May 2002, pp.342-348
98. [ODRBPMVPP] -[Optimal Demand Response Bidding and Pricing Mechanism: Application for a Virtual Power Plant = __06617315.pdf

99. [Osman2009] - Osman Zainab, Awad L. Mohamed, Mahmoud K. Tawfik, Neural Network Based Approach for Short-Term Load Forecasting, IEEE Power Systems Conference and Exposition, 2009, pp.1-8
100. [Osman2009] - Osman Zainab, Awad L. Mohamed, Mahmoud K. Tawfik, Neural Network Based Approach for Short-Term Load Forecasting, IEEE Power Systems Conference and Exposition, 2009, pp.1-8
101. [Pandžić 2013] - H. Pandžić, I. Kuzle, and T. Capuder, "Virtual power plant mid-term dispatch optimization," Applied Energy, vol. 101, pp. 134-141, Jan. 2013.
102. [Papadakis1989] Papalexopoulos D.A., Hesterberg C.T., A Refresh-Based Approach to Short-Term System Load Forecasting, IEEE Transaction on Power System, 1989, pp.416-423
103. [Papalexopoulos1994] - Papalexopoulos A.D., Hao S., Peng T.M., An Implementation of a Neural Network Based Load Forecasting Model for the Ems, IEEE Transaction on Power System, vol.9, no.7, May 1994, pp.1956-1962
104. [Papalexopoulos1989] - Papalexopoulos D.A., Hesterberg C.T., A Refresh-Based Approach to Short-Term System Load Forecasting, IEEE Transaction on Power System, 1989, pp.416-423
105. [PCCB] (Piata de energie,2010)
106. [PCCB]-(opcom)
107. [PCCB]-(Regulament privind cadrul organizat de tranzactionare a contractelor bilateral de energie electrica)
108. [PCCB](Regulamentului privind modalitățile de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă și negociere continuă și prin contracte de procesare) 13.Piata intreconectata-Procedura operational-Alocarea capacitatii de interconexiune a SEN cu sisteme electroenergetice vecine)
109. [Peng1992] - Peng T.M., Hubele N.F., Karady G.G., Advancement in the Application of Neural Networks for Short-Term Load Forecasting, IEEE Transactions on Power Systems, vol.7, no,1, February 1992, pp.250-257
110. [Plancke2015]-Plancke, G.; De Vos, K.; Belmans, R.; Delnooz, A. ,virtual power plants: Definition, applications and barriers to the implementation in the distribution system, European Energy Market (EEM), 2015 12th International Conference, Lisbon
111. [Potential2013]-Potential energetic-www. Construction21.eu- Potential energetic solar al Romaniei,2013
112. [PPManagement2009] - P. P. Management, "A Direct Load Control Model for Virtual Power Plant Management," vol. 24, no. 2, pp.959-966, 2009
113. [PSD]-PLAN DE DEZVOLTARE A RET PERIOADA 2014-2035
114. [PZU] (Aspecte privind integrarea pietei de energie electrica in cadrul pietei pan-europene,2013)
115. [PZU2013](Procedura operationala privind functionarea pietei pentru ziua urmatoare de energie electrica,2013)
116. [Qingle2010] - Qingle P., Min Z., Very Short-Term Load Forecasting Based on Neural Network and Rough Set, International Conference on Intelligent Technology and Automation, 2010, pp.1132-1135
117. [Qingle2010] - Qingle P., Min Z., Very Short-Term Load Forecasting Based on Neural Network and Rough Set, International Conference on Intelligent Technology and Automation, 2010, pp.1132-1135
118. [Quaiyum2011] - Quaiyum S., Khan Y.I., Rahman S., Barman P., Artificial NeuralNetwork based Short Term Load Forecasting of Power System,

- Internationa l Journal of Computer Application, vol.30, no.4, September 2011, pp.1-7
119. [Ramezani2005] - Ramezani M., Falaghi H., Haghifam M.R., Short-Term Electric Load Forecasting Using Neural Networks, The International Computer as a Tool, EUROCON, vol.2, 2005, pp.1525-1528
 120. [Ramos2013] - Ramos S., Doares J., Vale Z., Ramos S., Short-Term Load Forecasting Based on Load profiling, IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 2013, pp.1-5
 121. [Ramos2013] - Ramos S., Doares J., Vale Z., Ramos S., Short-Term Load Forecasting Based on Load profiling, IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 2013, pp.1-5
 122. [Rap dec2014] Raport privind rezultatele monitorizarii pietei de energie electrica in luna decembrie 2014)
 123. [Rap ian2013]-(Raport privind rezultatele monitorizarii pietei de energie electrica in luna ianuarie 2013)
 124. [Romera2006] - Romera E., Moran-Jaramillo A.M., Carmona-Fernandez D., Monthly Electric Energy Demand Forecasting Based on Trend Extraction, IEEE Transactions on Power Systems, vol.21, no.4, November 2006, pp.1946-1953
 125. [Rothe2009] - Rothe J. P., Wadhwani A. K., Wadhwani S., Short term Load Forecasting Using Multi Parameter Regression, International Journal of Computer Science and Information Security, vol.6, no.2, 2009, pp.303-306
 126. [Rui1995] -] Rui Y., El-Keib A.A., A review of ANN-based short-term load forecasting models, Proceedings of the 27th Southeastern Symposium on System Theory, USA, 1995, pp.78-82
 127. [Rui1995] - Rui Y., El-Keib A.A., A review of ANN-based short-term load forecasting models, Proceedings of the 27th Southeastern Symposium on System Theory, USA, 1995, pp.78-82.
 128. [Ruibal2006] Claudio M. Ruibal - Variația prețului electricității în piețe liberalizate, Universitatea Pittsburgh, 2006
 129. [Sarangi2009] - Sarangi P.K., Singh N., Deepak S., Chauhan R.K., Singh R, Short term load forecasting using neurogenetic hybrid approach: results analysis with different network architectures, Journal of Theoretical and Applied Information Technology, JTAIT, Vol. 10, No.2, 2009, pp.109-116.
 130. [SE2007]- Strategia Energetica a Romaniei in perioada 2007-2010, Ministerul Economiei, Comertului si Turismului, varianta16, Mai 2007
 131. [Sen 2014]- Strategia Energiei Nationale Servicii de Consultanta specializate necesare pentru elaborarea Strategiei Mationale pentru perioada 2014-2013 si perspectiva pentru 2050
 132. [Senjyu1998] - Senjyu T., Higa S., Uezato K., Future Load Curve Shaping Based on Similarity Using Fuzzy Logic Approach, IEEE Generation, Transmission and Distribution, vol.145, 1998, pp.375-380
 133. [Senjyu2004] - Senjyu T., Mandal P., Uezato K., Funabashi T., Next Day Load Curve Forecasting using Recurent Neural Network Structure, IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, vol.151, Issue 3, May 2004, pp.388-394
 134. [Senjyu2004] - Senjyu T., Mandal P., Uezato K., Funabashi T., Next Day Load Curve Forecasting using Recurent Neural Network Structure, IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, vol.151, Issue 3, May 2004, pp.388-394
 135. [Senjyu2005] - Senjyu T., Mandal P., Uezato K., Funabashi T., IEEE Transalation on Power Systems, vol.20, no.1, February 2005, pp.102-109

136. [Senjyu2005] - Senjyu T., Mandal P., Uezato K., Funabashi T., IEEE Transalation on Power Systems, vol.20, no.1, February 2005, pp.102-109
137. [Shahidehpour2002] - Shahidehpour M., Hatim Z., Li Y., Market Operation in Electric Poewr System, Forecasting, Scheduling, and Risk Management, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New Zouk, publication A John Wilez & Sons, 2002
138. [Srivastava1997] - Srivastava S.C., Veankataraman D., Short-Term Load Forecasting using Recurrent Neutral Networks, Proceeding of the 4th International Conference on Advances in Power System Control, Operational and Management, 1997,pp.145-150
139. [Stud. Priv. ev. Pot]-Stud. Priv.ev.pot-Studiu privind evaluarea potentialului energetic actual al surselor regenerabile de energie in Romania, identificarea celor mai bune locatii pentru dezvoltarea investitiilor in producerea de energie electrica neconventionala
140. [Unger2012]-Unger, D.; Spitalny, L.; Myrzik, J.M.A., Voltage control by small hydro power plants integrated into a virtual powerplant, Energytech, 2012 IEEE, Cleveland, OH
141. [Vermaak1998] - Vermaak J., Botha E.C., Recurrent Neural Networks for Shortterm Load Forecasting, IEEE Transactions on Power Systems, vol.13, no.1, February 1998, pp.126-132
142. [VPP]-www.siemens.com- Virtual Power Plant
143. [Vuc2003]-Vuc Gheorghe – Elasticitatea cererii în raport cu prețul energiei electrice, Universitatea "Politehnica" Timișoara, 2003
144. [Vuc2004]-Vuc Gheorghe – Gestiunea energiei și managementul proiectelor energetice, Editura Politehnica, Timișoara, 2004* Reactia cererii
145. [Wang2008] - Wang W., Cheng C., Qiu L., Genetic Programming with Rough Sets Theory for Modeling Short-term Load Forecasting, IEEE 4th Intrenational Conference on Natural Computation, 2008, pp.306-310
146. [Wang2010] - Wang J., Zhu S., Zhang W., Lu h., Combined Modeling for Electric Load Forecasting with Adaptive particle Swarm Optimization, Elsevier Energy, 2010, pp.1671-1678
147. [Xiao1995] - Xiao B., McLaren G.P., An Artificial Neural Network for Short Term Load Forecasting, IEEE WESCANEX PROCEEDINGS, pp.129-132
148. [Xiao2009] - Xiao Z., Ye S.J., Zhong B., Sun C.X., BP Neural Network with rough set for Short Term Load Forecasting, Elsevier ScienceDirect Expert Systems with Applications, 2009, pp.273-279
149. [Xinhui 2010] - Xinhui D., Liang W., Jiancheng S., Yan Z., Application of Neural Network and Support Vector Machines to Power System Short-term Load Forecasting, IEEE International Conference on Computational Aspects of Social Networks, 2010, pp.729-732
150. [Yalcinoz 2004- Yalcinoz T., Eminoglu U., Short term and medium term power distribution load forecasting by neural networks, Energy Conversion and Management 46, Elsevier, 2004, pp.1393-1405,
151. [Yang1998] - Yang H.T., Huang C.M., A New Short- Term Load Forecasting Approach Using Self-Organizing Fuzzy ARMAX Model, IEEE Transaction on Power Systems, vol.13, no.1, Februarz 1998, pp.217-225
152. [Yang1998] - Yang H.T., Huang C.M., A New Short- Term Load Forecasting Approach Using Self-Organizing Fuzzy ARMAX Model, IEEE Transaction on Power Systems, vol.13, no.1, Februarz 1998, pp.217-225

153. [Yi2011] - Yi M., Fan Y., Caiping W., Application of BP Network to Short-term Power Load Forecasting Considering Weather Factor, International Conference on Electric Information and Control Engineering, pp.172-175
154. [You2009] - S. You, S. Member, C. Træholt, and B. Poulsen, "A Market-Based Virtual Power Plant," pp. 460–465, 2009.
155. [Yun2008] - Yun Z., Quan Z., Caixin S., Shaolan L., Yuming L., Yang S., RBF Neuronal Network and ANFIS-Based Short-Term Load Forecasting Approach in Real Time Price Environment, IEEE Transactions on Power Systems, vol.23, no.3, August 2008, pp.853-858
156. [Zadrili2011] - M. Zdrili and B. Constants, "The Mixed-Integer Linear Optimization Model of Virtual Power Plant Operation," no. May, pp. 467–471, 2011.
157. [Zebulum1995] - Zebulum S.R., Vellasco M., Pachecot A.M., Guedes K., A Multistep Hourly Load Forecasting System using Neural Nets, Proceedings of the 38th Midwest Symposium on Circuits and Systems, vol.1, August 1995, pp.461-464
158. [Zhang2008] - Zhang D., Song H., Chen P., Stock Market Forecasting Model Based on A Hybrid ARMA and Support Vector Machines, IEEE 15th International Conference on Management Science & Engineering, USA, September 2008, pp.1312-1317
159. [Zhang2008] Zhang D., Song H., Chen P., Stock Market Forecasting Model Based on A Hybrid ARMA and Support Vector Machines, IEEE 15th International Conference on Management Science & Engineering, USA, September 2008, pp.1312-1317

SINTEZĂ PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII

A. Lucrări științifice publicate în reviste indexate ISI

1. Vuc G., Băloi F., **Lițcanu M.**, Adapting Methods of Student Evaluation and Grading in Electrical Power Engineering, Procedia- Social and Behavioral Sciences, Vol.191, pp 147-151, June 2015 of the 6th World Conference on Education Sciens, WCES 2014 , Valeta, Malta,
2. **Lițcanu M.**, Proștean O., Oros C., Mnerie A.V., Brain-Writing VS Brainstorming Case Study For Power Engineering Education, Procedia- Social and Behavioral Sciences, Vol.191, pp 387-390, June 2015 of the 6th World Conference on Education Sciens, WCES 2014 , Valeta, Malta,
3. Pop O., Șurianu F.D, Deacu A, Dobre B, **Lițcanu M.**, Correlation Between Learning Methods- Understanding Degree for Optimization Techniques in Power Systems Courses, Procedia- Social and Behavioral Sciences, Vol.191, pp 568-573, June 2015 of the 6th World Conference on Education Sciens, WCES 2014 , Valeta, Malta,

B. Lucrări științifice publicate în volumele unor manifestări științifice (Proceedings) indexate ISI Proceedings

1. Solomonesc F., Barbulescu C. Kilyeni S., **Litcanu M.**-Genetic algorithms. Power systems applications, Proceedings of the 6th International Conference on Human System Interaction, Polonia, 2013, pp.407-414.

C. Lucrări științifice publicate în volumele unor manifestări științifice (Proceedings) indexate BDI

1. **Litcanu M.**, Andea P., Mihai F. I.F.- Fuzzy logic controller for permanent magnet synchronous machines 13th International Symposium on Applied Machine Intelligence and Informatics, Slovacia, 2015, pp. 261-265.

D. Lucrări științifice publicate în volumele unor manifestări științifice

1. Andea P., Dulca O., Kilyeni Ș, **Lițcanu M.**, Cost Allocation of Transmission Systems of Reactive Power, Mioveni, 2010
2. **Lițcanu M.**, Frigură-Iliasa F., Same Aspects about Forces Applied to Electric Conductors on Ferromagnetic environment, The 16th International Symposium, ACMV 2012, Timișoara, România.